Petrographic and geochemical study integrated coal and shale gas from Sabinas basin and Chihuahua in northern Mexico: estimation of gas methane resources

Francisco de La O Burrola

▶ **To cite this version:**

Francisco de La O Burrola. Petrographic and geochemical study integrated coal and shale gas from Sabinas basin and Chihuahua in northern Mexico: estimation of gas methane resources. Earth Sciences. Université de Lorraine, 2013. Español. NNT : 2013LORR0233 . tel-01750526

HAL Id: tel-01750526
https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01750526

Submitted on 29 Mar 2018

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr

LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4
Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10
http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php
http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm

École doctorale: RP2E (Ressources, Produits, Procédés et Environnements)
Collegium Sciences et Technologies
Laboratoire GeoRessources, BP 70239, 54506 Vandoeuvre-lès-Nancy
Servicio Geológico Mexicano, Mexique.

THESE

Pour l'obtention du grade de docteur de l'Université de Lorraine
(Spécialité: Géosciences)

Par

Francisco De La O Burrola

Étude pétrographique et géochimique intégrée du charbon et de shale à gaz du bassin Sabinas et de Chihuahua au nord du Mexique: estimation des ressources en gaz méthane.

Présentée et soutenue publiquement le 14/12/13. 14h30

Composition du Jury :

Rapporteurs:	M. Manuel Lemos De Sousa	Professeur, CIAGEB, Universidad Fernando Pessoa, Porto Portugal.
	M. José Ramón Mas Mayoral	Professeur, Facultad de Ciencias Geologicas, Universidad Complutense de Madrid.
Directeur de thèse:	M. Luis Martinez	Professeur, Georessources, Université de Lorraine, France
Examinateurs:	M. Jacques Pironon	DR-CNRS, Georessources, Universite de Lorraine, France
invités:	M. Angel Marquez	Directeur du Minerales energeticos, SGM. Mexique.
	M. Rogelio Muñoz Cisneros	Coordinateur de projet oriental, active intégrale Burgos PEP-Pemex, Mexique.
	M. Eduardo Gonzalez	Professeur Universidad Nacional Autonoma de México, Mexique
	M. Luis Camacho	Professeur, ESI, Universidad Autonoma de Coahuila., Mexique

Contenido

Contenido....0
Résumé. 6
Abstract. 8
Resumen....10
Introducción general....12
Objetivos. 16
PARTE 1.- GENERALIDADES 18
CAPITULO 1.- Caracterización de la materia orgánica....19
1.- Generalidades sobre la MO sedimentaria 20
1.1.- La materia orgánica sedimentaria....20
1.2.- El Kerógeno, Composición y Naturaleza....21
1.3.- Tipos de kerógeno....22
1.4.- El kerógeno de tipo I 22
1.5.- El kerógeno de tipo II 22
1.6.- El kerógeno de tipo III....22
1.7.- El Diagrama de van Krevelen....23
1.8. Evolución de la materia orgánica, (diagénesis, catagénesis y metagénesis) 24
1.8.1.-La Diagénesis....24
1.8.2.-La Catagénesis 25
1.8.3.-La Metagénesis....25
1.9.- El Carbón....26
1.9.1 Condiciones para explotar gas de carbón 27
1.9.2. Principales diferencias entre un yacimiento convencional (petróleo) y los yacimientos de carbón 27
1.9.3 Génesis de gas en capas de carbón....28
1.9.4. Rango del carbón....29
1.9.5. Los macerales del carbón 29
1.9.6. Litotipos....30
1.10. Shale gas 31
CAPITULO 2....33
Procesos analíticos utilizados....33
2. Procesos analíticos utilizados....34
2.1. Introducción....34
2.2. Preparación del muestreo 35
2.2.1.- Colección y preparación del muestreo 35

2.2.2. Preparación de briquetas....36
2.3. Métodos geoquímicos....37
2.3.1 - Pirólisis Rock-Eval® 6....37
2.3.2.- Análisis Inmediato y Elemental....39
2.3.3 - Isótopos δ13C en Gas de Carbón....40
2.3.3.1.- Los Isotopos....40
2.3.3.2.- Principios básicos de espectrometría de masas....42
2.3.3.3. Estándares internacionales de medición isotópica....43
2.3.3.4.- Isotopía de C....44
2.3.3.5. Técnica de Extracción del gas en isotubos....45
2.4. Análisis de petrografía....46
2.4.1. Introducción....46
2.5 - Petrografía Orgánica....47
2.5.1. Poder reflector de la vitrinita....47
2.5.2 Microscopia de fluorescencia de la materia orgánica....51
2.5.3 Microscopia en fluorescencia de inclusiones fluidas....52
2.5.4. Análisis de inclusiones fluidas....52
2.5.5 - Análisis de Imágenes....56
2.5.6 - La Microscopia Electrónica de Barrido, (MEB)....58
2.6. Modelado numérico....59
2.6.1. Modelado numérico 1D....59
2.6.2. Modelado geoquímico 2D....60
PARTE 2....62
GEOLOGIA DE LAS CUENCAS ESTUDIADAS....62
CAPITULO 3....63
Geología de las cuencas de Sabinas y Chihuahua....63
3.1.- Marco Geológico regional de la Cuenca de Sabinas....64
3.2.- Marco geológico de la Cuenca de Sabinas....64
3.3.- Localización....64
3.4.- Historia tectónica de la cuenca de Sabinas....65
3.4.1.- Fallas San Marcos y La Babia....72
3.4.2.- Deformación y magmatismo Cenozoicos del norte de México....74
3.4.3.- Volcanismo alcalino intraplaca en la Cuenca de Sabinas....75
3.4.4.- Historia geológica-sedimentaria de la región NE de México (Bloque de Coahuila, Golfo de Sabinas y Península de Tamaulipas)....78
3.5. Estratigrafía de la Cuenca de Sabinas....97
3.5.1. El Jurásico....99

3.5.2. Formación La Casita, (Kimmeridgiano-Titoniano- Portlandiano) 99
3.5.3 Formación Olvido (Oxfordiano) 100
3.6.- El Cretácico 101
3.6.1.- Formación Menchaca (Berriasiano-Valanginiano) 101
3.6.2 Formación Barril Viejo (Valanginiano) 102
3.6.3 Formación Padilla (Hauteriviano Medio-Superior) 103
3.6.4. Formación La Mula, (Hauteriviano-Barremiano) 104
3.6.5.- Formación La Virgen (Neocomiano Superior) 105
3.6.6- Formación Cupido (Barremiano Superior) 106
3.6.7. Formación La Peña (Aptiano Superior) 108
3.6.8. Formación Tamaulipas Superior, (Albiano-Cenomaniano) 109
3.6.9. Formación Kiamichi, (Albiano Medio-Superior) 110
3.6.10. Formación Georgetown, (Cenomaniano) 111
3.6.11. Formación Del Río (Cenomaniano temprano) 113
3.6.12. Formación Buda, (Cretácico Tardío, Cenomaniano) 113
3.6.13. Formación Eagle Ford, Cenomaniano-Turoniano 116
3.6.14. Formación Austin, Coniaciano- Santoniano 117
3.6.15. Formación Upson, (Grupo Taylor), Campaniano 118
3.6.16. Formación Olmos, (Grupo Navarro), Maastrichtiano 119
3.6.17. Formación San Miguel, (Campaniano Sup.) 121
3.6.18. Formación Escondido, (Grupo Navarro), Maastrichtiano 122
3.7.- Los yacimientos de carbón mineral en la Cuenca de Sabinas 124
3.7.1.- Características petrográficas y fisicoquímicas del carbón 125
3.7.2.- La producción actual de carbón en la Cuenca de Sabinas 126
3.8.- Sistemas de generación de gas en la cuenca de sabinas 126
3.8.1.- El sistema generador del gas asociado a carbón (GAC) en la cuenca de Sabinas 127
3.9.- Sistema petrolero en la cuenca de Sabinas 128
3.9.1- Las Rocas Madres 129
3.9.2.- Las rocas reservorio y sello 130
GENERALIDADES DE LA CUENCA DE CHIHUAHUA. 131
3.10- La Cuenca de Chihuahua. 132
3.10.1.- Localización. 133
3.11.- Marco Geológico de la Cuenca de Chihuahua 133
3.11.1.- La Cuenca de Chihuahua 133
3.11.2.- Marco Geodinámico 134
3.12.- Geología Regional, (Estratigrafía) 136

3.12.1.- Mesozoico....137
3.12.2.- Triásico-Jurásico Medio....137
3.12.3- Conglomerado Polimíctico (TRJm Cgp)....137
3.13. Jurásico....137
3.13.1.- Formación La Casita (Jurásico Sup.)....137
3.13.2.- Cretácico Inferior....138
3.13.3.- Formación Navarrete....138
3.13.4.- Formación Las Vigas....139
3.13.5.- Formación Cuchillo: (Grupo Cuchillo), (La Virgen, Cupido y Peña)....140
3.13.6.- Grupo Aurora. (Coyame, Benigno, Walnut y Finlay)....142
3.13.7.- Formación Benavides....144
3.13.8.- Formación Loma de Plata....145
3.13.9.- Grupo Washita....145
3.13.10.-Formación Ojinaga....146
3.13.11.- Formación San Carlos, Cretácico Tardío (Coniaciano-Maastrichtiano)....147
3.13.12.- Formación Picacho....151
3.13.13.- Formación Sacramento....151
3.14.- Los Carbones de la Cuenca de Chihuahua....152
3.15. Sistema petrolero en la Cuenca de Chihuahua....153
3.15.1.- Rocas Generadoras....153
3.15.2.- Rocas Almacenadoras....153
PARTE 3. RESULTADOS....155
Capítulo 4. Campañas de muestreo para las cuencas de Sabinas y Chihuahua....156
4.1.- Campañas de muestreo....157
4.2.- Muestreo en la Cuenca de Sabinas....157
4.3.- Muestreo de carbón....158
4.4.- Muestreo de gas de carbón....162
4.5 Muestreo en la Cuenca de Chihuahua....164
4.5.1. Zonas de muestreo....165
Capítulo 5. Análisis petrográficos, geoquímicos y de modelado de la Cuenca de Sabinas....168
5.1.- Resultados de los análisis de laboratorio....169
5.1.2 Análisis Geoquímicos....169
5.1.3.- Pirólisis Rock-Eval® 6 (Bulkrock) de la Cuenca de Sabinas....169
5.1.4.- Estimación de "Gas-in-Place" para mantos de carbón, Cuenca Sabinas....181
5.1.5.- Análisis elemental....183
5.1.6.- Isótopos δ13C en gas de carbón....185
5.1.7.- Análisis petrográficos....190

5.1.8. Análisis de reflectancia....190
5.1.9.- Microscopia de Fluorescencia....193
5.1.0.- Microscopia en transmisión y fluorescencia de inclusiones fluidas....195
5.2.- Modelado numérico de los sistemas generadores de gas natural profundos de la Cuenca de Sabinas....199
5.2.1.- Modelado numérico de la Cuenca de Sabinas....199
5.2.2.- Determinación del flujo de calor....221
5.2.2.1. Metodología para estimar el flujo de calor....222
5.2.2.2. Resultados de la estimación del flujo de calor....226
5.3; Resultados del modelo 1D....226
Capítulo 6 .Análisis petrográfico, geoquímicos y de modelado de la Cuenca de Chihuahua 229
6.1. Resultados de los análisis de laboratorio....230
6.1.1 Análisis geoquímicos....230
6.1.2. Pirólisis Rock-Eval® 6 (Bulkrock) de la Cuenca de Chihuahua....230
6.1.3. Análisis elemental....243
6.1.4. - Isótopos δ13C en gas de carbón para la cuenca de Chihuahua....244
6.1.5. Análisis petrográficos....245
6.1.6. Determinación de la reflectancia....245
6.1.7 – Microscopia de Fluorescencia....248
6.2.- Modelado numérico de los sistemas generadores de gas natural profundo en la Cuenca de Chihuahua....253
6.2.1.- Modelado numérico de la Cuenca de Chihuahua....253
6.2.2.- Modelo cinético para la generación de hidrocarburos (aceite-gas). 257
6.2.3.- Determinación de la evolución del flujo de calor....258
PARTE 4....260
INTERPRETACIONES Y CONCLUSIONES GENERALES....260
Capítulo 7 Interpretaciones y conclusiones de la cuenca de Sabinas....261
7.1.- Interpretaciones y conclusiones de la Cuenca de Sabinas....262
7.2.- Conclusiones: 265
7.3.- Recomendaciones....266
Capítulo 8....268
Interpretaciones y conclusiones de la cuenca de Chihuahua....268
8.1. Interpretaciones y conclusiones de la Cuenca de Chihuahua....269
8.2. Conclusiones....271
8.3.- Recomendaciones....272
Capítulo 9....273

Interpretación y conclusiones entre las dos cuencas (Sabinas y Chihuahua) 273
9.1. Síntesis entre las dos cuencas.....274
Referencias bibliográficas.....275
Índice de figuras.....298
Índice de tablas.....306
Anexos. 308

Résumé.

Une étude de caractérisation intégrée de pétrographie et géochimie organique a été réalisée dans les bassins de Sabinas et Chihuahua au Nord-Est du Mexique. Ces informations ont permis une modélisation numérique de la formation du gaz en considérant la subsidence thermique des charbons et des shales à gaz.

Les objectifs de cette thèse sont les suivants:

- Mise en place d'une méthodologie de caractérisation des roches étudiées
- Estimation du potentiel générateur de gaz et sa distribution régionale
- Estimation des ressources en gaz méthane

Pour le développement de ce projet, nous avons mené une campagne intensive d'échantillonnage représentatif des charbons, shales carbonés et gaz «in situ». Pour le bassin de Sabinas nous avons étudié 97 échantillons et 114 pour le bassin de Chihuahua.

Les analyses effectuées sur l'ensemble des échantillons ont permis de caractériser la roche, les kérogènes, les huiles et les gaz. La méthodologie utilisée permet de croiser les informations pétrographiques et géochimiques pour pouvoir analyser le système pétrolier par modélisation numérique. Les analyses réalisées sont: réflectance% Ro, analyse élémentaire et immédiate, Rock Eval6 ® (Bulk Rock), δ13C, δD, (gaz de charbon), microscopie électronique à balayage, analyse d'images, analyse des macéraux et inclusions fluides.

Un programme informatique a été construit afin de croiser l'information des analyses des échantillons avec celle des expériences de maturation artificielle en laboratoire. Cette démarche nous à permis d'estimer les ressources en gaz méthane à la fois généré par les charbons et les shales gaz.

Les principaux résultats obtenus pour le bassin de Sabinas sont les suivants:

- Le kérogène de la matière organique (MO) des charbons est de type III. Un mélange de type III et de type II forme la matière organique des shales gaz.
- Les valeurs élevées d'IH des charbons, de 227 à 667 (avec une moyenne de 456) sont pour la première fois signalées dans le bassin de Sabinas.
- Les valeurs de réflectance des charbons varient de 0,8 à 1,5% PRV, avec une moyenne de 1,22% PRV.
- Les sous-bassins du nord sont les plus riches en matière organique avec des valeurs de 32 à 45% de COT.
- Une cartographie du gaz de charbon a été réalisée. Les courbes d'isovaleurs pour les quantités estimées de méthane ont défini deux zones de production avec des valeurs maximales: 3.9 à 5.5 m^3 / t de charbon.
- Une estimation théorique de la production de gaz de charbon dans le bassin montre des ressources de l'ordre de 221 361 milliards de pieds cubes PC.
- Les valeurs isotopiques mesurées à partir des échantillons de gaz «in situ» indiquent une origine thermogénique.

Les principaux résultats obtenus pour le bassin de Chihuahua sont les suivants:

- Le kérogène de charbons de la formation San Carlos est de type III.
- La plupart des échantillons de la formation San Carlos sont au début de la fenêtre à huile avec un taux de production d'hydrocarbures faible.

- Les plus grands isovaleurs de TOC%, (19 à 42%) pour la formation de San Carlos sont situé vers la région de Sierra Rica.
- Les valeurs les plus basses en % TOC (3,7 à 7,45) sont situées dans la région de Jaso.
- Dans la région de Nuevo Lajitas, la richesse en % TOC est considérée comme intermédiaire.
- La région de Sierra Rica montre une production de gaz méthane, avec des valeurs estimées de 0,56 à 2,98 m^3 / t. Ce gaz est associé avec des couches de charbon de la formation San Carlos.
- Les zones Jaso et Nuevo Lajitas présentent une faible production de gaz méthane, avec des valeurs allant de 0,1 à un maximum 0,47 m^3 / t.
- La matière organique des shales carbonés de la formation Ojinaga correspond à une mélange de kérogènes de type II et III. Leur maturité se situe dans la fenêtre à gaz humide et gaz sec.
- La formation Ojinaga montre des bons niveaux de transformation de kérogène, avec une formation de méthane de l'ordre de 0,19 à 2,19 m^3 /t.
- Les formations La Casita et La Peña, sont dans la fenêtre à gaz humide, avec de faibles niveaux d'hydrocarbures libres.

En conclusion, parmi les deux bassins étudiés, c'est le bassin de Sabinas qui génère le plus de gaz à exploitation industriel. Cependant les roches mères du bassin de Chihuahua de type non conventionnel (shale gaz) montrent un bon potentiel pétrolier.

La méthodologie utilisée pour l'étude des kérogènes et des gaz dans les deux bassins est à notre avis la plus appropriée pour répondre aux objectifs proposés dans ce travail de thèse. Celle-ci permet de caractériser l'évolution thermique des charbons, shales gas (gaz de schiste), et roches mères pétrolières.

Mots-clés: bassins sédimentaires Sabinas-Chihuahua, charbon, shale gas, matière organique, kérogène, pétrographie organique, Rock Eval, isotopes, gaz méthane.

Abstract.

This comprehensive characterization study was performed using organic petrology and geochemistry conducted in the Sabinas basin and Chihuahua in northern Mexico. This information allowed a numerical modeling of gas formation, considering the thermal subsidence of coal and carbonaceous shales.

The objectives of this thesis are:

- Establish a characterization methodology for the studied rocks
- Estimate potential gas generator and its regional distribution
- Estimate the methane gas resources

For the development of this project, we conducted an intensive campaign representative sampling of coal, carbonaceous shales and coal gas "in situ". For the Sabinas basin were studied 97 samples and 114 samples in the basin of Chihuahua.

The analyses carried out that were used on the samples analyzed allowed to characterize the kerogen and gas. The methodology used to cross petrographic and geochemical information to analyze the petroleum system by numerical modeling. Analyses were: Petrographic, reflectance %Ro, elemental analysis and immediate, Rock Eval6 ® (Bulk rock), isotopic analysis, δ13C, δ D, (coal gas), scanning electron microscopy, image analysis and analysis of macerals fluid inclusions.

The analyzes that were used on the samples allowed to characterize the sample, the kerogen and gas. The methodology used to cross petrographic and geochemical information for analyze the oil system by numerical modeling. Analyses were: Petrographic, reflectance% Ro, elemental analysis and immediate, Rock Eval6 ® (Bulk rock), isotopic analysis, d13C, dD, (coal gas), scanning electron microscopy, image analysis and analysis of macerals fluid inclusions

A computer program was constructed to cross the information with the analysis of samples of artificial maturation experiments in the laboratory. This approach allowed estimation of methane gas resources generated by coal and carbonaceous shales.

The main results obtained for Sabinas Basin were:

- The kerogen of the organic matter (OM) of the coals is of type III. A mixture of type II and III form the organic matter shale gas type.
- High values of IH, in coals of 227-667, (average of 456), is the first time reported in the Sabinas Basin.
- The reflectance values of coals ranging from: 0.8 to 1.5% PRV, with an average of 1.22% PRV.
- The sub-basins of the north, are the richest organic, with values of 32 to 45% TOC.
- We conducted a mapping of coal gas. Isovalues curves for the estimated quantities of methane, defined two areas producing maximum values: 3.9 to 5.5 m3 / t of coal.
- Theoretical estimation of coal gas generation in Sabinas basin sample order resources: PC 221 361 Bcf.
- The isotopic values measured from samples of coal gas "in situ", indicate a thermogenic origin.

The main results for the basin of Chihuahua are:

- The kerogen of the coals of the San Carlos Formation is of type III.
- Most of the samples of the Formation San Carlos, are at the beginning of the window of the oil with a hydrocarbon production rate low.
- The greatest isovalues of %TOC, (19 to 42%) for the San Carlos Formation, is located toward the Sierra Rica.
- The lowest values in %TOC (3.7 to 7.45), are located in the area of Jaso.
- In the area of Nuevo Lajitas, wealth in% TOC is considered intermediate
- The Sierra Rica shows a generation of methane gas, with estimated values of 0.56 to 2.98 m3 / t. This gas is associated with coal seams San Carlos Formation.
- The zones Jaso and Nuevo Lajitas, presenting low estimates for generating methane gas, with values of: 0.1 to a maximum 0.47 m3 / t.
- The organic matter of carbonaceous shales Ojinaga Formation correspond to a mixture of kerogen types II and III, the thermal maturity is located in the window of the wet gas to dry gas.
- Ojinaga Formation has good levels of kerogen transformation, generating gas of the order of 0.19 to 2.19 m3 / t.
- The formations La Casita and La Peña, are in the wet gas window, with low levels of free hydrocarbons.

In conclusion, between the two basins studied, the Sabinas basin, generates more gas for industrial exploitation. However, the rocks of the basin of Chihuahua unconventional types (shale gas) show good potential for hydrocarbon generation.

The methodology used for the study of kerogen and gas in the two basins is in our opinion the most appropriate to meet the objectives proposed in this thesis. This allows to characterize the thermal evolution of coal, carbonaceous shale (shale gas), coal gas and hydrocarbon source rocks.

Keywords: Sabinas-Chihuahua sedimentary basins, coal, carbonaceous shale, organic matter, kerogen, petrography, Rock Eval, isotopes, methane gas.

Resumen.

Este estudio de caracterización integral se realizó mediante petrología y geoquímica orgánica, se llevó a cabo en las cuencas de Sabinas y Chihuahua en el noreste de México. Esta información permitió una modelización numérica de la formación de gas, considerando la subsidencia térmica de carbón y de lutitas carbonosas.

Los objetivos de esta tesis son:

- Establecer una metodología de caracterización para las rocas estudiadas
- Estimar el potencial generador en gas y su distribución regional
- Estimar los recursos en gas metano

Para el desarrollo de este proyecto, se realizó una campaña intensiva de muestreo representativo de carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón "in situ". Para la cuenca de Sabinas se estudiaron 97 muestras y 114 de la Cuenca de Chihuahua.

Los análisis efectuados que se utilizaron sobre las muestras estudiadas permitieron caracterizar el kerogeno y gas. La metodología utilizada permite cruzar la información petrográfica y geoquímica para analizar el sistema petrolero por modelización numérica. Los análisis efectuados fueron: Petrográficos, de reflectancia %Ro, análisis elemental e inmediato, Rock Eval6® (Bulk rock), Análisis isotópicos, δ13C, δD, (gas de carbón), microscopia electrónica de barrido, análisis de imágenes de macerales y análisis de inclusiones fluidas

Un programa informático fue construido para cruzar la información de los análisis de muestras con la información obtenida por maduración artificial en el laboratorio. Este enfoque permitió estimar los recursos de gas metano generado por el carbón y lutitas carbonosas.

Los principales resultados que se obtuvieron para la Cuenca de Sabinas fueron:

- El kerogeno de la materia orgánica (MO), de los carbones es de tipo III. Una mezcla de tipo II y III forma la materia orgánica de tipo shale gas.
- Los valores altos de IH, en los carbones, de 227 a 667, (con un promedio de 456), es la primera vez que se reportan en la Cuenca de Sabinas.
- Los valores de reflectancia de los carbones van de: 0.8 a 1.5 de %PRV, con un promedio de 1.22 de %PRV.
- Las subcuencas de la parte norte, son las de mayor riqueza orgánica, con valores de: 32 a 45 de %TOC.
- Se realizó una cartografía del gas de carbón. 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^3/t de carbón.
- La estimación teórica de generación gas de carbón, en la cuneca de Sabinas muestra recursos del orden de: 221.361 PC Bcf.
- Los valores isotópicos medidos a partir de muestras de gas de carbón “in situ”, indican un origen termogénico.

Los principales resultados obtenidos para la cuenca de Chihuahua son los siguientes:

- El kerogeno de los carbones de La Formación San Carlos es de tipo III.
- La mayoría de las muestras de la Formación San Carlos, se encuentran al inicio de la ventana del aceite con un índice de producción en hidrocarburos débil.

- 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.
- En la zona de Nuevo Lajitas, la riqueza en %TOC se considera intermedia
- La zona de Sierra Rica, muestra una generación de gas metano, con valores estimados de: 0.56 a 2.98 m^3/t. Este gas está asociado a mantos de carbón de la Formación San Carlos.
- Las zonas, Jaso y Nuevo Lajitas, presentación estimaciones bajas para la generación de gas metano, con valores de: 0.1 a un máximo 0.47 m^3/t.
- La materia orgánica de las lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga corresponden a una mezcla de kerogeno de tipo II y III, la madurez térmica está situada en la ventana del gas húmedo a gas seco.
- La Formación Ojinaga presenta buenos niveles de transformación de kerógeno, con una generación de del orden de: 0.19 a 2.19 m^3/t.
- Las formaciones La Casita y La Peña, se encuentran en la ventana del gas húmedo, con bajos niveles de hidrocarburos libres.

En conclusión, entre las dos cuencas estudiadas, la cuenca de Sabinas, genera más gas para la explotación industrial. Sin embargo, las rocas de la cuenca de Chihuahua de tipos no convencional (shale gas) muestran un buen potencial para la generación de hidrocarburos.

La metodología utilizada para el estudio de kerogeno y gas en las dos cuencas, es en nuestra opinión la más adecuada para satisfacer los objetivos propuesto en esta tesis. Esto permite caracterizar la evolución térmica de carbón, lutitas carbonosas (shale gas), gas de carbón y las rocas generadoras de hidrocarburos.

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

Introducción general

Recientemente (2007), en México, el Servicio Geológico Mexicano, **(SGM)**[1], implemento un programa de exploración, caracterización y evaluación de recursos minerales y energéticos en dirección a la exploración de yacimientos de uranio, y de yacimientos de hidrocarburos no convencionales, (carbón y shale gas) en todo el territorio mexicano.

En el marco de ese programa, este trabajo de tesis, se enfoca a la parte de exploración y caracterización de carbón, gas de carbón y shale gas en dos cuencas sedimentarias, (Sabinas y Chihuahua), localizadas en el norte de México.

Esta tesis pretende apoyar este programa en particular 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").
- La localización y evaluación de esos recursos energéticos.

El estudio que nosotros realizamos está basado principalmente en:

- la caracterización integral, mediante petrografía, geoquímica y modelado numérico, de la transformación térmica de la materia orgánica en carbones y lutitas carbonosas.
- La determinación isotópica del gas derivado de mantos de carbón.
- La estimación de recursos en gas metano derivado de carbón y shale gas.

Esta investigación se desarrolló en colaboración entre el Servicio Geológico Mexicano, (**SGM**), y la universidad de Lorraine (Laboratoire GeoRessources), en Francia. Esta universidad tiene convenios de colaboración en investigación con el Instituto Nacional del Carbón (**INCAR**)[2], en

[1] 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.

[2] El Instituto Nacional del Carbón (**INCAR**), con sede en Oviedo, España, es un Centro del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), Organismo Autónomo adscrito al Ministerio de Economía y Competitividad. El INCAR pertenece al Área de Ciencia y Tecnologías Químicas. El INCAR ha orientado su actividad científica al estudio de carbones nacionales y de importación, a los procesos de conversión - combustión para producción de energía eléctrica y coquización para la obtención de coque siderúrgico- con el fin de contribuir a un uso más limpio y eficaz del carbón y sus derivados. El INCAR desarrolla también una importante actividad en el campo de nuevos materiales carbonosos, cuyas propiedades estructurales, texturales, eléctricas, electroquímicas y catalíticas son investigadas en las aplicaciones más modernas, desde materiales compuestos hasta supercondensadores. El desarrollo de nuevos materiales cerámicos nanoestructurados completa el espectro de actividades del INCAR, que se enmarcan en proyectos de investigación financiados a nivel regional, nacional y europeo y contratos de investigación y de apoyo con empresas del sector tanto nacionales como extranjeras.

Oviedo, España, y con la Universidad de Granada, en España; lo cual nos permitió realizar una parte de nuestra investigación en estos centros. Estas instituciones son líderes en desarrollar trabajos de este tipo en el mundo, y cuentan con las herramientas y tecnologías, para desarrollar los estudios que se requieren en la exploración de recursos no-convencionales

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), y la Comisión Federal de Electricidad, han realizado estudios preliminares, relacionados con la presencia del gas asociado a carbón, en algunas de las subcuencas.

Este estudio se llevó a cabo, utilizando principalmente técnicas de caracterización, que son utilizadas también en la industria del petróleo, como:

- Reflectancia de la vitrinita %Ro.
- Análisis de imagen de macerales.
- Análisis inmediato y elemental.
- Análisis rock Eval, (Bulk Rock).
- Análisis de isótopos de gas.
- Modelado numérico 1D y 2D.

La metodología adoptada durante la ejecución de estos trabajos, consistió primeramente en la toma de muestras de carbón y gas de carbón en minas, tajos y afloramientos.

La parte nueva e innovadora de nuestro proyecto fue que al mismo tiempo que se realizó el trabajo de muestreo concerniente al carbón también se tomaron muestras de roca en horizontes de lutitas carbonosas y en unidades estratigráficas con características apropiadas para ser consideradas como generadoras de gas.

Para el estudio de la caracterización de ambos tipos de muestras, carbón y gas de carbón (GAC)**,** se utilizaron técnicas de análisis para determinar rápidamente el origen 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. Esto es con el fin primeramente de establecer y clasificar las rocas de las formaciones estudiadas.

Se realizaron también 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 nos

permitió calcular también las energías de activación del kerogeno presente en las formaciones estudiadas, su potencial petrolero inicial, su tasa de transformación y su saturación en hidrocarburos.

Se desarrollaron además, análisis inmediatos y elementales de los carbones y análisis isotópico del gas recolectado, con el fin de confirmar la génesis del gas y su origen.

A partir de estos datos se diseñó un programa informático para estimar el gas que se puede generar por una tonelada de carbón (y/o lutitas carbonosas). Este programa toma como datos de entrada, la mayor parte de los resultados obtenidos mediante las diferentes técnicas analíticas utilizadas mencionadas anteriormente.

Posteriormente, se utilizaron isopacas para hacer las estimaciones de recursos en las cuencas estudiadas.

En resumen, este trabajo consta de cuatro partes, integradas en nueve capítulos:

- **La parte 1**, incluye a los capítulos 1 y 2, (generalidades). El capítulo 1, trata de forma breve, los principios y generalidades sobre la materia orgánica sedimentaria, generalidades sobre el carbón y las lutitas carbonosas, (shale gas). El principal objetivo, es describir de manera general, los procesos por los que pasa la materia orgánica sedimentaria, en carbones y lutitas carbonosas, (origen, composición, clasificación y etapas térmicas por las que la materia orgánica llega a transformarse en hidrocarburos). También describir su clasificación dentro de los yacimientos generadores de hidrocarburos, tomado en cuenta las características de lutitas carbonosas, para así proponer una clasificación dentro de los yacimientos formadores de hidrocarburos. En el capítulo dos, se describen los procesos analíticos que se utilizaron en el estudio. Una parte innovadora es la utilización de la microscopia electrónica de barrido, el análisis de imagen, los análisis de inclusiones fluidas y modelado numérico 1D y 2D. En esté capitulo se describe de una manera general, en qué consisten cada una de estas técnicas utilizadas, y los aspectos que cubre cada una de ellas, para ser utilizadas en nuestro trabajo de investigación.
- **La parte 2**, incluye la parte geológica de las cuencas analizadas en el capítulo 3, en donde las cuencas de Sabinas y Chihuahua son presentadas mencionando los aspectos que pueden correlacionarlas como: su ubicación y composición de facies de sus

formaciones. En este capítulo, también se describen los aspectos geológicos más importantes de cada una de las unidades como: la estratigrafía y la historia tectónica, así como los yacimientos de carbón que se localizan en estas cuencas. También se cita de manera general el sistema petrolero, definido por Petróleos Mexicanos [3](PEMEX).

- **La parte 3**, presenta la interpretación geoquímico-petrográfica y el modelado numérico del conjunto de datos analíticos obtenidos en los capítulos 4, 5 y 6. En el capítulo cuatro, se trata de manera particular las campañas de muestreo realizadas en las cuencas de Sabinas y Chihuahua, describiendo el proceso de recuperación de muestras de carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón. Se proporciona la ubicación y localización precisa de este muestreo. En el capítulo cinco, se abordan los resultados analíticos de las muestras de la cuenca de Sabinas. Se describen los resultados obtenidos, por tipo de análisis, (reflectancia, humedad, ceniza, rock Eval, etc), además, se mencionan de manera general, los programas utilizados para el tratamiento y análisis de estos resultados; como son: ArcGis® 10, visual Basic® 6, PetroMod® V11, e ImageJ. En este capítulo cinco, se trata en detalle los resultados obtenidos a partir del modelado numérico y geoquímico de los sistemas generadores de la Cuenca de Sabinas y se describe el proceso utilizado para estimar su paleotermicidad (método de Royden L.1986). De esta manera, se propone una estimación teórica y de distribución espacial de los recursos que pueden ser explotados a partir de las cantidades de gas metano en la cuenca. Por un lado se propone el metano generado en superficie por los mantos de carbón y por otro lado las cantidades de metano migrado y acumulado que proviene de las rocas madres en profundidad (shale gas). En el capítulo seis, se describen los resultados obtenidos para la cuenca de Chihuahua, describiendo los resultados obtenidos, de manera similar que en el capítulo cinco para la Cuenca de Sabinas.
- **En la parte cuatro**, se incluye a los capítulos siete, ocho y nueve. En el capítulo siete, se describen los resultados, conclusiones y recomendaciones para la Cuneca de Sabinas. En el capítulo ocho se describen los resultados, conclusiones y recomendaciones para la cuneca de Chihuahua. Y finalmente en el capítulo nueve se comparan y relacionan los resultados obtenidos de ambas cuencas.

[3] Petróleos Mexicanos (Pemex) es una empresa pública paraestatal mexicana petrolera, creada en 1938, que cuenta con un régimen constitucional para la explotación de los recursos energéticos (principalmente petróleo y gas natural) en territorio mexicano, aunque también cuenta con diversas operaciones en el extranjero. Esta empresa actúa bajo la supervisión de un consejo de administración, cuyo presidente es el Secretario de Energía. El Director General de Pemex (el cual es el encargado de las operaciones diarias). Pemex es además la compañía estatal encargada de administrar la exploración, explotación y ventas del petróleo, siendo la mayor empresa de México.

Las referencias bibliográficas, el índice de figuras, tablas y anexos, se presentan hasta el final del escrito.

Las contribuciones principales e innovadoras para la estimación de recursos no-convencionales de este estudio son las siguientes:

- La metodología utilizada que permitió la construcción de una base de datos integrada con los resultados de la información geológica, geoquímica y petrográfica. En base a esta información pudimos tener una interpretación más completa y coherente para poder realizar las estimaciones de contenido de gas metano en las cuencas. Al mismo tiempo esta información fue estructurada para alimentar los modelos numéricos de simulación de sistemas petroleros en las dos cuencas.
- Esta metodología permitió estudiar carbón y lutitas carbonosas al mismo tiempo para poder comparar la distribución espacial de los recursos en gas.
- La creación de un programa informático para realizar la estimación teórica del gas metano que puede ser generado por tonelada de roca, (carbón y/o lutita carbonosa). Este programa permite de simular la formación de gas tomando en cuenta los resultados de la maduración artificial en medio confinado de los carbones de la cuenca de Sabinas en laboratorio.
- El modelado numérico realizado permite de simular la circulación de fluidos considerando las leyes de Darcy y de percolación. Esto nos muestra la importancia de la fracturación natural y el rol importante de las propiedades de capilaridad en las rocas de los sistemas petroleros analizados. Este estudio permite de ver la importancia de los aportes del gas profundo del shale gas con respecto al gas generado por los carbones en superficie en las cuencas estudiadas.

Objetivos.

- ☞ Establecer una metodología adecuada al estudio y caracterización del kerogeno, en yacimientos de hidrocarburos no convencionales (carbón y shale gas).

- ☞ Estimar el potencial generador de gas metano, y su distribución regional

- ☞ Estimación de recursos de gas metano en carbón y shale gas.

Para conseguir estos objetivos, se realizaron las siguientes etapas: Figura 1.

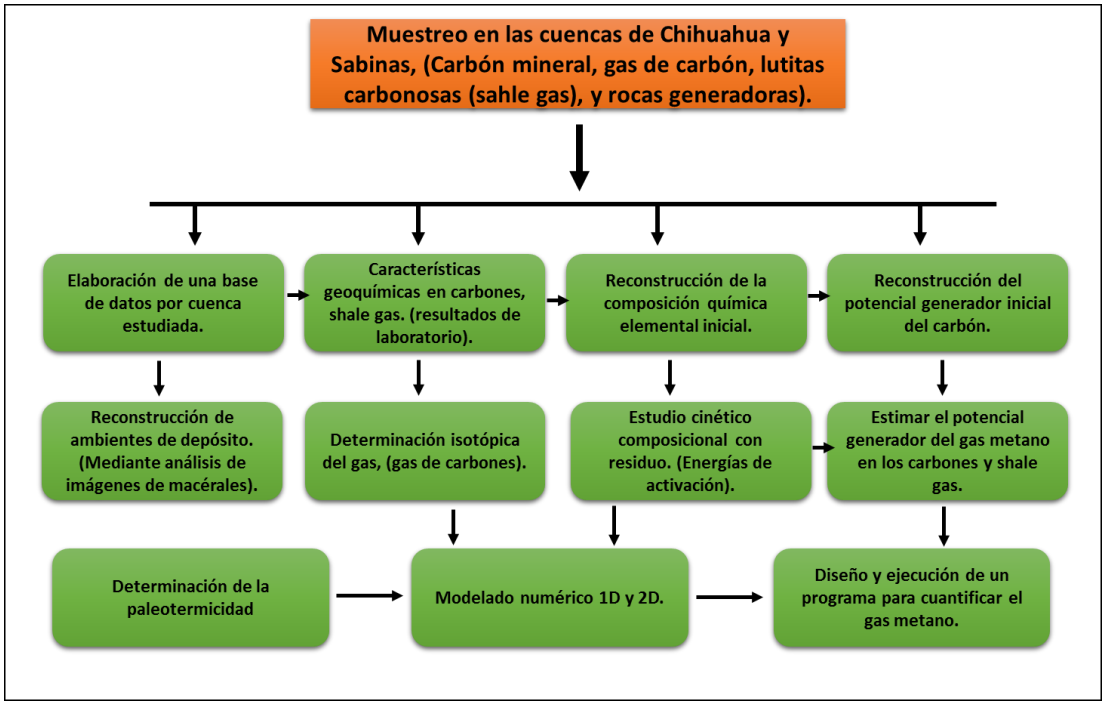


Figura 1. Esquema de las diferentes etapas que se desarrollaron para validar los objetivos planteados en esta tesis.

PARTE 1.- GENERALIDADES

CAPITULO 1.- Caracterización de la materia orgánica

1.- Generalidades sobre la MO sedimentaria

1.1.- La materia orgánica sedimentaria

La materia orgánica en los seres vivos se compone esencialmente de proteínas, lípidos, carbohidratos y lignina (que se encuentra en las plantas superiores).

A pesar de las grandes diferencias observadas de acuerdo con los ambientes sedimentarios, en promedio, 99% del carbono contenido en estos seres vivos después de su muerte se reciclan a través de las cadenas alimenticias, dejando el restante 1% en el ciclo de regeneración y se incorporan en los sedimento.

La mayoría de las proteínas y carbohidratos son reciclados, la materia orgánica se enriquece en lípidos y lignina que sedimenta con la carga inorgánica.

Los depósitos sedimentarios contienen, además de una gran cantidad de agua (60% de la masa total), minerales y los residuos orgánicos de origen terrestre, marino y lagunar.

La preservación de la materia orgánica en los sedimentos depende especialmente de la profundidad del depósito, el tamaño de partícula del sedimento, el nivel de sedimentación y condiciones redox.

Una cantidad muy pequeña de esta materia orgánica, del orden de sólo 0,1%, se acumula en condiciones favorables, para tomar parte en la formación de kerógeno y producción de petróleo y gas Tissot y Welte (1984).

Una definición general sobre la materia orgánica, (MO), es: El material compuesto de moléculas orgánicas en forma monomérica o polimérica, que son derivadas directamente o indirectamente de la parte orgánica de organismos, las partes esqueléticas minerales, tales como conchas, huesos y dientes, no se incluyen, Tissot and Welte., (1978).

La materia orgánica en el sedimento se encuentra en dos formas:

1. En forma dispersa, asociados a rocas cuyo contenido orgánico de carbono rara vez excede 5%, pero representa más del 90% del componente fósil orgánico Durand, (1980).

2. Concentrada, un depósito en ambiente confinado genera grandes acumulaciones con un transporte limitado, (como la turba, el lignito y el carbón), lo que refleja una fuerte productividad primaria importante.

Los componentes de la materia orgánica se llaman macérales, son los constituyentes orgánicos microscópicamente reconocibles en el carbón y las rocas sedimentarias. En analogía al término de "Minerales" empleado para designar los componentes microscópicos de las rocas inorgánicas (Stach, et al., 1982; Bustin, 1985). Mientras que un mineral se caracteriza por: tener una composición química bien definida, y la mayoría tienen un sistema de cristalización definida, por el contrario, un maceral varía ampliamente en su composición química, en sus propiedades físicas, y no tiene sistema cristalino, por lo que su clasificación es a partir de sus características petrográficas.

1.2.- El Kerógeno, Composición y Naturaleza

El kerógeno es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en solventes orgánicos, mientras que el bitumen es la parte soluble.

El kerógeno está formado por macromoléculas de núcleos cíclicos condensados y encadenados por enlaces heteroatómicos o cadenas alifáticas.

El kerógeno se define como la parte orgánica de las rocas sedimentarias que no son solubles en solventes alcalinos acuosos, ni en solventes orgánicos comunes.

En esta definición se entiende que la fracción extraíble con solventes orgánicos se denomina bitumen, y el termino kerógeno no incluye al bitumen soluble, Tissot y Welte, (1978), Figura 2.

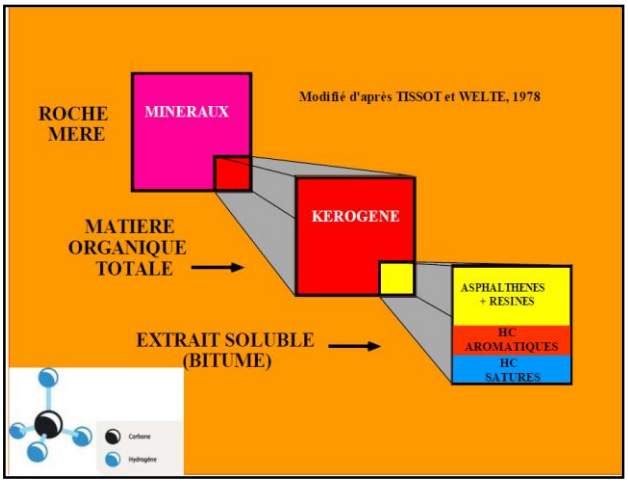


Figura 2. Composición de la materia orgánica en rocas sedimentarias antiguas, Tissot y Welte (1978).

1.3.- Tipos de kerógeno

Los diferentes tipos de kerógeno pueden reconocerse mediante examen óptico y análisis fisicoquímicos.

Los tres tipos principales incluyen a la mayoría de los Kerógenos existentes.

Están caracterizados por sus respectivas trayectorias de evolución en el diagrama de tipo Van Krevelen, (H/C, O/C atómicos, Figura 2).

1.4.- El kerógeno de tipo I

Este kerógeno contiene muchas cadenas alifáticas y pocos núcleos aromáticos, la relación atómica **H/C** es originalmente alta, y el potencial para la generación de aceite y gas también es alto. Este tipo de kerógeno es: o bien derivado principalmente de los lípidos algales o de materia orgánica enriquecida en lípidos por actividad microbial.

1.5.- El kerógeno de tipo II

Este kerógeno es el que contiene más núcleos aromáticos y neftenicos, la relación H/C y su potencial generador de aceite y gas son menores que en el kerógeno tipo I, pero aún siguen siendo más importantes que los del Tipo III.

El kerógeno de tipo II, está relacionado con la materia orgánica marina depositada en ambientes reductores, con contenido de azufre intermedio a alto; existe un subtipo llamado TII-S que tiene la particularidad de tener un elevado contenido en azufre (8-14%). Estos kerógenos son el origen de los petróleos brutos ricos en azufre.

1.6.- El kerógeno de tipo III

Contiene principalmente poli-aromáticos condensados y grupos funcionales oxigenados, con una proporción minúscula de cadenas alifáticas, su relación H/C atómica es baja, y el potencial generador de aceite es moderado. Este tipo de kerógeno aún puede generar una cantidad abundante de gas a profundidades mayores de 3000 mts. La relaciono O/C atómica de estos kerógenos es mayor que en los tipos I y II. La materia orgánica a partir de la cual se origina el kerógeno tipo III es de tipo leñoso, derivada de plantas superiores.

1.7.- El Diagrama de van Krevelen

Los Kerógenos pueden presentarse en el diagrama de Van Krevelen (Krevelen van, 1961, 1993), dónde la relación H/C se presenta en función de la relación O/C. Este diagrama es muy utilizado por los geoquímicos para hacer la clasificación y seguir la evolución de la materia orgánica.

La Figura 3, muestra los caminos que sigue cada tipo de kerógeno, en su curso hacia la madurez como producto de la transformación térmica con el enterramiento.

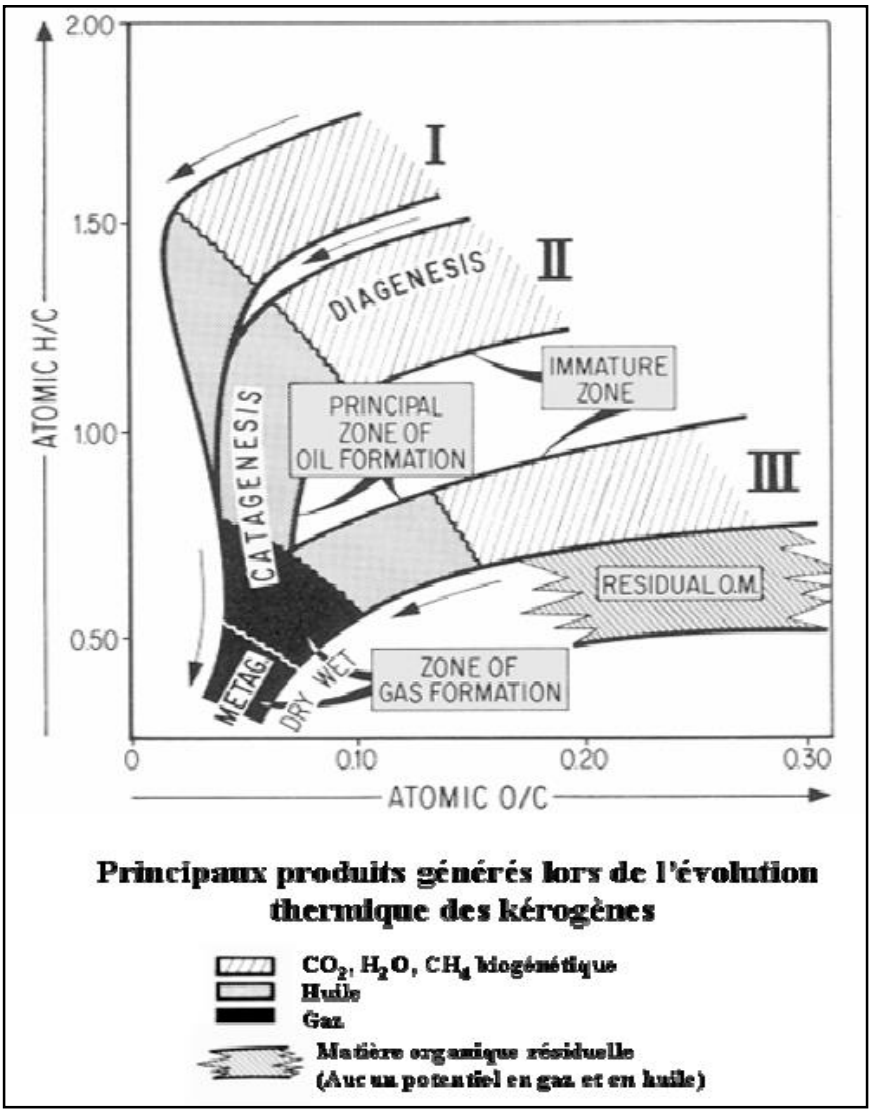


Figura 3. Evolución de las relaciones atómicas O/C y H/C, de los diferentes tipos de kerógeno (tipos I, II y III), en el diagrama de Van Krevelen (1961). Las etapas sucesivas de evolución y los principales productos generados están representados en este diagrama (después de Tissot y Welte, 1984).

1.8. Evolución de la materia orgánica, (diagénesis, catagénesis y metagénesis)

La génesis de los hidrocarburos en una cuenca petrolera, resulta del craqueo térmico de la materia orgánica contenida en las rocas sedimentarias (carbonatadas o arcillosas), este mismo fenómeno se da para las zonas o cuencas con mantos de carbón.

Bajo el efecto del aumento de la temperatura y la presión debidas al enterramiento en las cuencas, (Figura 4), el kerogeno se transforma en productos orgánicos de naturaleza y composición variada.

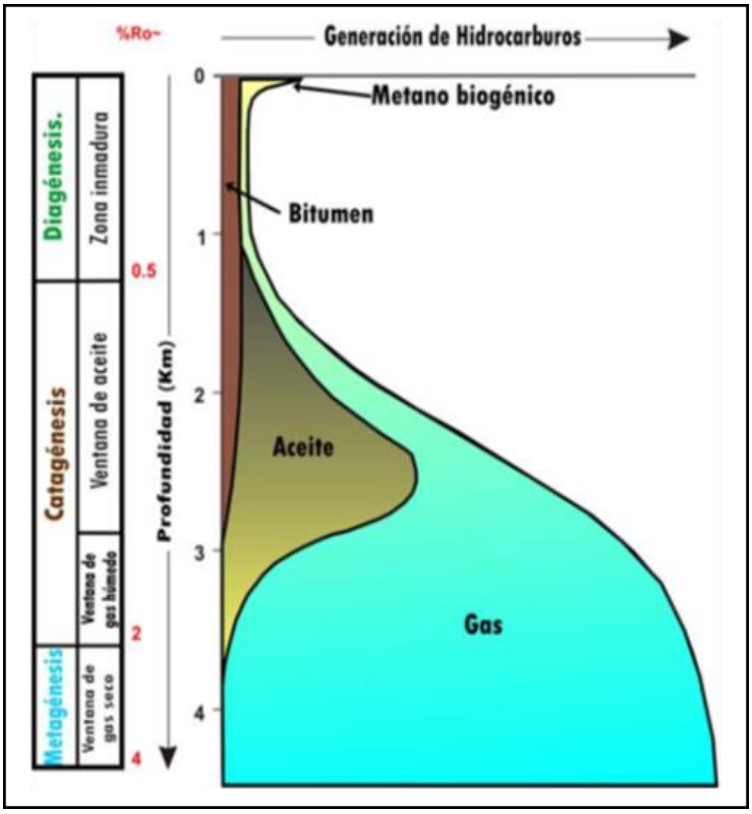


Figura 4. Esquema general de la evolución para la formación de hidrocarburos, en función de su enterramiento. Modificado de Tissot y Welte (1979).

1.8.1.-La Diagénesis

El conjunto de las transformaciones físico-químicas y micro biológicas que sufre la materia orgánica después de su enterramiento, se llama diagénesis.

Son transformaciones que ocurren a bajas temperaturas (<60°C) y poca profundidad (en el primer kilómetro de sepultamiento). En esta etapa la actividad bacteriana sigue desempeñando un papel importante y es responsable de la producción del metano biogénico.

La poli-condensación de la materia orgánica origina ácidos fluvicos y húmicos. Los elementos clave en estas transformaciones son: la pérdida de las agrupaciones funcionales, pérdida de nitrógeno y de oxígeno (Huc, 1980).

Al final de la diagénesis, la materia orgánica sedimentaria se transforma en bitumen y en kerógeno. El bitumen es la parte soluble de la materia orgánica sedimentaria, y el kerógeno su parte insoluble. El kerógeno es una molécula orgánica muy compleja insoluble en los solventes orgánicos usuales (Durand, 1980, Tissot y Welte, 1984). Es estable e inerte químicamente.

1.8.2.-La Catagénesis

Con el aumento del sepultamiento, el kerógeno sufre un aumento de presión y temperatura, en esta segunda etapa de evolución, a una temperatura superior a 60°C, el kerógeno va a sufrir la catagénesis, que es definida como un proceso de craqueo térmico del kerógeno y conduce a la formación de petróleo.

La pérdida de sustancias del kerógeno durante esta etapa es considerable, se transforma la mayor parte del kerógeno (50 al 90% de la masa) en hidrocarburos líquidos y gaseosos (en menor cantidad).

El kerógeno residual es más denso, pobre en hidrógeno y rico en carbono, Sallé y Debyser, (1976). Tiene un carácter aromático más señalado Pelet, (1980). Se considera como roca madre solo cuando puede producir y expulsar hidrocarburos después de haber sufrido la diagénesis y la catagénesis (Tissot y Welte, 1984).

1.8.3.-La Metagénesis

Es la última fase de transformación de la materia orgánica sedimentaria, aquí comienza un craqueo térmico del kerógeno a alta temperatura.

El metano es el principal producto formado en esta etapa, y los residuos sólidos comienzan a tomar una estructura grafítica Hunt, (1996).

La metagénesis tiene lugar a temperaturas superiores a 150°C, sin embargo el metano contenido en los almacenes de la cuenca, no viene solamente del craqueo del kerógeno.

Con el aumento de la temperatura, el aceite se transformará en gas mientras que el kerógeno residual siga generando hidrocarburos gaseosos.

La génesis de los hidrocarburos se acompaña de transformaciones que afectan a la estructura del kerógeno residual: aromatización y condensación que le conducirá progresivamente a acercarse a la estructura del grafito.

1.9.- El Carbón

Los carbones son considerados como rocas generadoras, derivados de materia orgánica tipo III, productores principalmente de gas a pesar de su bajo potencial petrolero (Martínez, 1982; Suarez-Ruiz et al., 1994; Carrascal et al., 1996; Jiménez, 1995; Jiménez et al., 1996). En los otros tipos de materia orgánica, (tipo I y II), producen principalmente hidrocarburos líquidos y tienen un potencial petrolero más importante que los carbones. Este fenómeno es el resultado de la baja permeabilidad en los carbones que evita que los hidrocarburos líquidos sean expulsados. Los cuales son transformados en gas por crackage secundario en la microestructura molecular de los macerales del carbón.

La cantidad de hidrocarburos generados en los carbones, varía con su composición maceral y su grado de evolución (Mukhopadhyay et Hatcher, 1993). Es conocido que cada componente orgánico o maceral (liptinita, vitrinita e inertinita) juegan un rol diferente en la generación de hidrocarburos en el carbón.

Así, la liptinita y algunos macerales de vitrinita (los más hidrogenados) son los responsables de la mayor generación de hidrocarburos en el carbón.

Se considera que la inertinita no es generadora de hidrocarburos (a la excepción de la semifusinita reactiva), pero puede ser considerada como una verdadera ruta para la circulación de los hidrocarburos generados por otros macerales.

Además, las propiedades físicas y químicas de los macérales varían con el grado de evolución en función de la pérdida de hidrogeno y oxígeno debidas a la maduración térmica (Martínez, 1982).

En función del grado de evolución de un carbón, los hidrocarburos generados son líquidos o gaseosos, y la porosidad y la permeabilidad molecular de los macérales va a cambiar. Durante la etapa de evolución térmica, el fracturamiento es desarrollado, y dependen de la composición química de los macérales, así como su capacidad de adsorción-desorción del gas (Boden et Ehrlich, 1998; Bustin et Clarkson, 1998; Crosdale et al, 1998; Flores, 1998; Laxminarayana et al., 1999; Krooss et al., 2002).

Por lo tanto los macérales, en función de su evolución contienen proporciones más o menos importantes de gas, así como otros compuestos más complejos (gas grisú o gas de mina). La desorción que puede esperarse para el gas de mina puede ser de: 10 m³ de gas por tonelada de carbón extraído (Boden et Ehrlich, 1998; Bustin et Clarkson, 1998; Crosdale et al., 1998; Flores, 1998; Laxminarayana et al., 1999; Krooss et al., 2002).

La investigación y experimentación continúan en el dominio de las tecnologías de producción y de perforación, con el objetivo de extraer el gas natural de los yacimientos de carbón (gas de carbón). Este tipo de gas es muy importante, superando las reservas actuales de gas clásico en algunos países.

1.9.1 Condiciones para explotar gas de carbón

- Las cantidades de gas formado durante la evolución de la historia térmica deben ser importantes.
- La mayoría del gas formado debe estar actualmente almacenado en los mantos de carbón.
- El gas después de la desorción debe ser capaz de migrar.
- El yacimiento de gas debe contener suficiente cantidad para que su explotación resulte económica.

1.9.2. Principales diferencias entre un yacimiento convencional (petróleo) y los yacimientos de carbón

La diferencia más importante entre los dos reservorios es la forma de atrapamiento de los hidrocarburos, particularmente del gas:

- En un sistema petrolero convencional, las rocas madres no se consideran físicamente como el reservorio mismo.
- Por el contrario en los carbones estos se consideran como una roca madre y al mismo tiempo como las rocas reservorio.

Las diferencias de atrapamiento, o almacenamiento más importantes en los dos sistemas son:

- El tiempo de permanencia de los hidrocarburos en la porosidad.
- En un reservorio convencional el gas se encuentra atrapado en la porosidad mineral, los bitúmenes están en contacto con el agua. El gas formado puede reaccionar con otros productos de los bitúmenes en una proporción variable, en función de la saturación y de

la porosidad de la roca y del régimen térmico del reservorio.

- En un reservorio no convencional (carbón), el gas se encuentra atrapado en la porosidad de los macerales y en la materia orgánica. Su proporción es variable en función de la madurez del kerogeno. En el carbón, el agua se mezcla con el CO2 y el metano en su porosidad. El tamaño y la importancia de la porosidad es completamente diferente en ambos sistemas.

- La evolución de la porosidad y de la permeabilidad, en el curso de la historia geodinámica en un reservorio convencional, está en función de la compactación y la tectónica (la escala del poro es superior a la escala molecular).

- En los carbones esto depende únicamente de la maduración de los macérales (en algunos casos, la escala del poro es igual a la escala molecular).

- En los reservorios convencionales la porosidad y la permeabilidad de la roca madre juegan el rol más importante para la migración.

- En los carbones se considera que únicamente la fracturación permite la expulsión.

1.9.3 Génesis de gas en capas de carbón

De manera general la evolución de la materia orgánica sigue la secuencia siguiente:

- La materia vegetal se transforma a turba, durante el proceso de carbonización bioquímica, derivada principalmente por la actividad microbiana, siempre en un medio anaeróbico. En este proceso el oxígeno contenido en la materia vegetal es consumido por bacterias reductoras, aumentando el hidrogeno en la materia vegetal, en esta etapa se forma el gas metano de origen biogénico.

- A medida que continúa la acumulación de sedimentos, provocando un mayor sepultamiento, el gradiente geotérmico conlleva a un aumento de temperatura. La compactación de los sedimentos tiene como consecuencia que el agua asociada a estos sedimentos sea expulsada.

- El aumento de temperatura, transforma primero la materia vegetal en lignito, y si continua el proceso diagenético, el lignito se transforma a su vez en hulla y antracita. En esta última etapa de evolución térmica del carbón, una gran parte de este gas metano generado migra en las capas de carbón.

La formación de metano durante el proceso de carbonización se debe a dos mecanismos:

- Se forma metano de origen biogénico cuando la temperatura es inferior a 50ºC, derivado de la descomponían por bacterias de la materia vegetal.
- El gas metano de origen termogénico se genera si la temperatura es mayor de 50ºC, con el aumento de la profundidad, de la temperatura y de su maduración. La relación tiempo-temperatura es la que determina la madurez en los carbones, además del volumen de gas generado durante el proceso.

1.9.4. Rango del carbón

El "rango" del carbón es un concepto de evolución térmica para su clasificación, el cual está basado en diversos parámetros como: humedad, ceniza, materia volátil, poder calorífico, carbón fijo y reflectancia de la vitrinita entre otros.

Una vez caracterizado el carbón, se puede clasificar en una secuencia clásica siguiente: turba-lignito-hulla y antracita.

El principal producto expulsado de las capas de carbón es el gas metano, con presencia de otros gases como: dióxido de carbono, nitrógeno, hidrogeno y otros componentes de gas húmedo (etano, propano, etc.).

La expulsión de gas metano, depende principalmente del rango del carbón y de la abundancia de la materia orgánica rica en hidrogeno. De manera general se puede mencionar que carbones con bajo grado de reflectancia menores del 0.5 %, pueden producir gas biogénico, y carbones mayores a este rango producen gas termogénico. Aunque el gas biogénico puede estar presente en cualquier rango de carbón.

1.9.5. Los macerales del carbón

Los macerales, son los constituyentes orgánicos microscópicamente reconocibles en el carbón, shale gas (lutitas carbonosas), en rocas con materia orgánica dispersa (MOD), y en general, en la mayoría de las rocas sedimentarias. Los macerales son los equivalentes a los minerales en rocas inorgánicas (Stach, et al., 1982; Bustin, 1985). Los minerales presentan una composición química definida, y la mayoría tiene un sistema cristalino definido. Por el contrario los macerales tienen una amplia variación en su composición química, en sus propiedades físicas, y no tienen sistema cristalino, por lo que su diferenciación se lleva a cabo en base a sus características petrográficas.

Los macérales se distinguen entre sí por su forma, tamaño, estructura, color, relieve, poder reflector, anisotropía, dureza y fluorescencia (Bustin, 1985). Los macerales de un mismo grupo difieren entre sí, más en su estructura botánica y morfología, que en su reflectividad.

El Comité Internacional de Petrografía del Carbón los ha clasificado en tres grupos, Tabla 1. (Anexo 3).

1.9.6. Litotipos

El Comité Internacional de Petrografía del Carbón (1963) define a los litotipos como "Bandas Macroscópicamente reconocibles en los carbones húmicos", y son clasificados en cuatro litotipos: Vitreno, distinguido por bandas brillantes, Clareno con bandas semibrillantes, Dureno caracterizado por bandas opacas, y Fuseno (Charcoal-Mineral).

Stach et al., (1982), incluye dos litotipos mas para los carbones sapropélicos (los Cannel y Boghead). Las características más frecuentes que se observan en los carbones sapropélicos, son:

- su brillo sedoso, la textura homogénea, la raya marrón, la ausencia de estratificación y su alta dureza.
- La fractura frecuentemente es concoidal, especialmente en los Cannel.
- La distinción entre los carbones sapropélicos, y los cannel sólo se puede hacer microscópicamente, los carbones boghead presentan un alto contenido de algas (Alginita), y los cannel tienen un porcentaje alto de granos de polen y esporas.

La descripción macroscópica de los carbones es uno de los criterios más utilizados para identificar y correlacionar mantos de carbón. En efecto, los litotipos de un mismo manto de carbón, son similares en diferentes puntos de una misma cuenca, lo cual permite que un manto de carbón se pueda identificar y correlacionar por la descripción detallada de los litotipos reconocibles macroscópicamente en un manto de carbón en diferentes puntos de una cuenca carbonífera.

Por lo que una buenas descripciones macroscópicas nos pueden dar una idea aproximada de la composición maceral. La Figura 5, muestra la correlación entre los diferentes litotipos y los grupos macerales del carbón.

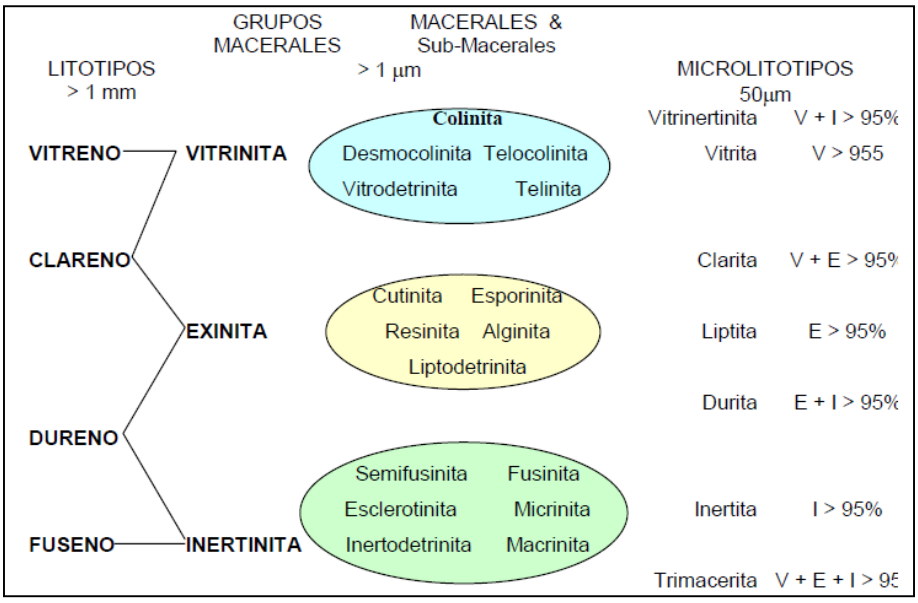


Figura 5. Relación entre los litotipos del carbón y sus grupos macerales.

1.10. Shale gas

De manera general se tratan algunas definiciones y aspectos relevantes referentes al shale gas o lutitas carbonosas, como se ha definido en este trabajo.

Son rocas sedimentarias de grano fino, (lutitas, limolitas y esquisto), fácilmente rompible en capas finas, paralelas. La roca es muy suave, pero no se disuelve en agua (Fisher, 2005). Las lutitas con alto contenido de materia orgánica actúan como roca generadora y reservorio para el gas natural que producen. El gas metano generado se almacena de tres maneras en este tipo de rocas:

- libre en los poros de la roca
- libre en fracturas naturales
- gas adsorbido sobre superficies minerales y materia orgánica.

Estos mecanismos de almacenamiento afectan la velocidad y la eficiencia de la producción de gas (NPC, 2007).

Normalmente, el shale gas se encuentra a mayores profundidades, que el gas natural convencional, esto sumado a la impermeabilidad de las rocas que lo contienen, hace que su extracción sea difícil en cantidades comerciales sin el apoyo de tecnologías de fracturamiento para su extracción comercial.

Los Estados Unidos, al menos en los últimos 10 años, han realizado grandes avances tecnológicos en la extracción de shale gas, por lo que se le considera pionero en la investigación de este tipo de gas. La figura 6, muestra de manera esquemática la forma y defenecía en la explotación de yacimientos convencionales y no convencionales.

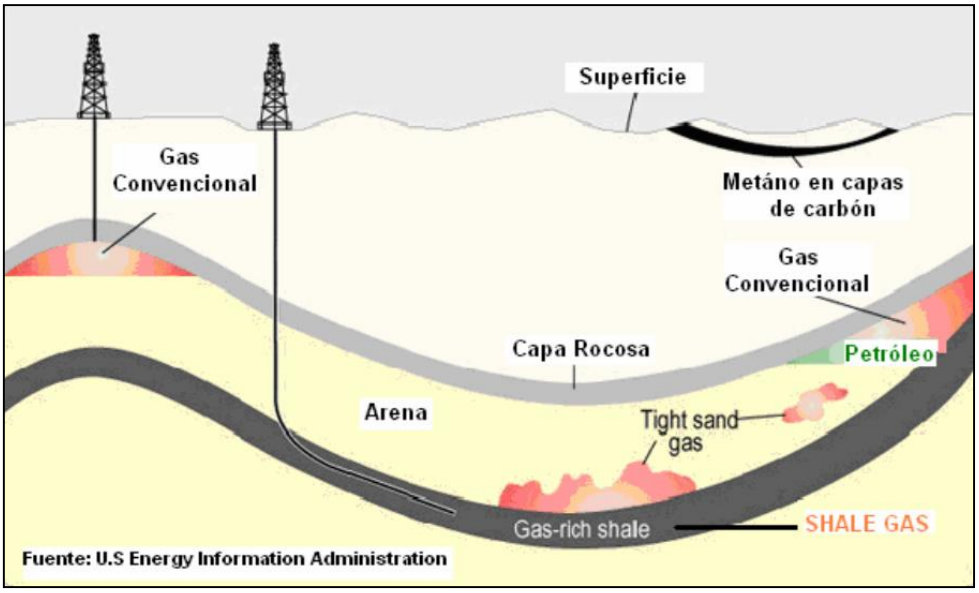


Figura 6. Mapa geológico de fuentes de gas natural. Diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales (shale gas, gas de carbón y tight gas), Fuente. U.S Energy Information Administration.

CAPITULO 2

Procesos analíticos utilizados

2. Procesos analíticos utilizados

2.1. Introducción

Para obtener información sobre las características de un play petrolero, son necesarios diversos estudios geológicos. Análisis de geoquímica orgánica, y petrografía, entre otros, ya que estos estudios nos proporcionan información valiosa sobre la historia de sedimentación, y sobre la evolución de la materia orgánica, (Philp, 1981; Brassell et al., 1986; Moldowan et Fago, 1986; Ten Haven et al., 1988). Como podría ser calidad y cantidad de la materia orgánica, (tipo I, II y III), que puede contener una roca generadora, (carbones o shale gas), y la cantidad de hidrocarburos que puede producir, (Tissot et Welte, 1992).

Por eso es importante identificar las contribuciones que nos puede aportar la geoquímica orgánica durante el depósito de los sedimentos, con la finalidad de poder evaluar la materia orgánica en su conjunto y poder evaluar su potencial durante su transformación diagenética.

Así la materia orgánica, una vez que ha sedimentado, sufre diversos procesos de degradación, que pueden ser biológicos, (biodegradación), químicos, (maduración, térmica, oxidación, etc.; Connan y Restle 1984, Hunt, 1996). Por lo que una correcta selección y aplicación de diversos análisis geoquímicos nos puede ayudar a evaluar estas transformaciones.

La Figura 7. Muestra un esquema de la metodología utilizada, en donde se observan los tipos de muestras que se analizaron, seguidos de las diferentes técnicas utilizadas, y cómo interactúa cada una de ellas para analizar la fracción de kerogeno correspondiente.

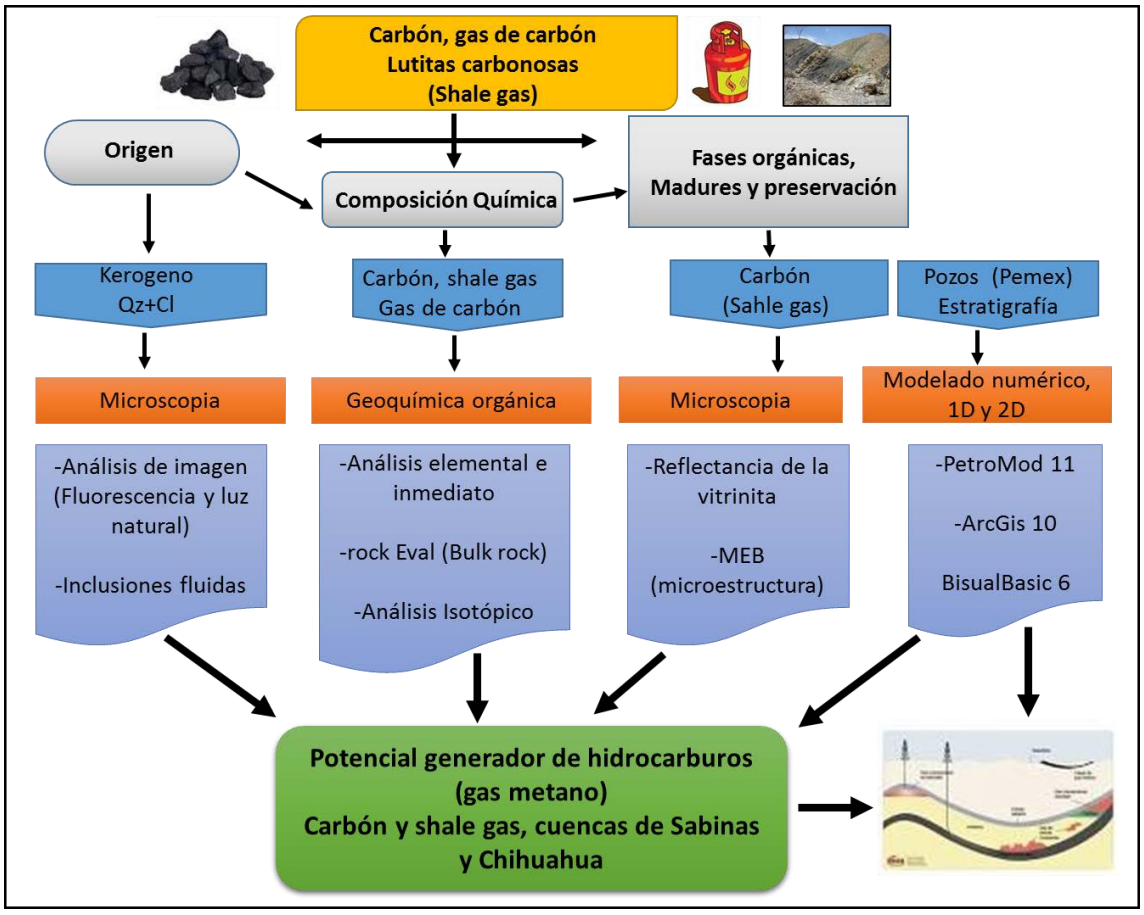


Figura 7. Esquema general de los métodos usados para evaluar el potencial generador de hidrocarburos en los carbones y shale gas, cuencas de Sabinas y Chihuahua**.**

2.2. Preparación del muestreo

2.2.1.- Colección y preparación del muestreo

Todas las muestras colectadas, carbón, gas de carbón; lutitas carbonosas y rocas madre, se colectaron en afloramientos, en la Cuenca de Chihuahua; para la cuenca de Sabinas, las muestras fueron colectadas en el interior de las minas, directamente sobre la frente de trabajo.

La técnica de colección de las muestras fue la siguiente: Para los afloramientos y mantos de carbón se seleccionaros los afloramientos más representativos, o adecuados, (mayor espesor). Todos los lugares de muestreo fueron "limpiados", hasta llegar a la muestra "fresca", o carbón "fresco", para evitar tomar muestras alteradas por intemperismo. Se tomaron muestras de aproximadamente de 2Kg, por cada punto seleccionado, y fueron empaquetadas en bolsas de plástico y selladas para su envió al centro experimental del SGM en Chihuahua.

La primera preparación consistió en:

- Molido de todas las muestras, en un molino de bolas, a malla -200.
- Cuarteo de cada una de las muestras. (cuarteador de rejillas de acero inoxidable).
- Empaquetado de las muestras, (aproximadamente 300 gr en frascos de vidrio y en bolsas de plástico).
- Envío de las muestras a la universidad de Lorraine, (de aquí se enviaron a los diferentes laboratorios dónde se les realizaron: análisis elementales, inmediato, rock Eval, y de preparación petrográfica, briquetas).
- Se guardó un testigo de cada una de las muestras analizadas.

2.2.2. Preparación de briquetas

La preparación de las briquetas fue con el objetivo de estudiar y caracterización el kerogeno, y determinación de macerales. Las muestras colectadas se prepararon por dos métodos diferentes; por bloques o pastillas de resina, y por concentración de materia orgánica, Figura 8.

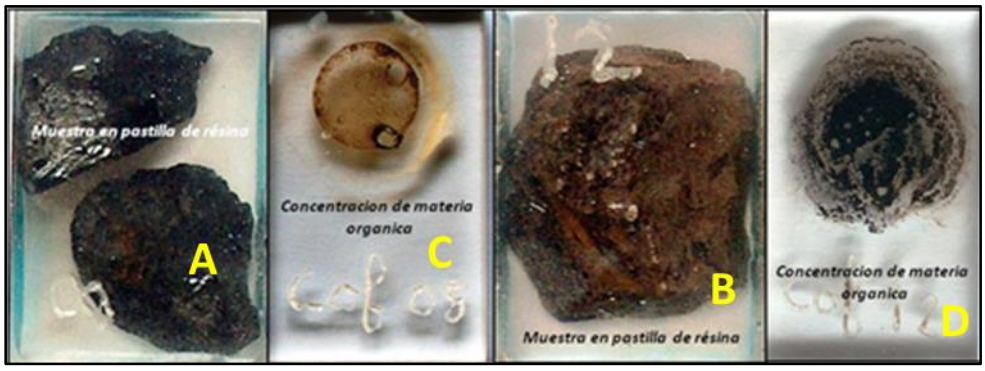


Figura 8. Diferentes muestras de carbón, preparadas con resina, (A y B), y preparados por concentración de materia orgánica, (C Y D).

La preparación de las muestras por bloques de carbón con resina, se hizo en el departamento de litopreparación del departamento de Ciencias de la Tierra, de la Universidad de Lorraine, Vandoeuvre les Nancy, Francia, utilizando resina Araldite DBF CH con endurecedor HY956 EN, la metodología de preparación se puede consultar en la página de internet del laboratorio: http://www.lames-minces.uhpnancy.fr/details/frame_litho.html.

El segundo método por concentración de materia orgánica, se realizó en los laboratorios de ISTO, en la universidad de Orleans, Francia, de acuerdo a las normas y procedimientos establecidos por su laboratorio.

La preparación de estas muestras se llevó a cabo realizando los pasos siguientes:

- molido de la muestra mediante un mortero, hasta un tamaño de -200 µm. La cantidad de roca depende de la riqueza de la materia orgánica de la muestra, después de cada molida de la muestra es necesario lavar el material con abundante agua, y su posterior secado con aire comprimido.
- separación de la muestra por densidad, esta se lleva a cabo en tubos de plástico para centrifugadora de 100 ml. Para preparar cada muestra se toma entre 30 y 45 mg de muestra que se introducen en los tubos de plástico de la centrifugadora y se agrega una mescla de 50 ml de bromoformo y alcohol. Posteriormente se centrifugan por 10 min a una velocidad de 3000 revoluciones por minuto.
- El líquido centrifugado se pasa a un vaso de precipitados, para posteriormente pasarlo a un matraz. En la entrada de la parte superior del matraz, se monta un dispositivo para filtrar el líquido con la materia orgánica centrifugada. Se coloca un papel filtro especial con un diámetro de poro de 1,2 µm, y cuando todo el líquido ha sido filtrado, se retira con una pequeña pinza el papel filtro. Se coloca en seguida sobre una pequeña placa de plástico transparente, al papel filtro se le adicionan dos gotas de acetato de etileno, que va a disolver el papel filtro para que solo quede la materia orgánica filtrada. En la figura 9, se muestra de manera general este procedimiento.

Figura 9. Filtrado y concentración de la materia orgánica, (MO), después del centrifugado, y lámina terminada por concentración de MO.

Una tercera preparación de briquetas se realizó en el centro experimental Chihuahua, siguiendo las técnicas y procedimientos empleados por el INCAR, de Oviedo España.

2.3. Métodos geoquímicos

2.3.1 - Pirólisis Rock-Eval® 6

Este método fue desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP) en 1973 (Espitalié et al., 1977), para determinar el potencial petrolero de rocas madres petroleras. Este método puede

también estimar la cantidad de hidrocarburos libres, el tipo y el estado de evolución de la materia orgánica (Espitalié et al., 1985, a, b).

Los resultados de este análisis se presentan en la forma de cuatro picos (Figura 10); Espitalié., 1985, a, b, 1986; Lafargue, et al., 1998).

Los datos se pueden adquirir de un solo ciclo de análisis, con una duración de 20 minutos por muestra, lo que lo hace un método rápido aceptado por la mayor parte de las compañías petroleras para la caracterización geoquímica de la materia orgánica de las rocas sedimentarias.

Los fundamentos del método, su utilización y el significado geoquímico de los parámetros que este aparato utiliza, son descritos por Espitalié et al., (1977, 1985, a, b) y Lafargue et al., (1998).

El análisis Rock-Eval®, es una técnica que aplica la pirólisis a una muestra de roca sedimentaria (100 mg en promedio). La muestra se calienta entre los límites de temperaturas definidas dentro de una atmosfera inerte (Helio y nitrógeno) (Figura 10).
Esto es con el objetivo de definir cuantitativamente, los hidrocarburos libres en forma de gas y aceite contenidos en la muestra de roca así como los hidrocarburos formados durante la pirolisis. Los compuestos oxidados (CO_2) que son expulsados durante el crackage de la materia orgánica no extraíble de la roca (Kerógeno) en la pirolisis son igualmente estimados. Otro ciclo esta vez en combustión se utiliza para estimar el residuo después de la pirólisis. Estos dos ciclos permiten de estimar con el total de los análisis realizados un cálculo del carbono orgánico total de la muestra (%COT).

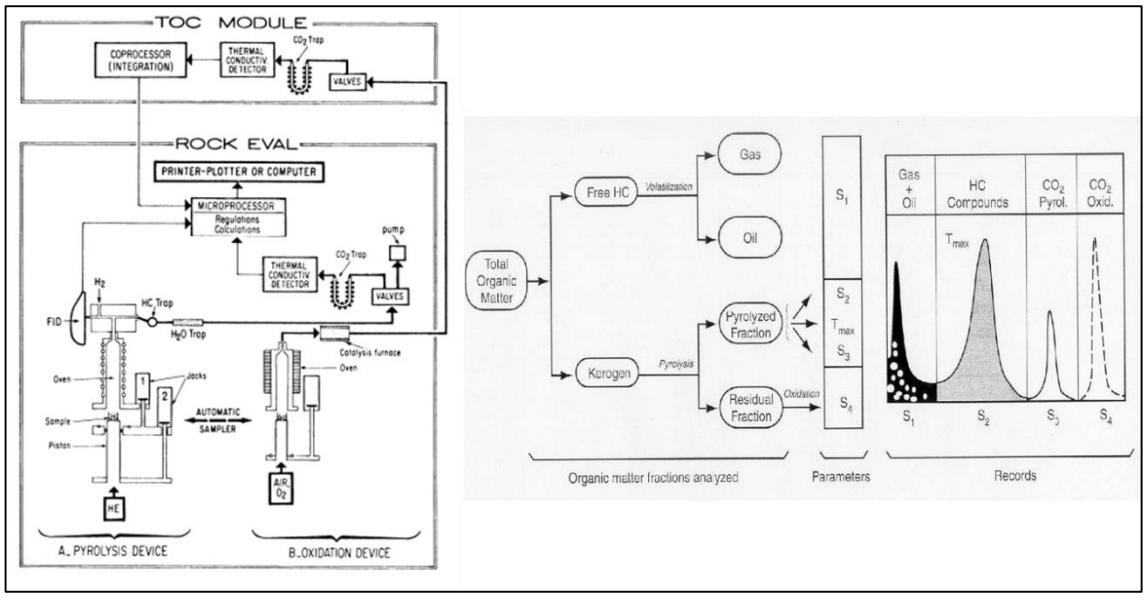


Figura 10. Principio de un equipo Rock-Eval II. Tomado de Espitalié (1983), y Diagrama general del procedimiento analítico de las diferentes fracciones analizadas para la materia orgánica total, correspondientes a los parámetros de salida de un Rock Eval6, modificado de Espitalié (1983) por Lafargue et al., (1988).

Las muestras provenientes de la cuenca de Chihuahua fueron analizadas en los laboratorios de ISTO, de la Universidad de Orleans, Francia, con un equipo Rock Eval6®, (Bulk Rock).

Las muestras provenientes de la Cuenca de Sabinas fueron analizada en los laboratorios del instituto de Ciencias de la Tierra, de la Universidad de Lausana Suiza, en un equipo también de Rock Eval6®, (Bulk Rock).

Ambas muestras fueron analizadas por el método de Bulk Rock, y se seleccionaron algunas muestras de la Cuenca de Chihuahua que se analizaron en Suiza, con la finalidad de verificar la fiabilidad del análisis.

El objetivo de aplicar esta técnica de análisis en nuestro trabajo de investigación, fue para conocer la riqueza en contenido de materia orgánica, (%TOC), su grado de evolución térmica, (Tmax), su potencial de generación, (IH e IO), principalmente.

2.3.2.- Análisis Inmediato y Elemental

Los análisis elementales para las muestras de las cuencas de Sabinas y Chihuahua, se realizaron en los laboratorios de la Universidad de Lorraine, en Nancy, Francia, obteniendo únicamente el análisis elemental (C, H, O, N, y S).

El análisis inmediato se realizó en los laboratorios del Servicio Geológico Mexicano, (SGM), en el centro experimental Chihuahua, México. Este análisis se realizó para determinar la composición del carbón. Obteniendo a partir de este análisis: Cenizas, materias volátiles y carbono fijo (por diferencia).
Estos análisis se llevaron a cabo de acuerdo a los procedimientos de la American Association for Testing and Materials (ASTM standard, 2000).

El análisis elemental es una técnica que proporciona el contenido total de carbono, hidrógeno, oxigeno, nitrógeno y azufre de la materia orgánica que se encuentra presente en las muestras estudiadas.
Estos análisis son necesarios, para determinar el tipo de kerógeno así como el grado de madurez de la materia orgánica. Se puede correlacionar los resultados de este análisis con los resultados de la pirolisis y de los análisis petrográficos, para así definir la calidad y cantidad de la materia orgánica presente en las muestras.
Esto se hace realizando un balance de masa y así obtener las relaciones atómicas H/C y O/C del kerogeno y/o del total de la materia orgánica.

2.3.3 - Isótopos δ13C en Gas de Carbón

Los aportes de la geoquímica isotópica han contribuido a las Ciencias de la Tierra, algunos de los avances más espectaculares en el conocimiento del presente siglo sobre el proceso natural y la formación de la Tierra.
La naturaleza cíclica de los procesos naturales y las relaciones directas que tienen en el fraccionamiento o selección de ciertos isótopos de un mismo elemento sobre otros, ha permitido entender muchas de las características específicas de los procesos geológicos (Gat, 1996).

La geoquímica de los isótopos estables se ha convertido en una disciplina complementaria indispensable en muchos dominios de las geociencias particularmente en aquellos que implican interacciones entre fluidos y rocas.

En el campo del estudio de los depósitos minerales, el petróleo y en general de la geohidrología, ha significado un empuje decisivo hacia el desarrollo de modelos genéticos más precisos.

2.3.3.1.- Los Isotopos

Los isótopos son nucleídos (átomos) de un elemento cuyos núcleos contienen el mismo número de protones pero distinto número de neutrones.

Existen alrededor de 260 isótopos estables (no radiactivos) y más de 1200 isótopos radioactivos (se desintegran espontáneamente) en la naturaleza.

Pese a conservar la misma estructura molecular, los diferentes isótopos de un mismo elemento no se comportan de la misma forma en diversos procesos físicos, químicos y biológicos que tienen lugar en la naturaleza.

Las diferencias en la masa atómica provocan diferencias importantes en el comportamiento de los isótopos en los procesos naturales (Gat, 1996).

La diferencia en el punto de ebullición entre la molécula de agua "ligera" ($H_2\,^{16}O$) y la "pesada" ($D_2\,^{18}O$) da lugar a que la primera sea preferentemente extraída durante la evaporación. Esta relación establece como condicionante del comportamiento de ciertos compuestos en la naturaleza a la proporción de los isótopos dentro de ellos.

Esta diferencia de comportamiento hace que durante ciertas reacciones químicas o procesos físicos, exista una selección preferencial de ciertas moléculas de unos mismos compuestos dependiendo de qué isótopo esté en la molécula (fraccionamiento isotópico).

Los isótopos estables que se utilizan para el estudio de los procesos geológicos son el H, C, N, O y S, y se estudia la variación existente dentro de un compuesto entre los diferentes isótopos estables contenidos en él, (isótopo pesado y el ligero: D/H, $^{13}C/^{12}C$, $^{18}O/^{16}O$, $^{34}S/^{32}S$ y $^{15}N/^{14}N$).

Se suelen utilizar estos isótopos debido a su bajo peso atómico, y que suelen involucrarse en muchos procesos naturales de la corteza Terrestre.

Los fraccionamientos isotópicos son poco importantes en elementos de número atómico superior a 16, o que tengan una diferencia de masa grande entre los isótopos del mismo elemento. Así, mientras que entre el ^{18}O y el ^{16}O es de un 12.5% o del 100% entre el D y el H, la diferencia de masa entre átomos de número atómico elevado es mucho menor: 1.5% entre el ^{87}Sr y el ^{86}Sr.

La abundancia del isótopo pesado debe ser lo suficientemente elevada ya que, a menor abundancia del isótopo pesado aumenta el error en las medidas. Los enlaces que forman este tipo de isótopos varían de iónicos a covalentes. Este rango hace que el fraccionamiento entre los isótopos pesados y ligeros sea mayor, ya que al cambiar la fuerza de enlace, se modifica la capacidad de ruptura iónica.

Algunos elementos, como el S, N y el C existen en más de un estado de oxidación y otros como el O forman una gran variedad de compuestos. Todos ellos forman parte de un gran número de compuestos naturales, tanto sólidos como fluidos.

Así las propiedades isotópicas de una sustancia dependen principalmente de la naturaleza de los enlaces químicos. En general, los enlaces con iones de alto potencial iónico y masa atómica baja, asociados a frecuencias altas de vibración, tienden a incorporar el isótopo pesado.

Así, por ejemplo el Si^{4+} elemento con carga eléctrica elevada y radio atómico pequeño, tiende a concentrar ^{18}O frente al Fe^{2+}, de mayor radio iónico. El resultado es que en la naturaleza, el cuarzo es siempre muy rico en ^{18}O, mientras que la magnetita es un mineral isotópicamente enriquecido en ^{16}O.

El C^{4+} al ser también un ión de radio atómico pequeño y carga elevada incorpora preferentemente el ^{18}O, con el resultado de que los carbonatos son minerales con valores de $\delta^{18}O$ elevados.

2.3.3.2.- Principios básicos de espectrometría de masas

La espectrometría de masas es el método más utilizado para medir abundancias isotópicas. Se basa en la separación mediante un campo magnético de átomos o moléculas cargadas eléctricamente de acuerdo con sus diferencias de masa.

Las muestras se introducen en forma de gas (muestra estándar y muestra a estudiar) de forma que el sistema permite introducirlas alternativamente. Los gases pasan a través de unos capilares hasta el sistema de ionización, consistente en un filamento el cual, al calentarse, produce un flujo de electrones que ionizan los gases introducidos.

De esta manera se forman iones positivos que son conducidos y acelerados mediante un pequeño campo eléctrico. A continuación entran en la zona del electroimán donde son desviados en trayectorias circulares, el radio de las cuales son proporcionales a las masas respectivas de cada grupo de iones, Figura 11.

Finalmente los iones así separados, se recogen en unos detectores y son convertidos en impulsos eléctricos (cajas de Faraday). La comparación simultánea de los impulsos provocados por dos haces de iones de distinta masa, permite una mejor precisión que la simple medida de la intensidad de cada uno de ellos.

Normalmente se realizan 8 mediciones alternativas de los gases de la muestra problema y del estándar.

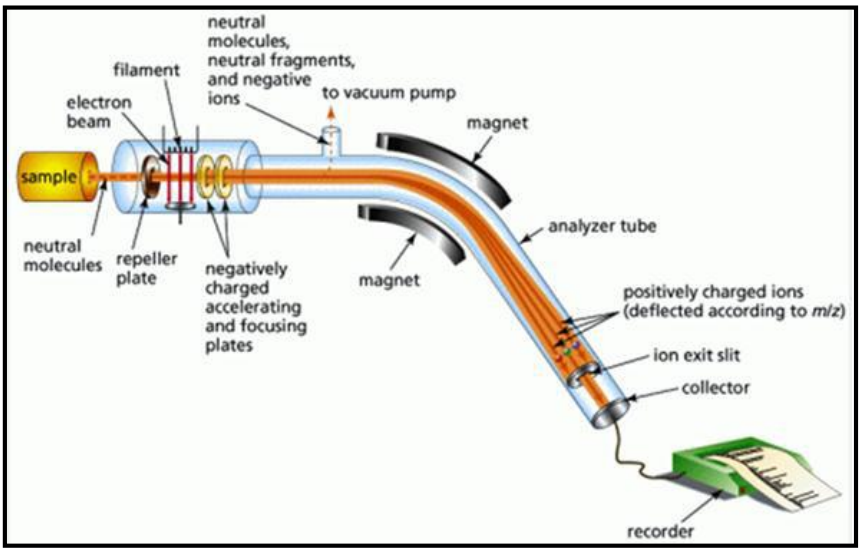


Figura 11. Esquematización del paso de una muestra por los principales componentes de un instrumento de espectroscopia de masas.

2.3.3.3. Estándares internacionales de medición isotópica

La notación delta δ es usada para expresar las relaciones isotópicas. δ 18O, δ 13C (Gonfiantini, 1978) se definen como:

$$\delta^{18}O = [(^{18}O/\ ^{16}O \text{ muestra} - {}^{18}O\ /^{16}O \text{ estándar}) / {}^{18}O\ /^{16}O \text{ estándar}] * 1000$$

$$\delta^{13}C = [(^{13}C\ /^{12}C \text{ muestra} - {}^{13}C\ /^{12}C \text{ estándar}) / {}^{13}C\ /^{12}C \text{ estándar}] * 1000$$

Como se muestra en esas ecuaciones, el valor δ es la diferencia relativa y no absoluta entre la relación entre la muestra y el estándar. Las diferencias son expresadas en partes por mil para $\delta^{18}O$ y $\delta^{13}C$, o simbolizadas por ‰. Si la relación $^{18}O/\ ^{16}O$ (o $^{13}C\ /^{12}C$) es menor en la muestra que en el estándar, entonces la muestra está disminuida en ^{18}O (13C) con respecto al estándar, y el valor δ es un número negativo. Por otro lado, si la relación $^{18}O/\ ^{16}O$ es mayor en la muestra que en el estándar, entonces la muestra está enriquecida en ^{18}O relativo al estándar, y su valor δ es un número positivo. Las sustancias que están disminuidas en el isótopo pesado son referidas como ligeras o solo disminuidas; si son enriquecidas en isótopos más pesados, son pesadas o enriquecidas.

Los estándares usados para reportar la composición isotópica de agua y minerales carbonatados son SMOW (Standard Mean Ocean Watter) y PDB (Peedee Formation Belemnite). El estándar SMOW es usado comúnmente para reportar las composiciones isotópicas del oxígeno y

deuterio, de fluidos y minerales silicatados. El estándar PDB es usado para reportar las composiciones isotópicas de carbono y oxígeno de minerales carbonatados.

Cuando se comparan datos isotópicos, es mejor reportar todos los datos con respecto a un único estándar. Esto necesita conversión de los datos de una notación estándar a otra (SMOW a PDB o viceversa).

2.3.3.4.- Isotopía de C

Tiene dos isótopos estables, el de masa 12 y el de masa 13 cuyas abundancias son:

$$^{12}C = 98.89\% \text{ y } ^{13}C = 1.11\%.$$

Existe una gran variedad de carbono de diferentes procedencias desde procesos atmosféricos, por procesos orgánicos y magmáticos profundos. El carbono de origen magmático tiene una ^{13}C alrededor de -5‰, típico de diamantes y carbonatitas.

Sin embargo, existen otros muchos materiales naturales con un valor parecido, por lo que una composición isotópica como la indicada no refleja necesariamente la fuente del carbono. El fraccionamiento entre el CO_2 atmosférico y la materia orgánica sintetizada a partir de la fotosíntesis está controlado por la cinética y es aproximadamente del -25‰.

Ello da lugar a que la materia orgánica fije preferentemente el 12C y que en consecuencia sea isotópicamente muy ligera. El ^{13}C en la mayoría de plantas terrestres es de -24 a -34‰, mientras que en las acuáticas es de -6 a -19‰.

Los aportes de materia orgánica a las cuencas explica que los valores de ^{13}C de los carbonatos de agua dulce sean más bajos que la de los carbonatos precipitados en agua marina. Esta es también la razón por la cual las aguas superficiales que contienen CO_2 procedente de la descomposición de la materia orgánica de los suelos den lugar a valores de ^{13}C muy negativos.

En este trabajo se colectaron cuatro muestras de gas, en isotubos de la Cuenca de Chihuahua para su análisis isotópico ^{13}C /^{12}C, y 75 muestras de gas en isotubos para la Cuenca de Sabinas.

Todas las muestras fueron analizadas en el Centro del Laboratorio de Biogeoquímica de Isótopos Estables, del Instituto Andaluz de Ciencias de la Tierra, [4]IACT ([5]CSIC-UGR), en Granada, España.

Para la realización de los análisis se usó un cromatógrafo "FINNINGAN, TraceGC ultra" de fabricación Suiza, Figura 12 A, con una columna de TG-VRX 30m X 0.25mm X 1.4.µm 6, acoplado a un espectrómetro de masas, de Marca: Thermo-Finnigan Modelo Delta Plus XP, Figura 12 B.

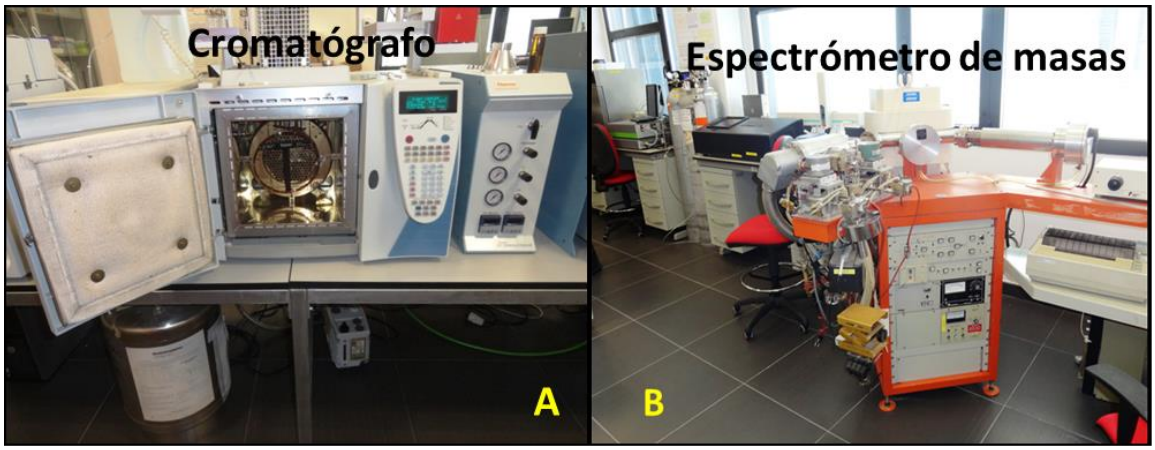


Figura 12. A y B. Cromatógrafo (A), acoplado al espectrómetro de masas (B), para determinación isotópica.

El objetivo de este Análisis fue de estudiar la metanogénesis del gas en las dos cuencas estudiadas, Chihuahua y Sabinas, mediante las relaciones isotópicas de ^{12}C /^{13}C.

2.3.3.5. Técnica de Extracción del gas en isotubos

Para la determinación isotópica del gas almacenado en isotubos, la técnica consistió en:

- Extracción del gas contenido en los isotubos, a recipientes de cristal de 10ml, llenos de agua destilada, para posteriormente ser introducidos al cromatógrafo.
- inyectar un gas inerte, en este caso helio, en una de las entradas de los isotubos para "empujar" el gas contenido en la muestra, (Isotubo), al tubo de cristal con agua destilada.

[4] El Instituto Andaluz de Ciencias de la Tierra (**IACT**) es un Centro Mixto perteneciente al Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) y la Universidad de Granada (UGR). Que promueve las relaciones investigadoras con otros centros nacionales y extranjeros, a fin de promover una mayor conexión en áreas afines y fomentar el intercambio de experiencias investigadoras con científicos españoles y de otros países.

[5] La agencia estatal Consejo Superior de Investigaciones Científicas (**CSIC**) es la mayor institución pública dedicada a la investigación en España y la tercera de Europa. Adscrita al Ministerio de Economía y Competitividad de España, a través de la Secretaría de Estado de Investigación, su objetivo fundamental es desarrollar y promover investigaciones en beneficio del progreso científico y tecnológico, para lo cual está abierta a la colaboración con entidades españolas y extranjeras.

- Por el otro extremo de salida, se conectó un recipiente de cristal con capacidad de 10 ml, lleno con agua destilada. Mediante una aguja especial, (dos puntas), durante la salida del gas de la muestra, se utiliza una aguja alterna, que vacía el agua destilada a medida que se llena el recipiente con el gas proveniente del isotubo.

Esta operación se muestra en las Figuras 13 A y B.

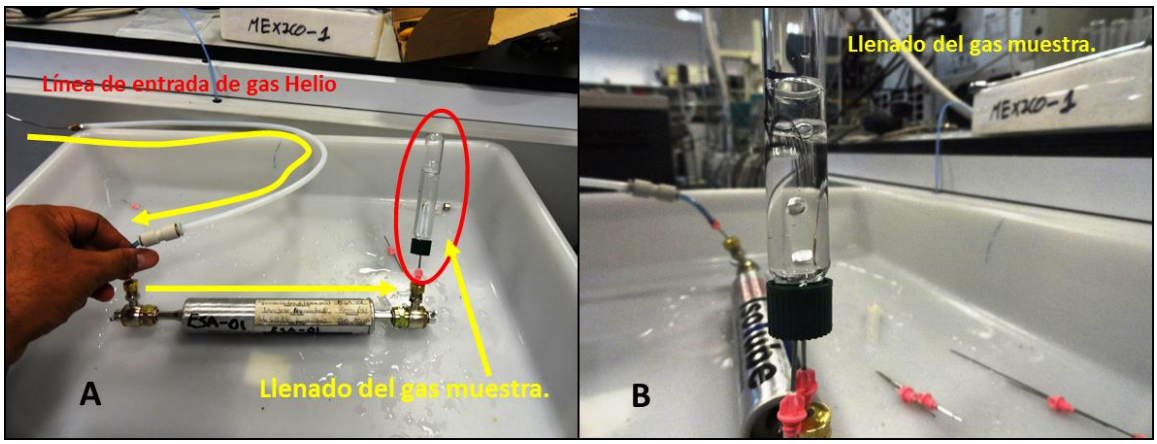


Figura 13. A y B. Esquema de recuperación del gas almacenado en los isotubos (gas a determinar isotópicamente). En la figura A, la línea amarilla indica el sentido del flujo de helio, que "empuja" el gas a determinar, hacia el vial de cristal.

- Cuando el recipiente de vidrio, (tapa negra), de la figura 13 A, queda lleno con el gas muestra, (ya que se ha desalojado toda el agua destilada), la muestra está lista para iniciar las determinaciones isotópicas.

2.4. Análisis de petrografía

2.4.1. Introducción

La petrografía orgánica nos permite estudiar y caracterizar la parte orgánica de las rocas. Los análisis se realizaron utilizando diferentes microscopios ópticos, lo que nos permitió observar las microestructuras, la morfología de diversos compuestos orgánicos, el tipo de materia orgánica y la determinación de la naturaleza física de la materia orgánica.

La materia orgánica está constituida por diferentes componentes microscópicos, denominados macerales. Estos componentes microscópicos, son fragmentos de plantas y microrganismos que han sido preservados durante la sedimentación. Diferentes grupos de macerales, son clasificados en base a su origen y grado de transformación térmica. (Stach et al., 1982; Diessel, 1992; ICCP, 1998; ICCP, 2001).

Todos los macerales tienen diferentes propiedades físicas y químicas, ya que son fragmentos originales de plantas y microorganismo, esto debido a su diferente grado de maduración térmica debido a los procesos de diagénesis y catagénesis. Es posible distinguir los diferentes macerales por su color, morfología, y por su relieve en superficie pulida, observados en fluorescencia y por el porcentaje de luz reflejada.

Los macerales están clasificados en tres grupos: las vitrinitas, las Inertinitas y las liptinitas. Tres prefijos son utilizados para dividir cada maceral en sub-grupos: telo y detro por diferenciar las partículas individuales con diferentes dimensiones y gelo, que significa que el material ha estado gelificado. (Tabla 1, Cap. 1. Anexo 3).

Los análisis realizados, describen la parte orgánica de las muestras analizadas, carbón, lutitas carbonosas y rocas madre.

Los análisis petrográficos se realizaron en tres tipos de microscopios diferentes:

- un microscopio óptico (Combaz, 1980, ISO7404-3 e ISO7404-5), en el instituto nacional del carbón (INCAR), en Oviedo, España.

- un microscopio óptico marca LEICA DM4500P acoplado a un espectrómetro TIDAS CCD de marca J & M, con luz monocromática ajustada a 546 nanómetros, con lámpara de halógeno y xenón, para observar en luz reflejada, otro con lámpara de halógeno y de mercurio con el cubo A, (Luz azul), para la ver fluorescencia (Centro experimental Chihuahua).

- un microscopio Zeizz, imager A1m, filtro Ug1, centrado a 365 nanómetros, con más menos 10 nanómetros de diferencia, sin aceite, para observar con fluorescencia y reflectancia (laboratorio Georessources de la Universidad de Lorraine).

2.5 - Petrografía Orgánica

2.5.1. Poder reflector de la vitrinita

Esta técnica analítica, tiene como objetivo caracterizar ópticamente la materia orgánica en sedimentos, sea dispersa o concentrada, (lutitas carbonosas y carbones), utilizando para ello un microscopio con fotómetro para medir la reflectancia de la luz.

El poder reflector de la vitrinita es uno de los parámetros de madurez térmica, más confiables, y más utilizado por geólogos y petrografos orgánicos. Para determinar este parámetro, se utiliza

un microscopio óptico de luz reflejada (Alpern, 1970; Alpern y Lemus de Souza, 1970; Alpern, 1984; Figura 14).

La determinación de la reflectancia de la vitrinita es un parámetro fundamental en la exploración petrolera, ya que nos da una información concerniente a la evolución térmica de la materia orgánica. Debido a que la vitrinita son partículas de la materia orgánica depositada durante la sedimentación en la cuenca, la información obtenida corresponde a la formación. Este parámetro es importante pues la vitrinita no migra como lo hacen los hidrocarburos, (gas y petróleo).

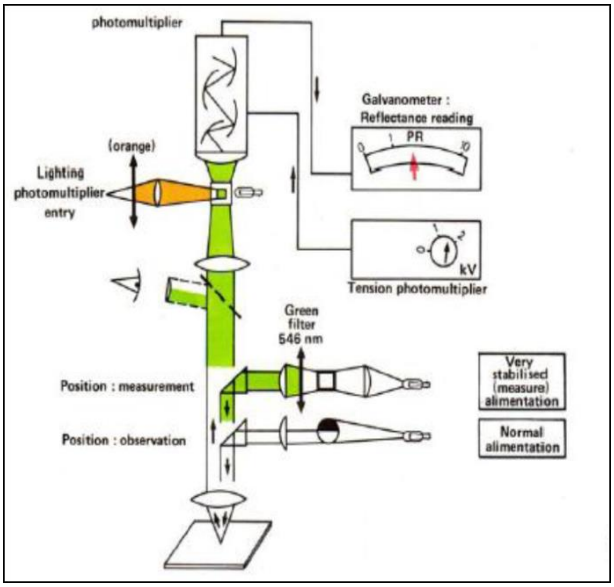


Figura 14. Principio de un microscopio con fotómetro para reflectancia. Tomado de Robert (1983).

Se puede definir la reflectancia de un material, como el reporte de la intensidad de la luz reflejada y de la luz incidente expresada en porcentaje. Este valor es calculado por la fórmula de Fresnel-Beer:

$$Ro = (n - N)^2 + n^2 k^2 / (n + N)^2 + n^2 k^2$$

Donde:

n: índice reflector del material;

N: índice reflector del aceite;

k: índice de absorción

k = K*C,

Donde: K es el coeficiente de extinción molecular, que depende de la naturaleza del grupo funcional de la materia orgánica, y C es la concentración de esta sustancia.

La determinación de la reflectancia en la vitrinita (%Ro), nos permite de poder evaluar la evolución térmica de la materia orgánica. Simulaciones numéricas de este parámetro se utilizan actualmente considerando la temperatura y el tiempo de transformación diagenética de la vitrinita. El simulador más conocido es el que utiliza una cinética de primer orden, de tipo Arrhenius, según el trabajo de Sweeney y Burnham (1990), aplicando el algoritmo EASY %Ro.

En nuestro estudio, las mediciones fueron efectuadas en un microscopio óptico, utilizando un objetivo de 50x a inmersión de aceite (n= 1.515), con un haz de luz blanca de longitud de onda 546 μm.

El número aleatorio de mediciones de %Ro, debe ser suficiente para asegurar una estimación correcta de este parámetro. Estadísticamente se sugieren realizar al menos 100 mediciones de %Ro, para obtener un valor medio de ± 2% de error (Stach et al., 1982). Pero es posible encontrar un valor fiable de ± 5% de error si se hacen 20 o 30 medidas de %Ro (Barker y Pawlewicz, 1993).

Para los carbones no hay problema para poder realizar 100 o más mediciones, ya que son ricos en materia orgánica de tipo III, por el contrario para lutitas carbonosas o rocas madre, donde la concentración de vitrinita es escasa, es a veces difícil de encontrar suficiente materia orgánica para poder hacer al menos 30 mediciones. En este trabajo de tesis, se realizaron en promedio 150 mediciones por muestra, lo que nos asegura una buena determinación de esta parámetro, %Ro.

Se puede obtener la temperatura máxima registrada en la materia orgánica, a partir de los valores obtenidos de reflectancia, %Ro. El valor de la temperatura evoluciona diferentemente en función del enterramiento o de un metamorfismo hidrotermal o un metamorfismo de contacto. En ese caso, una aproximación es asociada al enterramiento y esta expresado en la fórmula de Barker (1994):

$$T = \ln Ro + 1{,}68 / 0{,}0124$$

Dónde:

T= paleótemperatura en °C

Ro= poder reflector de la vitrinita en %

Otras aproximaciones asociadas a la alteración hidrotermal, o de metamorfismo de contacto se pueden obtener según las fórmulas de (Barker et Pawlewicz, 1994; Barker et Goldstein, 1990).

$$T = \ln Ra + 1{,}19\ 0{,}00782$$

$$T = \ln Ra + 1{,}26\ 0{,}00811$$

Dónde:

T: Paleótemperatura en °C

Ra: Poder reflector de la vitrinita en %

La estimación de este parámetro %Ro, es una técnica aceptada internacionalmente, capaz de calcular de manera precisa las paleotemperaturas. Esta técnica es aplicable en una amplia gama de temperaturas de maduración artificial y su comportamiento esta modelizado de acuerdo con Burnham y Sweeney (1989).

La estandarización de esta técnica y el desarrollo continuo en petrografía del carbón y materia orgánica, están controlados por el International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP) y estandarizado por la ASTM.

La obtención de este parámetro, (% de reflectancia en la vitrinita), en este trabajo es primordial para establecer la paleogeotermometría en las cuencas estudiadas.
Las mediciones de reflectancia que se realizaron en el INCAR, Instituto Nacional del Carbón, en Oviedo, España, fue con un microscopio Leitz® Wetzlar tipo 307, (Figura 15). Se utilizó un objetivo de 50x a inmersión de aceite (n= 1.515) y las medidas se realizaron en luz reflejada a una longitud de onda 546 μm.

Figura 15. Microscopio Leitz® Wetzlar tipo 307, con un objetivo de 50x a inmersión de aceite (n= 1.515). Medida en luz reflejada de longitud de onda 546 μm.

Con algunas de las muestras analizadas en el INCAR en España, que fueron seleccionadas al azar, se verificaron algunas mediciones de reflectancia en los laboratorios de petrografía del SGM. Se encontró una diferencia de entre 0.2 a 0.4, de %Ro, para las muestras seleccionadas.

2.5.2 Microscopia de fluorescencia de la materia orgánica

El estudio en florescencia en petrografía orgánica, se utiliza esencialmente para determinar estructuras orgánicas, de bacterias y plantas que nos muestra la paleobiodiversidad propia de la región estudiada. Esta observación permite tener información sobre el paleoambiente de depósito. Esta técnica nos permite determinar el tipo de materia orgánica y ubicarla en las ventanas de la diagénesis orgánica.

El microscopio de florescencia, funciona bajo el efecto de radiación por longitudes de onda corta, ultravioleta o azules, la parte hidrogenada de la materia orgánica emite un espectro luminoso, con longitudes de onda más largas, que se extiende al espectro visible. Este espectro es característico de la materia de emisión; se observa en luz de incidente, después de filtrar los rayos ultravioleta o azules (Figura 16). En cuanto a medidas de la reflexión, el espejo reflector no es un prisma, sino una placa de cristal dicroica que favorece la reflexión de rayos azules y la transmisión de longitudes de onda más largas que las de excitación.

El estudio se efectúo en el laboratorio de la universidad de Lorraine, se utilizó un microscopio Zeiss, imager A1m, filtro Ug1, sin aceite, para observar con fluorescencia y reflectancia.

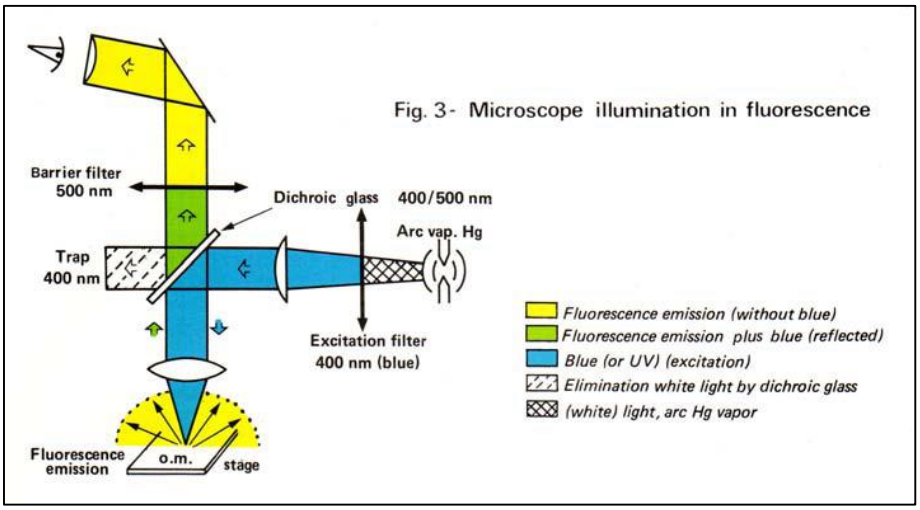


Figura 16. Esquema de un microscopio petrográfico de iluminación en florescencia. Tomado de Robert (1983).

2.5.3 Microscopia en fluorescencia de inclusiones fluidas

Las inclusiones que se caracterizaron en este trabajo, se realizaron en la universidad de Lorraine con el fin de localizar la migración de hidrocarburos (Burrus, 1981).

La diferenciación entre las inclusiones acuosas y con hidrocarburos es precisa al utilizar este equipo. Además de contar con una cámara capaz de captar imágenes de alta resolución.

Las inclusiones fluidas son cantidades pequeñas de fluidos atrapados en cristales durante su crecimiento o bien se introducen a lo largo de micro fracturas y clivajes después de la cristalización del mineral que los contiene.

El estudio de las inclusiones fluidas nos permiten obtener datos del sistema hidrotermal en el que se formó el mineral como: temperatura (geotermometría), presión (geobarometría), composición y densidad del fluido.

En este trabajo de investigación, se determinaros inclusiones fluidas de las cuencas de Sabinas y Chihuahua, en cristales de cuarzo y fluorita, sin embargo solamente se llegó a la etapa de caracterización, es decir, identificación y tipo de inclusión. Quedando pendiente de determinar sus propiedades fisicoquímicas como: Temperatura (geotermometría), Presión (geobarometría), Composición general del fluido y Densidad del fluido. Esto fue debido a la cantidad de tiempo y a la disponibilidad del equipo de espectroscopia Raman que se necesita para hacer estas determinaciones.

2.5.4. Análisis de inclusiones fluidas

Los análisis se realizaron en muestras preparadas en forma de láminas doblemente pulidas usadas para este tipo de estudio.

Frecuentemente las inclusiones de petróleo pueden ser confundidas con inclusiones acuosas al observar con luz transmitida debido a que son incoloras y la microscopía de fluorescencia es la técnica más rápida y efectiva para diferenciar un fluido del otro.

De esta forma, el estudio petrográfico de inclusiones con hidrocarburos está basado en principio en su comportamiento fluorescente, además de las observaciones que pueden hacerse con luz transmitida de petrografía básica.

Normalmente, al realizar la petrografía se combinan ambos tipos de iluminación (luz Uv y luz natural) con el fin de distinguir diferentes tipos de inclusiones. Los distintos colores de

fluorescencia y las fases que contienen las inclusiones a la temperatura de laboratorio son informaciones importantes con respecto a la composición del hidrocarburo atrapado (Munz, 2001). El volumen y la densidad permiten además tener informaciones importantes respecto a la migración o al llenado de los almacenes petroleros analizados.

Los hidrocarburos aromáticos polinucleares con más de diez átomos de carbono, componentes de aceites crudos, son intensamente fluorescentes. La intensidad de dicha emisión fluorescente aumenta y se desplaza hacia longitudes de onda mayores conforme aumentan los anillos aromáticos en la molécula.

Dichas moléculas no están presentes en hidrocarburos gaseosos por lo que estos no son fluorescentes. Al aumentar la proporción de hidrocarburo líquido se incrementa la intensidad de la fluorescencia.

La presencia de compuestos de N, S y O es también causante de la fluorescencia del petróleo, pero estos activadores producen emisiones de menor intensidad (Atkins, 1982, Mille et al., 1985, Burrus, 1991).

El color de la emisión revela información de la composición de los aceites. Hageman y Hollerbach (1981) definieron un índice del grado de madurez del hidrocarburo con respecto al color de su fluorescencia y varios autores lo han usado para caracterizar inclusiones fluidas de petróleo (McLimans, 1987, Guilhaumou et al., 1990).

Otros autores (Bodnar, 1990, Tsui, 1990, McLimans, 1987, Stasiuk y Snowden, 1997) han correlacionado el color de la fluorescencia (con respecto al sistema colorimétrico CIE) al coeficiente gravimétrico API (American Petroleum Institute) que está relacionado con la densidad del aceite (d) a 15°C API =141,5/d−131,5

El aumento en la longitud de onda de la emisión fluorescente corresponde a una disminución en los grados API del hidrocarburo.

Así, la fluorescencia de color rojizo, anaranjado y amarillo corresponde avalores API más bajos que para emisiones con diferentes tonalidades de azul. Lo que nos indica que aceites pesados emiten fluorescencia a longitudes de onda mayores que los aceites ligeros.

Este tipo de correlación requiere de calibraciones empíricas propias de cada problema y no existe una calibración universal, por lo que la relación no es general y no puede usarse rutinariamente. Los componentes fluorescentes en los hidrocarburos muestran una alteración

en su comportamiento fluorescente con respecto al tiempo de excitación con luz uv (Davis et al., 1990).

Los patrones de alteración de la fluorescencia varían con el tiempo de exposición a la luz uv y se producen tres tipos de alteración:

1.-Positiva, en la que aumenta la intensidad de la fluorescencia.

2.- Negativa, en la que disminuye la intensidad.

3.- Dual, en la que hay una disminución seguida de un aumento en la intensidad de la fluorescencia.

Esta alteración está en función también de la composición de los hidrocarburos, y algunos autores han propuesto una base química para la alteración de la fluorescencia de aceites crudos (Pradier et al., 1992), en la que una alteración negativa correspondería a una oxidación fotoquímica y una positiva a la formación de nuevas especies de cromóforos en la mezcla.

La alteración de la fluorescencia ha sido utilizada para determinar la génesis del aceite en rocas sedimentarias.

Ottenjan (1988) y otros autores han empleado la alteración de la fluorescencia de inclusiones fluidas de hidrocarburos con el fin de obtener un parámetro de alteración común que pueda ser una herramienta en la caracterización de este tipo de inclusiones (Pironon y Pradier, 1992).

El parámetro de alteración de una inclusión depende de la naturaleza del hidrocarburo y del cristal huésped. Es recomendable que al analizar inclusiones fluidas, sobre todo con espectroscopía, el tiempo de exposición a la luz uv y la intensidad de esta luz, sean minimizados durante las mediciones.

Al efectuar la petrografía con microscopía de epifluorescencia se pueden distinguir inclusiones que contengan diferentes composiciones de hidrocarburos mediante las diferencias en el color de su fluorescencia al ser iluminadas con luz uv.

Esto ha sido aplicado por varios autores para definir diferentes generaciones de inclusiones de hidrocarburos (Burrus et al., 1980, Bodnar, 1990, Guilhaumou et al., 1990, Rossi et al., 2001) y puede combinarse con microtermometría para verificar si la variación en la temperatura de homogeneización se relaciona con diferencias en composición y condiciones de atrapamiento.

Las inclusiones de petróleo presentan fluorescencia que varían desde el rojo hasta el azul. Inclusiones pobres en volátiles se ven color café oscuro bajo luz transmitida y usualmente no fluorescen. El condensado de gas no es fluorescente o lo hace muy poco.

Las inclusiones acuosas, carbónicas o de gas no emiten fluorescencia visible (Burrus, 2003). Las inclusiones que contienen hidrocarburos ricos en compuestos de N-S-O presentan fluorescencia muy débiles (color azul oscuro), en longitudes de onda mayores a las de los aromáticos (Bertrand et al., 1986, Hagemann y Hollerbach, 1986, Khavari Khorasani, 1987).

En problemas geológicos, y en particular en el estudio de inclusiones fluidas con hidrocarburos, la aplicación espectrométrica de la microscopía de fluorescencia con luz uv ha sido llevada a cabo por varios autores (Burrus, 1991, Guilhaumou et al., 1990, Kihle, 1995).

La relación entre la emisión de fluorescencia y la composición química del hidrocarburo dentro de una inclusión es muy compleja. Si bien se sabe que la fluorescencia se debe a la presencia de cierto tipo de moléculas (aromático y compuesto de N-S-O), la interpretación del espectro de emisión presenta complicaciones debido a interacciones intra e intermoléculares (Bertrand et al., 1986). Una alta concentración de cromóforos provoca absorción de la fluorescencia emitida.

Esto es, que aunque a mayor cantidad de cromóforos la intensidad de fluorescencia aumenta, hay una concentración límite sobre la cual los cromóforos absorberán parte de la emisión, afectando la eficiencia de la misma.

Es decir, al realizar espectroscopía de fluorescencia en hidrocarburos, es muy complicado llegarse a identificar componentes individuales, pues no se cuenta con una buena comprensión de lo que controla y afecta la emisión fluorescente, que como en la catodoluminiscencia puede deberse también a imperfecciones cristalinas o a la presencia de elementos traza (Stasiuk y Snowden, 1997).

Sin embargo, la emisión fluorescente no deja de ser una característica importante relacionada a la composición y se utiliza para clasificar a la materia orgánica (Robert, 1979), así como para caracterizar su composición química y su madurez (Hagemann y Hollerbach, 1981, Bertrand et al., 1986).

2.5.5 - Análisis de Imágenes

Nuestro objetivo, al aplicar esta técnica, es determinar de manera teórica la composición maceral. A partir de imágenes numéricas se puede analizar la siguiente información:

- Determinar el porcentaje de macerales, (vitrinita, liptinita, e inertinita), a partir de imágenes tomada con luz transmitida, o con luz reflejada o en fluorescencia. A condición de que las imágenes sean tomadas en las mismas condiciones.
- Determinar la reflectancia en vitrinitas
- Considerar los mismos criterios de análisis para todas las imágenes estudiadas y tener un buen nivel de confianza de un punto de vista estadístico.

El hecho de que la norma ISO y el ICCP recomienden medir la reflectancia en luz natural no polarizada y evaluar la reflectancia random, que es la reflectancia media estadística, permite extender la metodología a sistemas de análisis de imagen en luz natural que proporcionan valores de reflectancia que pueden ser comparables a los manuales.

Para el caso de nuestro trabajo se utilizó el software "ImageJ" de libre circulación sobre internet.

La técnica funciona de la manera siguiente: Sobre una muestra, (briqueta) de carbón o lutita carbonosa, se seleccionan diferentes zonas y se toman las imágenes en las mismas condiciones. Estás deben ser representativas de la muestra, y que incluya la mayor cantidad de macerales presentes en la muestra. Evidentemente la resolución es siempre la de la microscopia óptica.

Primero; la imagen debe trabajarse en "ImageJ", como una imagen de 8bit, (análisis de 256 niveles de gris), posteriormente debe seleccionarse sobre la pestaña "ImageJ", Adjust y Treshold. En esta ventana se puede analizar los diferentes macerales en escala de grises, como se muestra en la Figura 17, (A, B, C y D). Este "tratamiento" de imágenes supone que los grupos macerales presentes tienen el mismo nivel de gris.

Por ejemplo, para una muestra todas las vitrinitas se encuentran en el rango intermedio de 137 a 167 niveles de gris (Figura. 17). Las liptinitas en cambio se encuentran entre 10 y 137, y para las interinitas utilizamos en general entre 167 y 200, estos valores corresponden a niveles de gris para cada uno de los macerales, y se ajustan para cada imagen.

Una vez detectados los mejores valores para cada uno de los macerales, se aplica un nuevo filtro del programa ImageJ, para convertir la imagen en sistema binario.

Posteriormente se realizara el análisis para determinar el porcentaje de cada maceral, este se hace en función de la superficie analizada.

Los resultados son: el área, el mínimo y el máximo en escala de grises, y él % de área para cada grupo medido, (macerales), el resultado final nos representa el volumen por grupo maceral, Figura 17 D.

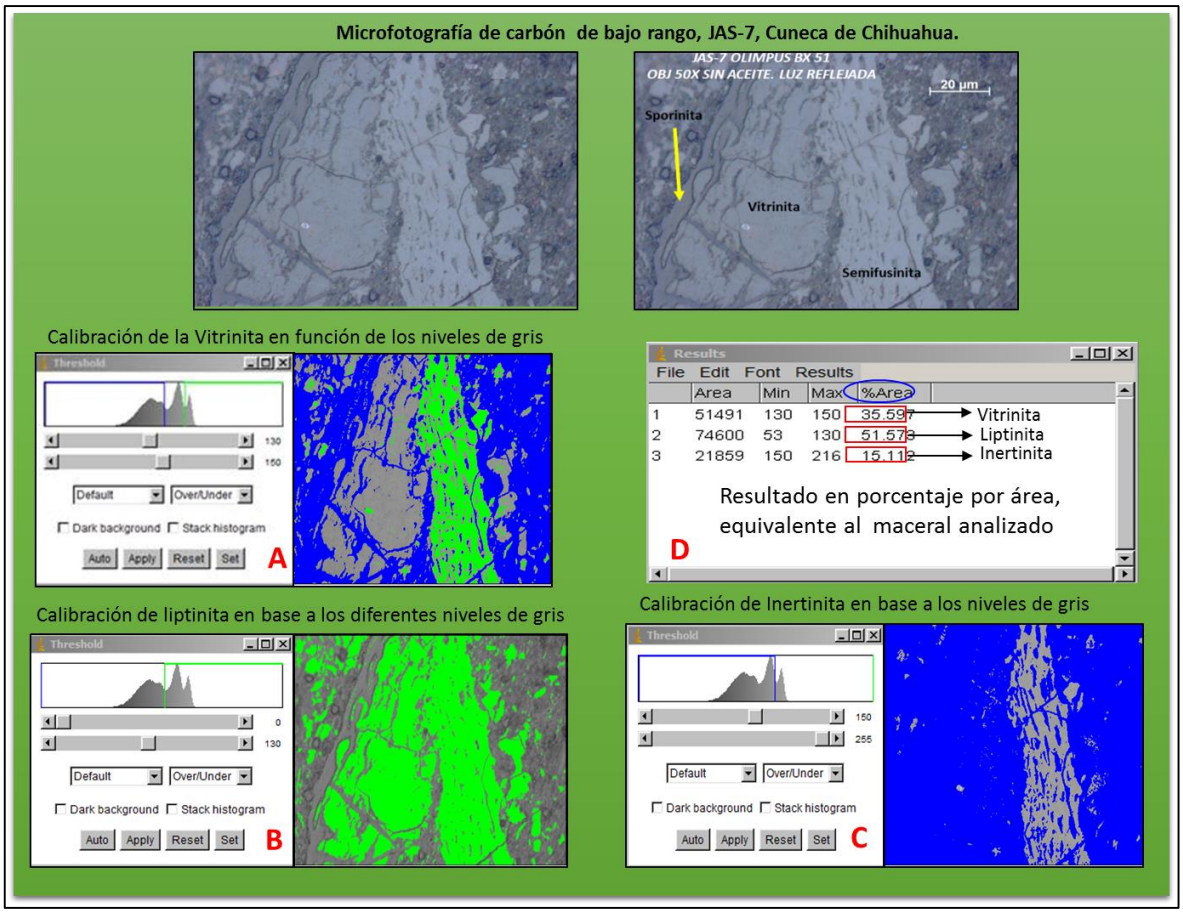


Figura 17. Tratamiento digital de una microfotografía tomada en luz reflejada. Un ejemplo de este análisis, se muestra en esta figura, en la letra D, donde nos presenta el % en área de cada maceral, y que en teoría nos debe quedar al 100%, cercano, o un poco más de este valor para considerar que la medición y detección de cada uno de los macerarles estuvo bien realizada.

A partir de estos resultados se obtendrán una serie de deducciones teóricos como:

- Los microlitotipos.
- La determinación de la relación H/C y O/C, para cada maceral.
- La reconstrucción del IH y TOC inicial.

En este trabajo se seleccionaron seis muestras representativas de la Cuenca de Sabinas, (Cloete Centro, Dis-01, FC-1, Gal-01, Mez-01 y Mupo-01), que corresponden al carbón de la Formación Olmos, y cinco muestras representativas de la Cuenca de Chihuahua, (Jaso-1, 4 y 7,

PI-07 y 05), que corresponden a carbón, y a lutitas carbonosas de las formaciones San Carlos y Ojinaga. Ver (Anexo 4).

2.5.6 - La Microscopia Electrónica de Barrido, (MEB)

El MEB utilizado está equipado con tres detectores que permiten tener imágenes de electrones secundarios, imágenes de electrones de retrodispersión y analizador EDS de rayos x.

El principio del MEB se basa en el barrido de la superficie de la muestra por un haz electrónico (Maurice et al., 1979), causando la emisión de electrones secundarios así como la retrodifusión de electrones y la radiación X. La emisión de electrones secundarios permite caracterizar la superficie de la muestra. La retrodifusión de electrones aporta información cualitativa sobre la composición química de las fases mineral, y la radiación X permite realizar análisis específicos semicuantitativos por acoplamiento con un espectrómetro a dispersión de energía (McMullan, 1993).

Esta técnica de microscopia electrónica de barrido (MEB), nos permite la observación y caracterización superficial de materiales inorgánicos/orgánicos y de sus interacciones obteniendo información morfológica espacial del material analizado.

Las principales ventajas del MEB son la alta resolución (~100 Å), la gran profundidad de campo que le da apariencia tridimensional a las imágenes, y la sencilla preparación de las muestras.

Los análisis se realizaron en la universidad de Lorraine, y se utilizó un microscopio Hitachi S4800, Scanning Electron Microscope, Figura 18, en electrón secundario y de retrodifusión

Figura 18. Microscopio Hitachi S4800, utilizado para el análisis de rocas madre y carbón.

Antes del análisis, cada muestra se preparó metalizándola al carbono, de acuerdo al procedimiento tradicional, (Emery y Robinson, 1993).

En este trabajo se analizaron muestras de roca madre, (Fm. La Casita y La Peña), provenientes de un pozo profundo, (AP-1), 4500 m y 2200 m, que corresponden a lutitas con alto contenido de materia orgánica, también se analizaron diversas muestras de carbón de las cuencas de Sabinas y Chihuahua.

2.6. Modelado numérico

El éxito de cualquier campaña de exploración depende de la convergencia de elementos y procesos geológicos trascendentales.

El modelado de cuencas y sistemas petroleros permite a los geocientíficos examinar los procesos dinámicos de las cuencas sedimentarias y sus fluidos asociados. Esto permite de determinar si las condiciones por las que paso la cuenca, resultaron adecuadas para que los hidrocarburos formaran yacimientos potenciales y fueran estos hidrocarburos preservados y atrapados en dichos yacimientos.

En este trabajo se aplicaron el modelado numérico 1D y 2D.

El programa PetroMod® V11 en una dimensión (1D) (Schlumberger), se utilizó para reconstruir la historia de sepultamiento y la historia térmica. Reconstruyendo por medio del *Back-Stripping* la evolución térmica de la materia orgánica, así como las condiciones de presión y temperatura, en la evolución de generación de hidrocarburos (IES, 1995).

En este contexto, una buena calibración del modelo nos permite inferir sobre los eventos y cantidades de roca erosionada en cada pozo modelado. El modélado 2D, se aplicó considerando la erosión y la temicidad para conocer el funcionamiento del sistema petrolero en dos dimensiones, considerando la circulación de fluidos con una dinámica de generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

2.6.1. Modelado numérico 1D

Para la construcción de un modelo 1D, es necesario tener una base de datos de entrada como: Columna estratigráfica, sistema petrolero de la cuenca y diversos parámetros petrofísicos de las rocas que conforman la columna estratigráfica.

Las facies y sus parámetros petrofísicos pueden ser definidos mediante el editor de litologías, que el propio programa de PetroMod® V11 proporciona. Los Logs de barrenos permiten una correcta ubicación de topes y bases de formaciones en el pozo, así como determinar temperaturas del pozo de topes de formación y temperatura de fondo de los pozos estudiados.

Una bases de datos con parámetros petrográficos como el poder reflector de vitrinita, fue utilizada considerando este como principal marcador térmico para la reconstrucción de la evolución del flujo de calor en la cuenca. Para esto se utiliza el algoritmo EASY%Ro, así como para definir la historia del flujo de calor (HF) en relación a la historia de sepultamiento. Cuando es necesario se considera una erosión que está en relación con la tectónica y los Up-lifts.

Las cinéticas, para este trabajo fueron construidas de manera teórica, a partir de los espectros Rock-Eval de las principales rocas generadoras de la Cuenca de Sabinas, Martínez (2012), La Casita TIII, sabinas, Martínez, (2012) La Peña-Eagle Ford TIII, por lo que estas cinéticas fueron utilizadas en nuestro modelado, para generación de aceite/gas.

2.6.2. Modelado geoquímico 2D

Los objetivos de efectuar este modelado numérico, (PetroMod® 2D V.11), son para realizar una simulación considerando la circulación de fluidos en el sistema petrolero. Esto permite de tomar en cuenta los eventos de generación-migración y acumulación de los hidrocarburos generados.

En este trabajo este modelado permitió de detectar puntos de migración de hidrocarburos hasta la superficie en la cuenca, así como comprobar el funcionamiento y dismigración en el sistema petrolero (rocas generadoras, almacenes y sello).

Este programa, (PetroMod® 2D V.11), es muy utilizado por la industria petrolera, para evaluar y caracterizar cuantitativamente áreas potencialmente generadoras de hidrocarburos, y para inferir en las acumulaciones actuales (Littke et al., 1993; Debra et al., 2006; Di Primio et al., 2006; Schwarzer y Littke, 2007; Alsaab et al., 2008).

Las imágenes 2D utilizadas, para la construcción de las línea sísmicas, son las imágenes sísmicas originales, con interpretación de horizontes y convertidas en profundidad, figura 19

Los datos de entrada, para el modelado 2D, son aplicados de la misma manera que los datos utilizados para el modelado 1D, ya que estos sirven para la calibración de las líneas sísmicas. Además se construyeron cinéticas para las principales rocas madres (La Casita, La Peña y Eagle

Ford), utilizando la interface PetroMod® Editors Kinetics, proporcionada en el mismo programa de (PetroMod® 2D V.11)

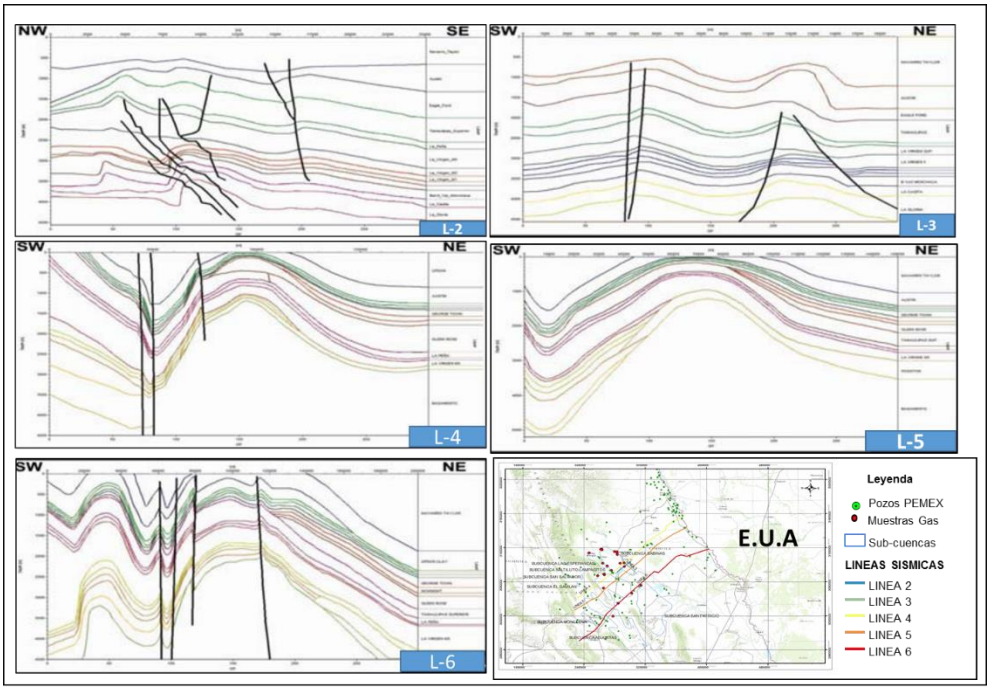


Figura 19. Interpretación y localización de las Líneas sísmicas interpretadas y modeladas en este trabajo.

Los eventos de erosión son considerados en cada punto "grid", tomando como base la topografía de las formaciones superiores, y controlada esta por los pozos asignados para el modelado de cada una de las líneas sísmicas.

De igual manera, se aplica la historia geológica del sistema de fallas, ya que estas son consideradas como posible ruta de migración de los hidrocarburos y el agua.

Los datos de la erosión se obtienen de la calibración térmica de los modelos PetroMod® 1D, construidos para los pozos asignados a cada línea sísmica modelada.

La interpretación estratigráfica, así como la primera calibración térmica con %Ro y temperaturas de los pozos, fue controlada para cada uno de los pozos asignados para las líneas sísmicas interpretadas.

Los eventos de migración se produjeron numéricamente aplicando la interface Hybrid (Darcy + Flowpad) e Invasión Percolación.

PARTE 2

GEOLOGIA DE LAS CUENCAS ESTUDIADAS

CAPITULO 3

Geología de las cuencas de Sabinas y Chihuahua

3.1.- Marco Geológico regional de la Cuenca de Sabinas

El marco geológico en esta región del noroeste de México, se considera compleja desde el punto de vista geológico- estructural, debido a que su historia de formación está relacionada con la apertura del Golfo de México. También es compleja en el sentido petrolero, debido a que se encuentran diversos yacimientos de hidrocarburos asociados a la Cuenca Sabinas, (gas, shale gas y carbón). Asociados a sus principales rocas generadoras de edad Jurásico superior-Cretácico (Padilla y Sánchez, 1986; Santamaría-Orozco, et al., 1991; Michalzik y Schumann, 1994; Rueda-Gaxiola, 1998; Eguiluz de Antuñano, 2001).

3.2.- Marco geológico de la Cuenca de Sabinas

En este capítulo, se describirá de manera general la localización, superficie, estratigrafía, e historia geológica, igualmente se describirán los yacimientos de carbón, y el sistema petrolero de esta cuenca, que ha sido definido principalmente por las compañías petroleras, públicas y privadas (Monclova Pirineo Gas, PEMEX, etc.).

3.3.- Localización

La Cuenca de Sabinas se encuentra localiza en el noreste de México, comprende una superficie de 37,000 km^2, la cuenca se ubica en los límites de los estados de Coahuila y Nuevo León. Figura 20.

Figura 20. Plano de localización de las cuencas carboníferas en el estado de Coahuila, círculo azul representa la zona de estudio. (Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés 2003).

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

3.4.- Historia tectónica de la cuenca de Sabinas

La apertura del Golfo de México y la formación de su margen pasivo inicio aproximadamente durante el Triásico Tardío, este fenómeno se dio a partir de la fragmentación del supe continente Pangea.

Derivado del *rifting* continental en la zona sur de la placa de América del Norte, evento que derivo por la instauración de una gran pluma del manto que disparó la inestabilidad cortical (May, 1971).

El evento anterior produjo la ruptura total y separación de las placas de América del Sur y África.

El evento de *rifting* generó corteza continental transicional, como producto de adelgazamiento e intrusión de magmas máficos, evento que duro hasta el Jurásico Temprano y Medio, y que se ubicaría en la parte central de la cuenca (Chavez-Cabello-2005).

Simultáneamente al evento de *rifting*, se desarrolló el arco magmático del Triásico Tardío-Jurásico, localizado en el norte y noroeste de México, por lo que las condiciones tectónicas fueron complejas (Dickinson y Lawton, 2001).

Se infiere que durante la ruptura continental se formaron grandes fallas de desplazamiento lateral en el norte y suroeste de México que desplazaron terrenos tectono-estratigráficos del noroeste hacia el sureste (Silver y Anderson, 1974; Anderson y Schmidt, 1983; Grajales-Nishimura *et al.,* 1992; Sedlock *et al.,* 1993; Jones *et al.,* 1995 y McKee *et al.,* 1999).

Se desarrollaron estructuras de *grabens, horsts* y medios *grabens* de forma alargada que fueron rellenados inicialmente por depósitos fluviales de origen continental conocidos como lechos rojos (Formaciones Huizachal, Newark, entre otras), y rocas volcánicas del Triásico Tardío - Jurásico Temprano conocidas en el este de México y sureste de E.U.A., (Goldhammer *et al.,* 1991; Wilson y Ward, 1993; Goldhammer, 1999 y Barbosa-Gudino *et al.,* 1999, Chávez-Cabello, 2005).

El inicio de la etapa de rompimiento de la Pangea duró aproximadamente 50 Ma (Triásico Tardío-Jurásico Temprano a Tardío), esta etapa se le designa como "La etapa de *Rift*" y, posiblemente en esta etapa ocurrieron las primeras rupturas dentro del terreno de Coahuila, que produjeron las principales fallas de basamento en la región conocidas como La Babia y San Marcos (McKee *et al.,* 1984, Padilla y Sánchez, 1986 y McKee *et al.,* 1990).

La deformación en la etapa de *rift* se caracterizó por ser puramente extensional en el área del Golfo y es considerada como la que inicia la traslación del bloque de Yucatán hacia el sur-sureste (Pindell, 1985; Buffler and Sawyer, 1985 y Salvador, 1987).

Al finalizar la extensión, las áreas de bajo relieve de origen continental, que se produjeron a partir del *rifting,* experimentaron una trasgresión marina proveniente del este (Mar del Tethys), evento que se produjo durante el Jurásico Medio (Calloviano).

Este evento transgresivo controlo el depósito de secuencias evaporíticas gruesas y extensas conocidas hoy en los márgenes de la cuenca del Golfo de México, sur de Texas y noreste de México incluyendo la Cuenca de Sabinas (Salvador 1987, 1991b y 1991c; Goldhammer *et al.,* 1993; Goldhammer, 1999 y Goldhammer y Johnson, 2001).

A partir del Jurásico Tardío-Cretácico Temprano la evolución tectónica del Golfo de México fue un margen pasivo sin la influencia de actividad ígnea (Pindell, 1985; Salvador, 1987; Ross y Scotese, 1988; Pindell *et al.,* 1988; Pindell y Barrett, 1990; Salvador, 1991a, 1991b, 1991c; Pindell, 1993; Bartok, 1993; Marton y Bufler, 1994). Además, los cambios de facies litológicas y/o estratigráficas estuvieron dominados principalmente por cambios eustáticos (Todd y Mitchum, 1977; Vail *et al.,* 1984; Haq *et al.,* 1987; Scott *et al.,* 1988; Wilson, 1990; Goldhammer *et al.,* 1991; Scott, 1993; Yurewicz *et al.,* 1993; Goldhammer, 1999 y Lehmann *et al.*, 1999).

La parte actual en el noreste de México es producto de la sobreposición de los eventos tectónicos descritos anteriormente (orogenia Ouachita-Marathon, apertura del Golfo de México, evolución del margen activo en el oeste de México y la Orogenia Laramide).

Debido a su importancia dentro de la evolución tectónica regional, esta región ha sido dividida en diferentes sub-provincias estratigráficas y estructurales (De Cserna, 1956; Humphrey y Díaz, 1956; McBride *et al*., 1974; Charleston, 1981; Padilla y Sánchez, 1982; Wilson, 1990; Goldhammer *et al*., 1991 y Goldhammer, 1999; entre otros).

Así mismo se ha definido la existencia de fallas de basamento y altos estructurales que se cree son claves en la interpretación de la evolución geológica y estructural, además de que frecuentemente separan zonas con estilos de deformación diferentes.

Goldhammer (1999) presentó un mapa base regional integral sobre las diferentes cuencas, altos estructurales, plataformas, zonas de cabalgadura y sutura, generadas a partir del Paleozoico Tardío en el noreste de México y sur de E.U.A. (Figura 21).

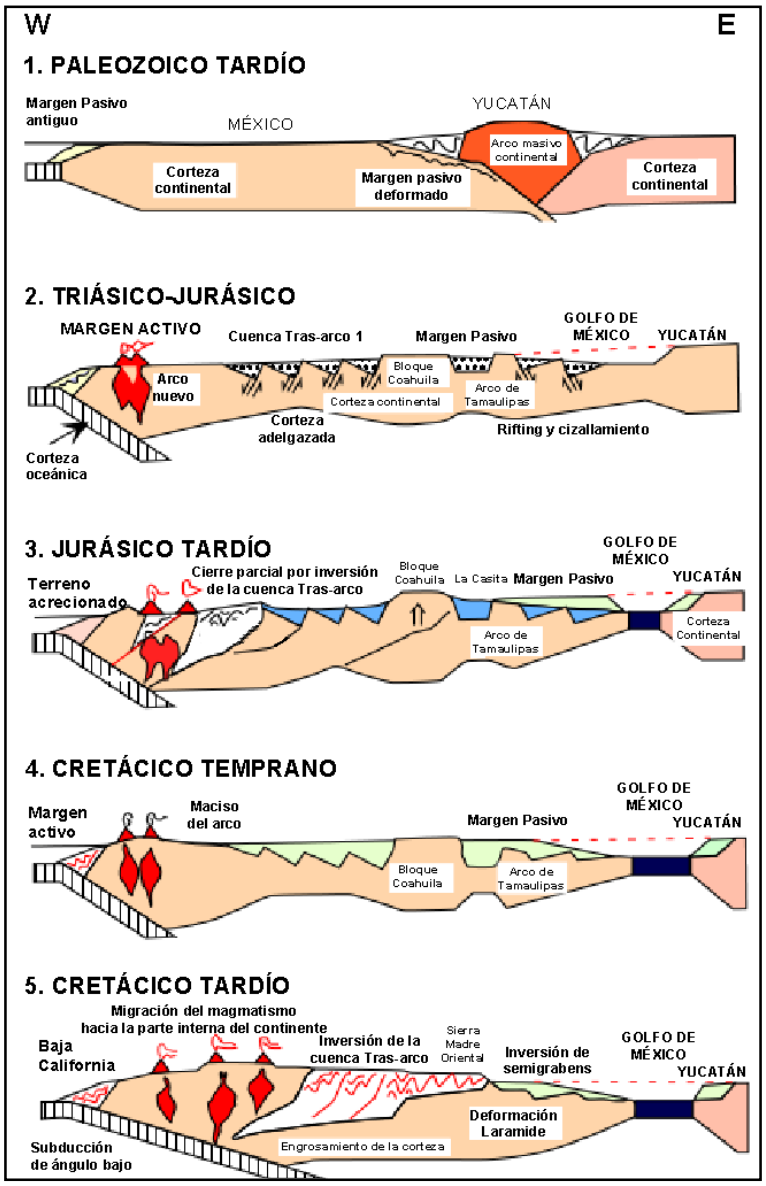


Figura 21. Evolución geológica del norte de México representado mediante secciones este-oeste. La cuenca del Golfo de México a partir del Jurásico Tardío actuó como un margen pasivo. La actividad tectónica de la margen Pacifico afecto gradualmente a toda la región los cambios más significativos se produjeron durante la orogenia Laramide (Modificado de Goldhammer, 1999, Tomado de Chávez-Cabello, 2005).

El Bloque de Coahuila, al norte la Península de Tamaulipas, y entre ambos la Isla de Monclova y la Isla de la Mula, (Márquez, 1979), Estos elementos paleo tectónicos localizados al sur influenciaron de manera significativa la sedimentación posterior y delimitaron el Golfo de Sabinas.

En resumen, Cuevas (1988), propone tres etapas de evolución para la conformación de diferentes estructuras para el noreste de México y sur de E.U.A:

1. Durante el Mesozoico, inicio la etapa de rompimiento o rifting que comprendió el fallamiento de bloques y la formación de grabens.
2. Del Mesozoico superior, inicia la etapa de subsidencia termotectónica, durante la cual se depositó la secuencia sobreyaciente (Jurásico tardío- Cretácico tardío).
3. (Cretácico tardío–Terciario temprano), finalización de la etapa de subsidencia debido a la intensa deformación y fallamiento inverso que provoco el levantamiento de la región durante la Orogenia Laramide.

Para el área de la Cuenca de Sabinas, se dio la formación de grabens y horsts debido a la separación de las placas americana y pacifica durante el Mesozoico.

La etapa de subsidencia fue continua con ligeros cambios del nivel del mar, es en esta etapa que se conforman los elementos paleogeográficos durante el Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.

En la Figura 22, se define la topografía del jurásico Tardío, con todos los elementos paleogeográficos, (*horsts* y *grabens),* que conformaron la Cuenca de Sabinas, Eguiluz de Antuñano (2001).

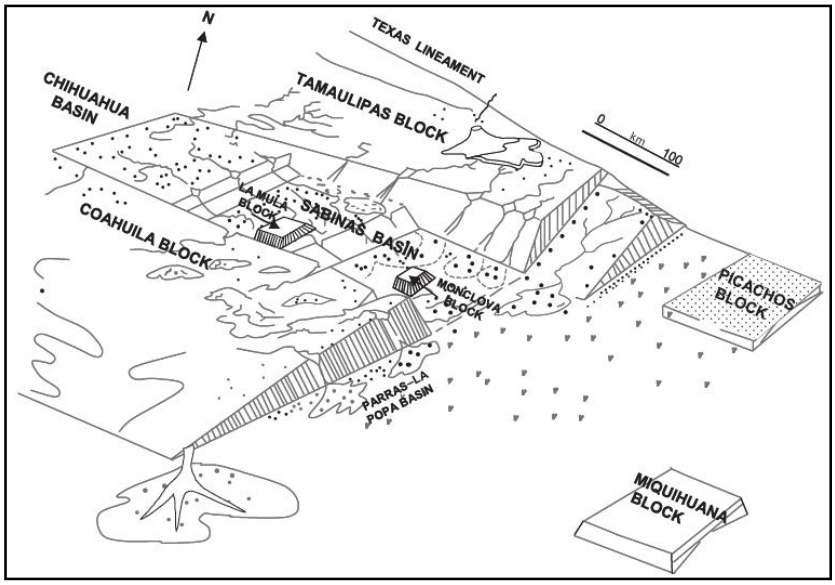


Figura 22. Configuración estructural de la Cuenca de Sabinas durante el Jurásico Medio. Tomado de Eguiluz de Antuñano (2001).

La orogenia Laramide fue el último evento tectónico de importancia que modifico la configuración estructural en el noroeste de México. Esta se desarrolló en dos fases; La primer fase estuvo controlada por décollement y despegues sedimentarios de la secuencia marina del Mesozoico Tardío y debió ocurrir antes de 46 Ma (Figura 23). La segunda fase involucró al basamento, ocurriendo principalmente reactivaciones de fallas mayores y secundarias a estas, que generaron relaciones complejas entre las estructuras previas y las generadas por esta segunda fase entre 46 y 41 Ma (Figura 24). Chávez-Cabello, (2005).

Chávez-Cabello (2005), propone que la sobreposición de las estructuras resultantes de las dos fases de deformación explica de una manera más completa las relaciones de los ejes de pliegue con respecto a la Falla San Marcos en lugar de un solo evento de deformación tipo transpresivo.

Por otro lado, indica que la Falla San Marcos corresponde a una falla de basamento antigua multi-reactivada, Esta debió acomodarse principalmente en extensión cortical más que desplazamientos laterales durante su instauración en el Jurásico. Su primer evento de reactivación del Neocomiano.

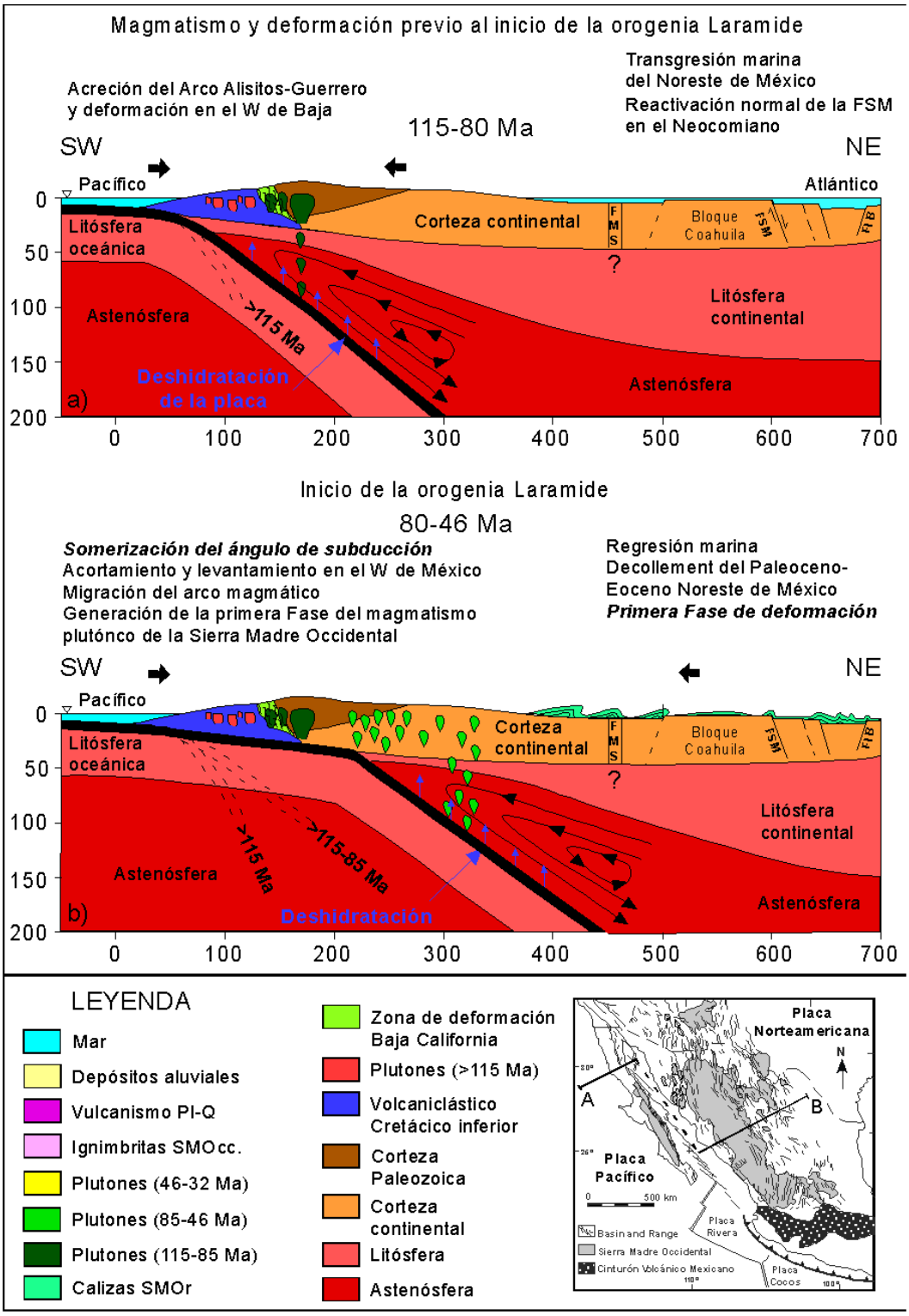


Figura 23. Secciones geológicas idealizadas que sintetizan los eventos magmáticos y tectónicos más importantes en los últimos 115 Ma para el norte de México. Nótese que la línea de sección fue desplazada por la creación del Golfo de California. a) 115-80 Ma, b) 80-46 Ma, c) 46-32 Ma y d) 32-0 Ma. Abreviaciones: FMS, Falla Mojave-Sonora; FSM, Falla San Marcos; FLB, Falla La Babia. Tomado de Chávez-Cabello, (2005).

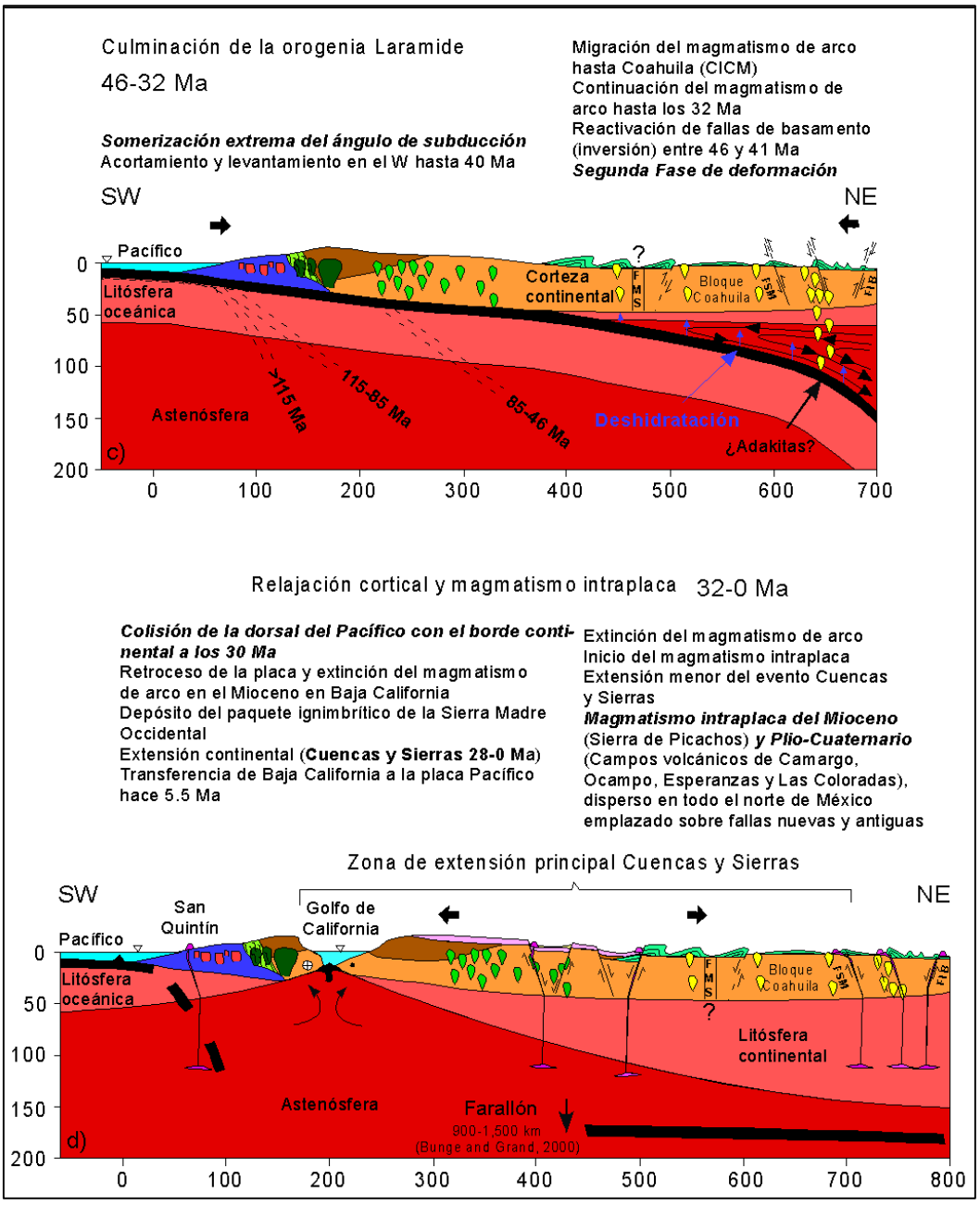


Figura 24. Continuación. Leyenda como en a y b de esta misma figura. Tomado de Chávez-Cabello, (2005).

La Orogenia Laramide, dio origen a las estructuras de la Sierra Madre Oriental (Figura 25), que se caracteriza por ser el área que presenta el más alto relieve en el noreste de México (Eguiluz de Antuñano, et al., 2000).

Ésta área está limitada al este por el Arco de Tamaulipas y al norte por la Cuenca de Parras, (Padilla y Sánchez, 1986). La sección deformada comprende la secuencia sedimentaria del Triásico Inferior – Cretácico Superior (Goldhammer, 1999).

Las estructuras de esta región se distinguen por su gran variedad de pliegues con orientación este-oeste, isoclinales con flancos verticales y pliegues vergentes hacia el norte, que pueden estar delimitados por cabalgaduras (Padilla y Sánchez, 1986, a, b; Johnson, 1989; Eguiluz de Antuñano, 2000, 2001).

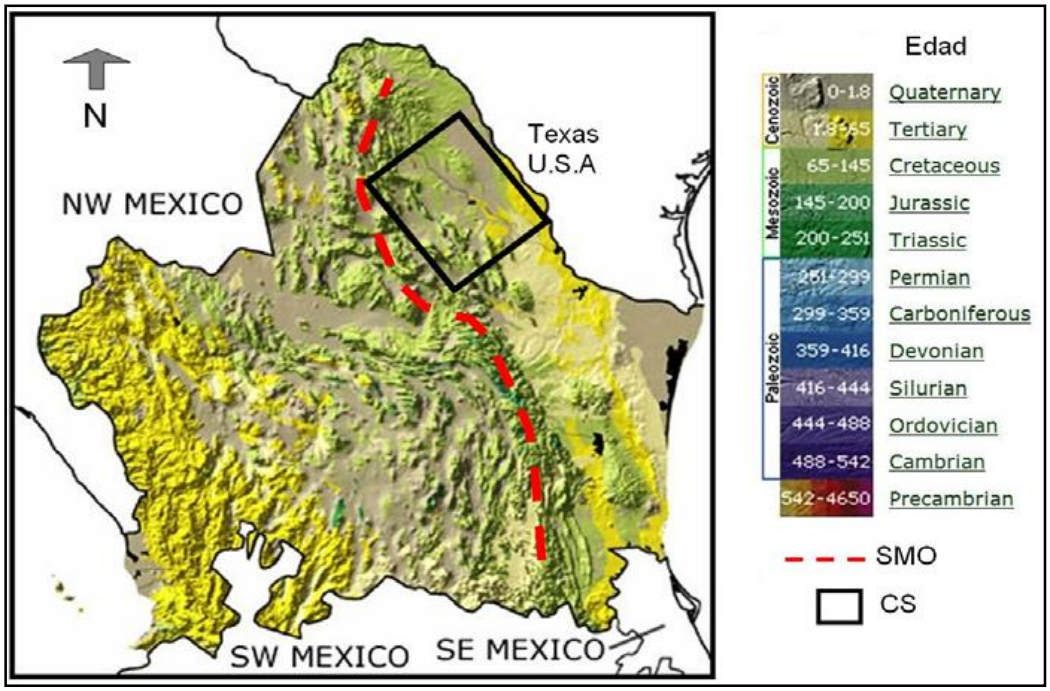


Figura 25. Distribución regional que muestra los relieves y las edades de las rocas que afloran en el noroeste de México. Abreviaciones; CS, Cuenca de Sabinas; SMO, Sierra Madre Oriental. La escala de tiempo muestra en tonos de colores, las edades de las rocas. Modificado de Lindberg et al., (2005).

3.4.1.- Fallas San Marcos y La Babia

Las fallas San Marcos al sur y La Babia al norte, delimitan la Cuenca de Sabinas (Figura 26). Actualmente estas fallas son consideradas como fallas maestras del basamento que controlaron gran parte del paleorelieve y las litofacies durante el Mesozoico en la Cuenca de Sabinas (Padilla y Sánchez, 1982, 1986; Salvador, 1987; 1991a, 1991b, 1991c; Goldhammer *et al*., 1991; Wilson y Ward, 1993 y Goldhammer, 1999, Chávez-Cabello, 2005).

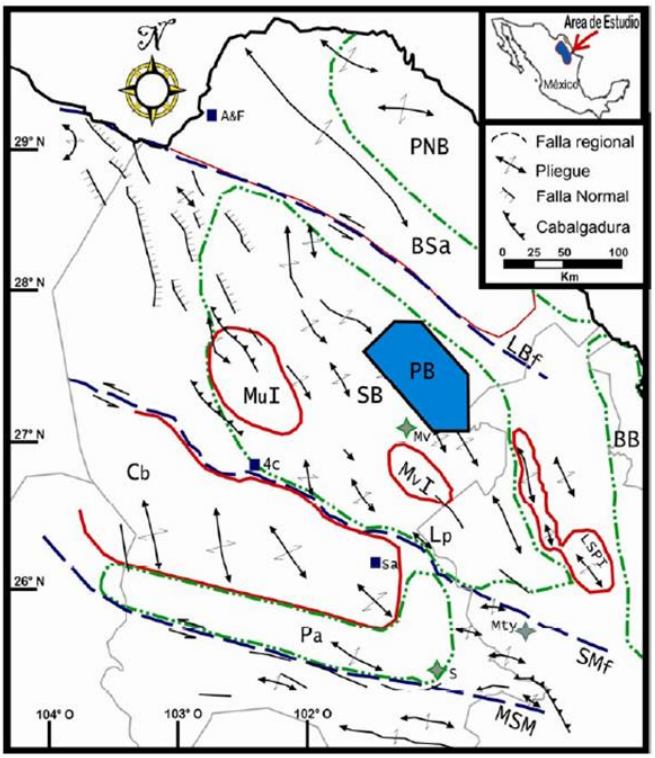


Figura 26. Localización de los sistemas de fallas en la Cuenca de Sabinas. Abreviaciones; A&F, Minas Alicia y Fácil; BB, Cuenca de Burgos; BSa, Archipiélago Burro-Salado; Cb, Bloque de Coahuila; LBf, Falla La Babia; LSPI, Isla Lampazos-Sabinas-Picacho; Lp, Cuenca La Popa; MSM, Mega-falla Mojave- Sonora; Mty, Ciudad de Monterrey; Isla La Mula; MvI, Ciudad Monclova; MuI, Isla Monclova; Pa, Cuenca de Parras; PB, Bloque Pirineo; PNB, Cuenca de Piedras Negras; S, Ciudad Saltillo; Sa, Mina San Agustín; SB, Ciudad Sabinas; SMf, Falla de San Marcos; 4C, Mina Cuatro Ciénegas. Modificado de Goldhammer y Johnson (2001).

Después de la orogenia Laramide en el noreste de México, estas fallas limitan lo que hoy se conoce como el Cinturón Plegado de Coahuila (CPC; Charleston, 1981), y separan zonas con estilos de deformación muy diferentes entre ellas (Padilla y Sánchez, 1982).

La falla de La Babia, propuesta por Charleston (1981), separa al CPC del cratón Coahuila-Texas. Al sur, en la parte central de Coahuila, el CPC limita con el bloque de Coahuila a través de la falla de San Marcos, definida por Charleston (1973) y citada por McKee y Jones (1979) y McKee *et al*., (1984, 1990).

Charleston (1981) y Padilla y Sánchez (1982), con base en el análisis de imágenes de satélite, sugieren la existencia de un evento transpresivo importante contemporáneo o más tardío que la deformación Laramide en la Cuenca de Sabinas.

Se ha sugerido que la falla de San Marcos experimentó movimientos laterales en el Jurásico Tardío, y normales en el Cretácico Temprano, que controlaron fuertemente los patrones de sedimentación al norte de la falla (McKee *et al*., 1984 y 1990, Chávez-Cabello, 2005).

La falla La Babia también es conocida como Falla Sabinas (Alfonso, 1978) o lineamiento Boquillas del Carmen-Sabinas (Padilla y Sánchez, 1982 y 1986). Smith (1981) sugirió que el acortamiento presente en el CPC fue consecuencia de transpresión entre el cratón Coahuila-Texas y la plataforma de Coahuila. El CPC tuvo desplazamientos laterales izquierdos acomodados por las fallas San Marcos y La Babia, en el sur y norte, respectivamente. Estos dispararon la intrusión de la secuencia evaporítica para generar las estructuras anticlinales aisladas observadas dentro del CPC.

Por otro lado, Ye (1997) sugiere que la deformación presente en el CPC es por efecto de compresión de dirección NE-SW, debido a esfuerzos impuestos sobre el borde continental durante la subducción de la placa Farallón en el noroeste de México durante el Terciario.

Chávez-Cabello (2005), sugiere que las estructuras cercanas a la falla San Marcos, son similares a lo que cita Ye (1997) pero con una componente izquierda menor (acortamiento oblicuo).

Adicionalmente, propone fallas laterales más jóvenes que cortan a las estructuras de edad Laramidica, y que estas corresponderían a un nuevo evento de reactivación de la Falla San Marcos.

3.4.2.- Deformación y magmatismo Cenozoicos del norte de México

Los resultados reportados por Chávez-Cabello (2005), de los estudios geológico-estructurales, geoquímico y geocronológicos realizados en la parte sur de la Cuenca de Sabinas, sobre la deformación y el magmatismo Cenozoicos relacionados con la orogenia Laramide, muestran que estuvieron controlados ampliamente por la dinámica de las placas tectónicas en el Pacífico durante el Cretácico Tardío –Eoceno.

El emplazamiento de los intrusivos que componen al Cinturón de Intrusivos Candela-Monclova (CICM) ocurrió entre 45 y 35 Ma (Chávez-Cabello, 2005).

El emplazamiento en niveles someros de la corteza de estos cuerpos magmáticos estuvo controlado por la reactivación de fallas de basamento, por lo que estos son:

- sin-tectónicos (p.e. Chávez-Cabello, 2005; intrusivos Cerro del Mercado y Soledad?)

- post-tectónicos (p.e. Chávez-Cabello, 2005; Providencia, Carrizal, Cerro Boludo, Marcelinos, Pánuco e Iguana), emplazados durante la segunda y última fase de la deformación Laramide en la región.

Según Chávez-Cabello (2005), la deformación Laramide debió culminar a los 41 Ma en Coahuila, aunque para el noreste de México admite que manifestaciones de este evento orogénico no se registraron a partir de 39 Ma.

La edad de cambio de fuente magmática (subducción a intraplaca) en la región ocurrió entre 32.5 y 30 Ma., donde Chávez Cabello (2005) propone, que el magmatismo de arco y la reactivación de fallas de basamento para generar los estilos de deformación presentes en el suroeste del Cinturón Plegado de Coahuila, a una distancia de ~700 km del borde continental en el Eoceno, fueron controlados por subducción de ángulo bajo de la placa Farallón bajo la placa de América del Norte.

3.4.3.- Volcanismo alcalino intraplaca en la Cuenca de Sabinas

Los campos volcánicos Las Esperanzas (CVLES) (Mulleried, 1941; Figura 27 y 28) y Ocampo (CVO), localizados al noreste de México en la Cuenca de Sabinas, son producto de un evento de volcanismo alcalino intraplaca (Valdez-Moreno, 2001).

Los CVLES, están formados por basaltos alcalinos con olivino, hawaiitas y basanitas con nefelina normativa y por algunos basaltos con hiperstena normativa.

Estas lavas (40Ar/39Ar ~2.78 Ma) fueron expulsadas por fisuras ubicadas al borde del anticlinal de Santa Rosa y por conductos centrales que originaron volcanes en escudo (Mulleried, 1941; Valdez-Moreno, 2001), conocidos en la región de Sabinas como volcanes Cacanapo, y que se ubican en el área que cubre el Bloque Pirineo.

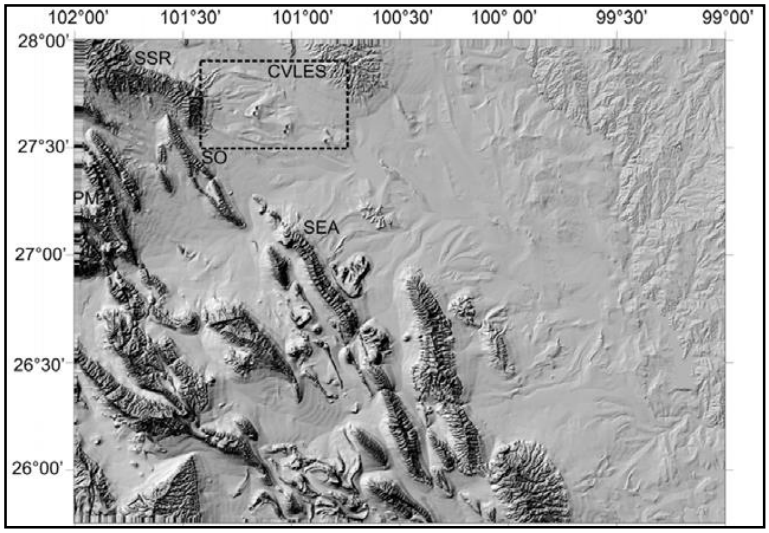


Figura 27. Modelo digital de elevación de la porción central de Coahuila. Se aprecia la transición entre las provincias morfotectónicas de la Sierra Madre Oriental y la Planicie Costera del Golfo (esquina superior derecha). Abreviaturas: CVLE= Campo volcánico Las Esperanzas; SSR= Sierra Santa Rosa; SO= Potrero de Obayos; SEA= Sierra El Azul; PM= Potrero de Menchaca. Tomado de Valdez-Moreno (2001).

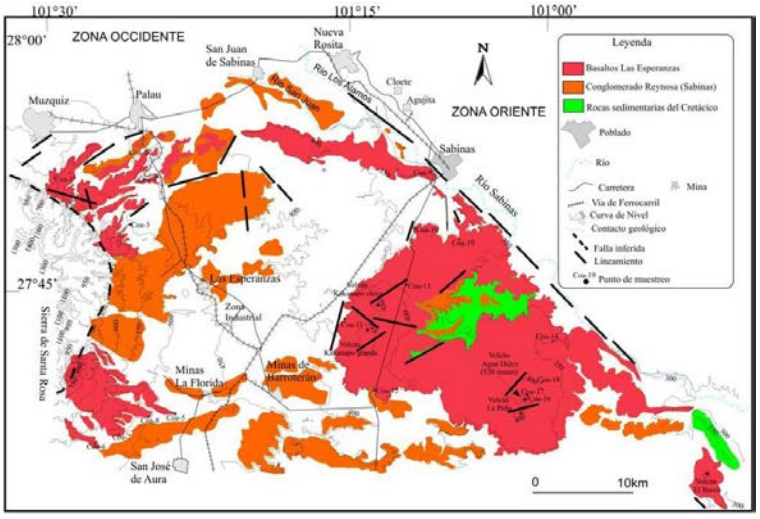


Figura 28. Mapa geológico simplificado del campo volcánico Las Esperanzas. En él solo se resaltan las rocas y depósitos del Terciario tardío y del Cuaternario. En la región occidental la distribución de los derrames de lava sugiere que fueron extravasados por fisuras ubicadas en el borde de la Sierra de Santa Rosa. Los volcanes de la región oriental tienen la morfología de escudos de lava; los puntos de emisión están marcados por conos cineríticos pequeños que aún son fácilmente reconocibles. Nótese que los bordes nororientales de los derrames parecen haberse desviado a lo largo de un alineamiento paralelo al curso actual de los ríos Sabinas y Los Álamos. Tomado de Valdez-Moreno (2001).

En el CVO aflora una secuencia de flujos de lava intracañón asociados a conos de escoria, y un alineamiento N-S de volcanes aislados (40Ar/39Ar ~3.41 Ma; Figura 29), este campo fue estudiado geoquímicamente hasta el año 2001 por Valdez-Moreno.

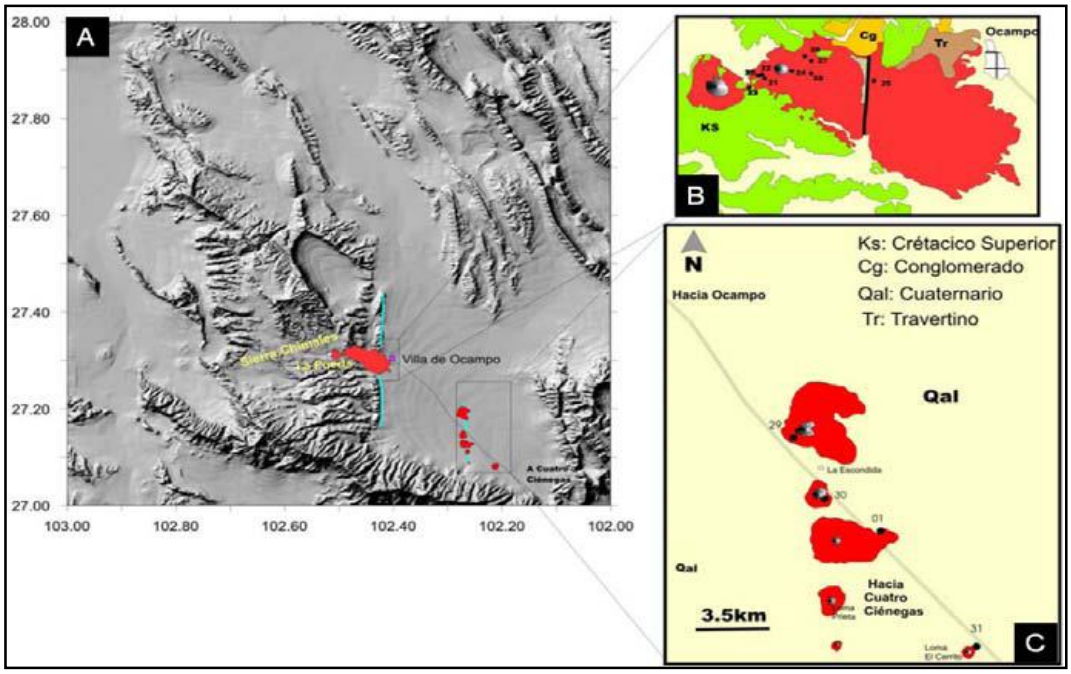


Figura 29. A) Modelo de elevación digital de la región de Ocampo, Coah. Se muestra la localización de los basaltos alcalinos y la carretera que une a la Villa de Ocampo Coahuila (VO) con Cuatro Ciénegas Coahuila. B) Esquema geológico de la porción occidental del CVO. C) Alineamiento de conos cineríticos, (Modificado de INEGI, 1975). Tomado de Valdez-Moreno (2001).

Todas las rocas tienen la mineralogía: olivino, clinopiroxeno, plagioclasas, minerales opacos y apatito. Algunas además contienen cuarzo accidental y otros xenocristales de olivino derivados de lherzolitas del manto. Como otras rocas basálticas intraplaca de la Cuenca de Sabinas, las lavas tienen #Mg ~59-67, enriquecimientos de elementos incompatibles relativos al manto primordial y anomalía positiva de Nb. Valdez-Moreno (2001).

También presentan enriquecimiento de tierras raras ligeras respecto a las pesadas y la relación Ba/Nb es típica de basaltos intraplaca.

Las relaciones isotópicas de (Sr, Nd y Pb) indican que los magmas fueron generados por fusión parcial de un manto enriquecido en estos elementos (p.e. Valdez-Moreno, 2001), respecto al que originó los Basaltos de cordillera meso-oceánica (Mid Ocean Ridge Basalt “MORB”).

Según Valdez Moreno (2001), la isotopía de Sr muestra que los magmas experimentaron poca o nula interacción con la corteza continental.

El proceso petrogenético dominante inferido fue fusión parcial, seguido por cristalización fraccionada de olivino, augita, plagioclasas, titanomagnetita y apatito.

La ausencia de xenolitos del manto sugiere una velocidad de ascenso relativamente lenta, lo que permitió su separación del magma (Valdez-Moreno, 2001).

3.4.4.- Historia geológica-sedimentaria de la región NE de México (Bloque de Coahuila, Golfo de Sabinas y Península de Tamaulipas)

La geología de la Cuenca de Sabinas, y más en la región noreste de México, se ha estudiado desde hace varias décadas (Heim, 1940; Humphrey, 1949; Humphrey y Díaz, 1956; Imlay, 1936, 1937 a y b, 1940; Kelly, 1936). Las interpretaciones más recientes de la historia sedimentaria de esta Cuenca son fundamentadas en los trabajos de varios autores; (Eguiluz Antuñano, 2001; Murillo-Muñeton, 1999; Longoria, 1984; Goldhammer et al., 1991; Goldhammer y Johnson, 1991; Cuevas-Lerée, 1985; Bird, 1992, 2002; Alfonso, 1978; Gray et al., 2001; Wilson, 1990).

Se han identificado tres supersecuencias de depósito para la Cuenca de Sabinas asociados con las etapas de ruptura, de la deriva, y a la etapa de antepaís, relacionadas a su evolución, Eguiluz (2001), (Figura 30).

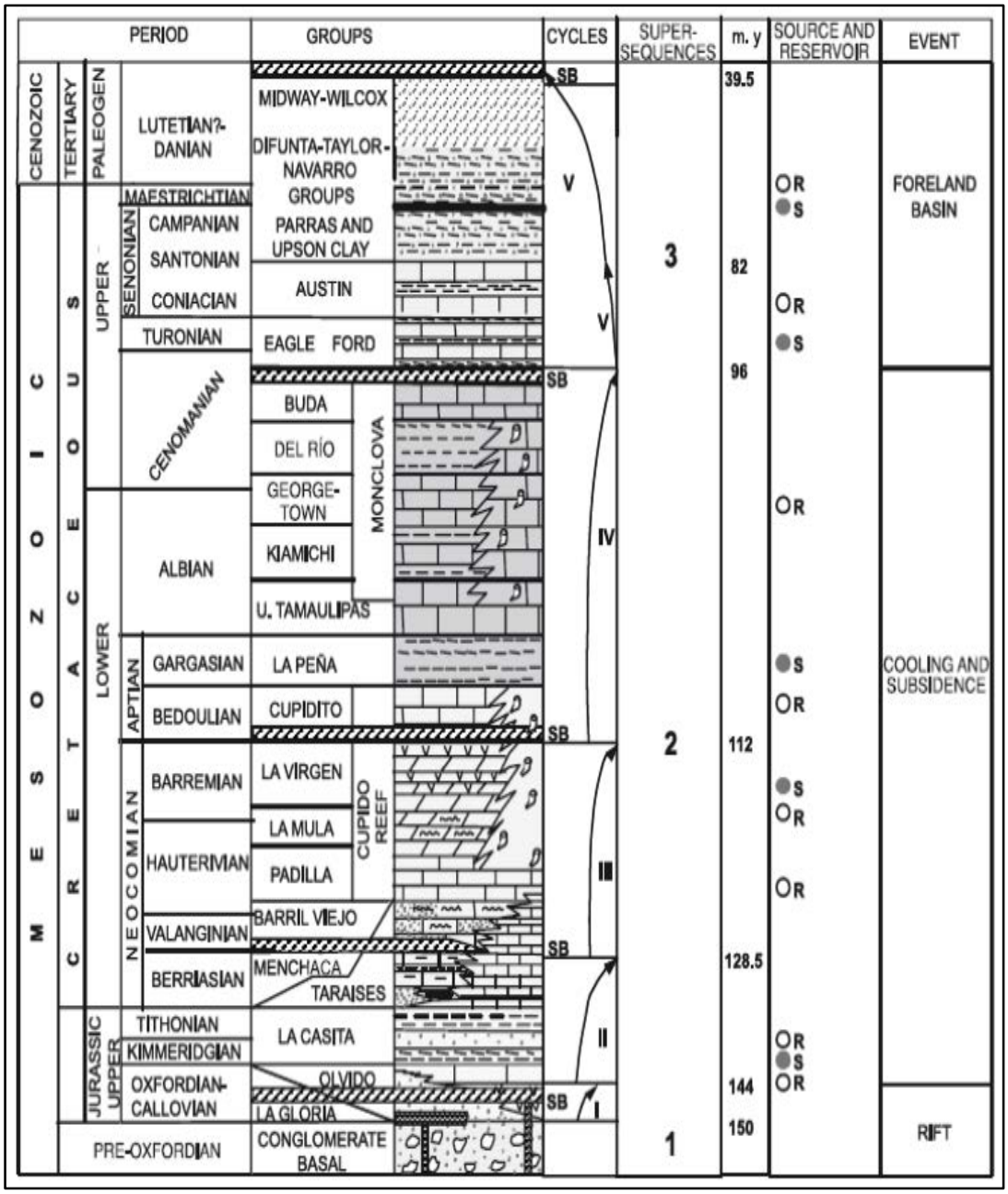


Figura 30. Columna estratigráfica de la región de Sabinas, mostrando las tres principales supersecuencias identificadas, y su relación a los eventos orogénicos de cada supersecuencia. Eguiluz (2001).

La primera supersecuencia 1) Aún no se ha subdividido en ciclos menores, y los datos relativos a su edad son especulativos.

Durante el Calloviano (?) y oxfordiano inferior se depositaron sedimentos constituidos de conglomerados, depósitos de sal intercaladas con terrígenos, estos depósitos son rocas de grano fino de color rojo y verde, anhidrita, y carbonatos (Goldhammer et al., 1991), que alcanzan un espesor total de más de 2500 m, (pozos Minas Viejas-1 y Virgen-1). Estas rocas se depositaron principalmente en el parte central de la cuenca (Figura 31).

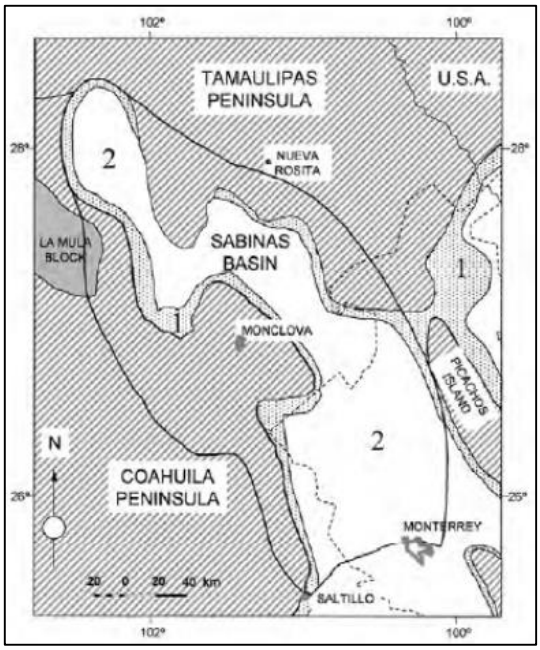


Figura 31. Calloviano (?)-Oxfordiano inferior, paleogeografía de la Cuenca de Sabinas. Las áreas achuradas indican tierras emergidas. (1) Frente de costa son depósitos de arenas de la formación de La Gloria; y (2) facies sabkha (sal, anhidrita y carbonatos) de las formaciones de Olvido y Minas Viejas. (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Hacia la Península de Tamaulipas, la sal disminuye de espesor o desaparece, para ser reemplazada por la anhidrita y carbonatos cuyo espesor combinado es de 500 m. Estas unidades estratigráficas de precipitados químicos corresponden a las formaciones Minas Viejas (Humphrey y Díaz, 1956) y Olvido (Heim, 1926). La formación Minas Viejas se compone principalmente de sal, y la formación Olvido es de litología mixta. Sus dos tercios inferiores constan de anhidrita y carbonatos intercalados, y la parte superior está dominada por carbonatos de alta energía asignadas a la siguiente supersecuencia 1.

Hacia los flancos de la cuenca, estas facies evaporíticas cambiar a las rocas de terrígenos marginal-marinos. La parte inferior de la Formación La Gloria (Imlay, 1936) también puede ser parte de la supersecuencia 1, ciclo deposicional cortados por los pozos Escudo-1, Don Martín-1, Florida 101, Zuloaga-1, y Lampazos-1.

Cambios de facies similares ocurren hacia el límite suroeste de la cuenca. En las zonas adyacentes de los bloques de basamento de Coahuila, Monclova y La Mula, los rápidos cambios de facies se observan a partir de estos carbonatos marinos gruesos y evaporitas (formaciones Minas Viejas y Olvido) para cambiar a cuñas delgadas de areniscas y conglomerados litorales

de la Formación La Gloria, (pozos Ines-1, Monclova-5, Nadadores-101, Mercado-1, y Golfo-1).

La deposición del ciclo I, de la supersecuencia 1 se produjo en ambientes de sabkha y ambientes marinos costeros durante un período de hundimiento continuo. En la supersecuencia 1, numerosos ciclos deposicionales de alta frecuencia probablemente ocurrieron pero que aún no han sido bien estudiados. Todo el conjunto se puede agrupar en un ciclo transgresivo-regresivo con un límite de secuencia superior mal definido, sin embargo, no se observa en afloramientos ni en el subsuelo. Este límite puede posiblemente ser representado por una brecha en la parte superior de la Formación Olvido (evaporitas), justo debajo de la primera aparición de los carbonatos de alta energía.

Supersecuencia 2 representa la etapa de deriva, y comprende varios ciclos deposicionales (I, II, III, y IV); el ciclo I corresponde del oxfordiano superior al Berriasiano, ciclo II de edad Valanginiano a Aptiano, y el ciclo III de edad Aptiano Cenomaniano.

La base del ciclo II (Figura 30, columna geológica), parece ser una secuencia de erosión representada por una zona de brechas en la parte superior de las evaporitas de la formación Olvido.

El límite de ciclo superior se caracteriza por un cambio litológico y la ausencia de fósiles del Valanginiano inferior.

Los Fósiles índices de este ciclo son*: Favreina* (superior oxfordiana), *Ataxioceras sp, Idoceras sp, Virgathosphinctes sp, Hildoglochiceras sp. Ammonites; Calpionella alpina, Crassicollaria parvula, Saccocoma sp, microfósiles* y amonitas de edad Kimmeridgiano - Titoniano, y *Stenosmellopsis Calpionella eliptica, C. alpina, Calpionellopsis sp, oblonga y Calponellites darderi*, que son los foraminíferos de Edad Berriasiano.

La parte superior de la Formación Olvido consiste en carbonatos con nódulos evaporíticos, calcarenitas y grainstones oolíticos de alta energía depositados en una plataforma carbonatada compleja.

Ambientes marinos profundos están representados hacia la parte superior de la formación, con predominio de wackeston de bioclástos y lutitas, contienen *Ataxiocecas sp.* Amonitas de edad Kimmeridgiano inferior. Estas unidades de carbonatos marcan un sistema transgresivo, hacia la parte superior está constituida por terrígenos de facies litorales “onlap” de la Formación La Gloria (Figura 32). El espesor de los carbonatos alcanza un máximo de 400 m.

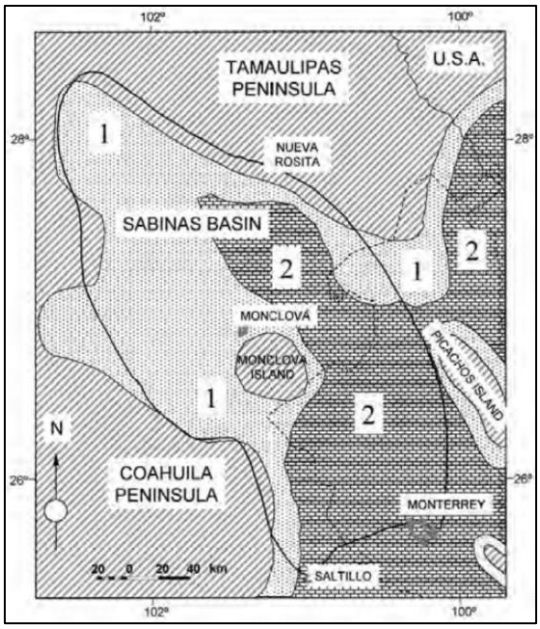


Figura 32. Oxfordiano Superior- Kimmeridgiano inferior paleogeografía de la cuenca de Sabinas. Las áreas achuradas indican tierras emergidas. (1) Depósitos de frentes de costa areniscas de la Formación de La Gloria; (2) carbonatos de laguna de la Formación del Olvido, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Las formaciones Olvido y La Gloria se encuentran cubiertas por lutitas negras carbonosas de la formación La Casita (Imlay, 1937), cuyo miembro basal representa una superficie de máxima inundación, que cubre un área más amplia que la del ciclo anterior, y que contienen *Idoceras sp*. Amonitas de edad Kimeridgiano.

En la Cuenca de Sabinas, la formación La Casita consta de tres miembros:

- miembro inferior constituido de lutitas.
- miembro medio constituido por arenisca con intercalaciones de carbonatos.
- miembro inferior constituido por lutitas.

Las lutitas, carbonatos y areniscas de la Formación La Casita marcan una transgresión continua, e indican progresiva profundización de la cuenca.

Durante este tiempo, el límite noroccidental de la cuenca estaba inundando, y el bloque de La Mula fue rodeado por el mar. El pozo Concordia -1, confirma la extensión del mar Jurásico hacia la frontera entre los estados de Chihuahua y Coahuila.

Las cuencas de Sabinas y Chihuahua probablemente estaban conectados en este momento, y los bloques de Coahuila y Tamaulipas probablemente fueron separados por un canal marino (Figuras (3.3 y 3.4).

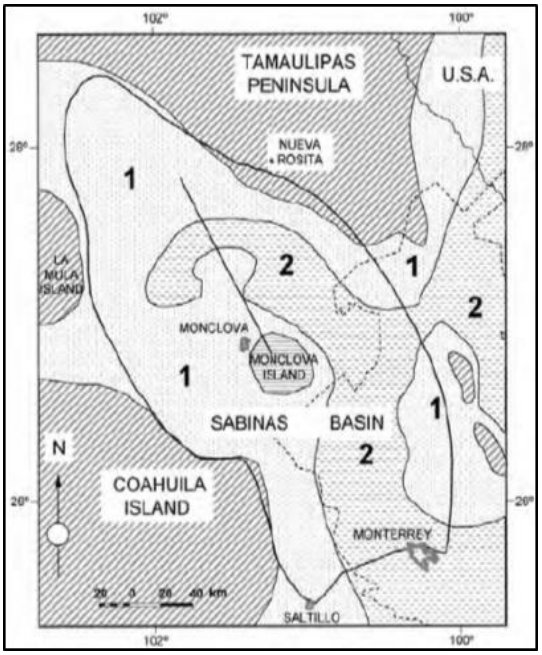


Figura 33. .Paleogeografía del Kimeridgiano Medio de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) Facies arenosas y (2) facies de lutitas marinas profundas de la formación La Casita, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

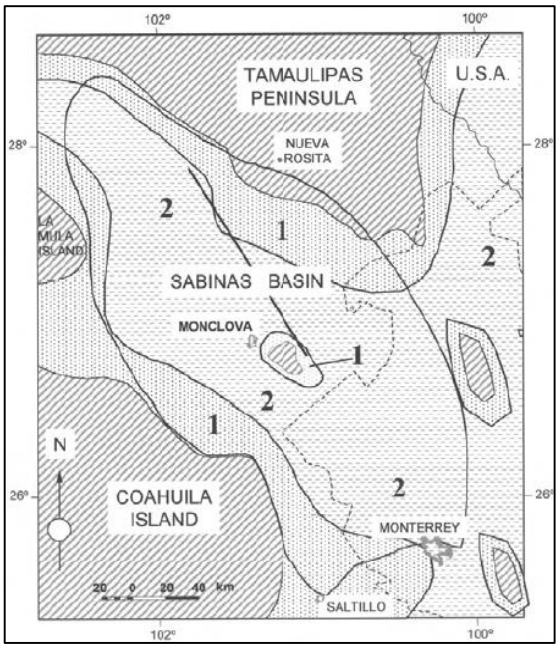


Figura 34. Paleogeografía del Titoniano de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) Frente de costa areniscas y (2) facies de lutitas marinas profundas de la formación La Casita, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Ciclos de alta frecuencia se produjeron durante el Kimmeridgiano medio y Titoniano, pero en general, se mantuvo un alto nivel de mar.

El espesor de la Formación La Casita en la Cuenca de Sabinas tiene rangos de 60 m a 800 m. La base de este ciclo consiste en lutitas carbonosas ricas en materia orgánica, depositados en un entorno nerítico externo.

La distribución de las facies más profundas, y el mayor espesor de lutitas de la Formación La Casita coinciden con la posición de las capas subyacente de sal de edad pre-Kimmeridgiano (Formación Minas Viejas), hacia los márgenes de la cuenca, la Formación La Casita cambia a depósitos de facies costeras, (figuras 33 y 34).

El miembro intermedio de areniscas de la Formación La Casita se engrosa hacia los márgenes de los bloques Coahuila y Tamaulipas, cambia de facie, y se adelgaza hacia el centro de la cuenca (figuras 33 y 34).

Los ambientes de depósito reconocidos para las areniscas son nerítico medio a interior (figuras 33y 34). Algunas plantas fósiles se han encontrado en los núcleos de los pozos (campo Merced, Cacanapo -101 y Escudo- 1 pozos).lo que indican ambientes deltaicos. Facies interpretadas de registros de pozos son indicativos de canales y depósitos progradaciones. El espesor de la unidad de arenisca varía entre los 300 a 600 m.

La Composición de la arenisca varía de litarenitas cerca del bloque de Tamaulipas a arcosas con abundantes clastos de microclina cerca de los bloques de La Mula y Monclova. El tamaño de grano disminuye lejos de la zona de procedencia, de grueso a grano medio a fino hasta grano muy fino.

Conglomerado Texturalmente inmaduro predomina en la proximidad del bloque de Coahuila. Las areniscas de la formación La Casita son generalmente cementadas por sílice, y su porosidad promedio es menos del 5 %.

La porción superior de la Formación La Casita consta de lutitas negras calcáreas y limolitas, con un espesor de menos de 50 m, que puede representar una zona de inundación de alta frecuencia. El límite Jurásico- Cretácico debe estar presente en esta unidad, pero es difícil identificarlo litológicamente, y se reconoce sólo a través de los datos bioestratigráficos.

La distribución de la Formación Casita varía con la edad, siendo limitada en el Kimmeridgiano y más ampliamente distribuido en el Titoniano (Figuras 34 y 35).

El contenido de materia orgánica de estas rocas oscila de 0,5 a 2,0% de TOC, y es térmicamente madura, con valores de reflectancia de vitrinita que van de 2 a 4 (González y Holguín, 1992). Está considerada como la principal roca generadora de gas para esta cuenca.

Carbonatos arcillosos y rocas terrígenas de tamaño de grano variables fueron depositados durante el Berriasiano.

Hacia el bloque de Coahuila, se depositaron conglomerados de abanico aluvial de la Formación San Marcos (Imlay, 1940), y hacia el bloque de Tamaulipas, se encuentran depósitos de facies aluviales, compuestas de arenisca y capas rojas de conglomerádo (Formación Hosston).

El bloque de La Mula permanecido emergido, mientras que el bloque Monclova fue cubierta por el mar, pozos (Pecten-1 y Oro-1). Hacia la parte superior de la cuenca, (Figuras 3.5), hubo un depósito de carbonato de alta energía (plataforma marina), representada por la Formación Menchaca (Imlay, 1940), que gradan hacia el sureste y al este en facies de plataforma abierta y facies de cuenca, representado por intercalaciones de lutitas y carbonatos de la Formación Taraises (Imlay, 1936). Esto se interpreta que representar una rampa de ángulo bajo del tipo propuesto por Ahr (1973).

Unos parches arrecifales de coral se depositaron alrededor de la rampa, y son expuestos en el Cañón de la Huasteca (Vokes, 1963). Este ciclo puede representar un "highstand systems Tract" (HST) que prograda a plataforma. En la parte superior de este ciclo (128,5 m.y), puede existir un límite de secuencia de tipo 1, representado por la erosión y exposición de afloramientos de la Formación San Marcos en la cordillera de San Marcos. McKee et al. (1990), reporta una discordancia, que podría ser el límite de la secuencia postulada. La falta de estratos con fauna del Valanginiano inferior en el noreste de México puede indicar no deposito o erosión durante este período.

El espesor de la Formación Menchaca en pozos y afloramientos varía desde 250 hasta 350 m. La roca es compacta y no muestra ninguna porosidad primaria. Bajo contenido de carbono orgánico en las facies de grano fino indica que no es una roca fuente viable. La edad de la Formación Menchaca se considera Berriasiano, basado en la presencia de foraminíferos *Calpionella darderi, Stenosemellopsis sp., Calpionellopsis oblonga, Calpionella alpina y C. elliptica* y ammonites *Berriasella sp.* y *Spiticeras sp.* (Imlay, 1940).

Un nuevo ciclo de depósito (III), seguido de la depositación de la Formación Menchaca, con la acumulación de areniscas y terrígenos de grano fino de la Formación Viejo Barril (Imlay, 1940). El origen de estas rocas siliciclásticas en los bloques de Coahuila y de Tamaulipas. Las relaciones estratigráficas laterales son muy similares a las unidades de roca de la Formación Menchaca (Figuras 36). Hacia el oeste, hacia el límite del bloque de Coahuila, la formación es transicional con los conglomerados de la formación San Marcos. Hacia el sureste y al este del bloque Tamaulipas, grada hacia la Formación Hosston a través de una amplia plataforma de tipo rampa.

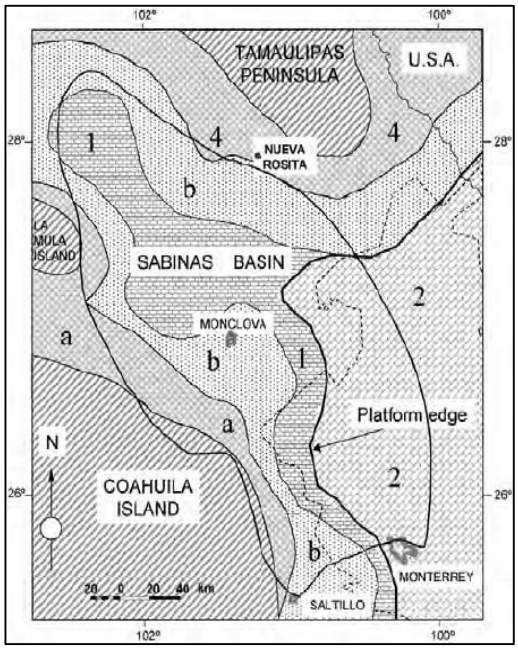


Figura 35. Paleogeografía del Barresiano, Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican áreas emergidas. (1) Carbonatos de alta energía, (formación Menchaca); (2) carbonatos de baja energía a plataforma abierta, (formación Taraises); (3a) facies aluviales y (3b) facies de deltas, formación San Marcos; (4) facies de planicie aluvial, formación Hosston, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

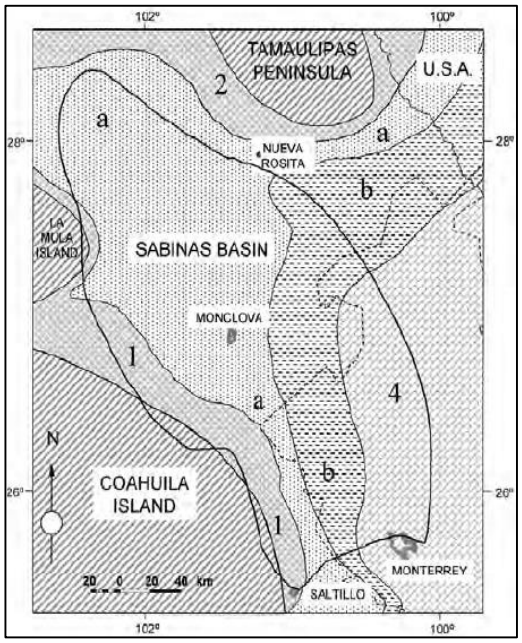


Figura 36. Paleogeografía Hauteriviano inferior, Cuenca de Sabinas. Las áreas rayadas indican tierras emergidas. (1) Facies aluviales de la formación San Marcos; (2) facies de planicie aluvial de la formación Hosston; (3a) areniscas de frente de costa y (3b) limolitas de la formación Barril Viejo; (4) facies de plataforma abierta, calizas de la formación Taraises, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Hacia el Golfo de México, cambia a carbonatos arcillosos de la Formación Taraises superior. En dirección de la cuenca Chihuahua hacia el noroeste, es transicional a continentales, y cambia a areniscas fluviolacustres de la Formación Las Vigas (Burrows, 1910), esto denota la regresión en esa dirección. Según Burkhardt (1930), esta arenisca arcósica regresiva y la unidad de limolitas, se depositaron en un clima cálido y húmedo, sin embargo, de acuerdo con Imlay (1940) y para McKee (1990), la deposición de la Formación Barril Viejo estaba relacionado con la reactivación y la elevación del bloque de Coahuila. Sus facies corresponden a los depósitos litorales, como se observa en los afloramientos de la zona de La Gavia, Menchaca y Obayos. Este cambia de facie aluvial al norte y suroeste, a continental al noroeste y a facies calcáreas, de plataforma pelítica hacia el este y suroeste, (Figura 37).

El espesor de la Formación Barril Viejo varía desde 250 hasta 350 m. Esta unidad no tiene porosidad apreciable, ya que es muy compacta y bien cementada. La edad Hauteriviano inferior

se asigna a la Formación Barril Viejo, sobre la base de la presencia de *Acanthodiscus magnificus Imlay, A. radiatus, A. bruguiere, Leopoldia crassiocostata Imlay y L. victoriensis.*

El depósito de esta formación, (Barril Viejo) pudo haber comenzado con los estratos por debajo de las capas que contienen ammonites, y podría incluir el Valanginiano superior, como lo sugiere el contenido de la fauna de la Formación Taraises en las sierras de El Fraile (Potrero Chico), Minas Viejas y Pájaros Azules y en la Formación Barril Viejo y La Gavia.

El hundimiento de la Cuenca de Sabinas continuó durante el Hauteriviano y Barremiano, y un cambio gradual en la sedimentación se produjo en ese momento. Se depositaron los carbonatos de la Formación Padilla (Imlay, 1940), con un espesor medio de 150 m, se depositó en una franja orientada noreste-suroeste (Figura37). Predominio de dolomita, con incremento e intercalación del contenido de limolitas y lutitas, con capas rojas hacia las áreas continentales de Coahuila y Tamaulipas.

Hacia el noroeste de la Cuenca de Sabinas y el bloque de La Mula, hay un cinturón de rocas terrígenas de grano fino de color rojo y verde de la Formación La Mula (Imlay, 1940), que se adelgaza hacia el este y sureste de la cuenca, hacia la zona de mar abierto, (Figuras 38). Esta unidad se engrosa hacia la cuenca de Chihuahua, donde es de transición a la Formación Las Vigas (Burrows, 1910).

Ambas unidades cambian lateralmente en rocas clásticas gruesas de las formaciones Hosston y San Marcos, al igual que la Formación Viejo Barril (Figura 37).

El potencial generador de hidrocarburos de la Formación Padilla no se ha estudiado, pero es tentativamente considerado de mala calidad. La porosidad máxima se encuentra en las dolomitas es de 8%, en esta formación, mientras que no supera el 5% en las areniscas de la Formación La Mula.

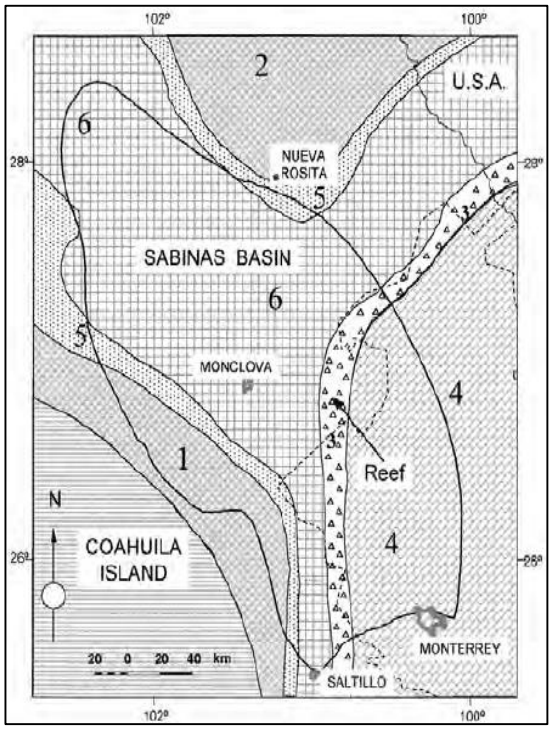


Figura 37. Paleogeografía Hauteriviano superior de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) Facies aluviales de la Formación San Marcos, (2) facies de planicie aluvial de la Formación Hosston, (3) facies arrecifales de la Formación Padilla, (4) facies de caliza plataforma de abierta de la Formación Taraises, (5) arenas de frente de playa de las Formaciones San Marcos y Hosston; (6) de carbonato de facies lagunares de la Formación Padilla, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

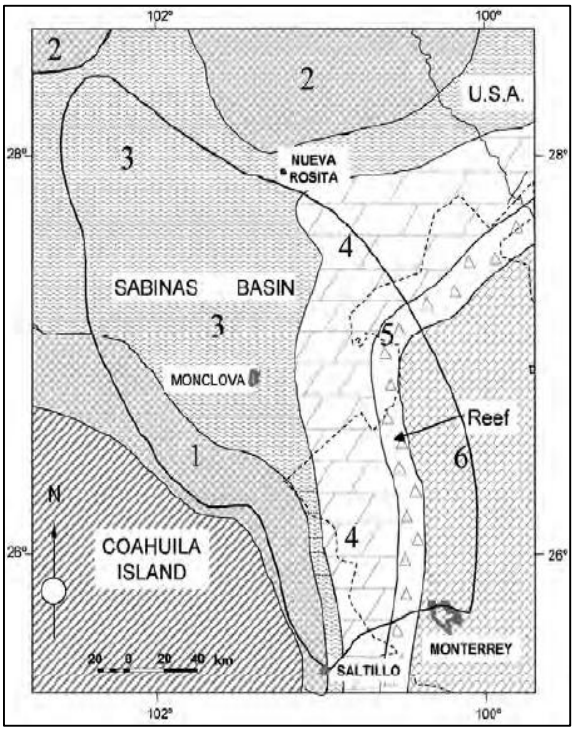


Figura 38. Paleogeografía Hauteriviano-superior Barremiano inferior de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) facies aluviales de la Formación San Marcos, (2) llanura aluvial de la Formación Hosston, (3) limolitas, lutitas y areniscas rojizas de la Formación La Mula, (4) carbonatos lagunares de la Formación Padilla, (5) facies arrecifales de la Formación Cupido, (6), carbonatos de plataforma abierta de la Formación Tamaulipas Inferior, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La Formación Padilla se considera que es de edad Hauteriviano superior, esto en base de la primera aparición de *Chophatella decipi ens*. La formación Padilla consiste en facies progradantes depositada durante un (HST) del nivel del mar y representa la plataforma inicial bajo las formaciones Cupido y La Virgen (Imlay, 1940).

La Formación La Virgen consiste en evaporitas depositadas en ambiente lagunar de sabkha, mientras que la Formación Cupido es un complejo de arrecifes de barrera (Murillo-Muñetón, 1999) que limita la entrada de agua salinas marinas al complejo lagunar (Figuras 39); ambas formaciones se depositaron como sistemas progradantes.

La Formación La Virgen alcanza espesores de 600 a 800 metros, con cambios de facies laterales de terrígenos de las formaciones Hosston y San Marcos.

Hacia la cuenca de Chihuahua, los depósitos evaporíticos (Formación Cuchillo; Burrows, 1910) tienen continuidad lateral con la Cuenca de Sabinas, mientras que hacia el este y sureste del arrecife de Cupido, la formación La Virgen es transicional a carbonatos pelágicos de la Formación Tamaulipas Inferior (Figura 39).

La Formación La Virgen contiene cinco unidades, tres paquetes de carbonato dolomíticas (Márquez et al., 1979), separados por dos unidades de evaporitas, las dolomías generalmente tienen entre 6% y el 8% de porosidad, y la facies de carbonatos evaporíticos presentan un potencial generador de hidrocarburos moderado.

Cerca de la ciudad de Monterrey, Goldhammer et al. (1991) identificó un contacto de erosión en la parte superior de la Formación Cupido, que también se ha observado en varias localidades de la Cuenca de Sabinas (sierras de Obayos, La Virgen, Menchaca, etc.) Esto se interpreta como un límite de secuencia de orden superior.

Una vez más, aparece un ciclo transgresivo "TST" (IV ciclo) por encima de este límite de secuencia, que comprende al menos tres ciclos principales en la supersecuencia 2. La base son carbonatos de alta energía, y la transición hacia la parte superior son carbonatos de baja energía, estas rocas fueron asignadas originalmente a la Formación Cupido (Imlay, 1936; Humphrey, 1949), pero en la actualidad se conoce como caliza Cupidito (Wilson y Pialli, 1977).

La distribución lateral de esta unidad marina se extiende sobre los bloques de Coahuila y Tamaulipas, que anteriormente habían permanecido sumergidos (Figura 40). La caliza Cupidito es un desarrollo de gradación de la parte superior de las facies de barreras de coral de la formación Cupido en el límite oriental de una extensa plataforma que se extendía hacia el oeste hasta la cuenca Chihuahua.

Hacia el este, grada a facies de carbonatos micriticos a facies de carbonatos de cuenca de la Formación Tamaulipas Inferior (Figura 40).

El espesor medio de la caliza Cupidito es de 250 m, con disminución de espesor de 5 m hacia el noroeste en la frontera entre los estados de Coahuila y Chihuahua.

La presencia de *Salpingoporella sp., Acroporella sp*., y *Clypeina sp*. Indica que la caliza Cupidito fue depositada durante el Barremiano-Aptiano como un sistema "TST".

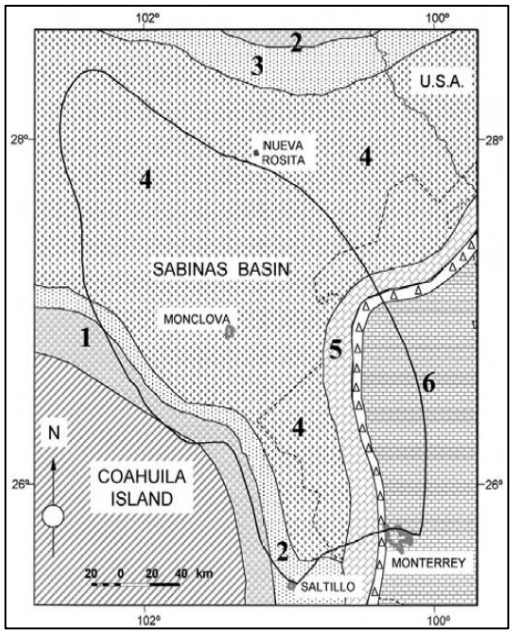


Figura 39. Paleogeografía Barremiano Superior. Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierra emergida. (1) Facies aluviales de la Formación San Marcos, (2) shoreface San Marcos, (3a) facies de llanura aluvial de la Formación Hosston, (3b) shoreface Hosston, (4) facies evaporíticas "sabkha" de la Formación La Virgen, (5) facies complejas de post arrecife de la Formación Cupido, (6) facies carbonatadas de plataforma abierta de la Formación Tamaulipas Inferior, (7) facies arrecifales de la Formación Padilla, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

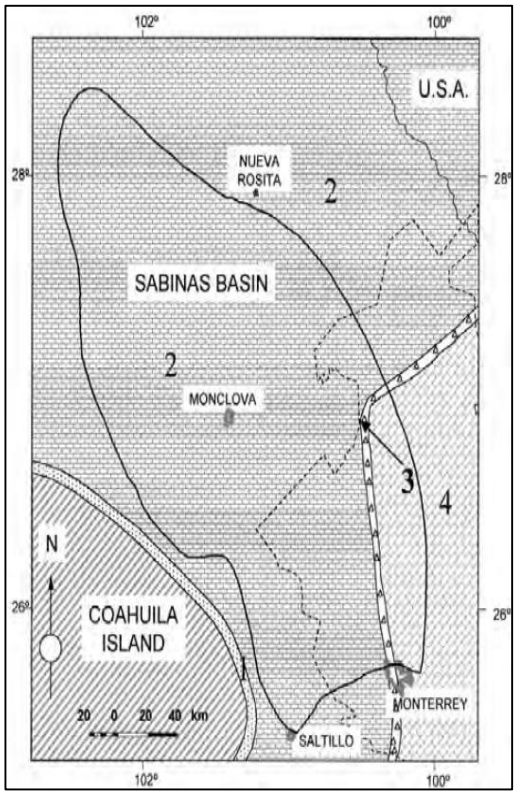


Figura 40. Paleogeografía Aptiano inferior de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierra emergida. (1) Facies de arenas de costa, (2) facies de alta energía lagunares de la Formación Cupidito, (3) Cupido arrecifes, (4) facies de carbonato de plataforma abierta de la Formación Tamaulipas Inferior, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

Continúa la subsidencia de la cuenca, provocando un aumento del nivel del mar, esta etapa está representada por las lutitas y calizas arcillosas de la Formación La Peña (Imlay, 1936; Humphrey, 1949), lo que corresponde a una superficie de máxima inundación (MFS) que se extendieron a la cuenca de Sabinas y al bloque de Tamaulipas.

En el bloque de Coahuila se deposita como una facies arenosas (Figura 41), como la Formación Las Uvas. Esta unidad tiene un espesor medio de 100 m a 150 m, y se adelgaza, o está ausente sobre las facies del arrecife Cupido (Eguiluz, 1994).

El potencial generador de estas rocas es considerado actualmente de importancia, y esta unidad es considerada como una roca generadora de gas.

Las facies pelíticas de la Formación La Peña corresponden a un entorno de aguas profundas de cuenca que se desarrolló en el Aptiano superior, como se indica por la presencia de *Nannoconus trutti, N. minutus, N. wasalli, N. elongatus, Hedbergella robesae* y las amonites *Dufreoyia justinae, Cheloniceras sp. , y Ritydohoplites sp*.

Los depósitos de carbonatos micriticos y lutitas comenzó en el Albiano, continuando durante el Cenomaniano, con tres unidades predominantemente de carbonatos, representadas por las formaciones Tamaulipas Superior, Georgetown, y Buda, interrumpidas por el depósito de lutitas de las formaciones Kiamichi y Del Río, como se muestra en la Figura 42.

La base de la Formación Tamaulipas Superior (Muir, 1936) tiene un espesor medio de 450 metros y contiene *Colomiella recta, C. mexicana* y *Calpinollopsella maldonadoi*, lo que indica una edad Albiano inferior-medio.

Por encima de la Formación Tamaulipas superior, se depositó una unidad tripartita compuesto de dos unidades de lutitas y una unidad de calizas arcillosas. Ha sido incorrectamente correlacionada con la Formación Kiamichi (Hill, en Sellards et al., 1932), pero las facies y litología son diferentes de la localidad tipo de esta unidad. Es más apropiadamente identificada aquí como la Formación Sombreretillo (Bishop, 1970). La presencia de *Microcalamoides diversus, Sacocoma sp*., y *Calciesphaerulla innominatax* indica que estos estratos fueron depositados durante el Albiano inferior a medio.

Por encima de la Formación Sombreretillo, hay una unidad de 80 a 150 m de espesor, compuesta por caliza micritica con nódulos de sílice que representan facies de depósito de plataforma abierta a profunda. Esta unidad, contiene *Phitomnella ovallis y Favusella sp*., Se conoce como la Formación de Georgetown de edad Albiano superior a Cenomaniano inferior (Hill, en Sellards et al., 1932).

Su distribución es muy amplia en toda la Cuenca de Sabinas. La segunda unidad, superior, miembro arcilloso, es la Formación del Río (Hill y Vaughan, en Sellards et al., 1932), una unidas de grano fino de limolitas y arenisca que contiene *Bonetocardiella betica, B. conoidea, y Stomiosphaera sphaerica*, lo que indica una edad Cenomaniano temprano. Su espesor varía de 5 a 40 m, y es más gruesa en el norte y noreste de la cuenca.

La unidad superior de carbonato, con un espesor de 10 a 50 m, corresponde a la formación de Buda (Hill, en Sellards et al., 1932). Consta de lutitas calcáreas de cuenca con fauna

planctónica. Al igual que con las formaciones Sombreretillo, Georgetown, y Del Río, la Formación Buda cambia de facies cerca de los bordes del sureste y este de la cuenca de Sabinas.

Las cinco unidades anteriormente descritas cambian de facies hacia el suroeste y noreste de los bloques de Coahuila y Tamaulipas, que fueron sepultadas en ese tiempo.

El Albiano, se caracteriza por depósitos de plataformas restringidas que se han caracterizado por ambientes someros y depósitos evaporíticos.

La plataforma de Coahuila (Garza, 1973) y la plataforma de Maverick (Smith, 1966) junto a la Cuenca de Sabinas son las principales áreas de los cambios de facies reconocidos como asociados con este período (Figura 42).

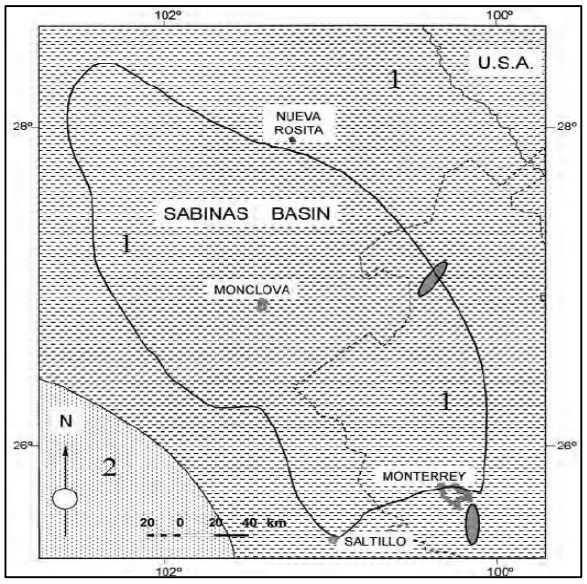


Figura 41. Paleogeografía Aptiano superior de la cuenca de Sabinas. (1) Lutitas y caliza de facies de cuenca profunda de la formación de La Peña; (2) arenisca de facies costeras de la formación de Las Uvas, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

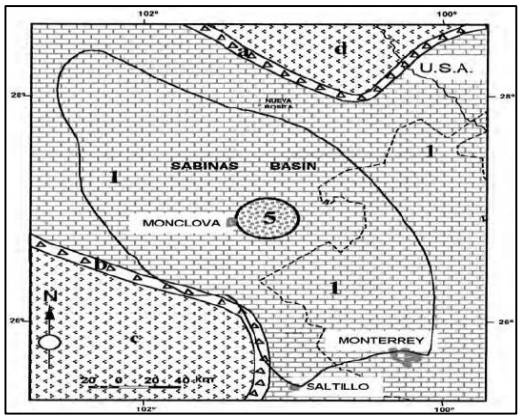


Figura 42. Paleogeografía del Albiano de la cuenca de Sabinas. (1) facies de carbonato de las formaciones Tamaulipas superiores - Georgetown; (2a); facies de arrecife Stuart Cyty; (2b) arrecife Viesca; (3) facies evaporíticas lagunar de la formación Acatita, (4) facies evaporíticas lagunar de la formación McNight; (5) calcarenitas de la formación Monclova, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

El espesor total del Albiano-Cenomaniano en esta cuenca varía de 700 m en el noroeste a 500 m en el sureste. La porosidad de estas rocas es muy pobre, debido a que consisten principalmente de carbonatos muy compactos. No hay análisis de su potencial generador de hidrocarburos, pero se considera pobre o nula, (Eguiluz, 2001).

Desde el Aptiano al Cenomaniano inferior, prevaleció una plataforma carbonatada extensa en la que se depositaron carbonatos y evaporitas. Las plataformas de Coahuila y Maverick se caracterizan por depósitos de ciclos progradantes a principios del Albiano, que se convirtió en acreción hacia el final del Albiano y principios del Cenomaniano (Eguiluz, 1990b; Márquez, 1979; Smith, 1966). La intermitencia de sedimentos terrígenos provenientes del norte, interrumpen los depósitos de carbonatos, y varios ciclos de inundaciones menores se registran en las partes central y noroccidental de la Cuenca de Sabinas. Las tasas de acumulación de sedimentos de carbonatos son de 1200 m, y en la parte central de la cuenca es de 885 m.

Durante la mayor parte del Cretácico superior, los ciclos de deposición en la Cuenca de Sabinas (ciclos V y V‘) consisten en secuencias regresivas y progradantes generales, a diferencia de los ciclos anteriores del Jurásico al Aptiano (150-112 m.y) y del Aptiano al Cenomaniano (112-96 m.y).

Seis unidades formacionales componen este supersecuencia 3. En su base es la Formación Eagle Ford (Roemer, en Sellards et al, 1932.), Seguido por la caliza Austin (Shumard, en Sellards et al, 1932.); Las lutitas de la Formación Upson (Dumble, 1892), y la secuencia de terrígenos de las formaciones San Miguel, Olmos y Escondido (Dumble, 1892).

La formación Eagle Ford consta de una serie de lutitas negras delgadas intercaladas con areniscas y arenisca cementada por carbonato. La formación Eagle Ford tiene aproximadamente 300 m de espesor y tiene una amplia distribución en todo el noroeste, la parte noreste y el centro de la cuenca. Hay un cambio de facies hacia la porción sureste, donde una componente mayor de carbonato más gruesa ha sido nombrada formación San Felipe (Figura 43).

Hacia el oeste, en dirección a la zona de la plataforma de Coahuila, hay otro cambio de facies de lutitas calcáreas, arcillo calcáreas y areniscas de la Formación Indidura (Kelly, 1936). La Formación Eagle Ford representa un “transgressive systems Tract” (TST) depositados en un ambiente de depósito nerítico. Esta Formación es de edad Cenomaniano tardío al Turoniano temprano indicada por la presencia de I*noceramus labiatius, Clavihedbergella simplex, Hedbergella amabilis, Rotalipora cushmani,* y *R. greenhornesis*. Las unidades de grano fino en la formación Eagle Ford tienen valores de COT de 0,5 % a 1 % (González y Holguín, 1992). Potencialmente facies de reservorio, y comúnmente fuertemente compactas con pobre porosidad, actualmente considerada como unidad generadora de gas, de tipo shale gas.

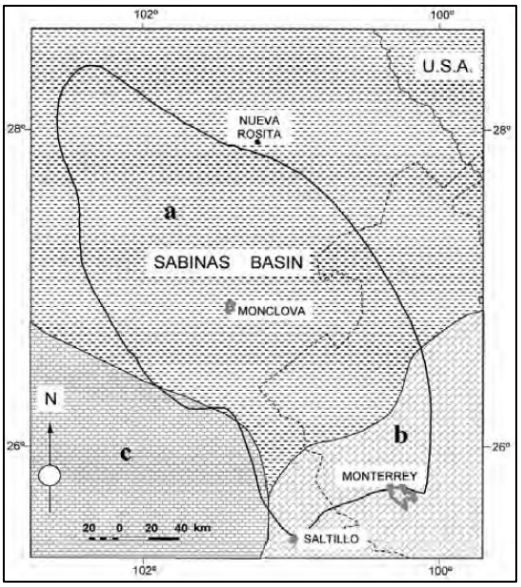


Figura 43. Paleogeografía del Cenomaniano Superior -Turoniano de la cuenca de Sabinas. Facies de plataforma abierta se identifican por (a) lutitas y calizas de formación Eagle Ford; (b) limolitas y calizas de la formación de San Felipe; (c) lutitas y carbonatos de la formación Indidura, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

La Formación Austin es una serie caliza arcillosa y lutitas calcáreas intercaladas, con un espesor de 200 a 300 m, con delgadas capas de tobas intercaladas (Figuras 44 y 45). Cambios de facies en la formación Austin son similares a los descritos para la Formación Eagle Ford, que representa ambientes de depósito similares. La diferencia principal entre las dos formaciones es el mayor contenido de carbonato de calcio en la formación Austin, causado por un cambio de clima y / o adelgazamiento de la plataforma durante el ciclo progradante, que se desarrolló en un nivel alto eustático (Figuras 44 y 45)

La presencia de *Inoceramus onduluplicatus, Globotruncana laparenty, G. concavata, Hedbergella planispira*, y *Praeglobotruncana sp*. Indica una edad Coniaciano-Santoniano para la Formación Austin.

Hay pocos análisis sobre el potencial generador de esta unidad, y los que existen proporcionan valores de COT similar a los de la subyacente formación Eagle Ford (0,5 % a 1,0 %).

La Formación Upson consta de laminillas negras de lutitas, 100 a 150 m de espesor, con la misma distribución zonal como las unidades del Cretáceo superiores anteriores. La Formación Upson se correlaciona con y es litológicamente indistinguible de las lutitas Parras en el sur de la cuenca, (Imlay, 1936). Su ambiente de depósito se interpreta como un prodelta dentro de un

ciclo de inundaciones durante el desarrollo inicial de la orogenia Laramide de la cuenca de antepaís.

La Formación San Miguel es una facies de frente de delta, con más de 400 m de espesor que consiste de una alternancia de unidades progradacionales arcillosas y arenosas. El tamaño de grano en fino en su base y grueso en la parte superior, donde se han identificado canales distributarios en los registros de pozos. La edad de la formación San Miguel es del Campaniano tardío Santoniano temprano, en base a los estratos marinos intercalados que contienen *Globotruncana sp. y Heterohelicids sp*. Esta unidad se encuentra ampliamente distribuida en la parte central y noreste de la cuenca. Según los datos disponibles, los depósitos de delta de San Miguel en la zona de Nueva Rosita podrían ser más antiguos que los depósitos de delta en la Cuenca de la Popa.

La Formación Olmos consiste de intercalaciones de areniscas de grano medio a grueso. Su depósito de canales distributarios y barras. La presencia de *Globotruncana elevata, G. rosseta y G. stuatiformis* marca el último componente marino de este ciclo y sugiere una edad del Campaniano tardío. La distribución de estas rocas se limita a la parte central y noreste de la Cuenca de Sabinas (Figura 44). En la Cuenca de Sabinas esta formación es de importancia como roca generadora, ya que se localizan los mantos de carbón más importantes de México.

La formación Escondido, se compone de arenisca conglomerática con varios cíclicos de depósito de lutitas, limolitas y carbón cerca de su base, lo que sugiere una llanura de inundación oscilante. La formación Escondido tiene un espesor medio de 800 m. Los registros de pozos indican la presencia de numerosos cuerpos de arenisca canalizados, que se caracterizan por presentar estratificación cruzada y cambios laterales de facies rápidos que impiden la correlación entre los pozos. La Formación Escondido se correlaciona con facies deltaicas de la Formación El Muerto del grupo Difunta de la cuenca de la Popa (Giles et al., 1999).

Por su posición estratigráfica, de la Formación Escondido se le asigna una edad Maestrichtiano. La secuencia que comprende las formación Olmos y Escondido representa un ciclo regresivo mayor (HST).

No hay rocas más jóvenes que el Cretácico preservadas en la Cuenca de Sabinas. Sin embargo, en la cuenca del Río Escondido, al este de la Cuenca de Sabinas, hay un espesor considerable (1.000 m) de lutitas marinas profundas Paleoceno (grupo Midway) sobre la formación

Escondido. Equivalentes a la formación Midway, que también pudieron haber sido depositadas encima de la Formación Escondido en la Cuenca de Sabinas en el área de Nueva Rosita.

La historia de sepultamiento y termal de la Cuenca de Sabinas indica que la formación Escondido fue sepultada a una profundidad suficiente para madurar la materia orgánica constituyente de carbón bituminoso (por lo menos 1.500 m adicional de la columna sedimentaria) y los sedimentos orgánicos ricos en rocas del Jurásico se encontraban en la ventana de gas seco (Figura 45).

La presencia de estratos Ypresian en el área de La Popa (Vega -Vera y Perrilliat, 1989) también sugiere que la región de Nueva Rosita sufrió inundaciones marinas post- Cretácico con progradantes condiciones de plataforma deltaica en el post- Ypresian.

Este acontecimiento aparentemente terminó la sedimentación marina en la Cuenca de Sabinas.

La sedimentación de origen continental podría haber continuado, convirtiendo así las turbas Formación Escondido en carbón. Otra explicación para la alta madurez de los carbones de la formación Escondido podría ser un gradiente geotérmico elevado causada por la actividad ígnea. Sin embargo, sólo hay rocas volcánicas de menor importancia en la cuenca y no hay evidencia de rocas intrusivas post- Escondido.

Las tasas de deposición de los tres megasecuencias variaban considerablemente, con la mayor tasa de deposición que ocurre durante la etapa de sin-rift (ciclo I). Suponiendo que 2500 m de sedimentos marinos se deposita desde el Calloviense en el oxfordiana (150-144 m.y), a una velocidad de sedimentación promedio que pueden ser calculados de 0,178 mm / año.

La siguiente megasecuencia, que comprende los ciclos II y III entre el oxfordiana y Cretácico Inferior (144 a 128,5 y 128,5 a 112 m.y., respectivamente), fue depositado sobre un margen pasivo controlado por el hundimiento causado por enfriamiento cortical. Las tasas de sedimentación calculada es de 0.080 y 0,10 mm / año, por lo menos 40% más bajos que los de la anterior ciclo.

Las tasas de sedimentación de las facies de cuenca es de ~ 30% menos que las de los contemporáneos de facies de aguas poco profundas en Coahuila y la plataformas Maverick (ciclo IV, 112-96 m.y). Calculado las tasas de ciclos sedimentarios, para la sedimentación en la cuenca de antepaís del Cretácico superior al Paleógeno, fueron inferiores a los de la

megasecuencia anterior (ciclo V, 96-82 m.y. = 0.039 mm / año, y el ciclo V ', 82-39,5 m.y. = 0.062 mm / año).

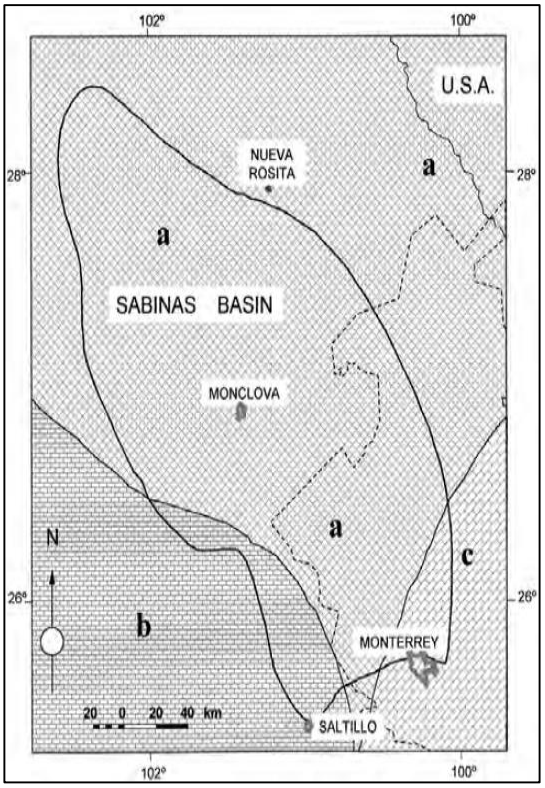


Figura 44. Paleogeografía del Coniaciano de la cuenca de Sabinas. Facies de plataforma abierta: (a) wackestone caliza de la formación de Austin; (b) caliza y lutitas de la formación Indidura; (c) limolitas y caliza de la formación de San Felipe, (Eguiluz de Antuñano, 2001).

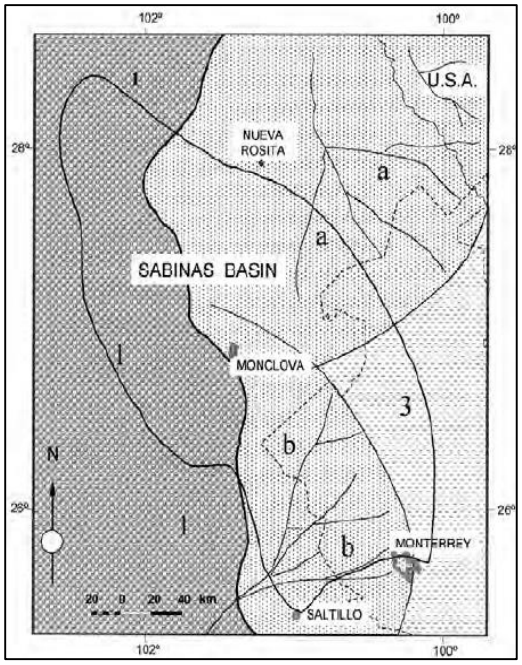


Figura 45. Paleogeografía del Campaniano-Maastrichtiano-Paleógeno de la cuenca de Sabinas. (1) Facies continental aluviales-planicie; (2a) facies del complejo deltaico Nueva Rosita; (2b) facies del complejo de delta de La Popa-Difunta (grupos Taylor, Navarro, Midway, Wilcox y Difunta); (3) facies de lutitas de prodelta (formaciones Parras-Méndez-Wilcox), (Eguiluz de Antuñano, 2001).

3.5. Estratigrafía de la Cuenca de Sabinas

En la Figura 46, se observa la Correlación estratigráfica general del NE de México, (Bloque de Coahuila, Golfo de Sabinas y Península de Tamaulipas).

Las unidades que se describen a continuación son solo para la cuenca de Sabinas, serán descritas de forma general cubriendo los aspectos principales de cada unidad, (primera designación, localidad tipo, composición litoestratigráfica, relaciones estratigráficas, edad, espesor, ambientes de depósito, fósiles en algunas unidades, e importancia económica desde el punto de

vista del sistema petrolero), tomada de diferentes fuentes de trabajos geológicos realizados en esta región, (PEMEX, Léxico estratigráfico del SGM y Eguiluz, 2001), entre otros:

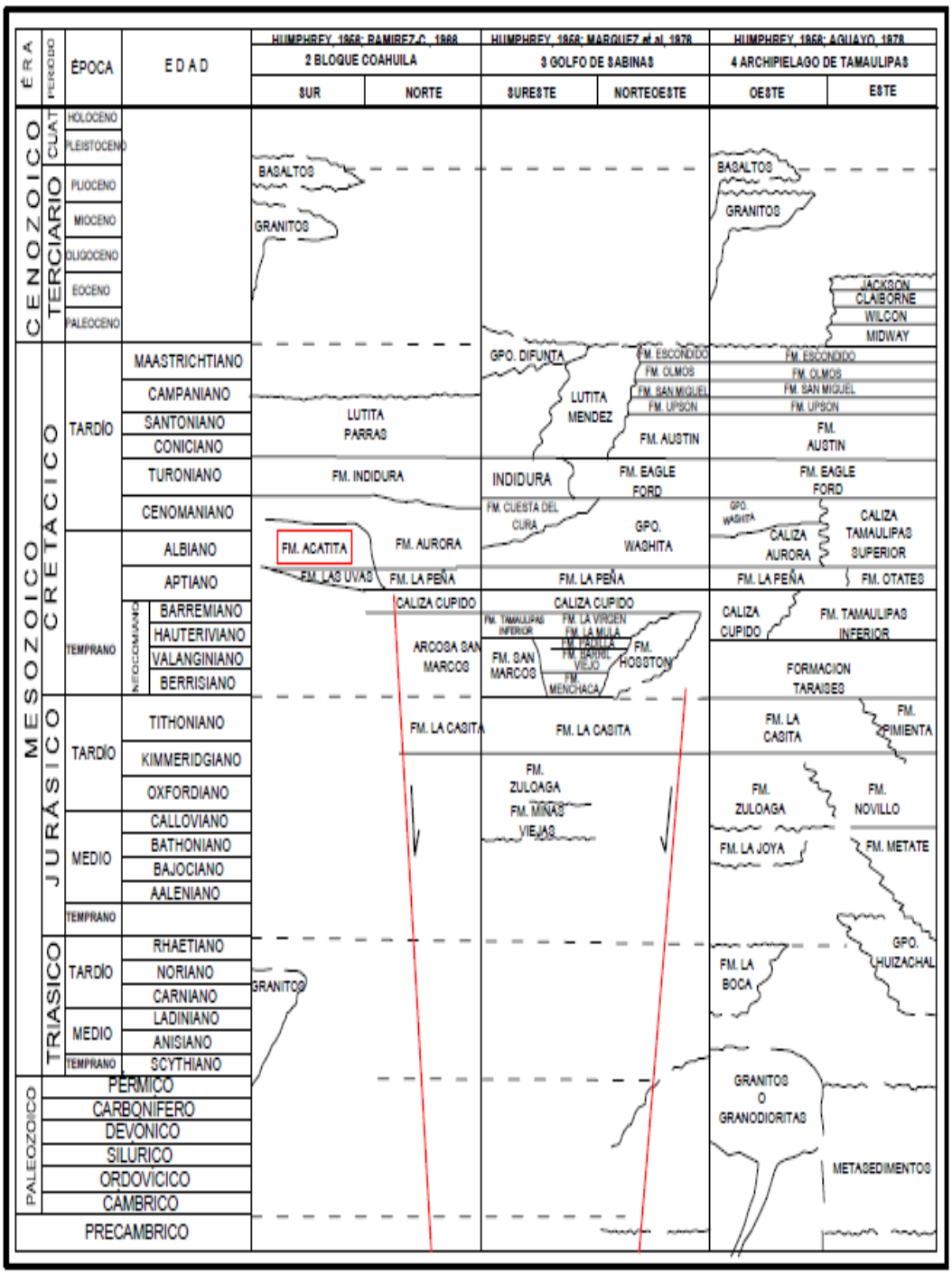


Figura 46. Relaciones estratigráficas generalizadas del NE de México (Modificado de López Padilla 1986).

3.5.1. El Jurásico

3.5.2. Formación La Casita, (Kimmeridgiano-Titoniano- Portlandiano)

La Formación La Casita, fue designada por Imlay (1936), para una serie de depósitos correspondientes a sedimentos de aguas someras del Jurásico Superior., esta formación sobreyace a la Formación Zuloaga.

La localidad tipo es en el Cañón de La Casita, a 16 Km., al sur del poblado de General Cepeda, Coah, litológicamente consiste de 60m de lutitas fisiles, de colore gris oscuro a negro, interestratificada con capas delgadas de caliza y arenisca amarillenta.

Se midió una sección de 85 m de espesor en el flanco norte de la Sierra de Presitas, al sur de Bisecas, Coah. Y otra sección en la parte central de Cañón del Álamo con un espesor de 86 m.

Las secciones estudiadas consisten de lutitas de color rojizo y pardo amarillento, ligeramente yesífera, con capas delgadas de caliza nodular.

En la parte media y superior de esta unidad, se presentan intervalos de 3 a 20 m de lutita, limonita, caliza y fragmentos de amonitas.

El contacto de la Formación La Casita con La Formación Zuloaga (contacto inferior) es concordante, así como el contacto superior con la Formación Taraises que también es concordante. Este último está marcado litológicamente por el término de las lutitas rosadas y el inicio de calizas de estratos medios de la Formación Taraises.

La Formación La Casita, de acuerdo con su posición estratigráfica y su contenido faunístico, se le considera como de edad Kimmeridgiano-Titoniano, su depósito ocurrió en aguas de costa, a facies infra litorales, en las cuales existía cierta concentración de sulfatos de calcio, que al precipitarse formaron las laminillas de yeso que se encuentran en las lutitas de esta Formación.

Estas rocas son de importancia económica, ya que dentro del sistema petrolero, es la principal roca madre de la Cuenca de Sabinas, productora de gas, con TOC actual de entre 1.25 a 3.0%, derivando principalmente de materia orgánica tipo III y II.

3.5.3 Formación Olvido (Oxfordiano)

La Formación Olvido fue definida por Heim (op. cit.), al suroeste de Ciudad Victoria, Tamaulipas. Es de amplia distribución en el noreste de México. Sus afloramientos y continuidad en el subsuelo, se tienen desde el borde occidental de la Cuenca de Burgos, hasta la porción norte de la Cuenca de la Mesa Central, incluyendo el sector Transverso de la Sierra Madre Oriental y la Cuenca de Sabinas. Dentro de la Cuenca de Sabinas se encuentra aflorando en la parte central de los anticlinales de Obayos y Pájaros Azules y en la zona de El Baluarte, localizada al oriente del ejido Primero de Mayo.

Litológicamente consiste de una sección de yesos-anhidritas, calizas, dolomías y lutitas abigarradas, que hacia la parte media noroccidental de la Cuenca de Burgos (Área de Monterrey, Nuevo León) y Cuenca de Sabinas, cambia lateralmente a una potente secuencia de sal y yesos, con algunas intercalaciones de limolitas y de calizas, diferenciada anteriormente con el nombre de Minas Viejas.

En general, su espesor varía de 50 a 300 m, pero las facies con sal y anhidrita se tienen como espesores promedio de hasta 1,000 metros (Pozos Chicharra-102 A, Cristo -1, Menchaca 1 A, Primero de Mayo-1 y Minas Viejas-1). Su contacto inferior se considera concordante sobre la Formación Novillo, y sobre la Formación Zuloaga (Cuenca de la Mesa Central y Sector Transverso de la Sierra Madre Oriental). En la Cuenca de Sabinas, se reporta concordante sobre capas rojas del Jurásico Medio. En los pozos Gato-1, Ulúa -1 y Sorpresa -1A, se le encuentra descansando directamente sobre el conglomerado basal. El contacto superior de esta formación es concordante y transicional con la base de la Formación La Casita; en el pozo Anahuac-101 se le reporta subyaciendo a la formación Pimienta del Kimmeridgiano-Tithoniano. (Santamaría, et al., 1991)

Por su posición estratigráfica y contenido faunístico de formas de Favreina *salvensis, Acicularia sp, Rhaxella sorbyana y Girvanella sp*, se le asigna edad Oxfordiano; pero no se descarta su alcance Calloviano en las facies de sal y anhidrita. Así mismo, en el Sector Transverso de la Sierra Madre Oriental, Imlay colectó en esta unidad amonitas clasificadas como Idoceras *balderum* e *Idoceras duranguensis*, por lo que el rango del límite superior de esta formación comprende hasta el Kimmeridgiano Inferior. Por las características litológicas de esta unidad, se puede establecer que su depósito ocurrió en extensas lagunas.

Esta formación está considerada como roca sello.

3.6.- El Cretácico

3.6.1.- Formación Menchaca (Berriasiano-Valanginiano)

Definida por Kane (en Imlay 1940), para los afloramientos a lo largo del Potrero de Menchaca, a 25 Km. al NE de Cuatro Ciénegas.

El espesor medio en el Potrero Menchaca fue de 250 m, y está formado por wackestone y limonitas calcáreas de color gris oscuro, con margas nodulares oscuras que contienen abundantes Exogyras y fragmentos de amonitas.

En la parte central del Potrero de La Virgen hay un pequeño afloramiento de dolomías arenáceas de color rojizo y wackestone con fragmentos de conchas. Humphrey y Díaz (1956), asignaron estos sedimentos como transicionales entre el Jurásico tardío y el Neocomiano en base a su posición estratigráfica.

Su contacto inferior es concordante con una unidad que Imlay (1940) documentó como Lutita Sin Nombre; y transicional con la Formación La Casita (PEMEX, 1988; Humphrey y Díaz, 2003).

El contacto superior es concordante y transicional con la Arcosa San Marcos (Imlay, 1940; Charleston, 1973); y con la Formación Barril Viejo (PEMEX, 1988; Humphrey y Díaz, 2003).

En éstas rocas se encontraron gasterópodos y pelecípodos; estos últimos representados por Exogyra reedi, E. putnami (Imlay, 1940); amonites como *Neocomites sp., Acanthodiscus* y *Kilianella, Spiticeras, Subthurmania* (Charleston, 1973), *Spiticeras serpentinum, S. uhligi, S. binodum, Neocomites densestriatus, Cymatoceras* (Humphrey y Díaz, 2003), *Thurmanniceras sp*., y los microfósiles *Calpionella alpina, Calpionella elliptica, Tintinopsella carpathica* (PEMEX, 1988).

Imlay (1940) documentó que los carbonatos de ésta unidad son de alta energía correspondiente a una plataforma marina. Sin embargo, Charleston (1973) menciona que en los potreros de Menchaca y Oballos esta unidad fue depositada en un ambiente de baja energía y relativa profundidad, agrega que está caracterizada por numerosos organismos planctónicos y gasterópodos y moluscos bentónicos que constantemente bioturbaron a los sedimentos. Asimismo, considera que la mezcla arcosa, mudstone arenoso y marga de ésta unidad en Potrero de Agua Chiquita, fueron depositados en un ambiente litoral caracterizado por la influencia de sedimentos terrígenos continentales traídos hacia la cuenca por corrientes fluviales. Finalmente,

personal de Pemex (1988) interpretan que dichas rocas corresponden a facies de plataforma externa con influencia de mar abierto con gran aporte de clásticos hacia las cercanías de los elementos, esto principalmente en la Cuenca de Sabinas, Península de Tamaulipas y extremo noroeste de la Cuenca de Burgos.

Con base al contenido faunístico se le asignó una edad de Berriasiano a Valanginiano (Imlay, 1940; Charleston, 1973; PEMEX, 1988; Humphrey y Díaz, 2003).

Se correlaciona con el miembro inferior de la Formación Taraises (Imlay, 1940; Humphrey y Díaz, 2003); con la parte inferior de la Formación Hosston de la Costa del Golfo en Texas (Humphrey y Díaz, 2003). En tiempo, lateralmente es equivalente a la Arcosa San Marcos (Humphrey y Díaz, 2003).

Personal de PEMEX (1988) documenta que las facies clásticas marginales de ésta formación, tienen interés económico-petrolero por la producción establecida en el área de Monclova, Coahuila; en la Cuenca de Sabinas.

3.6.2 Formación Barril Viejo (Valanginiano)

De acuerdo con la información geológica superficial y de subsuelo, la Formación Barril Viejo tiene amplia distribución en la Cuenca de Sabinas y localmente en la porción norte de la Península de Tamaulipas. Sus lugares de afloramiento son en la parte central de los anticlinales de Obayos, Menchaca y Pájaros Azules.

Está constituida por mudstone arcilloso de color gris oscuro, negro, carbonoso con intervalos de areniscas y areniscas calcáreas dolomitizadas, que en general son propias de la porción central de la Cuenca de Sabinas. Hacia las cercanías de los paleoelementos, está representada por calizas arenosas y areniscas, con frecuentes intercalaciones de lutitas y de mudstone que pasa hasta grainstone oolítico y de peletoides. Santamaría et al (1991), reporta la presencia de margas nodulares, lutitas y calizas arcillosas con fragmentos de pelecípodos y gasterópodos, algunas amonitas, tubos de anélidos fragmentos de equinodermos y corales.

Se han reportado espesores de 150 a 200 m, dependiendo de su posición paleogeográfica. Su contacto inferior con la Formación Menchaca es concordante; en tanto que el superior con la Formación Padilla es también concordante. En esta formación se han colectado microfósiles representados por *Dicostephanus sp. Taraisites sp*, y *Leopodia victoriensis*, asociados con *Tintinopsella carpathica y Globochaeta alpina*, que la sitúan en edad Valangianiano-

Hauteriviano Temprano. De acuerdo a las características sedimentológicas y la asociación faunística, se infiere que la Formación Barril Viejo, fue depositada en facies de plataforma externa con gran aporte de terrígenos. Cambia de facies lateralmente con las formaciones Menchaca, Taraises, Padilla, San Marcos y Hosston.

Las características litológicas y la presencia de material carbonoso en esta unidad, permiten considerarla como una posible unidad generadora de gas dentro de la cuenca de Sabinas

3.6.3 Formación Padilla (Hauteriviano Medio-Superior)

Al igual que la formación Barril Viejo, esta formación es de amplia distribución en la Cuenca de Sabinas. Aflora y se le ha observado en el subsuelo en la parte norte de la Península de Tamaulipas. Dentro de la cuenca se le tiene registrada en una gran cantidad de pozos que se distribuyen en una zona limitada por las poblaciones de Lampazos, N.L., Monclova, Cuatrocinegas, Sabinas, Múzquiz y el yacimiento de hierro Hércules.

Aflora en el Potrero de Obayos y en la Sierra de Menchaca. Está representada por dos facies; una lagunar constituida por mudstone y wackestone con intercalaciones de packstone a grainstone oolítico y peletoide, de color gris a gris oscuro; y otra arrecifal restringida a la porción suroriental de la Cuenca de Sabinas, constituida por boundstone de corales y rudistas, así como de grainstone rudáceo de olitas y fragmentos esqueletales derivados de la destrucción del armazón arrecifal. Estos carbonatos son de colores claros. En la Sierra de Pájaros Azules consta de dolomías en su parte inferior, un cuerpo arrecifal de rudistas y toucasias hacia la parte media y un wackestone a grainstone de miliólidos algas y bioclastos en estratos medios a gruesos en la parte superior.

Los espesores reportados en el trabajo de Santamaría et al. (1991), van de 38, 45, 74, 76 y 77 m, en los pozos Cristo-1, Escuadra-1, Bura-1, Carbón-1, Hacebuches-1 y Pectén-1 respectivamente; los mayores espesores se refieren a pozos ubicados en la porción sureste de la cuenca como son: Relámpago-1 (290m), Don Martín-101 (297m), Patricio-1 (335m), Cartujanos-1 (360m),Primero de Mayo (421m) y Rata-1 (542m).

La Formación Padilla sobreyace concordantemente a la secuencia calcáreo arcillosa de la Formación Barril Viejo en la porción noroccidental de la cuenca, en la parte central a la Formación Menchaca y al oriente a la Formación Taraises; hacia la parte central y occidental de la cuenca subyace concordantemente a una secuencia calcáreo-arcillosa-evaporítica, con

intervalos dolomitizados de la Formación La Mula, y hacia la porción oriental de la cuenca es sobreyacida concordantemente por la Formación La Virgen o Cupido.

No se cuenta con fauna diagnóstica; sin embargo por su posición estratigráfica con respecto a la Formación Barril Viejo, se le asigna una edad Hauteriviano Medio a Superior.

De acuerdo a las características litológicas observadas en la Formación Padilla, corresponde a un ambiente de plataforma interna para la porción central y noreste de la Cuenca de Sabinas; restringiéndose el desarrollo del arrecife hacia el oriente de la misma.

Por su contenido de materia orgánica se le considera como una unidad con posibilidades de ser generadora de gas.

3.6.4. Formación La Mula, (Hauteriviano-Barremiano)

Definida por Imlay, R. W., en 1940, su localidad tipo se encuentra en El Potrero La Mula, a 75 km al NW de Cuatro Ciénegas, Coahuila.

Está constituida principalmente por lutita y lutita arenosa, con menores cantidades de arenisca (arcósica gris-rosáceo y de grano grueso color rojizo oscuro-ocre), caliza, dolomía y calcarenitas.

PEMEX (1988b), indica que la base de la Formación La Mula está constituida por micro dolomías de color gris verdoso, intercaladas en ocasiones con capas de grainstone arenoso.

Hacia la parte superior gradúa a sedimentos calcáreo y calcáreo arcillosos. Son frecuentes las intercalaciones de horizontes de anhidrita en toda la formación.

Santamaría et al. (1991), la describen como una secuencia predominantemente de lutita en la base, que gradúa en forma paulatina hacia la parte superior a caliza arcillosa.

En su base se observan capas de micro dolomías de color gris verdoso y rojizo. Normalmente existen en toda la secuencia horizontes de anhidrita y yeso.

Considerando que la formación es sobreyacida directamente por la zona de *Dufrenoya texana*, Imlay (1944) concluye que las lutitas de La Mula son del Albiano Inferior y posiblemente del Barremiano Superior.

Humphrey y Díaz (1956) consideran que en su localidad tipo puede representar solamente parte del Barremiano., en otras localidades la Fm. La Mula puede ser considerablemente más joven y representar el Barremiano Superior y parte del Albiano Inferior.

Por su posición estratigráfica en su localidad tipo, se asume una edad Barremiano Inferior por sobreyacer a estratos del Hauteriviano Superior? de la Fm. Padilla.

PEMEX (1988b), por posición estratigráfica asigna una edad Hauteriviano Superior-Barremiano.

Se reportan espesores de 95 m en su localidad tipo, 180 m en el Potrero de Padilla, 244 m en el Potrero Menchaca, 760 m en el Potrero de Obayos y 160 m en la Sierra de la Gavia (Humphrey y Díaz, 1956).

En su localidad tipo la Fm. La Mula se considera equivalente a parte del Barremiano de la Arcosa Pátula.

Probablemente esta formación es equivalente a una parte de la Formación Cuchillo en el noreste de Chihuahua (Humphrey y Díaz, 1956).

Se correlaciona en tiempo con parte de las formaciones Cupido y Taraises de la Cuenca de Sabinas y Mesozoica del Centro de México (Santamaría et al., 1991).

Su depósito fue bajo condiciones que variaron de no marinas a estuarinas (tipo "sabkha"). A lo largo del margen oriental de la Península de Coahuila, estas condiciones pasaron en dirección este a ambientes neríticos indicados por los sedimentos de La Mula en el Potrero de Obayos.

Esta formación es considerada como roca sello dentro del sistema petrolero en la Cuenca de Sabinas (Pemex, 1988b).

3.6.5.- Formación La Virgen (Neocomiano Superior)

Definida por Humphrey y Díaz (1956) para designar a los yesos, anhidritas y calizas del Cretácico Inferior que afloran en la porción central del estado de Coahuila.

Su localidad tipo fue asignada en el Potrero de la Virgen sobre la Sierra de las Ovejas, que se localiza aproximadamente 10 Km. al NE de Cuatro Ciénegas, Coah.

Esta formación está constituida predominantemente por evaporitas, con algunas intercalaciones de mudstone arcilloso en capas delgadas, lutitas y un cuerpo potente de grainstone de peletoides

y oolitas, en su parte media. Hacia la parte superior de la Formación, los yesos son más limpios y las capas de caliza dejan de ser arcillosas.

Estratigráficamente esta formación se encuentra subyaciendo a la Formación Cupido, su contacto es nítido y concordante, y se marca donde terminan los yesos, se encuentra sobre yaciendo a la Formación la Mula.

Se le asigna una edad del Neocomiano Superior en base a su posición estratigráfica, ya que carece de fósiles que nos indiquen una edad más precisa.

Se correlaciona parcialmente con la Formación Taraises y con la Formación Las Vigas de la Cuenca de Chihuahua, así como con la Formación Tamaulipas Inferior.

Se considera que los sedimentos de esta Formación fueron depositados en un ambiente de plataforma somera cercano a la costa con circulación restringida, cuyas aguas contenían un alto contenido de CaSO4 y CaCO3, enmarcadas dentro de un clima desértico con precipitación pluvial muy inferior al grado de la evaporación.

Está considerada como una roca sello dentro del sistema petrolero, (PEMEX), en las cuencas de Sabinas y Chihuahua, así como el miembro I, es considerado como roca reservorio, (en Camacho-Ortegón, 2009).

3.6.6- Formación Cupido (Barremiano Superior)

Inicialmente fue propuesta por Imlay (1937) como Caliza Cupido. Posteriormente, Humphrey y Díaz (2003) redefinen formalmente esta unidad, con el término Formación Cupido, incluyendo todas las rocas carbonatadas en la Sierra de Parras entre la Formación Taraises o Formación Capulin (abajo) y la Formación la Peña (arriba); es decir, incluye en esta unidad las rocas del miembro inferior de la Formación La Peña, aflorantes en la parte media de la Sierra de Parras sensu Imlay; así como las rocas de la parte oeste de la Sierra de Parras que Imlay (1936) incluye dentro de la Formación Parritas.

Esta formación se encuentra en la Sierra de Parras, encajonada por la Formación La Peña arriba, y Taraises abajo. La localidad tipo fue designada en la pared Norte del Cañón del Mimbre, alrededor de 60 Km. al Sureste de Parras, Coah.

Tres facies que la conforman están bien determinadas: la facies de plataforma, la facies arrecifal y la facies pelágica, presentando un dominio costero hasta el dominio de cuenca (Alfonso, Z., 1976).

El espesor es variable y está en función de su ambiente de depósito, aumentando conforme aumenta la distancia de las costas de la Isla de Coahuila hacia el Golfo de Sabinas (Humphrey y Díaz, 1956).

Por su posición estratigráfica y el contenido faunístico presenta una edad del Hauteriviano Tardío- Aptiano Temprano. Imlay (1937) le asigna una edad de Hauteriviano tardío-Barremiano. Con base en su posición estratigráfica, Mayer-Pérez (1967), Humphrey y Díaz (2003) proponen que esta unidad pertenece al Barremiano-Aptiano y Hauteriviano tardío-Aptiano temprano, respectivamente. Por otro lado, con base en su contenido paleontológico personal de PEMEX (1988), asignan una edad de Hauteriviano al Aptiano; Eguiluz (2001), Barragán y Díaz-Otero (2004) al Barremiano-Aptiano y Barremiano-Aptiano temprano, respectivamente. Finalmente, Ángeles-Villeda et al. (2005) consideran que la unidad tiene un alcance estratigráfico del Hauteriviano tardío al Aptiano temprano con base en la presencia de los géneros de foraminíferos *Conorotalites* (bentónico) y *Caucasella hauterivica* (planctónico). Por lo anterior, en este análisis se adopta una edad de Hauteriviano-Aptiano.

Se interpreta que el ambiente de depósito de esta unidad, corresponde a dos distintos tipos de ambiente; la parte inferior ha sido relacionada a ambientes poco profundos (Montañez-Castro y Torres-Durán, 2003; Humphrey y Díaz, 2003), en plataforma somera, con ciclos de carbonatos depositados en un área protegida por un borde arrecifal, a margen somero de barrera (Lehmann et al., 1998), generalmente relacionada a mares cálidos, aguas agitadas y oxigenadas que propiciaron el desarrollo de biohermas; este tipo de sedimentación es representativo de un área que fue invadida por los mares y tuvo una ligera subsidencia donde se depositaron los sedimentos calcáreos (Barbosa-Luna et al., 1998). La parte superior se depositó en un ambiente de aguas profundas, representado por wackestone de foraminíferos y mudstone intercalados con sustratos endurecidos; por lo tanto se infiere que estos ciclos están gobernados por cambios relativos del nivel del mar (Lehmann et al., 1998), bajo condiciones de laguna semicerrada (Humphrey y Díaz, 2003); sin embargo, Barragán y Maurrasse (2008) consideran que los carbonatos que afloran en la parte más alta de la formación se depositaron en un ambiente de plataforma somera. Finalmente, la presencia de pirita en esta unidad ha sido relacionada con un

ambiente reductor (Tristán-González y Torres-Hernández, 1994; Montañez-Castro y Torres-Durán, 2003).

Barragán y Díaz-Otero (2004) realizaron un análisis de los cambios de facies característicos de una sección estratigráfica, que les permitió corroborar que el contacto formacional Cupido-La Peña representa el punto inicial del evento transgresivo que provocó la interrupción de la sedimentación de plataforma en esta área del noreste de México.

En México esta unidad se correlaciona con las formaciones Las Vigas y Parritas (Imlay, 1937; McLeroy y Clemons, 1961), Carbonera, Taraises (McLeroy y Clemons, 1961), La Peña (Enciso de la Vega, 1968), La Mula, La Virgen y La Pátula (Barbosa-Luna et al., 1998). En Texas (EE.UU), Humphrey y Díaz (2003) consideran que esta unidad se correlaciona estratigráficamente con la Formación Sligo.

Zwanziger (1978) interpreta esta unidad con posibilidades de ser una zona de posibilidades petroleras; mientras que PEMEX (1988), consideran que esta unidad es de interés económico-petrolero para la Cuenca de Sabinas y Península de Tamaulipas, debido a que se realizaron estudios petrofísicos, los cuales reportan porosidades y permeabilidades regulares, aunado a la producción de hidrocarburos en esta unidad, en el área de Monclova, Coahuila; Nuevo Laredo, Tamaulipas y Piedras Negras, Coahuila.

3.6.7. Formación La Peña (Aptiano Superior)

Definida por Imlay (1936) para designar a una secuencia construida por dos miembros: el inferior calcáreo y el superior arcillo-calcáreo.

Su localidad tipo se encuentra en el flanco norte de la Sierra de Taraises, aproximadamente a 40 Km. al Suroeste de Parras, Coahuila.

Consiste de dos unidades, la parte inferior está formada por capas delgadas a medias de caliza color gris claro con nódulos de pedernal y escasas interestratificaciones de material arcilloso.

En la parte superior son más abundantes las capas de caliza las cuales se adelgazan y toman un aspecto “lajoso”, presentando transiciones a limonita calcárea. Esta unidad adopta tonos ligeramente rojizos por el Intemperismo.

La Formación La Peña descansa concordantemente sobre la Formación Cupido y subyace también concordantemente con las calizas de la Formación Aurora.

Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le ha asignado una edad del Aptiano Superior.

Esta formación se puede correlacionar con la Formación Cuchillo, con la Formación Otates y con la Formación Uvas.

Estos sedimentos arcillosos indican la máxima transgresión marina iniciada durante el Jurásico Superior y cubre totalmente los elementos positivos (Paleo isla de Coahuila y la Paleo península de Tamaulipas).

Esta formación se depositó en un medio de plataforma homogénea con sedimentación pelágica y terrígena en aguas no muy profundas (Humphrey y Díaz, 1956).

Esta formación es considerada de importancia económica dentro de la cuenca de Sabinas, ya que es una de las rocas generadoras dentro del sistema petrolero para esta región, definida como una roca generadora no convencional, con producción de gas principalmente, constituida por una mezcla de materia orgánica de tipo II y III.

3.6.8. Formación Tamaulipas Superior, (Albiano-Cenomaniano)

Definida originalmente por Stephenson, L.W., 1922. Su localidad tipo se considera una amplia zona de la Sierra de Tamaulipas (Belt, 1925), sin establecerse una localidad tipo específica.

Muir (1936) designa al Cañón de La Borrega como sección tipo de la Caliza Tamaulipas, que en aquel lugar corresponde por edad a la Formación Tamaulipas Superior (Muir, 1936).

Carrillo (1961) en el anticlinorio de Huizachal - Peregrina en las cercanías de Ciudad Victoria, Tamps., describe calizas criptocristalinas, de color gris crema y gris obscuro a negro, en capas de espesor medio a grueso, con estatolitos mal desarrollados paralelos a los planos de estratificación y algunos nódulos irregulares de pedernal negro.

Hacia la parte superior de la unidad, hay alternancia de estratos de espesor delgado y medio de margas laminadas de color gris obscuro, y una gran asociación de abundantes lentes y bandas delgadas de pedernal negro. En su cima se tienen algunas capas de bentonita de color blanco y amarillo.

Se le asigna una edad del Albiano temprano-Cenomaniano. Castro y Martínez (1977), y Martínez y Bello (1977), Albiano–Cenomaniano. Carrillo (1961). Algunos de los fósiles identificados son:

Kingena wacoensis y Parahoplites Aff Milletianus Muir (1936); - *Calcisphaerula innominata, Stomiosphaera sphaerica, Pitonella ovalis*, radiolarios calcificados, y restos de equinodermos., Carrillo (1961) *Ticinella bejaouensis Sigal*, *(Carsey)* y *H. Trocoidea (Gandolfi).,* Longoria (1975); *Colomiella recta, Colomiella mexicana, Nannoconus truitti, Nannoconus minutus.,* Castro y Martínez (1977), Martínez y Bello (1977); *Globochaete alpina, Cadosina sp., Microcalamoides diversus, Calcisphaerula innominata, Pithonella ovalis, Pithonella trejoi,* globigerínidos y radiolarios calcificados, Castro y Martínez (1977), Martínez y Bello (1977).

Se distribuye por el borde oriental de la Cuenca Mesozoica del Centro de México, se ha identificado en el sureste de la Cuenca de Sabinas y en la Cuenca de Chihuahua.

El espesor de esta formación que fluctúa entre 100 a 400 m, en la cuenca de sabinas, en las localidades de Pájaros Azules, Potreo de Obayos y sierra Salsipuedes y Santa Rosa.

La formación Tamaulipas Superior sobreyace concordantemente a la formación La Peña y subyacen de la misma forma a la Formación Kiamichi.

Con base en las microfacies y tipo de fósiles, generalmente de tipo pelágico, la Formación Tamaulipas se depositó en un ambiente marino pelágico de baja energía. Regionalmente, la formación Tamaulipas Superior se distribuye como depósitos en cuencas intracontinentales (Santamaría – Orozco et al., 1990).

En el sistema petrolero de la región de Sabinas, esta formación está considerada como roca almacenadora.

3.6.9. Formación Kiamichi, (Albiano Medio-Superior)

Propuesta originalmente por Hill, R.T., 1891, su localidad tipo es en las planicies del Río Kiamichi, cerca de Fort Towson al Oriente del Condado de Choctaw, Oklahoma (Sellards et al., 1966). Toma su nombre de las planicies Kiamitia (Kiamichi) (Hill, 1891).

Constituida por mudstone y wackestone arcillosos, de color gris, en estratos delgados, con intercalaciones de lutita nodular calcárea, presenta además nódulos de hematita y de pedernal negro, PEMEX (1988b).Los fósiles que se han identificados son:

Oxytropidoceras (Adkinsites) belknapi (Marcou), Gryphaea navia Hall, Gryphaea corrugata, Exogyra texana, Exogyra plexa, Oxytropidoceras belknapi, Elobiceras sp., Pervinquieria cf. P. trinodosa. Calcisphaerula innominata, Phitonella ovalis, Ticinella sp., Cytheridea

oliverensis Alexander, Cythereis fredericksburgensis Alexander, Cytheridea bairdioides Alexander, C.amygdaloides (Cornuel), C. amygdaloides var. Brevis (Cornuel), Globigerina sp. (Sellards et al., 1966).

Esta unidad aflora en la cuenca de Sabinas en diferentes localidades: sierras de Obayos, Santa Rosa y Salsipuedes, con espesores de 40 a 50 m, máximo.

Su contacto inferior es transicional y concordante con las Formaciones Aurora y Tamaulipas Superior.

Su contacto superior es concordante y transicional con el Formación Georgetown. Cambia de facies lateralmente con las formaciones Treviño, McNight, Glen Rose, Benevides y Tamaulipas Superior (Santamaría et al., 1991).

Se correlaciona en tiempo con las formaciones Sombreretillo (Nuevo León), Benevides (Cuenca de Chihuahua), Cuesta del Cura (Cuenca Mesozoica del Centro de México), Aurora y Tamaulipas Superior y Complejo Arrecifal del Burro (Ancestral Golfo de México) (Santamaría et al., 1991).

Se considera que se depositó en ambientes de plataforma externa.

Dentro del sistema petrolero se le considera como una roca sello. (Santamaría et al., 1991).

3.6.10. Formación Georgetown, (Cenomaniano)

Descrita originalmente por Shumard (1860 en Housh, 2007), como Caliza Georgetown, para afloramientos localizados en los condados de Austin, Grayson, Fannin, y Red River.

Hill (1901) propone el término formación Georgetown para los estratos expuestos en el Río San Gabriel ubicado al este de Georgetown, Texas, tomando esta localidad como tipo.

Esta formación esta descrita originalmente por Hill (1901), se constituye de la cima a la base por: caliza color castaño, masiva, con *Kingena wacoensis* (7); material fino suave (marga dura) (6); Caliza grisácea, con fractura irregular, presencia de *Alectryonia carinata* y *Gryphaea washitaensis* (5); Lutita calcárea amarilla o rojiza (4); alternancia de caliza dura y suave con *Alectryonia carinata*, *Gryphaea washitaensis*, *Exogyra americana*, *Lima wacoensis*, *Schloembachia leonensis*, *Epiaster elegans* (3); caliza dura, grisácea (2); caliza cretosa suave con un poco de halita y con capas fucoides (carpetas de algas) en la base (1).

En México, Hernández (1977 *en* Hernández-Noriega *et al*., 1999, estudió la unidad en la sierra de La Mojina. Esta está representada por dos miembros principales:

- **Inferior** que corresponde a facies de mar abierto y está constituido por caliza de estratificación gruesa a masiva, con un alto contenido de calcisferúlidos y radiolarios.

- **Superior** correspondiente a facies de plataforma somera consistiendo de caliza en estratos masivos con desarrollo de miliólidos y rudistas. Asimismo, contiene nódulos de pedernal de color gris oscuro a estratos masivos de caliza de la Formación Georgetown.

Inicialmente, se reportó un espesor de 24.35 m (Hill, 1901). Posteriormente, se han reportado espesores que van de 10 a 60 m (Hernández- Noriega *et al*., 2000), 120 m (Rodríguez-Martínez y Villareal-Sánchez, 1986), 230 m (Humphrey y Díaz, 2003), 180 m (GYMSA, 2005), 27.43 m (Housh, 2007), alcanzando un espesor máximo de 300 m (Hernández, 1977 *en* Hernández-Noriega *et al*., 1999).

Los afloramientos se observan en la península y cuenca de Sabinas (Hill y Vaughan, 1898 *en* Hernández-Noriega *et al*., 2000), así como en el área de Cuatro Ciénegas (Rodríguez-Martínez y Villareal-Sánchez, 1986). Esta formación sobreyace concordantemente a la Caliza Edwards (Hill, 1901), a la formación Kiamichi (Véjar-Hernández, 1998; Hernández-Noriega *et al*., 1999) e igualmente infrayace concordante a la formación Del Río (Hill, 1901; Véjar-Hernández, 1998; Hernández-Noriega *et al*., 1999).

Hill (1901) reportó para ésta unidad la presencia de equinoideos tales como *Epiaster elegans, Gryphaea washitaensis, G. corrugata, Pachydiscus brazoensis, Exogyra americana.*

La caliza Georgetown en México fue depositada en un ambiente de aguas marinas poco profundas a lo largo de los bordes de la plataforma (Humphrey y Díaz, 2003

Por otro lado, la abundancia de fósiles de aguas poco profundas (ostras, varias especies de amonitas) es consistente con la depositación de la Formación Georgetown en ambiente de submareal de plataforma externa, la cual es en primer lugar, diferenciada por la fauna que ocupan estos ambientes (Wilbert, 1966; Young, 1977 *en* Housh, 2007).

Esta formación refleja una sedimentación cíclica transgresiva-regresiva-transgresiva, que se inicia en el Albiano superior con el depósito de una secuencia de carbonatos finos de estratificación media a gruesa, de facies de mar abierto (Echanove- Echanove, 1986).

También representa el principio de una plataforma externa que se caracteriza por su amplia distribución en la Cuenca de Sabinas y en la porción norte de Tamaulipas (Hernández-Noriega *et al*., 1999).

Finalmente, de acuerdo a la litología y fauna fragmentada en éstas rocas, Hernández-Noriega *et al*. (2000) interpretan que el ambiente de depósito corresponde a una plataforma, limitada o cercana a facies arrecifal.

Con base en su posición estratigráfica y el contenido de fósiles, a ésta unidad se le asigna una edad de Albiano tardío (Hill, 1901; Housh, 2007; Echanove-Echanove, 1986; Humphrey y Díaz, 2003).

3.6.11. Formación Del Río (Cenomaniano temprano)

Fue descrita por Humphrey (1956) como lutitas de color gris a verde, nodular y laminado con estratos arcillosos calcáreos intercalados, los cuales contienen amonitas y equinoideos que intemperiza a un material tipo caliche blanquecino.

Su localidad tipo se encuentra hacia el Sur en el Valle del Río Grande cerca del Río Texas, E.U.A. estratigráficamente yace concordantemente sobre la caliza Georgetown y subyace a una delgada sección de calizas correspondientes a la Formación Buda.

Por su posición estratigráfica y su contenido de amonitas y equinoideos se le atribuye una edad del Cenomaniano Temprano y Según Humphrey y Díaz (1956) los sedimentos se depositaron en un ambiente de plataforma abierta pelágica con subsidencias lentas y continuas.

3.6.12. Formación Buda, (Cretácico Tardío, Cenomaniano)

Descrita por Hill (1899) utilizó el nombre Caliza Shoal Creek para designar un conjunto de calizas en Texas; posteriormente, éste autor reemplaza dicho término por el nombre Caliza Buda, debido a que la unidad está bien expuesta en las cercanías del poblado de éste último nombre.

Hill (1899) estudia por primera vez esta unidad en el centro y suroeste de Texas a lo largo de Shoal Creek en Austin. Aun cuando ésta no fue definida como su localidad tipo, ha sido reconocida como tal por Ramírez y Acevedo (1957), Humphrey y Díaz (2003).

Hill (1899) describe que la unidad está constituida por caliza, con estratos masivos con espesores de 60 cm a 2 m aproximadamente, sus estratos varían su dureza y consistencia, su color en roca "fresca" es amarillento, e intemperiza a blanco, amarillo y anaranjado.

Por su parte, Vaughan (1900) establece que la unidad está constituida por calizas de color blancuzco a amarillento al fresco y rosado o amarillento al intemperismo con fractura concoidal, atravesadas por vetillas de calcita; presenta una gran cantidad de hierro. Varios años después, Castillo-Madrid (1982) menciona que la unidad se constituye principalmente por mudstone de color pardo y gris claro que intemperizan a tonos amarillentos, los cuales en sus estratos, presentan un espesor variable de 20 a 60 cm; contiene vetillas rellenas de calcita, restos silificados de microorganismos y pequeños nódulos ferruginosos. Posteriormente, PEMEX (1988) menciona que está formada por mudstone y wackestone arcillosos, que en ocasiones se intercalan con margas. Treviño et al. (2002), documentan la presencia de wackestone arcilloso bioturbado. Vaughan (1900) menciona que cerca de Brackett, Texas el espesor es de 30.48 m, un poco más del doble que el registrado en Austin, Texas. Por otro lado, Castillo-Madrid (1982) documenta un espesor de 26 m en el flanco nororiental de la parte media de la Sierra de los Borregos, Chihuahua; mientras que Humphrey y Díaz (2003) registran un espesor de 23 m en la localidad tipo. Esta unidad ha sido reconocida en varios estados del norte de México.

En Chihuahua se ha documentado su presencia al este, sureste y noreste de la población Del Río (Vaughan, 1900), en el Cerro de Muleros, Carrizo, Sierras de Morrión y Gómez, Cañón de Santa Elena y el área de San Carlos (Ramírez y Acevedo, 1957), en la Sierra de los Borregos (Castillo-Madrid, 1982), reportan la unidad al sur de Río Grande (Humphrey y Díaz, 2003). En Coahuila fue reconocida en el noreste (Böse, 1927 en Cobban et al., 2008), norte del estado (Cobban et al., 2008; Tiedemann, 2009) y en Múzquiz (Smith et al., 2003). En Nuevo León, Humphrey y Díaz (2003) la reportan en Lampazos y en Tamaulipas, se encuentra en la Serranía del Burro y Sierras Tamaulipecas. La Caliza Buda también ha sido reconocida en EEUU; en varias localidades en Texas, (Shoal Creek, Bouldin Creek y Barton Creek Valley en Austin), en el norte de Texas (Scott et al., 2009), y en Nuevo México (Kellum y Mintz, 1962).

Se ha reconocido el contacto superior de la Caliza Buda con las formaciones Lutita Maness en el norte de Texas (Bailey et al., 1945), Ojinaga en la Cuenca de Chihuahua (Cabrera et al., 1984; PEMEX, 1988; Cobban et al., 2008), Eagle Ford en la Cuenca de Sabinas, en la porción norte de la Península de Tamaulipas y en el extremo noroeste de la Cuenca de Burgos (PEMEX,

1988), Boquillas, y Chispa Summit en Trans-Pecos, Texas (Cobban et al., 2008). El contacto inferior es concordante con la Formación Del Río.

En la Caliza Buda se han reconocido varios grupos faunísticos, entre los que se encuentran foraminíferos de los géneros *Rotalia, Textularia, Globigerina, Mariella (Plesioturrilites), Stomiosphaera, Calcisphaerula, Pithonella, Rotalipora, Clavihedbergella, Globigerinelloides, Shackoina, Clavihedbergella, Loeblichella, Heterohelix* (Hill,1899; Holguín y Cantú, 1979 en Castillo-Madrid, 1982; Castillo-Madrid, 1982); cefalópodos de los géneros *Budaiceras, Stoliczkaia, Neophlycticeras, Faraudiella, Mariella, Sharpeiceras* (Whitney, 1911; Böse, 1927 en Cobban et al., 2008; Young, 1979 en Cobban et al., 2008; Holguín y Cantú, 1979 en Castillo-Madrid, 1982; Castillo-Madrid, 1982; Cobban, et al., 2008) y Mantelliceras (Böse, 1928 en Cobban et al., 2008; Adkins, 1931 en Kellum y Mintz, 1962; Kellum y Mintz, 1962; Cobban y Kennedy, 1989; Hancock, et al., 1994 en Cobban et al., 2008; Scott, et al., 2009); pelecípodos tal como *Pecten roemeri* (Stanton, 1947 en Scott, 2002); gasterópodos del género Turritela (Ellisor, 1928); corales del género *Actinostromaria* y *Microsolena* (Wells, 1934; Wells, 1944); dinoflagelados de los géneros *Spiniferites, Tanyosphaeridium, Hystrichosphaeridium, Cleistosphaeridium, Surculosphaeridium* (Cornell, 1997).

Por su parte, Treviño et al. (2002) documentan que la unidad contiene fauna bentónica y Blome et al. (2004) reportan pelecípodos, foraminíferos, ostrácodos, serpúlidos, espinas de equinodermos, gasterópodos, briozoarios y corales solitarios. Finalmente, Lock et al. (2007) registraron la presencia de actividad excavadora de Gastrochaenolites.

Ramírez y Acevedo (1957) documentan que los sedimentos de la Caliza Buda indican un depósito de facies neríticas; mientras que PEMEX (1988) menciona que el ambiente de esta unidad es de plataforma estable con influencia de mar abierto en su culminación. Posteriormente, Haenggi (2002) y Humphrey y Díaz (2003) documentan un ambiente carbonatado de agua somera. Finalmente, Lock et al. (2007) registran posible intemperismo subaéreo y erosión previos al depósito de la Caliza Buda, así como indicios de bioturbación; además, mencionan que el ambiente de la unidad es de plataforma media y externa

Böse (1927 en Cobban et al., 2008) le asigna una edad de Cenomaniano tardío con base en la presencia de los géneros Budaiceras y Mantelliceras; mientras que Stanton (1947 en Scott, 2002) reporta a Pecten roemeri para el Cenomaniano temprano en la Caliza Buda (centro de Texas). Años posteriores se ha asignado a esta unidad edades variables con base en los mismos géneros registrados por Böse (1927 en Cobban et al., 2008); tal es el caso de PEMEX (1988)

quien con base en Budaiceras le asigna una edad de Cenomaniano medio y Humphrey y Díaz (2003) con base en Budaiceras, Mantelliceras, Pecten roemeri y Exogyra clarki, la asignan al Cenomaniano temprano. Como se deduce de lo anterior, se considera conveniente realizar más estudios bioestratigráficos detallados y/o analizar los alcances estratigráficos de los géneros/especies que permitan precisar la edad de esta unidad.

La Caliza Buda es equivalente en edad con la parte media de la Formación Indidura (Kellum y Mintz, 1962). Asimismo, se ha correlacionado con la parte superior de las formaciones Mojado en las montañas de Big Hatchet de Nuevo México, Tamaulipas Superior y El Abra de la Cuenca Tampico-Misantla (Castillo-Madrid, 1982), Formación Aurora (González-Sánchez et al., 2007), con los miembros superiores del Grupo Washita indiferenciado (Humphrey y Díaz, 2003) y con la Formación Cuesta del Cura (Castillo-Madrid, 1982; Humphrey y Díaz, 2003).

3.6.13. Formación Eagle Ford, Cenomaniano-Turoniano

Descrita inicialmente por Roemer (Römer), F., 1852, su localidad Eagle Ford, condado de Dallas Texas.

Es una Lutita calcáreo–carbonosa, con estratificación laminar, de color oscuro a negro, que alternan con cuerpos de "mudstone" arcilloso de color oscuro.

Se ha reportado un espesor Mínimo 45 m, máximo 480 m, promedio 200 m (Santamaría *et al.,*1991), 300 m Cuenca de Sabinas (Eguiluz, 2001).

Alvarado-Ortega *et al.* (2006), Reportan la presencia de fósiles de peces del genero *Saurodon,* con rango preliminar de edad Cenomaniano-Campaniano, al menos otro Ichthyodectiforme distinto, y al menos una forma de *clupeomorfos, Nursallia sp.,* un pez semejante a *Goulmimichthys, Tselfatia sp., Enchodus sp*., y *Laminospondylus sp*., así como algunos invertebrados de edad Turoniano, provenientes de la cantera La Mula, ubicada al noreste de la Ciudad de Múzquiz, Coahuila.

De acuerdo con la presencia de *Mytyloides (Inoceramus) labiatus*, fósil índice del Turoniano (Harries *et al.,* 1996), encontrado en los estratos fosilíferos de la cantera La Mula, se reconoce que éstos tienen esa edad.

Su distribución es desde el noreste de Texas, U.S.A., en México se encuentra ampliamente distribuida en el noreste, en la superficie y en el subsuelo de la Cuenca de Sabinas Coahuila, y

en los bordes de la Península de Tamaulipas, así como en el borde noroeste de la Cuenca de Burgos al norte de Nuevo León (PEMEX, 1988b).

Sobreyace concordantemente a la Formación Buda, su contacto superior es transicional y concordante con la Formación Austin (Santamaría *et al.,* 1991).

En la porción poniente del Estado de Coahuila, la Formación Eagle Ford presenta un cambio lateral de facies, marcado por un aumento de niveles arcillosos, Formación Ojinaga (Sánchez *et al.,* 2002). Sellards *et al.* (1966), describen que sobreyace discordantemente a la Formación Buda (sur y centro de Texas), y subyace discordantemente a la Formación Austin (centro de Texas).

El ambiente de depósito representa un sistema transgresivo (Transgressive System Tract o TST) depositado en un ambiente nerítico-medio (Eguiluz, 2001).

Dentro del sistema petrolero se considera a esta formación como roca generadora (Santamaría *et al.,*1991), con valores de carbono orgánico total de 0.5% a 1% (González y Holguín, 1992), y corresponde a un sistema de generación no convencional, o de tipo shale gas.

3.6.14. Formación Austin, Coniaciano- Santoniano

B.F. Shummard en 1860, fue el primero en utilizar el término Austin para designar a la caliza típicamente expuesta en Austin, y ubicada correctamente sobre yaciendo a la Formación Eagle Ford (capas con peces), pero incorrectamente subyaciendo a la Formación Comanche.

Constituida por Mudstone a wackestone de bioclastos, en partes cretosos y arcillosos, de color café claro y oscuro, con algunas intercalaciones de lutita calcárea y margas.

En México la Formación Austin, por su posición estratigráfica y contenido paleontológico, ha sido establecida con un rango de edad Coniaciano-Santoniano (PEMEX, 1988b y Eguiluz, 2001).

Contenido paleontológico: *Rectoguembelina texana Cushman, Eouvigerina serrata (Chapman), Hantkenina multispinata Cushman y Wickenden, Hasterigerinella alexanderi Cushman, H. watersi Cushman*, son foraminíferos característicos de la Fm. Austin (Sellards et al., 1966). McNulty (1976), reporta en las capas más superiores del Grupo Austin, en Texas, la Zona de *Globotruncana fornicata*, de acuerdo a esta zonación de foraminíferos planctónicos, la cima de la zona marca el límite Santoniano-Campaniano. Este autor menciona que la parte superior del Grupo Austin contiene algunos cambios faunísticos como por ejemplo: la extinción

de *Globotruncana concavata* (Brotzen), la extinción de *Citharina texana* (Cushman), la aparición de *Pseudogaudryinella capitosa (Cushman) y Pseudoclavulina clavata (Cushman), Planoglobulina glabrata (Cushman), Loxostomoides cushmani (Wickenden), Balivinoides delicatula Cushman y Globotruncana elevata (Brotzen).*

Gaudryina austinana Cushman y G. ellisorae Cushman desaparecen dentro de la zona en posiciones relativas y variando geográficamente.

Fósiles de reptiles marinos son representados por vértebras de cocodrilo aún no determinado.

Un nuevo género y especie de reptil volador, es reportado con el nombre de *Muzquizopteryx coahuilensis* (Frey et al. en prensa).

El contenido fósil de invertebrados consiste de decápodos, crustaceos, amonoideos y bivalvos (por ejemplo., inocerámidos y ostreidos).

En México, la Formación Austin se encuentra presente en la superficie y subsuelo de la Cuenca de Sabinas, porción norte de la Península de Tamaulipas y en el borde noroccidental de la Cuenca de Burgos (PEMEX, 1988b).

Se reportan espesores de 200 a 300 m en la Cuenca de Sabinas, Coahuila (Eguiluz, 2001).

Su contacto inferior es concordante y transicional con la Formación Eagle Ford y el superior es de igual forma con la Formación Upson (del Grupo Taylor), cambia lateralmente de facies con las formaciones Indidura, San Felipe, Aguja y Pen.

Esta formación se depositó en facies de plataforma externa, relacionada a frentes de sistemas fluviodeltáicos (PEMEX, 1988b).

3.6.15. Formación Upson, (Grupo Taylor), Campaniano

Dumble, E.T., 1892, fue el primero en proponer este nombre, su localidad tipo fue denominada por Dumble en 1892 en la localidad aledaña a la antigua oficina postal Upson, ahora poblado Quemado sobre la carretera de Eagle Pass-Del Río en el Condado de Maverick, U.S.A.

Son areniscas en capas lenticulares de menos de 1 m de espesor, y fueron formados por canales distribuidores y barras durante episodios de inundación. El color gris de las lutitas es debido a fragmentos de plantas, restos de materia orgánica y pirita.

Estas facies son poco fisíles debido a que la orientación preferencial original de los minerales de arcilla (ilita y clorita) fue destruida por bioturbación PEMEX (1988).

Algunos fósiles reportados son: *Ostra larva* (Sellards et al., 1966), *Globotruncana fornicata, G. lapparenti y G. stephensoni* del Campaniano Inferior (PEMEX, 1988).

Se distribuye en la Cuenca de Sabinas, en la parte norte de la Península de Tamaulipas y porción noroeste de la Cuenca de Burgos y en la Cuenca de Río Escondido, noreste de México y Sur de Texas, U.S.A.

Se le han estimado espesores de 42 m, mínimo y máximo 622 m, y en promedio 164 m (Santamaría et al., 1991).

Sobreyace concordantemente y transicionalmente a la Formación Austin y subyace de la misma forma a la Formación San Miguel.

Cambia de facies con la Formación Pen, del Graben del Big Bend y con la porción inferior del Grupo Difunta de la Cuenca de Parras-La Popa (Santamaría et al., 1991).

Se correlaciona en tiempo con la Formación San Carlos de la Cuenca de Ojinaga, con la Formación Parras y Grupo Difunta (Santamaría et al., 1991), con la parte inferior de la Formación Méndez de la Cuenca Tampico-Misantla (Martínez et al., 2000).

Esta unidad se depositó en un ambiente de plataforma de aguas someras (Sohl et al., 1991) y prodelta durante un ciclo de inundación durante el desarrollo inicial en una cuenca "foreland" laramídica (Eguiluz, 2001).

Dentro del sistema petrolero se le considera como roca generadora no convencional de tipo shalle gas (Santamaría et al., 1991).

3.6.16. Formación Olmos, (Grupo Navarro), Maastrichtiano

Designada inicialmente por Stephenson, L.W., 1927, la localidad tipo de esta formación no está designada, toma su nombre de la estación Olmos Creek, condado de Maverick, 7 a 8 millas al norte de Eagle Pass.

Inicialmente se describió como "lutita deleznable, gris verdosa, fina a gruesa, blanda a dura, de estratificación delgada a masiva, que contiene algunas capas con ondulitas y mantos de carbón y lignito, con discordancia en la base y la cima de la Formación Olmos".

Robeck et al. (1956): establecen cinco zonas para la Formación Olmos (no se definieron al grado de poder considerarlas como miembros de la Formación Olmos):

Zona 1.- predominantemente arcillosa y suave que presenta un doble manto de carbón y otras capas carbonosas hacia arriba. Su espesor es de 36 m.

Zona 2.- Esta unidad puede ser reconocida en cualquier sección aun cuando sus características pueden variar, constituida por arenisca de estratificación cruzada, de grano fino a medio, mal clasificado, con estratos medianos a gruesos de color claro, pueden presentar limolita y lodolita interestratificada, así como gasterópodos y madera fósil.

Esta zona es importante por su carácter índice debido a sus componentes; ya que es más resistente al intemperismo y está bien expuesto. En el rancho El Cedral presenta 86 m. de espesor.

Zona 3.- Tiene espesor de 31 m. medido en la sección en el rancho El Cedral y está constituida por limolita masiva, sin embargo, casi no es posible observarlo por ser fácilmente erosionable.

Zona 4.- Tiene 148 m. de espesor en el rancho El Cedral y consiste de arenisca de grano grueso que gradúa a limolita y lodolita.

Zona 5.- Está compuesta por limolita y lodolita masivas y algo de limolita y arenisca de estratificación delgada. Tiene un espesor de 80 m.

En una descripción más reciente, Eguiluz y Amezcua (2003), describen areniscas de grano grueso color gris con intercalaciones de lutita, su cima se caracteriza por arenas de grano grueso gris verdoso y rojizo en contacto con areniscas conglomeráticas.

Los estratos de la Formación Olmos son una mezcla de facies de ambiente marino somero y de frente deltáico, el carbón se encuentra en niveles estratigráficos más arriba de aquellos que la Formación Olmos presenta en Texas.

En base al contenido faunístico *Exogyta costata, Sphenodiscus sp*., y gasterópodos y pelecípodos (Santamaría et al., 1991) se le ha asignado una edad de Cretácico Superior. Maastrichtiano Temprano-Medio.

Se distribuye ampliamente en las cuenca de Sabinas, Burgos, y Escondido al sur de Texas, U.S.A.

Se han medido espesores mínimos de 10 m, a máximos de 378 m., y en promedio 175 m (Santamaría et al., 1991).

Esta formación sobreyace a la Formación San Miguel (Grupo Taylor) y subyace a la Formación Escondido (Grupo Navarro).

Los contactos no son precisos debido a que el contacto inferior con la Formación San Miguel se ha propuesto en la cima de la última capa de arenisca que descansa sobre la primera capa de carbón, pero en donde no se generó carbón es muy incierto.

El contacto superior es transicional y concordante con la Formación Escondido pero es difícil de establecerlo y generalmente se ubica dónde empieza a predominar la arenisca. Cambia de facies con las formación Pen (?), y Aguja del Sur de Texas y NE de Chihuahua (Santamaría et al., 1991).

Se correlaciona con la Formación Picacho (Cuenca de Ojinaga), Formación Javelina (Graben del Big Bend), parte inferior y media del Grupo Difunta (Cuenca de Parras- La Popa), Formación Méndez (Cuenca Tampico–Misantla) (Santamaría et al., 1991).

Su depósito ocurrió en un ambiente marino somero y de frente deltáico (Eguiluz y Amezcua, 2003).

Secciones en la Cuenca de Sabinas muestran que las facies de la formación son diferentes a las establecidas en Eagle Pass (Sellards et al., 1966). Zona distensiva, margen continental (Santamaría et al., 1991).

Se le ha considerado favorable para la exploración de carbón (Barboza et al., 1997).

Unidad de importancia dentro del play generador de gas-carbón (Eguiluz y Amezcua, 2003).

3.6.17. Formación San Miguel, (Campaniano Sup.)

Definida inicialmente por E. T. Dumble (1892), la sección tipo fue reportada por Adkins (1933), que se localiza en el antiguo Rancho San Miguel sobre el Río Bravo al norte de El Paso, Texas.

Esta unidad se encuentra aflorando en los núcleos de los anticlinales que dividen las cuencas carboníferas y en el flanco noreste de las sierras de Obayos y Santa Rosa.

Está constituida por cuerpos de arenisca de color gris a gris verdoso y café con intercalaciones de limolitas y lutitas laminares.

Se encuentra compuesta de 4 unidades o miembros y estos han sido estudiados debido a su importancia económica ya que contienen yacimientos de carbón:

1.- Concreciones calcáreas mudstone fosilíferas.

2.- Parte inferior de limolitas a veces sin estratificación.

3.- Parte superior de limolitas con arena muy fina son resistentes a la erosión y en ocasiones afloran.

4.- Conglomerados de poca resistencia generalmente con limolita compacta estratificada cambiando lateralmente a limolita sin estratificación.

Su espesor promedio es aproximadamente de 260 m en afloramientos de la Cuenca de Sabinas.

Esta unidad sobreyace a la Formación Upson en forma concordante y subyace de igual forma a La Formación Olmos.

En base a su posición estratigráfica y su contenido fosilífero se le asignó una edad del Campaniano superior.

La formación se depositó hacia el final del Campaniano al retirarse los mares se desarrolló un ambiente litoral o nerítico cercano a la costa, esto queda comprobado por la litología y la presencia de estratificación cruzada.

La arenisca gris clara o verdosa indica un ambiente de depósito litoral, formado durante la regresión marina del Campaniano.

3.6.18. Formación Escondido, (Grupo Navarro), Maastrichtiano

Originalmente referenciada por Dumble, E.T., 1892, su localidad es en la confluencia de la desembocadura del Río Escondido con el Río Bravo, cerca de Piedras Negras, Coahuila, México., siguiendo el curso, aguas abajo por 60 km, hasta Loma Prieta, donde está expuesto el contacto entre el Cretácico y las capas del Eoceno (Dumble, 1892 en Robeck et al., 1956).

Adkins, (1933), indica que la unidad consiste de arcilla y marga oscura, interestratificada con estratos más o menos extensos de arenisca, caliza y bancos fosilíferos resistentes.

Santamaría et al. (1991), describen la Formación Escondido como arenisca y litarenita feldespática con cementante calcáreo de grano fino a grueso en capas delgadas medias y gruesas de color gris verdoso y ocre, que alternan con capas de lutita, limolita y caliza de color verde amarillento a gris verdoso.

En la cima se llegan a encontrar calizas (biomicriticas). Es común la presencia de estratificación cruzada.

Eguiluz (2001), describe la unidad como arenisca de grano grueso a conglomeráticas de color gris a gris-rojizo con intercalaciones de lutita y mantos de carbón cerca de la base de la unidad, asociadas a la presencia de arenisca color blanco y ocre.

Eguiluz y Amezcua (2003), realizan análisis en secciones de más de diez pozos, y con apoyo de líneas sísmicas, que muestran secciones sin mayores complicaciones estructurales en la Cuenca de Sabinas, destacan la existencia de numerosos mantos de carbón que van de algunos centímetros a 5 m de espesor. La abundancia de los mantos indica ciclicidad de alta frecuencia en zonas de decenas metro de espesor, en una sección mayor a 100m.

Se reportan los siguientes fósiles: *Sphenodiscus pleurisepta, Parapachydiscus aff. Colligatus, Cassidulus cf. subcuadratus, Ostrea gabra, O. cortex, O. iridensis, Exogyra costata* (Sellards et al., 1966).

Böse y Cavins (in Sellards et al., 1966) reportan en Lampazos, Nuevo León, en Las Mesillas y Mesa de Cartujanos amonitas y establecen para la unidad las siguientes zonas en orden ascendente:

(1) Coahuilites sheltoni Böse, 1928; (2) Sphenodiscus lenticularis; (3) Sphenodiscus intermedius; (4) Coahuilites cavinsi; (5) Sphenodiscus pleurisepta; estos autores consideran a Exogyra costata subyaciedo a las zonas de Coahuilites.

Por la presencia de Coahuilites y Sphenodiscus, Böse y Cavins consideran una edad del Maastrichtiano., además mencionan que ésta formación contiene arenisca no marina y presencia de pelecípodos de aguas salobres, en las facies el Tulillo.

En el sur de Texas Lituola taylorensis marca el límite con la Formación Olmos (Tyler y Ambrose, 1986).

Esta formación se distribuye desde el sur de Texas (U.S.A) hasta Coahuila, México; en el subsuelo se reporta en las cuencas de Sabinas y Río Escondido.

Según PEMEX (1988b) la Formación Escondido se encuentra distribuida en la Cuenca de Sabinas, porción norte de la Península de Tamaulipas y borde noroeste de la Cuenca de Burgos.

En afloramientos de la Cuenca de Sabinas se ha reportado un espesor de 230 m (Barboza et al., 1997), en pozo el espesor promedio es de 800 m, (Eguiluz, 2001), llega a tener un espesor mayor a 600m de espesor identificado en secciones de pozos en la Cuenca de Sabinas los cuales podrían llegar a más de mil metros considerando el material erosionado (Eguiluz y Amezcua, 2003).

Se considera la unidad basal de esta formación, a la primera capa gruesa de arenisca sobre la Formación Olmos (Dumble, 1892; Vaughan, 1900; Adkins, 1933).

Hacia la región carbonífera el contacto superior es discordante con el Conglomerado Sabinas (Barboza et al., 1997).

Cambia de facies lateralmente con la Formación Aguja (Santamaría et al.,1991).

Se correlaciona con las Formaciones Picacho y Conglomerado Consolación en la Cenca de Ojinaga, Chihuahua (Santamaría et al.,1991).

Se interpreta que su depósito ocurrió en facies que varían de litorales a lagunares, probablemente de tipo de barras y de canales interdistributarios y distributarios, relacionados con zonas de ante fosa (PEMEX, 1988b).

Planicie de inundación oscilante, la distribución de los mantos de carbón denota la migración lateral de las subfacies deltáicas (Eguiluz y Amezcua, 2003).

Unidad de importancia dentro del play generador de gas-carbón (Eguiluz y Amezcua, 2003).

Se considera roca almacén de hidrocarburos (Santamaría et al., 1991)

3.7.- Los yacimientos de carbón mineral en la Cuenca de Sabinas

La presencia de carbón mineral en la Cuenca de Sabinas, se encuentra controlada por el contacto estratigráfico de las formaciones Olmos (Maestrichtiano) y San Miguel (Campaniano), del Cretácico Superior; estas unidades litológicamente consisten en una alternancia de lutitas, limolitas, lodolitas y areniscas.

Los cuerpos de carbón se emplazan en la base de la Formación Olmos y se presentan con varios mantos con espesores que varían desde 0.10 m hasta localidades en donde alcanzan los 3 m de espesor.

Normalmente los mantos de mayor continuidad y potencia son 2, sin embargo, en algunas localidades se llegan a observar hasta 12 mantos delgados (0.10 m hasta 0.30m) en un intervalo de unos 30 m, sin embargo, estos mantos lateralmente se acuñan y se convierten en los dos ya mencionados.

Se presentan con separaciones de 1 a 4 m. y se les localiza desde superficie, hasta profundidades máximas conocidas con barrenación a diamante de 547 m.

El carbón existente se ha clasificado como "bituminoso de volatilidad media a baja", sus características fisicoquímicas lo hacen un carbón adecuado para la fabricación de coque.

En la Tabla 3, se reportan los contenidos promedio en los análisis inmediatos y elemental son:

PARAMETROS	CARBÓN TODO UNO %
Carbón Fijo	52.58
Materia Volátil	21.11
Ceniza	22.60
Azufre	1.24
Humedad	2.47
Poder calorífico	10782

CUENCA	% CARBON	%HIDROGENO	%NITROGENO	% OXIGENO	%AZUFRE
SABINAS	**65.44**	**3.88**	**1.55**	**1.68**	**5.58**

Tabla 3. Denota las principales características del carbón en la diferentes subcuencas de Sabinas, según Flores-Galicia, 2001.

3.7.1.- Características petrográficas y fisicoquímicas del carbón

Su composición maceral (Piedad Sánchez., N. et al 2005), es preponderantemente "vitrinita", la inertinita es frecuente observarla y la liptinita está en muy escasas proporciones.

El poder reflector de la vitrinita es de 0.6-1.2 %., parte de la materia orgánica es más madura que otra, variando su potencial de generación de aceite a generación de gas.

La porosidad y las fracturas regulares inherentes a las muestras de carbón, indican predominantemente generación de gas.

3.7.2.- La producción actual de carbón en la Cuenca de Sabinas

La Cuenca de Sabinas representa una de las principales fuentes de producción de carbón mineral en México.

Actualmente en el estado se producen alrededor de 16 millones de toneladas de carbón de los cuales 10.5 millones son utilizados para el suministro de las plantas carboeléctricas.

Son generados en la Cuenca Fuentes Río Escondido (7mt), en la Cuenca de Sabinas (3.5mt); 5.5 millones son utilizados en la industria siderúrgica y son producidos en su totalidad de minas existentes en la Cuenca de Sabinas.

3.8.- Sistemas de generación de gas en la cuenca de sabinas

El objetivo de identificar los diferentes sistemas generadores de hidrocarburos, convencionales y no convencionales, (aceite y/o gas), en una cuenca, es para poder interpretar las relaciones que pueden existir entre estos sistemas.

Esto visto desde la parte geológico-estructural, (formaciones generadoras-almacenadoras y sello), así como el sistema estructural, fallas, fracturas y trampas que pueden tener correlación, y que pueden conectar diversos sistemas generadores-almacenadores.

En la Cuenca de Sabinas se tienen bien identificados al menos 2 sistemas generadores de gas.

El primero, representado por el gas que se genera a partir de las formaciones Jurásicas (La Casita), y del Cretácico Inferior (La Peña y Eagle Ford).

El sistema Jurásico La Casita, y La Peña, constituyen un sistema generador de gas convencional.

El sistema generador de gas, de la formación Eagle Ford, es de tipo shale gas, actualmente está siendo explorado y recién inicia la explotación de algunos pozos dentro de la formación Eagle Ford, en la cuenca de Burgos.

Un segundo sistema, representado por los mantos de carbón mineral, ubicados en la base de la Formación Olmos de edad Maastrichtiano, que generan y almacenan el gas de carbón, y que es clasificado como un sistema generador no convencional.

3.8.1.- El sistema generador del gas asociado a carbón (GAC) en la cuenca de Sabinas

En la cuenca de Sabinas, este sistema está representado por los mantos de carbón emplazados en la Formación Olmos del Cretácico, los cuales, funcionan como roca generadora, almacén y sello. (Sistema no convencional).

El gas se produce a partir de procesos termogénicos que afectan a la materia orgánica existente en el carbón y generan la formación de gas.

Este gas generado queda adsorbido y atrapado en los poros y micro fracturas del mismo carbón, y se puede liberar en el momento en que se incrementa el fracturamiento y aumenta la permeabilidad de los mantos.

De acuerdo con la empresa Minerales Monclova S.A., el contenido de gas de las subcuencas de Sabinas y Saltillito-Lampacitos, varían respectivamente de 10 a 14 m^3 /ton (343 a 480 pc/ton) y de 12 a 18 m^3/ton (411 a 618 pc/ton).

En la primera, el contenido de gas disminuye con la profundidad (180 m) hasta 8 m^3/ton y su permeabilidad a esta profundidad es de 33 md (Santillán G., 2004).

En el estudio realizado por Fesco 1988, para la compañía carbonera MIMOSA, donde determinan los contenidos promedio de gas de carbón, se reportó lo siguiente: (Tabla 3.1).

COMPONENTE	PORCENTAJE %
NITRÓGENO	0.059
DIOXIDO DE CARBONO	0.500
METANO	97.96
ETANO	0.699
PROPANO	0.349
ISOBUTANO	0.125
n-BUTANO	0.114
ISOPENTANO	0.056
n-PENTANO	0.033
HEXANO	0.098

Tabla 3.1. Composición en porcentaje del gas en subcuencas de Sabinas.

En el año 2011, Cañipa, et al., Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), realiza el estudio: "Desarrollo Metodológico y de Protocolos Analíticos para la Caracterización Geoquímica y Genética del Gas Metano", realizado en los carbones de la Cuenca de Sabinas.

En este trabajo realizan una serie de muestreos de minas de carbón en la Cuenca de Sabinas y establecen el valor isotópico del gas asociado al carbón (GAC), que se encuentra comprendido entre -71 y - 46 $\delta^{13}C$ CH_4 (0/00VPDB) y entre -230 y -173 δD CH_4 (0/00VSMOW).

En trabajos más recientes, (2012), sobre la composición isotópica del gas de carbón, en dos muestras recuperadas en minas de la Cuenca de Sabinas, proporcionadas por la Universidad de Nueva Rosita, Melissa R. (2012) muestran los valores siguientes: (Tabla 3.2).

Sample Number	δ13C Methane	δ2H Methane	δ13C CO2
158325	-31.16	-193.08	26.59
158325	-31.16	-197.65	26.41
Units	‰ vs VPDB	‰ vs VSMOW	‰ vs VPDB

Tabla 3.2. Valores isotópicos de gas recuperado en minas de la Cuenca de Sabinas.

Estos resultados indican que el gas analizado corresponde a gas termogénico.

3.9.- Sistema petrolero en la cuenca de Sabinas

Dentro de la industria petrolera, ahora se utiliza comúnmente el término "sistema petrolero", este concepto describe y conjunta muchas características de las ramas de la geociencias y de la informática.

Un sistema petrolero comprende una roca generadora activa, y los hidrocarburos obtenidos de dicha roca generadora mediante correlación geoquímica

El concepto comprende todos los elementos y procesos geológicos necesarios para que el petróleo y el gas se acumulen.

Los elementos esenciales son una roca generadora efectiva, el yacimiento, trampa y el sello, y los estratos de sobrecarga; éstos últimos facilitan el sepultamiento de los otros.

Los procesos incluyen la formación de trampas y la generación, migración y acumulación de hidrocarburos.

Estos elementos y procesos deben tener lugar en el orden adecuado para que la materia orgánica que se encuentra en una roca generadora se transforme en hidrocarburos y luego sea almacenada y preservada.

Si un sólo elemento o proceso falta o se produce fuera de la secuencia requerida, un área prospectiva pierde viabilidad.

Por lo que el objetivo o importancia de conocer el sistema petrolero de una cuenca, es entender la relación o interrelación que existen entre los diferentes elementos generadores que se encuentran en la cuenca.

3.9.1- Las Rocas Madres

Se ha documentado que las rocas generadoras se encuentran en las formaciones La Casita, La Peña e Eagle Ford, con rangos de edad que van del Kimmeridgiano-Tithoniano, al Cenomaniano-Turoniano.

Este resultado ha sido consecuencia de los análisis geoquímicos y petrográficos, en los que también se clasificó a la materia orgánica como una mezcla de tipo II y tipo III (marino-continental). (Eguiluz, 2001; Román-Ramos y Holguín-Quiñones, 2001**).**

La Tabla 3.3 muestra algunas de las principales características geoquímicas que componen las principales rocas generadoras de la cuenca de Sabinas y son: su poder reflector, contenido en carbón orgánico total, índice de hidrogeno y su espesor.

Formación	Edad	%Ro	TOC	IH	Espesor	Fuente
La Casita	Kimmeridgiano-Titoniano	2.5	0.5-2	50	50-700	Eguiluz de Antuñano (2011) TOC
La Peña	Aptiano Superior	1.5	0.5	50-100	30-200	
Eagle Ford	Turoniano	1.1	0.5-1	50-389	170-350	Román-Ramos y Olguín Quiñones (2001) TOC e IH
Olmos	Maaestrichtiano	0.92			0.5-3	

Tabla 3.3. Principales características geoquímicas que integran a las rocas generadoras en la cuenca de Sabinas:

Para la principal Formación generadora, La Casita, se ha determinado una evolución térmica elevada, con una reflectancia mayor a 2%, de %Ro (Piedad-Sánchez, 2004; Menetrier, 2005), lo que permite considerarla como una roca madre que ha sido totalmente transformada.

Actualmente es la principal formación generadora de gas seco, que se encuentra en producción en los diferentes campos de la Cuenca de Sabinas, y que PEMEX explota en la actualidad.

Este gas se ha definido como termogénico con valores isotópicos de entre -31 y -25 $\delta^{13}C$ CH4 (0/00 VPDB), y entre -145 y -122 de δ D CH4 (0/00 VSMOW). Cañipa; N. et al., 2011.

3.9.2.- Las rocas reservorio y sello

La parte superior de la Formación La Casita, está constituida por lutitas con espesor de 100 m. La parte basal de la Formación Menchaca está conformada por calizas arcillosas, las cuales son consideradas como rocas sello para el sistema jurásico de dicha formación.

La Formación La Mula es considerada como roca sello, debido a sus más de 200 m de espesor de anhidritas y arcillas.

Este sello es para las rocas reservorio de la Formación Padilla (Eguiluz, 2007).

Márquez-Domínguez, (1979), dividió a la Formación La Virgen en cinco miembros. El miembro uno, (base de la formación), es el único considerado como roca almacén en la Cuenca de Sabinas (Eguiluz, 2007); los otros cuatro niveles están considerados como roca sello, debido a su composición de anidrítica.

Los sellos se pierden con el cambio de facies hacia terrígenos marginales, principalmente en la Isla de Coahuila. También se pierde el sello hacia el borde de la plataforma lagunar, limitada por el Arrecife Cupido. (Eguiluz, 2007).

GENERALIDADES DE LA CUENCA DE CHIHUAHUA.

3.10- La Cuenca de Chihuahua.

Se puede decir que la exploración geológica en esta región inicia desde 1906. La exploración más detallada es descrita desde 1949, son principalmente los geólogos extranjeros en particular americanos, quienes desarrollaron trabajos para sentar las bases estratigráficas y paleogeográficas.

Existen numerosos estudios de carácter geológico, estructural y estratigráfico recientes, (Brown Dyer (1987), 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), tratan cuestiones más ligadas a la estratigrafía del noroeste de México en general.

Entre los años, de 1946 a 1980 la compañía petrolera mexicana, (PEMEX) realiza una serie de trabajos de geología, geofísica y de perforación de una treintena de pozos. Se establecieron las bases regionales en esta cuenca, remarcando las similitudes de las rocas paleozoicas de las cuencas del sur oeste de Texas con las de la cuenca de Chihuahua.

Esto inicia la exploración directa con pozos exploratorios, y en 1957 inicia una campaña de exploración geofísica, aplicando gravimetría de reconocimiento, aeromagnetometría y sismología. En este tiempo la perforación de 13 pozos se realizaron con objetivos paleozoicos.

De 1973 a 1976, PEMEX efectuó una integración e interpretación de la información geológica-geofísica obtenida hasta esa fecha, de la que se derivó:

- Mayor densidad de geología superficial.
- Estudios de sedimentología y geoquímica.
- Prospección gravimetría, magnetometría y sismología.
- Perforación de 7 pozos exploratorios.

Hace algunos años PEMEX, abandono la exploración en esta cuenca por considerar que su potencial petrolero no es de importancia económica, sin embargo actualmente PEMEX, ha reiniciado trabajos encaminados a la exploración del shale gas, (Formación Ojinaga), en esta cuenca.

La mayor parte de esta información permanece de manera confidencial, por parte de PEMEX. Sin embargo existen algunos trabajos como tesis de maestría, (Limón 1988) y algunos artículos publicados relacionados a la parte petrolera de esta cuenca, (Eguiluz 1984).

Se puede considerar que este trabajo es el más reciente enfocado a estudiar y dirigir la exploración del gas en la Cuenca de Chihuahua. Este trabajo se enfoca a la caracterización geoquímica-petrográfica de la MO. Esta caracterización se efectuó en carbones, lutitas carbonosas y rocas madres generadoras de petróleo, también se realizó un modelado numérico 1D en varios pozos de la cuenca.

3.10.1.- Localización.

La Cuenca de Chihuahua se localiza en el estado mexicano del mismo nombre, cubre una superficie aproximada de 72,000 Km^2, que integra a las sub-cuencas Ascensión, Chihuahua, Guadalupe, Juárez, Ojinaga, Satevo y Zaragoza, Figura 47.

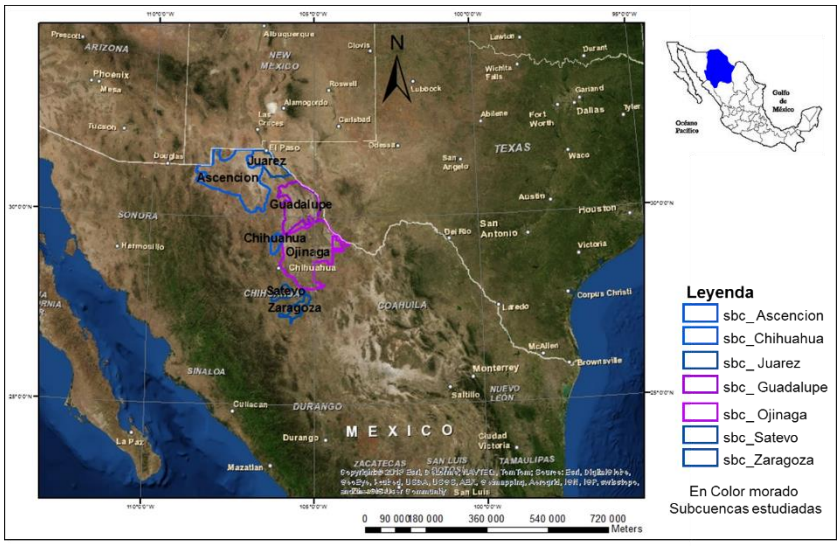


Figura 47. Localización y ubicación de las diferentes sub-cuencas, en la Cuneca de Chihuahua.

3.11.- Marco Geológico de la Cuenca de Chihuahua

3.11.1.- La Cuenca de Chihuahua

La Cuenca de Chihuahua, fue inicialmente propuesta por De Ford (1964) y retomada después por Haenggi (2001). Esta está limitada al norte y sur por las plataformas calcáreas El Diablo y Aldama, respectivamente. Es una zona de depósito pre-Albiano, de forma alargada con dirección NW y cubre no solamente la parte oriente y norte del estado de Chihuahua, sino también las partes adyacentes de Texas, New México y el extremo NE de Sonora.

3.11.2.- Marco Geodinámico

La Cuenca de Chihuahua, es de tipo *pull-apart* de movimiento lateral derecho que empezó a formarse hace 159-156 Ma (Oxfordiano) durante un periodo de rotación relativa de la placa de Norteamérica en sentido antihorario, (Busby-Spera y Kokelaar, 1991; Fackler-Adams *et al*., 1997; Lawton *et al*., 1997).

La figura 48 A y B, muestra la zona desarrollada por la interacción del Lineamiento de Texas (una zona de cizalla en el basamento con dirección casi este-oeste y desplazamiento lateral-derecho; Muehlberger, 1980) con una serie de rasgos estructurales con direcciones N-S que actuaron como zonas de debilidad cortical.

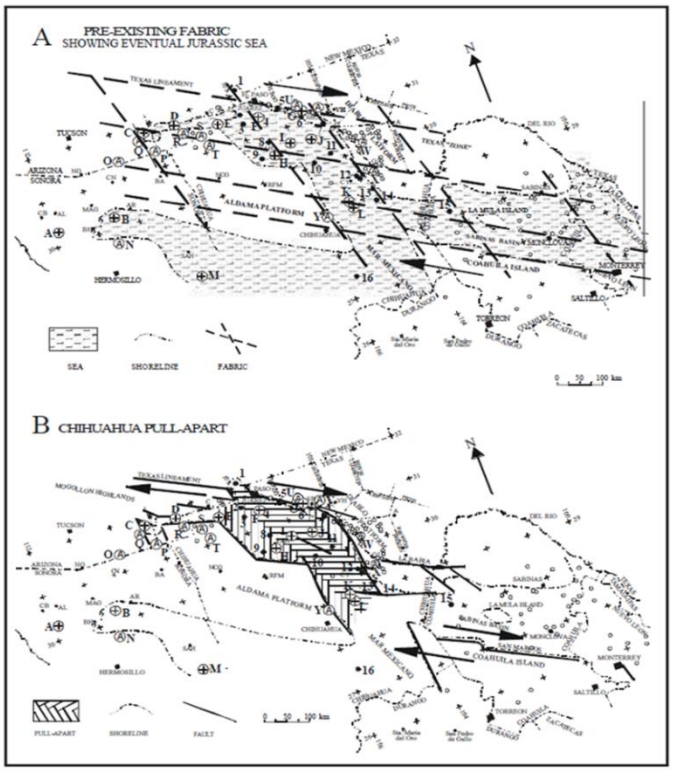


Figura 48 A. muestras la fábrica estructural pre-jurásica y la extensión del océano jurásico; 48 B. muestra el mecanismo de formación de la cuenca de Chihuahua como una cuenca Pull-Apart. A y B. muestran las áreas jurásicas emergidas; localización de afloramientos marinos jurásicos, pozos con reporte de rocas jurásicas, superficies o áreas donde no hay afloramientos de rocas jurásicas. (Tomado de Haenggi 2002).

Esta interacción se desarrolló durante un periodo de extensión relacionado a la apertura del Golfo de México.

Se puede decir también que las cuencas de Marfa y Pedregosa (Greenwood *et al.*, 1977) son cuencas jurásicas que se formaron al inicio de la extensión y, actualmente, se interpreta a la Cuenca de Pedregosa como el antecesor de la Cuenca de Chihuahua. La Cuenca de Chihuahua estuvo así conectada con las cuencas de Sabinas en Coahuila (al sureste) y Bisbee en el sur de Arizona y NE de Sonora.

La inversión de la Cuenca de Chihuahua tuvo lugar durante la orogenia Laramide (84 a 43 Ma), formando el cinturón tectónico de Chihuahua, (De Ford, 1958a). La deformación Laramide es el resultado de tectónica transpresiva con movimiento lateral izquierdo que involucró movimiento a lo largo de la fábrica preexistente, la cual controló el desarrollo de la cuenca en el periodo Jurásico-Aptiano.

En la porción evaporita de la cuenca (área oriental), la reactivación de fallas limítrofes de la cuenca se pueden observar como fallas inversas laramídicas. Posibles componentes de movimientos izquierdos son acompañados con el desarrollo de pliegues suaves "ancestrales".

Este fenómeno fue seguido por una amplificación de los pliegues en rocas post- evaporíticas causados por el flujo de las evaporitas hacia las crestas de los anticlinales. Al avanzar la deformación, se desarrollaron zonas de cabalgaduras (principalmente hacia la Plataforma del Diablo) e inyección diapírica de evaporitas a lo largo de las márgenes de la cuenca evaporítica.

En el área noroeste de la cuenca, las estructuras reflejan compresión con orientación noreste-suroeste e incluye un cabalgamiento menor en dirección suroeste hacia y sobre la plataforma jurásica de Aldama, (Haenggi, 1966).

La actividad tectónica post-laramídica en la cuenca presenta una continuación del tectonismo evaporítico, intrusiones ígneas dispersas, volcanismo menor, tectónica gravitacional y fallamiento en bloques del Oligoceno tardío - Mioceno al Cuaternario.

En el área oriental de la Cuenca de Chihuahua, la erosión, posterior a la formación de la estructura laramídica y anterior al emplazamiento de las rocas volcánicas oligocénicas, creó una topografía similar a la actual. Durante este intervalo se desarrollaron deslizamientos y corrimientos gravitacionales en los flancos de algunos anticlinales de gran desarrollo.

Estructuras de colapso, relacionadas con la disolución de evaporitas, deformaron las formaciones cretácicas y terciarias en áreas de intrusión diapírica a lo largo de zonas de falla de desgarre, (Haennggi, 1966). El fallamiento normal del Terciario ocurrió después del

realineamiento del sistema de esfuerzos regional, de compresión E-NE a extensión E-NE hace aproximadamente 31 Ma.

El fallamiento inicial en Chihuahua es probablemente contemporáneo al inicio del fallamiento en bloques en Trans-Pecos, Texas (hace aproximadamente 24 Ma.) Henry and McDowell, 1986, McDowell and Maugher, 1994).

3.12.- Geología Regional, (Estratigrafía)

Las unidades litoestratigráficas que comprenden la estratigrafía del Mesozoico y Cenozoico (Figura 49. columna estratigráfica).

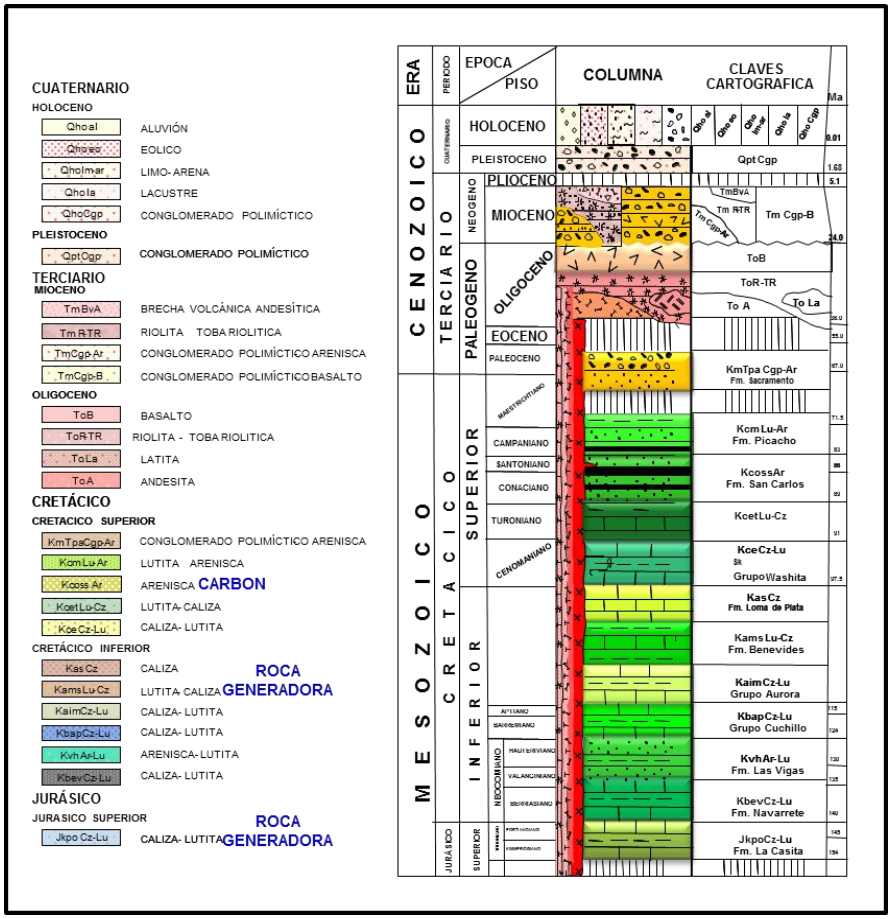


Figura 49. Columna geológica, del área de Ojinaga-Manuel Benavides, con las formaciones del sistema Jurásico superior-Mesozoico, Tomado de Hernández, et al., 2002 (SGM), modificada en este trabajo.

Las unidades estratigráficas de la cuenca de Chihuahua serán descritas de manera general, tratando de describir las principales características de cada unidad, (litología, espesor, edad,

ambiente de depósito, etc), para tener una idea más clara con respecto a cómo se relacionan estos aspectos con el sistema petrolero de esta cuenca.

3.12.1.- Mesozoico

3.12.2.- Triásico-Jurásico Medio

3.12.3- Conglomerado Polimíctico (TRJm Cgp)

Descrito por García, E., 1985, 1989 (en I.M.P., 1991), mientras que Bridges (op. cit.) a esta unidad la considera como parte de la Formación Plomosas. Consiste de clastos subangulosos a redondeados de caliza, lutita, limolita y arenisca de las formaciones El Pastor, Plomosas y Verde. Los clastos varían de 0.20 a 0.40 m de diámetro, soportados por una matriz arenosa gruesa y en partes cementados por sílice.

Los sedimentos presentan una coloración rojiza en partes debido a la oxidación y a la naturaleza de los clastos. Los espesores varían de 10 a 400 m. El mínimo espesor se reporta al norte de la presa El Granero, sobre el río Conchos, en el arroyo San Sóstenes se reportó un espesor aproximado de 120 m y en el cerro de Enmedio 135 m.

Cubre discordantemente a las rocas de las formaciones Plomosas y Verde y es cubierto en la misma forma por la Formación La Casita. Por la posición estratigráfica que presenta se le ha asignado una edad del Triásico-Jurásico medio. De acuerdo a las características litológicas que presenta, se interpreta que su depósito ocurrió en ambientes netamente continentales de abanicos aluviales (PEMEX, 1983b).

3.13. Jurásico

3.13.1.- Formación La Casita (Jurásico Sup.)

Esta formación fue definida por Imlay, 1936 (en I.M.P., 1991). Se refiere a sedimentos del Jurásico, conformados por lutita, arenisca e intercalaciones de caliza con abundantes amonitas, yeso y localmente sal; en su base presenta conglomerado polimíctico.

Está formación está constituida por lutita, arenisca, con intercalaciones de limonita y arenisca. Subyace transicionalmente a la Formación Navarrete y sobreyace discordantemente a la Formación Verde y al conglomerado rojo del Triásico- Jurásico.

Petróleos Mexicanos (1983b) reporta los siguientes fósiles:

- Amonitas en Placer de Guadalupe y *Mazapilites sp*, *Grassicostatus Burckardt* en el Tithoniano medio.
- En la sierra El Bronce, *Kossmatia sp*, del Tithoniano.
- En la sierra Plomosas *Subplanites reisi, (schneid), cf; Kossmatia sp, Virgatosphinctes denseplicatus (Waagen), aff; Fresnosensis Implay*; del Tithoniano medio.
- En la sierra La Monilla, *Kossmatia, sp*, del Tithoniano superior.
- En la sierra Solís, *Virgatosphinctes mexicanus (Burckhadt), cf, Subplanites sp*, del Tithoniano inferior.
- En la sierra Sofía identificaron *subplanites aff, frasnosensis (Imlay) y cf, subplanites sp*. del Tithoniano.

Asociados a estos fósiles se tienen fragmentos de corales, pelecípodos, ostrácodos, espículas de esponjas y radiolarios.

Las rocas de esta formación fueron depositadas en ambientes que varían de abanicos aluviales y litorales a plataforma abierta, producto de la transgresión regional que inició durante el Jurásico superior.

Esta formación es de importancia económica, ya que es la principal roca madre de la cuenca de Chihuahua, donde se han reportado contenidos de TOC que van de 1.4 a 4%, y con un poder reflector que va de 1.5 a 2, Limón (1986).

3.13.2.- Cretácico Inferior

3.13.3.- Formación Navarrete

Haenggi, 1966 (en P.E.M.E.X., 1983b), llamó Formación Navarrete a una secuencia de lutita, intercalada con caliza y arenisca asociadas con evaporitas, que afloran en el área del Cuervo, Chihuahua.

Su localidad tipo se ubica al oriente del arroyo Navarrete, aproximadamente a 1300 m al N20°E de La Aguja, Chihuahua; donde se tiene un espesor incompleto de 132 m. Constituida por un paquete de caliza de color gris oscuro a negro, en estratos de 1 m de espesor en promedio, presenta intercalaciones de lutita carbonosa en estratos laminares que en conjunto llegan a medir hasta 2 m de espesor.

El espesor total reconocido para esta unidad varía de 55 a 600m en la sierra del Soldado 600m.

Petróleos Mexicanos, en varios pozos reporta los espesores siguientes:

- Apache-1 con 706 m;
- Maijoma-1 con 760 m;
- Moyotes-1 cortando 1385 m;
- 474 m en el pozo Villa Ahumada,
- alrededor de 1700 m en el Espía-1 y
- 658 m en el pozo Menonita-1 (IMP. 1991).

Su contacto superior con la Formación Las Vigas es concordante, abrupto y nítido; mientras que su contacto inferior no aflora.

En base a su posición estratigráfica a la Formación Navarrete se le asigna una edad correspondiente al Berriasiano y probablemente llega hasta el Valanginiano (Cantú, 1983, en P.E.M.E.X., 1983b).

Por sus características litológicas se interpreta que su depósito se realizó en un ambiente de plataforma somera a lagunar durante una fase ligeramente regresiva.

3.13.4.- Formación Las Vigas

Burrows, 1910 (en P.E.M.E.X., 1983b), definió como Formación Las Vigas, a una alternancia de arenisca calcárea y lutita con espesor aproximado de 650 m que aflora en la sierra de Chorreras, Chihuahua. Inicialmente Wedd, 1902 (en P.E.M.E.X., 1983) efectuó la descripción de esta formación, en la localidad de Las Vigas, municipio de Coyame, Chihuahua, sin embargo quedó establecida la localidad tipo en Chorreras, Chihuahua. En estas localidades, los espesores reportados por Burrows (op. cit), alcanzan espesores de hasta 970 m.

Está formación está constituida principalmente por arenisca de cuarzo con partes calcáreas, de grano fino a grueso, en colores marrón y verde, con tramos en color gris claro a café claro; sus estratos varían de 10 cm a 1.0 m de espesor.

El espesor de la unidad se determinó en aproximadamente 800 a 900 m sobre el flanco occidental de la sierra de Cuchillo Parado y de 1,070 m en el flanco oriental de la sierra de Puerto Frío, donde se observan afloramientos completos de esta formación.

El contacto superior se encuentra cubierto de manera concordante por rocas del Grupo Cuchillo, mientras que su contacto inferior sobre yace también de forma concordante a caliza y lutita de la Formación Navarrete. Por su posición estratigráfica se le ha asignado una edad del Neocomiano (Valanginiano - Hauteriviano).

Las características litológicas de esta unidad, permiten interpretar que su depósito ocurrió en ambientes principalmente de tipo litoral, variando hacia los flancos de la cuenca, a ambientes continentales.

3.13.5.- Formación Cuchillo: (Grupo Cuchillo), (La Virgen, Cupido y Peña)

R.H. Burrows, 1909 (en P.E.M.E.X., 1983b), asignó el nombre de Formación Cuchillo a unos sedimentos que afloran en el valle del río Conchos, en las cercanías de Coyame Chihuahua, en la localidad tipo cercana al poblado de Cuchillo Parado, Chih. La unidad está formada por lutita gris oscura y caliza intercalada con yeso y anhidrita. Este grupo se ubica estratigráficamente entre la Formación Las Vigas y el Grupo Aurora.

Holguín y Cantú, 1979 (en P.E.M.EX., 1983b) identifican en la Formación Cuchillo tres miembros, denominándolos con los nombres formacionales de La Virgen, Cupido y La Peña. En otros trabajos se ha dividido a la secuencia de dicha formación en las formaciones La Virgen, para facies principalmente evaporíticas; las facies calcáreas se denominaron con el nombre de Formación Cupido, a las facies terrígenas con el nombre de Formación La Peña (IMP, 1991).

Como miembro inferior se tiene a la **Formación La Virgen**, se encuentra constituida principalmente por yeso de textura sacaroide, color blanco lechoso en estratos medianos y gruesos con escasos horizontes de caliza biógena de 20 a 40 cm de espesor. Los espesores de esta unidad varían desde unas decenas de metros hasta aproximadamente los 500 m,

Esto se determinó en la sierra El Bronce, en el subsuelo PEMEX identifica en los pozos Apache-1 un espesor de 365 m.

Maijoma-1 con 418 m.

Ojinaga-1 158 m y

Ascención-1 701 m (IMP, 1991).

Su contacto inferior es concordante con la Formación Las Vigas, lo mismo que el contacto superior el cual esta sobreyacido de forma concordante por el miembro medio, el cual corresponde a la Formación Cupido. Por las relaciones estratigráficas que presenta se le asigna una edad del Barremiano. Esta formación fue depositada en ambientes de plataforma somera restringida que pudieron variar a ambientes de supramarea, existiendo aportes intermitentes de sedimentos terrígenos.

En la zona intermedia del Grupo Cuchillo se localiza a la **Formación Cupido**, constituida por caliza oolítica, peletoides y bioclastos, de color gris a gris oscuro, en capas de estratificación mediana de 1.0 a 1.50 m de espesor, fuertemente fosilíferas, con nódulos y concreciones de pedernal.

El espesor de la unidad es variable, desde algunas decenas de metros, hasta los 350 m aproximados, determinados en la sierra El Bronce. PEMEX, reporta los siguientes espesores en los pozos:

- de 25 m en el Apache-1,
- 19 m en el Maijoma-1,
- 45 m en el Ojinaga-1 y
- 185 m en el Camello-1 (IMP, 1991).

Su contacto inferior es concordante y nítido con la Formación La Virgen, su contacto superior es de igual forma con la Formación La Peña. Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le asigna una edad del Barremiano-Aptiano inferior. Los sedimentos de esta formación se depositaron en mares cálidos de plataforma somera, con aguas agitadas, ricas en oxígeno que propiciaron el desarrollo abundante de fauna o desarrollo de biohermas.

El miembro superior está conformado por la **Formación La Peña**, se encuentra constituida por caliza con alternancia de arenisca calcárea, lutita y lutita calcárea en estratos delgados a medianos que contienen abundantes microfósiles, amonitas, pelecípodos y gasterópodos. Esta formación presenta un espesor máximo reconocido de 50 m determinado en la sierra El Bronce.

PEMEX en los pozos exploratorios reporta los espesores siguientes:

- 110 m en el Ojinaga-1,
- 179 m en el Maijoma-1,
- 260 m en El Apache-1,
- 515 m en el Ascención-1,

- 30 m en el Moyotes-1,
- 574 m en el Samayo-1 A y
- 136 en el Villa Ahumada-1 (IMP, 1991).

Su contacto inferior es normal y nítido con la Formación Cupido, su contacto superior se presenta de la misma forma con la Formación Finlay del Grupo Aurora. Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le asigna una edad del Aptiano superior.

Basándose en sus características litológicas y contenido fosilífero, esta formación se depositó en facies de plataforma, con sedimentación terrígena en aguas no muy profundas. Su ambiente es marino sublitoral de aguas tranquilas, cuyo aporte de terrígenos fue drenado por los ríos al mar abierto y depositados por corrientes submarinas.

Esta formación es importante desde el punto de vista económico-petrolero, ya que es considerada como roca generadora reportando contenidos de TOC, que van de 1.40 a 3.80%, y reflectancia de Vitrinita entre 1.2 y 1.6, Limón (1986).

3.13.6.- Grupo Aurora. (Coyame, Benigno, Walnut y Finlay)

Debido a que el nombre de Formación Aurora no ha sido aplicado correctamente en las localidades de Chihuahua, se ha creado confusión con el nombre original de la localidad tipo.

Holguín y Cantú, 1979 (en Martínez, C. A., 1980) proponen informalmente para la cuenca de Chihuahua elevar a la categoría de Grupo Aurora a los sedimentos de plataforma constituidos por las formaciones: (Coyame, Benigno, Walnut y Finlay) situados estratigráficamente bajo la Formación Benevides o equivalentes.

Así mismo, hacerlo sobre la Formación La Peña (miembro superior del Grupo Cuchillo) y en aquellas localidades donde la diferenciación formacional sea factible, de una manera general conservar el término de Formación Aurora para aquellas secuencias no diferenciables.

Se considera a la Formación Coyame como la base o miembro inferior del Grupo Aurora, mientras que las formaciones Benigno y Walnut se integran como el miembro medio, mientras que el superior corresponde a la Formación Finlay.

La base del grupo Aurora es la **Formación Coyame**, conformada por caliza gris claro con bioclastos, presenta Colomiella recta, Colomiella mexicana y favusella sp. Aflora en estratos medianos con intercalaciones de lutita en intervalos delgados, de color gris. Cubre de forma

concordante a la Formación La Peña, estando el contacto donde comienza la caliza de mar abierto con Colomiella, subyace de igual manera a la Formación Benigno marcándose el contacto donde inicia la caliza masiva de plataforma. Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le asigna una edad del Albiano inferior.

Su depositó ocurrió en un ambiente nerítico externo, en facies de mar abierto con condiciones de estabilidad propicia para el depósito de carbonatos con poco aporte de arcillas. La zona media del Grupo Aurora son las **formaciones Benigno** y Walnut; la primera de ellas constituida hacia la base por caliza color gris y gris claro, con peletoides, Orbitolina Texana, miliólidos, caprinidos y ostrácodos, en estratos gruesos y masivos con intemperismo del mismo color. En la parte media aflora caliza arcillosa y lutita de color gris con bioclastos, ostrácodos, equinodermos, en estratos delgados y medianos. Hacia la cima se compone de caliza gris con moluscos, equinodermos, foraminíferos bentónicos, caprinidos, en estratos gruesos y masivos. Su contacto inferior es nítido y concordante con la infrayaciente Formación Coyame, de igual manera con la sobreyaciente Formación Walnut. Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le asigna una edad del Albiano medio. Los sedimentos que constituyen a esta formación, se depositaron en aguas relativamente quietas y bien aireadas, en un ambiente nerítico.

La Formación Coyame se compone de caliza arcillosa color gris con equinodermos, ostrácodos, radiolarios y miliólidos, aflora en estratos delgados con intemperismo del mismo color, presenta intercalaciones de lutita calcárea gris en intervalos de 1 y 2 m de espesor. Sobreyace de manera concordante a la Formación Benigno y subyace de la misma forma a la Formación Finlay. Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le asigna una edad del Albiano medio. Esta formación se depositó en un ambiente nerítico externo, con aporte de terrígenos.

La parte superior de este grupo está constituido por la **Formación Finlay**, formada por caliza gris con caprinidos, equinodermos, *Dyctioconus sp*., gasterópodos, aflora en estratos gruesos y masivos, presenta nódulos de pedernal. Sobreyace en forma concordante a la Formación Walnut y subyace de la misma manera a la Formación Benevides. Los contactos son claros ya que contrasta la caliza de esta formación con las rocas arcillosas de las formaciones encajonantes. Por su contenido faunístico y posición estratigráfica, se le asigna una edad del Albiano medio. Esta formación se depositó en un ambiente nerítico interno en facies de plataforma.

3.13.7.- Formación Benavides

Amsburry, 1954 (en P.E.M.E.X., 1974) asignó el término Benevides a una secuencia de 50.0 m de lutita gris obscuro y calcarenitas café amarillento, localizada entre las formaciones Finlay y Loma de Plata que afloran cerca del rancho Benevides, en el Cañón Pinto, condado de Presidio, Texas.

Está constituida básicamente de lutita calcárea color gris claro, de estructura laminar, asociada con *Dictyoconus sp*., globigerídos y radiolarios, presenta intercalaciones de caliza arcillosa de color gris claro que intemperiza a gris amarillento, en estratos delgados, se observan bioclastos, caprínidos, peletoides y toucasias; también se han identificado *Colomiella recta* y *Colomiella mexicana* en la porción inferior. Ocasionalmente se observan esporádicos horizontes de arenisca calcárea de grano fino y color gris.

El espesor promedio es de 200 m, sobre la sierra Cuchillo Parado, se reporta en el subsuelo por PEMEX en los pozos exploratorios:

- Chapo-2 son 130m,
- 101 m en el Ojinaga-1,
- 187 m en El Pulpito-1,
- 272 m en El Apache-1,
- 133 m en El Menonita-1 y
- 152 m en El Sueco-1 (IMP, 1991).

Su contacto inferior con la infrayaciente Formación Finlay del Grupo Aurora es concordante y bien nítido, debido al contraste litológico entre ambas formaciones. Así mismo su contacto superior también se observa concordante y bien definido con la caliza masiva de la sobreyaciente Formación Loma de Plata.

En base a su contenido faunístico, y posición estratigráfica, la edad determinada para esta formación corresponde al Albiano medio, y la parte baja del Albiano superior; la fauna que contiene es muy variada y abundante (PEMEX, 1974). Se pueden citar la Exogira Texana, gasterópodos, equinodermos, amonitas y un cuerpo con rudistas y miliólidos.

Los sedimentos de esta formación se depositaron en un ambiente nerítico interno en aguas poco profundas; Haenggi, 1966 (en P.E.M.E.X., 1983b), menciona que la abundancia de fósiles

bentónicos y nectónicos indican aguas bien aereadas y posiblemente una sedimentación relativamente lenta.

3.13.8.- Formación Loma de Plata

Amsbury, 1954 (en P.E.M.E.X., 1973) asignó el término Loma de Plata a una secuencia de 240 m de espesor, integrada por una alternancia de estratos delgados de caliza nodular, con cuerpos de estratos masivos de caliza, de color café grisáceo, con bandas de pedernal gris y horizontes de rudistas silicificados.

La sección tipo se encuentra localizada, hacia el área del cañón Pinto, en el condado de Presidio, Texas, cerca de la mina Loma de Plata, estratigráficamente se encuentra entre la Formación Benevides y la marga Grayson.

Esta formación está constituida por caliza color gris y café, de estratificación gruesa y masiva del orden de 4 a 5 m, con nódulos de pedernal, líneas estilolíticas. Contiene bioclastos, caprínidos, miliólidos, peletoides y toucasias. Ocasionalmente presenta fracturas rellenas de calcita.

El espesor es muy variable, desde los 488 m en la sierra Cuchillo Parado, 432 m en La Boquilla, del Bronce 241 m y El Morrión 240 m. Sus contactos tanto superior como inferior son nítidos y concordantes, debido a la naturaleza de la infrayaciente Formación Benevides y la supra yaciente Formación Del Río perteneciente al Grupo Washita, que contrastan con los estratos masivos de caliza de esta formación.

La edad que se le asigna a esta formación es en base a su contenido faunístico y relaciones estratigráficas corresponde al Albiano superior. Se depositó en una plataforma semirestringida, en condiciones de intermarea e inframarea, con niveles de energía propiciando el desarrollo de bancos arrecifales.

3.13.9.- Grupo Washita

Humphrey, 1956 (en P.E.M.E.X., 1973) identificó como Grupo Washita a unidades de sedimentos finos y rocas carbonatadas del Albiano superior, que se encuentran al noreste de México.

El Grupo Washita tiene su localidad tipo en Fort Washita al noreste de Marshall, Oklahoma, y consta de las formaciones Georgetown, Del Río y Buda. En el Grupo Washita, se integraron las formaciones Del Río y Buda, el miembro inferior lo constituye la **Formación Del Río**, es

una alternancia de caliza arcillosa, de color gris en capas delgadas y lutita calcárea, con la misma estratificación. Se le determinó un espesor total de 30 m. Cubre de forma concordante a rocas del Albiano superior, de la Formación Loma de Plata, el contacto superior es igualmente concordante con la Formación Buda, que generalmente se presenta en los bajos topográficos.

Por la presencia de las amonitas *Remiester clavini* y *Holoctypus sp*. y los microfósiles *Calciphaerula innominata, Pithonela ovalis* y *Stomiosphaera conoidea* (PEMEX, 1980) y por su posición estratigráfica, se le asigna una edad del Albiano superior- Cenomaniano. Los sedimentos que conforman esta unidad se depositaron en una plataforma externa con aporte de sedimentos terrígenos, existiendo posiblemente zonas inestables.

El miembro superior de este grupo corresponde a la **Formación Buda**. Esta formación está constituida por caliza de color gris a crema en estratos medianos a delgados, en algunas localidades con intercalaciones de lutita calcárea de color gris claro. Contiene bioclastos, equinodermos, globigerínidos, ostrácodos y radiolarios (PEMEX, 1988). Se determinó un espesor máximo de 50 m en el flanco occidental de la sierra El Vallecillo. Sus contactos son concordantes y nítidos con las formaciones Del Río que la infrayace y con la Formación Ojinaga, que la suprayace.

Con base en su contenido faunístico y a la posición estratigráfica se le asigna una edad del Cenomaniano. Los sedimentos de la Formación Buda se depositaron en una plataforma amplia de aguas profundas y tranquilas, por su gran uniformidad en espesor sugiere estabilidad tectónica de la cuenca.

3.13.10.-Formación Ojinaga

Burrows, 1909 (en P.E.M.E.X., 1988), propuso el término Formación Ojinaga, para una secuencia de arenisca y lutita con subordinados estratos de caliza, dolomía y limolita, que afloran en el área de Ojinaga, en la porción noreste del estado de Chihuahua.

Constituida por lutita negra laminar en estratos de 25 cm a 3 m de espesor, con intercalaciones de calcilutita laminar de 3 a 5 cm de espesor y horizontes delgados de caliza negra en estratos de 5 a 40 cm de espesor, estas constituyen paquetes de hasta 1.50 m de espesor.

El espesor total de la unidad se determinó en aproximadamente 850 m, en el valle sinclinal del arroyo La Boquilla; sin embargo en el valle de Ojinaga, la formación pude llegar a tener hasta los 3,000 m de espesor. Su contacto subyacente con la Formación Buda es nítido y

concordante, mientras que su contacto superior con la Formación San Carlos es concordante y transicional.

Considerando su posición estratigráfica y su contenido faunístico caracterizado por la presencia de *Inoceramus sp* y amonitas dentro de su macro fauna, a esta unidad se le asigna una edad que corresponde con el Cenomaniano superior-Turoniano. Las rocas de esta formación al inicio de la sedimentación fueron depositadas en ambientes de plataforma abierta, los cuales fueron gradando a ambientes de plataforma somera y litoral con influencia deltaica. Actualmente dentro del sistema petrolero, esta formación es considerada como una roca generadora no convencional, (shalle gas).

3.13.11.- Formación San Carlos, Cretácico Tardío (Coniaciano-Maastrichtiano)

El nombre de Formación San Carlos fue propuesto por Vaughan (1900) para las rocas que afloran en la Mina San Carlos.

Posteriormente, Miller (1957 en Nichols, 1958) propone tres miembros de la formación San Carlos, los cuales del más antiguo al más reciente son: el miembro lutita, el miembro arenoso, y el miembro bandeado. Finalmente, Lehman (1985) divide informalmente a esta unidad en un miembro inferior de arenisca, miembro medio de lutita, miembro superior de arenisca, y miembro superior de lutita. Vaughan (1900) establece que la localidad tipo se encuentra en el Rancho Mina Carbón (Coal Mine Ranch) ubicado en el oriente del Arroyo San Carlos al noroeste de Presidio County, Texas, EE. UU.

Vaughan (1900) describe que esta formación está constituida de la cima a la base por areniscas y arcillas que contienen:

- vertebrados cretácicos,
- horizontes de carbón,
- areniscas y arcillas las cuales contienen tres o cuatro horizontes de fósiles invertebrados.

Vaughan (1900) menciona que la arenisca es de grano grueso, de colores amarillo y café, con estratificación cruzada y concreciones de caliza. La arcilla es de color púrpura y amarillo, con presencia de concreciones calcáreas las cuales contienen abundantes fósiles bien conservados. También se observa lutita carbonosa, mientras que el carbón es impuro.

Hernández-Noriega et al. (2000), Mencionan que en el estado de Chihuahua, esta unidad se constituye por una secuencia terrígena representada por areniscas de tipo calcáreo, de color café

a gris verdoso y tamaño de grano fino a grueso, en estratos delgados a gruesos, en algunas partes con estratificación cruzada, cementada por una matriz arcillosa y calcárea, en ocasiones con granos muy finos de cuarzo.

Estas areniscas están en alternancia con lutita de color café oscuro a café claro y verdosa, con estratificación delgada a media, las cuales en algunas porciones contienen bioclastos, en ocasiones se observa laminación dando la impresión de corresponder a carpetas de algas; en dicha unidad se encontraron algunos fragmentos de madera fósil.

Vaughan (1900) reportó un espesor de 823 m. Posteriormente se han reportado espesores variables para esta unidad que van de 100 m (Mendoza-Romero y Guillén-Ortíz, 2004), 129 a 215 m (Wolleben, 1965); 236 a 350 m (García, 1989 en Padilla-Palma et al., 1997); 605 m (Zaldívar-Ruiz y Gallo-Padilla, 1991), 914.4 m (Nichols, 1958), alcanzando un espesor máximo de 2000 m (Hernández-Noriega et al., 2000).

Las rocas de esta formación afloran ampliamente en Texas, Estados Unidos; en Chihuahua, Coahuila y Durango, México. En Texas están expuestas en los alrededores del poblado San Carlos, Condado de Presidio (Vaughan, 1900), en el área de Rim Rock (Wolleben, 1965); en las Sierras Magistral, San José y El Carrizo (Padilla-Palma et al., 1997).

En Chihuahua se observan al oriente de Sierra Vieja (Vaughan, 1900), en la Sierra de Los Fresnos (Nichols, 1958), en el área de Ojinaga (Wolleben, 1966); en la porción noroeste de la cuenca de Ojinaga (Cabrera et al., 1984), en el Cerro Los Olanes (Zaldívar-Ruiz y Gallo-Padilla, 1991), al norte de la Sierra Rica, al noroeste del poblado El Mezquite (Escamilla-Herrera et al., 1991); en los alrededores del poblado Carrillo y al noreste del ejido La Flor (Barbosa-Luna et al., 1998), en la esquina noreste de la Sierra La Mezcalera (Hernández-Noriega et al., 1999); en la Ranchería Potrero del Llano, al suroeste de la Sierra El Morrión (Hernández-Noriega et al., 2000), en los poblados de Cerros Colorados (Hernández-Noriega et al., 2003), de Santa Elena (Jiménez-González et al., 2004); en las lomas Severo Beltrán al noroeste de Coyame (Mendoza-Romero y Guillén-Ortiz, 2004).

En Coahuila se distribuye al noreste y oeste del poblado Laguna del Rey (Pérez-De la Cruz et al., 2000).

En Durango se reporta en subsuelo en los pozos Tlahualilo-1, Escalón-1, Ceballos-1, Mapimí-1 y Durango-1 (Zaldívar-Ruiz y Gallo-Padilla, 1991).

Su contacto inferior es concordante con la Formación Ojinaga (Nichols, 1958; Cabrera et al. 1984; Zaldívar-Ruiz y Gallo-Padilla, 1991; Mendoza-Romero y Guillén-Ortiz, 2004); discordante con la Formación Buda (Hernández-Noriega et al., 2000).

Concordante igualmente con la Formación Indidura (Pérez-De la Cruz et al., 2000); mientras que el contacto superior es discordante con el Grupo Vieja (Nichols, 1958).

Concordante con la Formación El Picacho (Cabrera et al., 1984; Haenggi, 2002); discordante con un conglomerado oligomíctico de edad Maastrichtiano-Paleoceno (Hernández-Noriega et al., 2000).

Lo cubren la riolita y toba riolítica del Oligoceno y sedimentos recientes del Holoceno (Mendoza-Romero y Guillén-Ortiz, 2004); asimismo, está afectado por una falla inversa con la Formación Aurora (Zaldívar-Ruiz y Gallo-Padilla, 1991).

Vaughan (1900) menciona que en la mina San Carlos y sus alrededores se encontró el siguiente material fósil: *Pecten sp., Veniella sp., Cardium carolinese, Cardium sp., Cyprimeria sp., Mactra sp., Corbula sp., Dentalium sp., Gyrodes petrosa, Anchura sp., Pugnellus sp., Rostellites sp., Pyropsis trochiformis, Placenticeras guadalupoe, Exogyra costata, Avicula linguiformis, Inoceramus proximus, Inoceramus cripsi, Inoceramus vanuxemi, Pinna sp., Cucullaea sp., Gyrodes sp., Pholadomya sp., Turritella trilira, Strepsidura sp., Nautilus dekayi, Schloenbachia delawarensis, Baculites asper, Baculites ovatus, Scaphites sp.* También contiene *Placenticeras syrtale, Pseudoschloenbachia chispaensis, Exogyra ponderosa, Submortoniceras tequesquitense* (Wolleben, 1966); *Inoceramus cumminsi, Cymbophora, Crassostrea cusseta y Kritosaurus* (Lehman, 1985).

Wolleben (1966) menciona que la Formación San Carlos fue depositada durante una extensiva regresión marina que ocurrió en el Cretácico Tardío. Lehman (1985) documenta que las facies sedimentarias dentro de la Formación San Carlos reflejan una depositación en el interior de una plataforma continental, prodeltaica, progradacional hacia la costa, y ambientes deltaico, de playa, costero, pantanoso, fluvial, y de planicie aluvial.

Cantú-Chapa et al. (1985) Concluyen que a causa de una regresión regional ocurrida durante el Cretácico Superior, se depositaron principalmente sedimentos terrígenos, con algunos carbonatos, en ambientes marinos y continentales, derivados de la erosión de regiones emergidas situadas en el centro y occidente de México, estos sedimentos están representados en la actualidad en las formaciones Ojinaga, San Carlos y El Picacho para el área de Ojinaga.

Finalmente, Haenggi (2002) establece que ésta unidad recorre la transición desde sedimentación marina a no marina en la Cuenca de Chihuahua.

Con base en el contenido fósil, Vaughan (1900) le asigna una edad de Cretácico Tardío, Coniaciano-Maastrichtiano; posteriormente, Wolleben (1966) restringe su edad al Santoniano-Campaniano. Años después, Young (1969) concluye que con base en la presencia de la Zona de *Delawarella delawarensis*, ésta unidad corresponde al Campaniano Inferior. El Instituto Mexicano del Petróleo (1991 en Hernández-Noriega et al., 2003) y Mendoza-Romero y Guillén-Ortiz (2004) mencionan que de acuerdo a su posición estratigráfica dicha formación es del Coniaciano-Santoniano.

Esta unidad se correlaciona con las formaciones:

- El Nogal de la región Ojinaga, Terlingua de Big Bend National Park (Nichols, 1958);
- con el Grupo Taylor del norte de México y Texas,
- con las formaciones Aguja del Big Bend Texas y San Miguel de la Cuenca Fuentes Río Escondido (Cabrera et al., 1984); y
- con la Formación Caracol (Araujo-Mendieta y Casar-González, 1987).

González-Reyna (1956) menciona que en estas rocas se encuentra parte de la mineralización del distrito minero de San Carlos, mismos que corresponden a tres yacimientos metalíferos distintos:

- el primero está integrado por los depósitos ferríferos,
- el segundo está representado por los cuerpos plumbíferos de la mina de San Carlos, que contiene además, sulfuros de fierro, zinc, poco cobre y pequeñas cantidades de vanadio.
- El tercer tipo de criaderos está constituido por mercurio; los yacimientos son del tipo de reemplazamiento metasomático y relleno de cavernas preexistentes en la caliza, donde los minerales identificables son galena, cerusita, blenda, vanadinita, pirita, pequeñas cantidades de calcopirita, malaquita, hematita, limonita, calcita, cuarzo y selenita. En los criaderos de mercurio, contenidos también en calizas, se encuentra cinabrio en pequeña cantidad.

Por otra parte, Tovar-Rodríguez (1981) documenta que la lutita negra carbonosa tiene características geoquímicas para haber generado hidrocarburos, agrega que los desarrollos arenosos pueden considerarse roca almacenadora en condiciones térmicas favorables en profundidad.

Los desarrollos arcillosos corresponden a rocas sello; Tovar-Rodríguez (1981) menciona que en general, en los sedimentos del Cretácico Superior, se han corroborado numerosas manifestaciones de gas, asfalto y aceite en superficie y pozos.

3.13.12.- Formación Picacho

La unidad presenta aislados afloramientos:

- a 4 km al norte del poblado de La Paz de México,
- al sur-suroeste, sobre el arroyo La Boquilla, y
- En la parte centro oeste-suroeste, con exposiciones situadas a 5 km al norte del poblado de Álamo Chapo.

Consiste de una secuencia de lutita violácea y carbonosa, conformando horizontes de hasta 3 m de espesor. Hacia la cima de la formación gradúan a arenisca rojiza y amarilla con estratos de 0.3 a 0.5 m de espesor, con estratificación cruzada.

Se encuentran generalmente madera y huesos fosilizados y en aisladas localidades se presenta caliza color gris en estratos delgados. A esta unidad, sobre el arroyo La Boquilla, se le determinó un espesor total de aproximadamente 1,000 m. El contacto inferior es concordante con la Formación San Carlos, y el superior está erosionado y cubierto por rocas volcánicas y aluvión.

Por su posición estratigráfica se le ha asignado una edad Campaniano-Maastrichtiano y se ha interpretado que su depósito ocurrió en ambientes fluviolitorales y pantanosos.

3.13.13.- Formación Sacramento

Torres J. A., 1991 (en C.R.M, 1997, carta geológica) denomina informalmente como Conglomerado Sacramento, a un conjunto de fragmentos subredondeados a angulosos de caliza, expuestos a 10 km al noroeste del poblado de Sacramento, Chih.

La unidad está constituida principalmente por fragmentos subredondeados de caliza y en menor grado de arenisca, estos fragmentos se encuentran moderadamente consolidados dentro de una matriz calcárea arenosa. Los fragmentos se presentan en formas subangulosos a subredondeados y en tamaños de 1 a 13 cm de diámetro, estos constituyen estratos medianos de 2 a 4 m de espesor. Sobre el flanco poniente de la sierra La Víbora se identificaron dos horizontes de rocas epiclásticas. El espesor total de la unidad se considera que puede llegar a ser de 200 m.

La unidad cubre discordantemente a las rocas del Grupo Aurora, y a la Formación Loma de Plata. El contacto superior se encuentra cubierto de manera discordante por riolita y toba riolítica del Oligoceno. Por la composición litológica y su posición estratigráfica, a esta unidad se le asigna una edad del Maastrichtiano-Paleoceno.

Por las características litológicas que presenta esta unidad, indica una denudación de rocas pre-existentes, principalmente del Albiano medio-superior, y por su naturaleza, se interpreta que su depósito se realizó en facies continentales.

3.14.- Los Carbones de la Cuenca de Chihuahua

Los carbones reconocidos en la cuenca de Chihuahua, y estudiados desde principios de los años 60, y hasta la fecha, pertenecen a la Formación San Carlos de edad Coniaciano-Santoniano, localizados en la sub-cuenca Ojinaga, con espesores de los mantos de carbón que van de 0.30 m a 1.20 m, en la región de Nuevo Lajitas.

La mayoría de los estudios realizados, se han enfocado principalmente a la cuantificación de reservas, por parte del Consejo de Recursos Minerales, hoy Servicio Geológico Mexicano.

Cubicando reservas estimadas por 23 millones de toneladas de carbón en la subcuenca de Ojinaga. Flores-Galicia, (1982).

La clasificación del carbón fue publicada recientemente por De La O-Burrola-Martínez (2011), sobre la base de estudios de caracterización geoquímica de diferentes afloramientos en las zonas de Sierra Rica y Nuevo Lajitas, en la sub-cuenca Ojinaga. El carbón muestra una evolución térmica de sub-bituminoso, a bituminoso y los análisis elementales determinan un kerógeno con materia orgánica de tipo III.

La evolución térmica muestra valores de reflectancia de 0.30 a 0.75 de %Ro, en la zona de Nuevo Lajitas y de 0.55 a 1.70 en la zona de Sierra Rica. Son carbones con un alto contenido de ceniza, y que pueden ser considerados algunas veces como lutitas carbonosas.

Este estudio sirvió como base para iniciar la exploración con posibilidades de estimar reservas de gas, como lo confirman los resultados de la pirolisis Rock-Eval6, de la Tabla 3.4.

X	Y	Analysis	%Ro	S1	S2	S3	Tmax	TOC(%)	HI	OI
580439	3225622	COF-1	1,25	0,02	2,84	5,49	587	21,68	13	25
580439	3225622	COF-2	1,65	0,02	4,24	13,21	587	30,07	14	44
583669	3233493	COF-3	1,65	0,01	0,11	12,80	605	34,72	0	37
576938	3230956	COF-5	0,55	0,04	1,36	16,61	603	31,07	4	53
556261	3230763	COF-6		0,05	30,64	22,32	451	26,47	116	84
556261	3230763	COF-7	0,28	0,07	41,22	15,86	449	31,82	130	50
583687	3233523	COF-8	1,79	0,00	0,01	0,92	517	1,53	1	60
584128	3232217	COF-10	0,48	0,00	0,11	0,82	434	1,19	9	69
584128	3232217	COF-11		0,03	0,00	0,08	301	0,40	0	20
576839	3231108	TOF-10	1,25	0,58	53,78	1,39	459	32,23	167	4
617154	3226038	COF-12	0,83	0,09	7,17	6,81	426	7,44	96	92
617154	3226038	COF-13	0,6	0,19	3,29	4,25	428	6,21	53	68
617231	3225985	COF-14	0,31	0,03	0,35	2,57	443	2,33	15	111
616252	3225346	COF-16	0,46	0,03	1,24	12,12	434	3,97	31	305
619137	3223329	COF-17	0,5	0,16	8,80	8,96	434	10,32	85	87
619137	3223329	COF-18	1,21	0,00	0,11	1,66	445	1,81	6	92
619077	3223303	COF-19	0,83	0,46	18,26	6,98	418	14,07	130	50
619077	3223303	COF-20	0,36	0,32	14,01	14,56	420	18,53	76	79

Tabla 3.4.- Resultados de Pirolisis Rock-Eval 6, en muestras de carbones de la sub- cuenca Ojinaga, donde se observan los resultados de los picos S1, S2, S3, Tmax °C, así como los índices de IH e IO, como los parámetros más importantes de este análisis, también se añadió la columna de medición de %Ro, lo que nos permite realizar una evaluación del potencial en hidrocarburos, (aceite y gas), en la zona de estudio.

La flecha en amarrillo indica las muestras inmaduras, en verde se observan las muestras en la ventana de generación de aceite y en rojo se observan las ventanas de generación de gas.

3.15. Sistema petrolero en la Cuenca de Chihuahua

En la Cuenca de Chihuahua se tiene bien identificado el sistema petrolero de edad Jurásico Sup- Albiano, Figura 50.

3.15.1.- Rocas Generadoras

Como rocas generadoras de hidrocarburos de tipo convencional, en la cuenca de Chihuahua, se han identificado a las formaciones La Casita, La Peña, y a la Formación Ojinaga, como productora no convencional, (tipo shale gas).

3.15.2.- Rocas Almacenadoras

Las formaciones consideradas como almacenadoras de hidrocarburos derivados de la Fm. La Casita son: Navarrete, Las Vigas, La Virgen, (almacenadora y sello), Cupido. Las formaciones asociadas a los hidrocarburos producidos por la formación la Peña son:

- Tamaulipas Sup, Gleen Rose, Walnut (almacenadora-sello).
- Edwars, Kiamichi, Loma de Plata y Buda como roca sello.

La formación Picacho se considera como almacenadora de gas asociado a carbón de la formación San Carlos, que a su vez es considerada como generadora y almacenadora, debido a su particular sistema de atrapas gas en estado de adsorción.

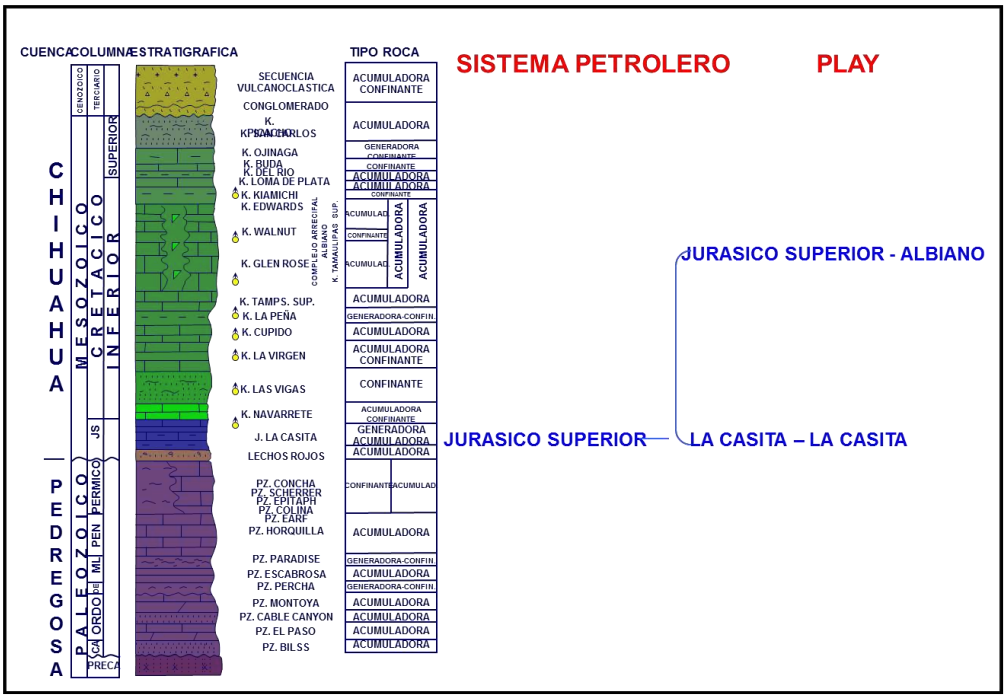


Figura 50. Columna estratigráfica de la cuenca de Chihuahua con sus elementos petroleros, determinados por PEMEX. (Tomado de: presentación Cuenca de Chihuahua 2007, PEMEX Exploración y Producción).

PARTE 3. RESULTADOS

Capítulo 4. Campañas de muestreo para las cuencas de Sabinas y Chihuahua

4.1.- Campañas de muestreo

Con el objetivo de obtener información sobre la distribución del carbón con respecto al gas asociado al carbón, se procedió a recolectar muestras de carbón y gas de los mantos que se están explotando actualmente.

4.2.- Muestreo en la Cuenca de Sabinas

Este muestreo se efectuó en una serie de pequeñas minas, y/o "pocitos" distribuidas en las distintas subcuencas que conforman la Cuenca de Sabinas.

En las Figuras Nos 51 y 52, se observan los sitios de muestreo en las diferentes subcuencas de la Cuenca de Sabinas; muestras de carbón y de gas de carbón respectivamente.

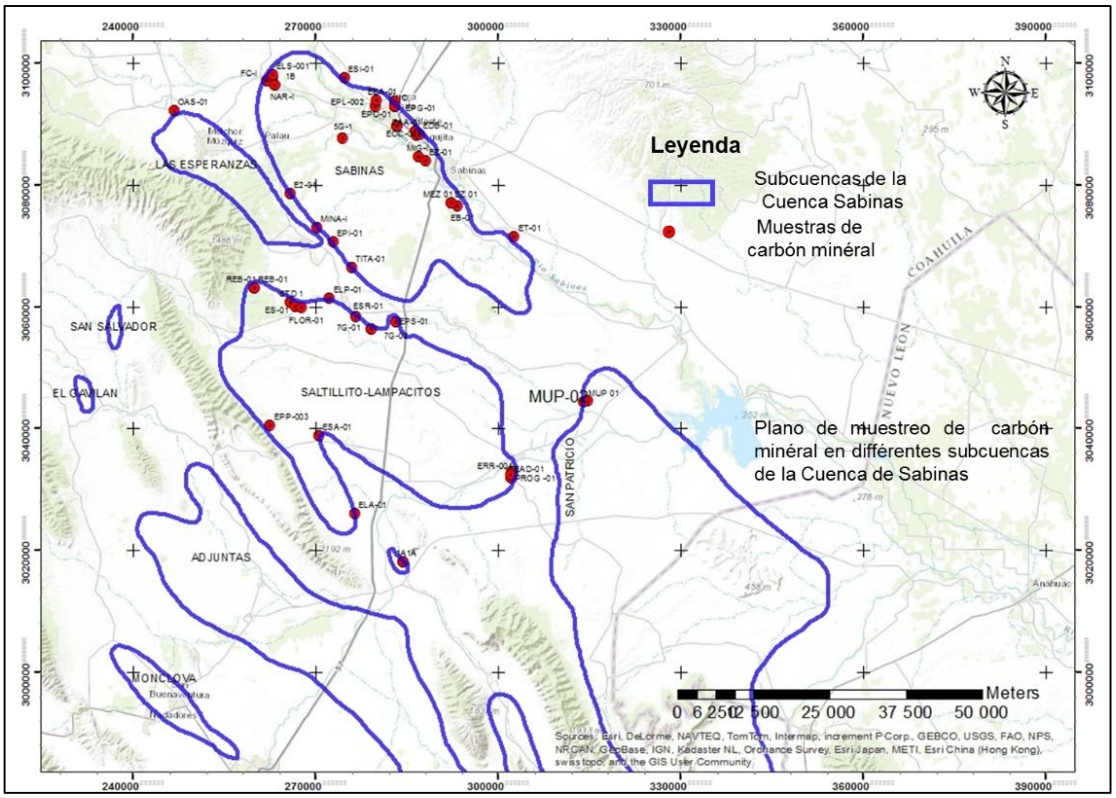


Figura 51. Sitios de muestreo de carbón mineral en diferentes subcuencas de la Cuenca Sabinas.

El objetivo principal fue de caracterizar el carbón y evaluar la madurez de su materia orgánica para así determinar con respecto a esta el origen del gas muestreado.

Los análisis que se realizaron en las muestras colectadas son:

- Análisis elemental, (C, H, O, N, S)
- Análisis inmediato, (humedad, ceniza, materia volátil y carbón fijo).

- Rock Eval®6,(*Bulk Rock*)
- %Ro, y determinación de macerales.
- Análisis isotópico de gas de carbón, $\delta^{13}C$.

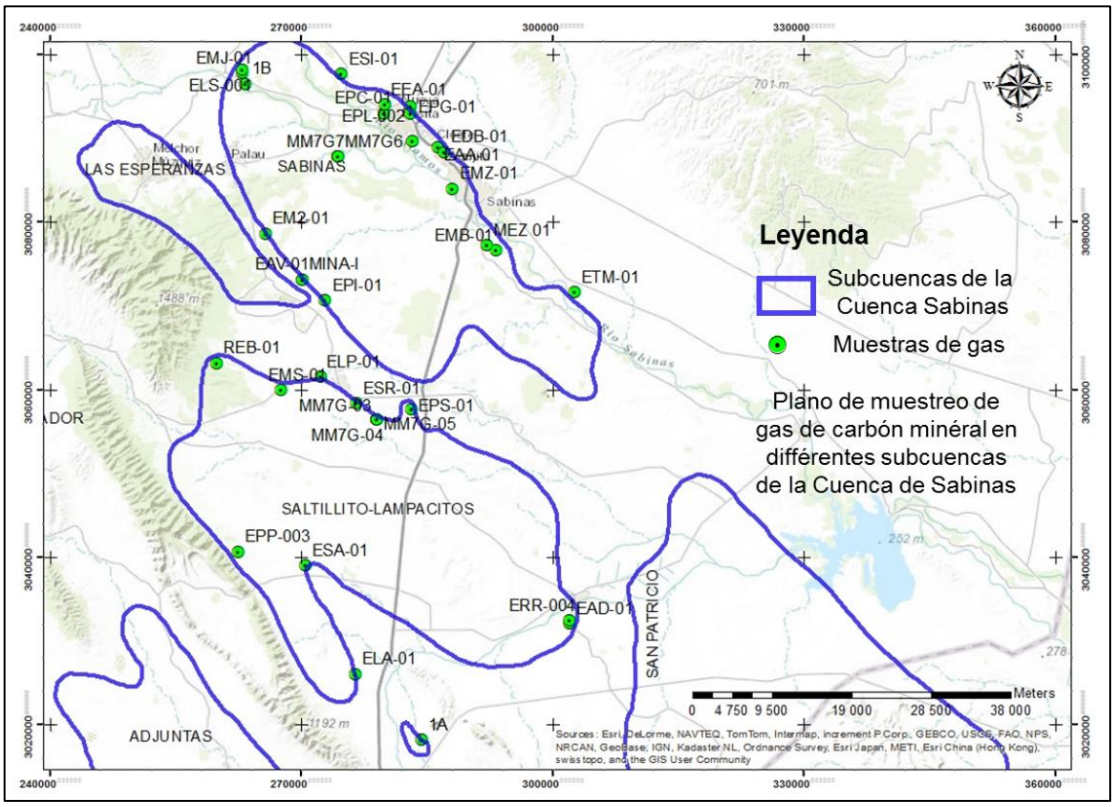


Figura 52. Sitios de muestreo de gas de carbón en diferentes subcuencas de la Cuenca Sabinas.

4.3.- Muestreo de carbón

Para hacer un muestreo representativo, los sitios se distribuyeron de manera que se pudiera cubrir la mayor parte de las subcuencas. Cabe mencionar, que para la selección de dichos puntos también se tomaron en cuenta los permisos obtenidos de los propietarios de las minas.

Para el muestreo de carbón, las muestras se obtuvieron principalmente en las frentes de trabajo de los “pocitos”, y en algunos tajos.

La técnica utilizada para muestreo de carbón consistió de las siguientes etapas:

1. Ubicación de los sitios de muestreo, previa autorización por parte de los propietarios.

2. Obtención de una muestra de aproximadamente 2 kg de carbón, estas muestras fueron tomadas de manera perpendicular a los mantos de carbón directamente de la frente de trabajo, esto para tener una muestra que represente la totalidad del manto de carbón mineral.
3. Identificación de cada una de las muestras conforme al protocolo de muestreo para materia orgánica del Servicio Geológico Mexicano.
4. Resguardo en el almacén para su posterior traslado y procesamiento en los laboratorios del (SGM), en el estado de Chihuahua.
5. Integración de la información obtenida en una base de datos.

Se describen de manera general algunas de las localidades muestreadas, señalando algunas de sus principales características físicas, así como algunas observaciones macroscópicas sobre los mantos de carbón muestreados.

El Junco, muestras Jun-1 y Jun-2, (Figura 53), subcuenca Sabinas, profundidad 30 m, espesor del manto de carbón 1.50 m, la muestra se tomó en superficie del carbón recién extraído de la frente de trabajo, (carbón "fresco").

Figura 53. A y B, Pozo El Junco, carbón recién extraído, con fuerte olor a azufre, carbón vítreo, semicompacto.

Se tomaron 2 muestras de aproximadamente 2 Kg, de carbón, para análisis inmediato, elemental, Rock-Eval, caracterización de maceral, y determinación de su rango de reflectancia. En la Tabla 4, se presentan los sitios que fueron muestreados por carbón, en las diferentes subcuencas de Sabinas, así como se presenta el espesor del manto muestreado, y su profundidad. (Ver anexo 3).

Migarest, muestra MIG-1, (Figura 54), subcuenca Sabinas, espesor 1.40 m, profundidad 70 m, carbón vítreo semicompacto, seco sin agua, se tomaron dos muestras de carbón de aproximadamente 2 kg, cada una.

Figura 54. A y B, pozo Migarest, donde se observa la extracción de carbón.

Cloete Centro, muestra CLOE-1, (Figura 55), dos mantos de carbón de 90 cm, intercalados con una lutita carbonosa de 30 a 40 cm, profundidad 70 m, carbón más denso que las muestras anteriores, más compacto, se observa pirita, subcuenca Sabinas.

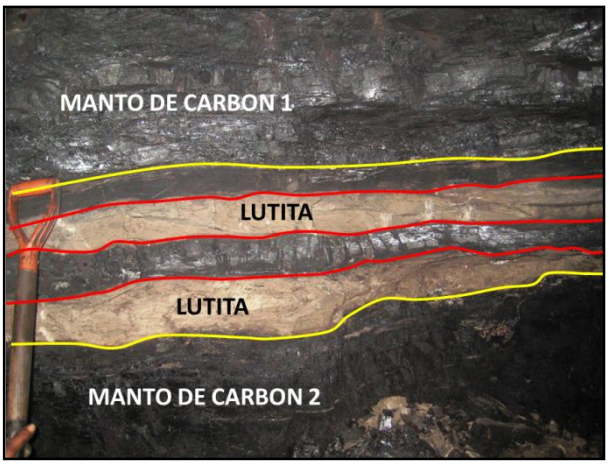


Figura 55. Mantos de carbón intercalados con dos estratos de lutitas.

Corporativo Tres Potrancas, o (monumento al Águila), (Figura 56), subcuenca Sabinas, profundidad 24 m, espesor 3.10 m, carbón vítreo semicompacto, con fuerte olor a azufre.

Figura 56. A y B, del pósito corporativo Tras Potrancas, o (Pozo 3).

Tajo los lirios, (Figura 57), subcuenca San Patricio, tajo de 35 m, se muestrearon los dos mantos inferiores de 50 cm y 30 cm, intercalados con lutitas carbonosa de 30 cm, LIR-1, 50 cm y LIR-2 30 cm, carbón vítreo compacto, no se observó presencia de gas.

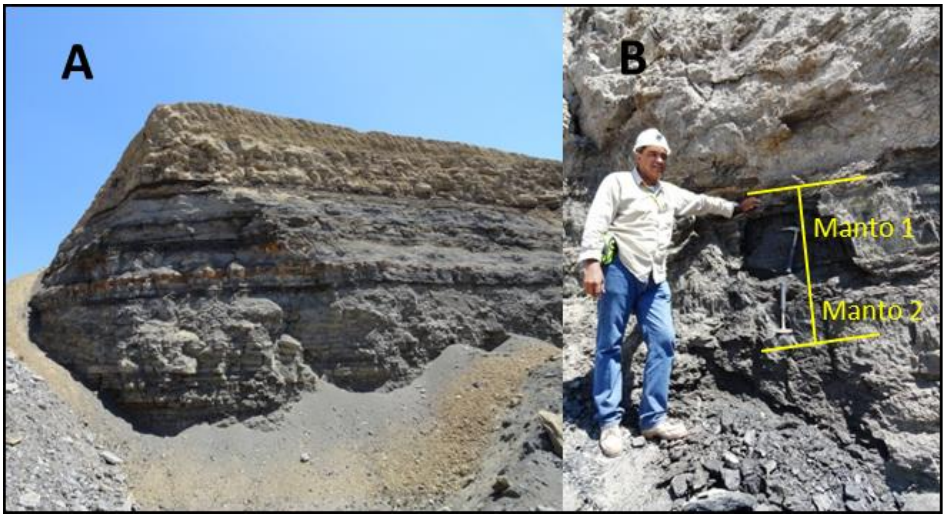


Figura 57. A y B. Tajo Los Lirios, profundidad del tajo 35 m, los mantos muestreados son los dos últimos de la parte inferior de la Fm. Olmos.

Lote Aladino, Mina I, (Figura 58), subcuenca Saltillo-Lampacitos, tiro inclinado a 45°, espesor del manto 1.50 m, profundidad 70 m, se tomó muestra de carbón y muestra para el canister.

Figura 58. A y B. Entrada con tiro inclinado, manto de carbón en interior de la mina.

4.4.- Muestreo de gas de carbón

Para realizar el muestreo de gas de carbón, se construyeron los "canister" de PVC, con una capacidad para contener carbón de aproximadamente 4 kg. Se adquirieron también tubos al vacío para muestrear gas (isotubos). Tanto para almacenar el gas desorbido de los canister como para obtener una muestra directamente de la frente de trabajo se utilizaron los isotubos, Figura 59 A y B.

Figura 59. A y B: Fotografía A, Canisters de PVC, construidos para muestrear gas de carbón. Fotografía B, Isotubo para desorber el gas de los Canister, y enviarlos al laboratorio de análisis isotópico.

La técnica utilizada para el muestreo de gas de carbón consistió en las etapas siguientes:

1. Selección de los lugares de muestreo, que generalmente fueron los mismos sitios de las muestras de carbón. Estos pueden ser minas profundas y/o barrenos.
2. En la frente de trabajo se llenaron los canister de PVC con carbón, y al mismo tiempo se colecto una muestra de gas de carbón de la frente en isotubo.
3. Los canister una vez llenos con carbón fueron sellados y almacenados durante un mes para la desorción del gas de carbón. Al cabo de ese tiempo se llenaron isotubos también con el gas de los canisters.
4. Integración de la información en una base de datos.

Esta metodología permite determinar el origen del gas, primero considerando la madurez de la materia orgánica y sus posibilidades de formar gas. Segundo analizando el gas mediante la firma isotópica. Este gas que se analiza se tomó por dos caminos diferentes:

- En desorción inmediata de la frente de la mina o el tajo, (isotubos).
- Después de desorber la muestra en un canister.

Es decir que el equilibrio con el cual se hace la desorción corresponde al del medio ambiente en condiciones normales.

En la figura 60 A, B y C, se muestra de manera general el proceso que se siguió para capturar el gas de carbón.

Figura 60: Foto “A”, Canister con carbón tomado directamente de las frentes de trabajo. Foto B, llenado de los isotubos a partir del gas de desorción de los canisters.

Figura 60. A, B y C. Proceso de desorción y llenado de isotubos con gas de carbón.

En la tabla 4.1, (anexo 3), se presentan las localidades donde se obtuvo muestra de gas de carbón de las diferentes subcuencas de Sabinas.

En total, en la Cuenca de Sabinas se recolectaron 23 muestras de carbón, 22 muestras de gas de ese carbón en Canister y 30 muestras de gas directamente de la formación. En total 52 isotubos con gas.

4.5 Muestreo en la Cuenca de Chihuahua

Se muestrearon diversas localidades en la Subcuenca de Ojinaga; Nuevo Lajitas, El Inglés, Sierra Rica y Jaso (Figura 61).

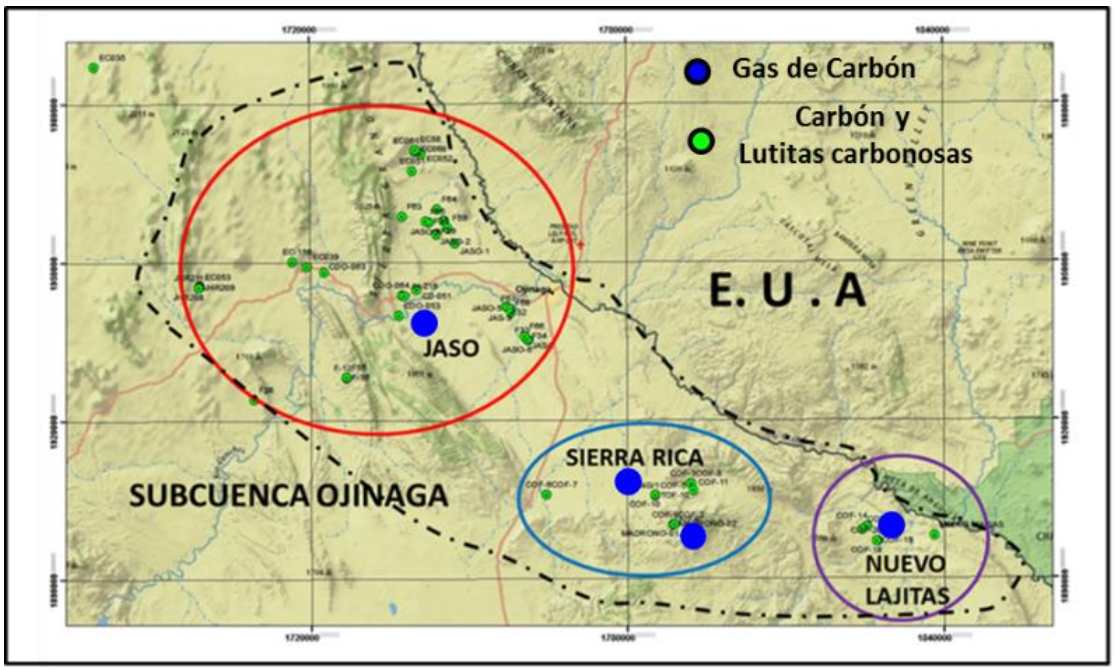


Figura 61. Plano de localización de las áreas muestreadas en la Subcuenca Ojinaga, (Carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón). (De La O et Martínez, 2012 en este trabajo).

Se tomaron cuatro muestras tanto de roca (carbón y lutitas carbonosas) como de gas en Canister. Para ello se seleccionaron cuatro áreas específicas.

Después de tomar las muestras de carbón en los Canister, se dejó aproximadamente un mes para la desorción del gas y su posterior vaciado en los isotubos. Una vez obtenido el gas, y almacenado en isotubos, se procedió a estudiar de una manera cuantitativa el gas en los laboratorios de la Universidad de Granada, España. Se pudo determinar así por isotopía, el origen y la calidad del gas

En la Tabla 4.2, (anexo 3), se muestran los principales afloramientos en la Cuenca de Chihuahua, de donde fueron recolectadas las muestras de carbón, lutitas carbonosas y rocas generadoras.

La Tabla 4.3 muestra los sitios seleccionados para el análisis de gas de carbón en la Cuenca de Chihuahua.

SUBCUENCA	MUESTRA	X	Y	ESP.	OBRA	ZONA	MUESTRA
Ojinaga	Jaso-12	551555	3260716	1	Afloramiento	Jasos	Isotubo
Ojinaga	Ing-1	576934	3230955	0,8	Afloramiento	Minas del carbón	Isotubo
Ojinaga	Laj-1	619058	3223283	1,1	Afloramiento	Nuevo Lajitas	Isotubo
Ojinaga	Jaso-01	538077	3278147	0,75	Afloramiento	Jasos	Isotubo

Tabla 4.3. Localidades muestreadas por gas de carbón en la Cuenca de Chihuahua.

A continuación se describen algunas de las zonas de muestreo más importantes de la subcuenca de Ojinaga.

4.5.1. Zonas de muestreo

Se colectaron muestras, de carbón y de lutitas carbonosas, todas en afloramientos, en tres localidades bien definidas; Sierra Rica, Nuevo Lajitas y Jaso, en la subcuenca Ojinaga, en el estado de Chihuahua, México. Algunas de los sitios fueron localizadas mediante la consulta bibliográfica de trabajos de campo anteriores como Flores-Galicia et al, (1982), Alcántara Días, et al (1977), entre otros.

Los afloramientos de carbón se encuentran únicamente en la Formación San Carlos de edad Conaciano a la parte inferior del Campaniano. En las figuras siguientes, se muestran algunos de los principales afloramientos de las zonas muestreadas, (figuras 62, 63 y 64).

Figura 62. A, B y C algunos de los principales afloramientos de carbón del área de Sierra Rica, la mayoría de los afloramientos de carbón en esta zona son de bajo espesor.

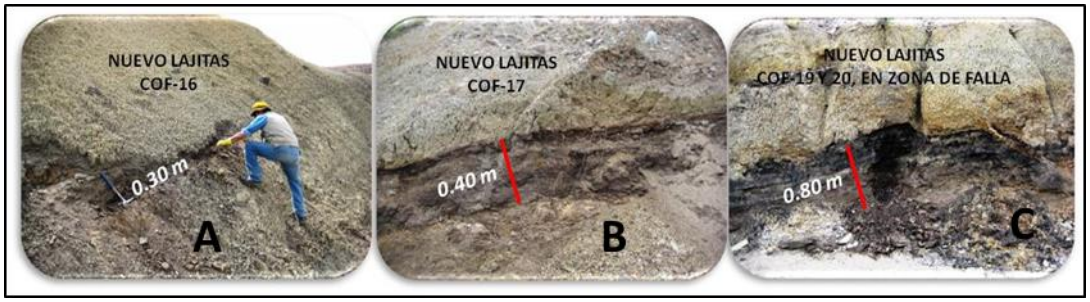


Figura 63. A, B y C. Principales afloramientos de carbón del área de Nuevo Lajitas, en esta zona los afloramientos de carbón muestran espesores más amplios, que los de la zona de Sierra Rica.

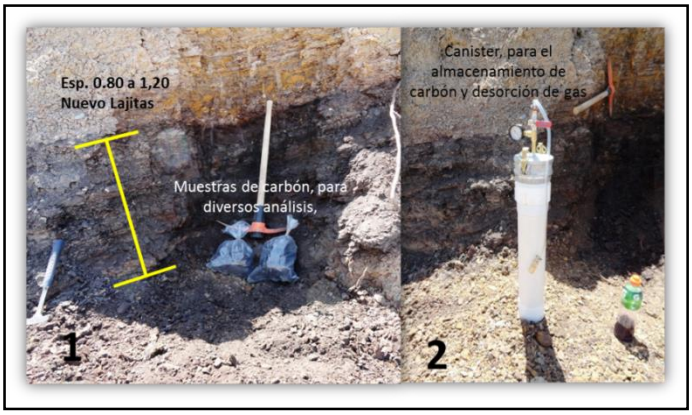


Figura 64. A y B, Área de Nuevo Lajitas, muestras de afloramiento de carbón.

En la localidad Nuevo lajitas, se detectó presencia de gas en la sección de carbón cuando se efectuó el muestreo.

En el área El Inglés no se detectó presencia de gas, Figura 65 A y B.

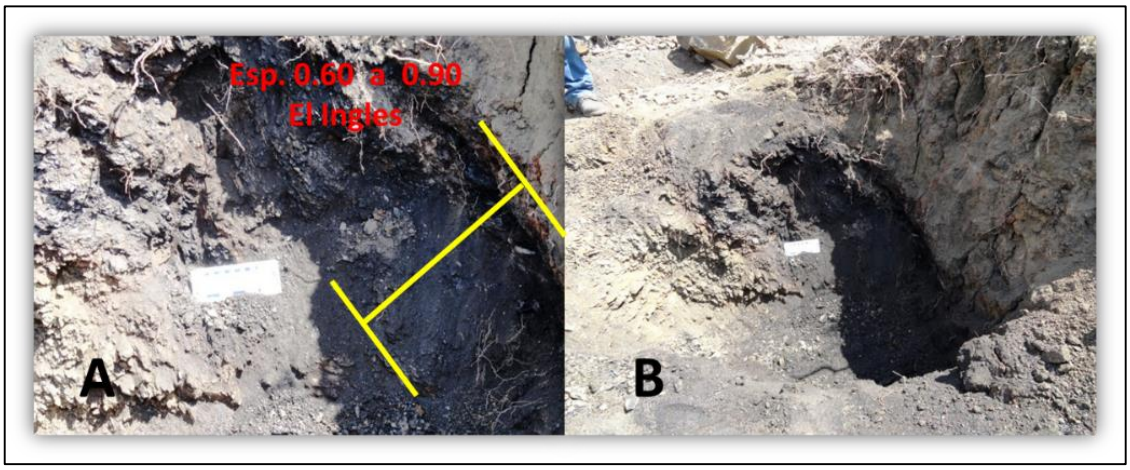


Figura 65. A y B, Zona el Ingles carbón vítreo, el muestreo en esta zona fue para llenar un canister pues no se detectó gas en el muestreo.

Otra de las zonas de muestreo fueron las zonas de Jaso 7 y Jaso 9, Figura 66 A y B.

Figura 66. A y B, de la zona de Jaso, carbón sin gas en el muestreo.

El total de muestras colectadas en la cuneca de chihuahua fueron: 31 muestras de carbón, 4 muestras de Canister, 4 de Isotubos y 78 muestras de lutitas carbonosas.

Capítulo 5. Análisis petrográficos, geoquímicos y de modelado de la Cuenca de Sabinas

5.1.- Resultados de los análisis de laboratorio

5.1.2 Análisis Geoquímicos

Para el estudio de todas las rocas muestreadas se utilizaron las siguientes técnicas:

- Análisis elemental (CHONS).
- Análisis inmediato, (humedad, ceniza, carbón fijo).
- % de reflectancia de vitrinita y determinación de macerales.
- Rock Eval®6, (Bulk Rock).

Estas técnicas nos permiten de estimar la composición y madurez del kerogeno en los carbones. El análisis Rock-Eval nos muestra además el potencial tanto en hidrocarburos libres como en potencial restante de estos hidrocarburos.

5.1.3.- Pirólisis Rock-Eval® 6 (Bulkrock) de la Cuenca de Sabinas

La pirolisis Rock-Eval es un análisis que provee datos para evaluar el potencial, madurez y tipo de rocas madres en diferentes cuencas sedimentarias (Espitalié et al., 1986; Lafargue et al., 1998). Esta técnica utiliza una pequeña fracción de roca (100 mg roca y 20 mg carbón) y la calienta a una temperatura programada entre 180 y 600 °C en una atmósfera inerte de helio. Varios parámetros se derivan de este método.

Algunas veces la pirolisis Rock-Eval ha producido resultados inconsistentes y anómalos en carbones debido a su alto contenido de MO, ya que la cantidad de sus productos en la pirolisis pueden estar fuera del rango lineal del detector de ionización de llama (FID). Por esto se recomienda utilizar muestras más pequeñas (10 mg) (Bostick y Daws, 1994). Behar et al., (2001) recomiendan utilizar 50-70 mg para rocas y 10-30 mg para carbones.

Peters (1986) infiere que el Rock-Eval sobreestima el potencial generador de hidrocarburos en algunos carbones y sugiere que éste se determina mejor con análisis elemental y petrografía. Por otra parte, Boudou et al., (1994) sugiere que para carbones de bajo rango (<0.5% Rr), el índice de hidrógeno es subestimado debido a una supresión de grupos oxigeno de la señal del FID durante el análisis Rock-Eval.

El incremento en el índice de calidad (IQ) y de hidrógeno (IH) es una característica bien conocida de las secuencias carboníferas cuando aumenta la madurez de la MO terrestre (Durand y Paratte, 1983; Sykes y Snowdon, 2002).

Durand y Paratte, (1983) atribuyen este incremento en IH a una decarboxilación, que aumenta relativamente el hidrógeno con respecto al carbono. Sin embargo diferentes análisis elementales (H/C) contradicen esta hipótesis de incremento de hidrógeno con respecto a carbono. Killops et al., (1994), realiza un buen debate sobre las diferentes hipótesis de aumento en el IH y sugiere un re-ordenamiento estructural de la materia orgánica durante la diagénesis y catagénesis. Este aumento marcaría el umbral de expulsión de aceite en forma natural del carbón (Sykes y Snowdon, 2002).

En la Tabla 5, (anexo 3), se observan los resultados obtenidos de la pirolisis Rock Eval 6 (Bulk rock), para las muestras para la Cuenca de Sabinas, donde se puede apreciar valores "anómalos" para el IH. Estos valores elevados van de 242 a 680 de IH en los carbones.

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

Los resultados mostrados en la tabla 5 nos permiten de proponer varias gráficas.

De acuerdo al diagrama pseudo van Krevelen, graficando los valores de IH contra IO se pueden identificar el tipo de materia orgánica encontrada en las muestras colectadas en la Cuenca de Sabinas (Figura 67).

El diagrama de la Figura 67, indica que las muestras se agrupan principalmente en la región correspondiente a la materia orgánica de tipo I, II, y solo algunas muestras se agrupan sobre el tipo IV.

Los altos índices de hidrógeno (de 200 a 650), junto con los valores del índice de oxígeno cercanos a cero, permiten de decir que el origen es posiblemente lacustre, o marino con una materia orgánica rica en liptinita.

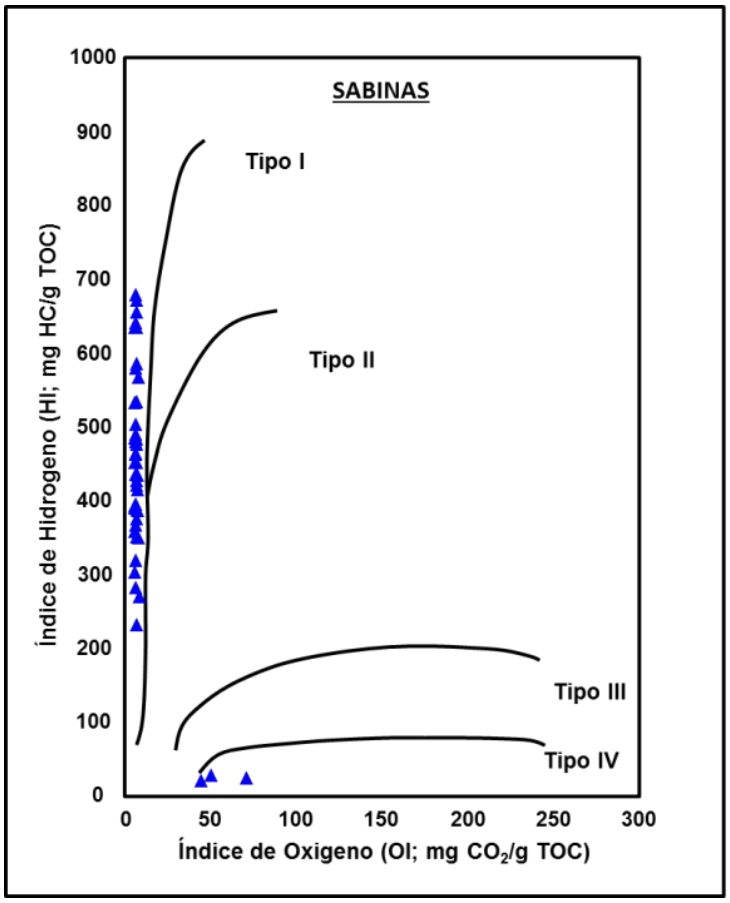


Figura 67. Diagrama pseudo van Krevelen para los carbones de la Cuenca de Sabinas.

Análisis complementarios nos permiten afinar esta interpretación, el ambiente de depósito es tipo deltaico, y la composición petrográfica indica que la composición principal o dominante es de tipo III, con predominio de vitrinita.

Los valores altos de HI en estos carbones es excepcional, ya que es la primera vez que se reportan en la Cuenca de Sabinas, aunque existen reportes en valores similares en carbones encontrados en la Cuenca de Maverick, localizado en carbones del grupo Clairborne coal beds, (Hackley., et, al 2008).

Se proponen algunas hipótesis para explicar estos valores "elevados" de IH:

1. Una reehidrogenacion del kerogeno posiblemente debido a circulación de aguas provenientes de zonas más profundas, provenientes de los reservorios que se localizan hacia abajo de los carbones y que pueden aportar CH4, hidrogeno y/o aceites provenientes de otras rocas madres profundas.

2. Debido a su alto contenido de MO en el análisis, ya que la cantidad de sus productos en la pirolisis tienden a producir una respuesta posiblemente fuera del rango lineal del

detector de ionización de llama (FID) (Bostick y Daws, 1994).

3. El incremento en el índice de calidad (IQ) y de hidrógeno (IH) es una característica bien conocida de las secuencias carboníferas cuando aumenta la madurez de la MO terrestre (Durand y Paratte, 1983; Sykes y Snowdon, 2002).
4. Durand y Paratte, (1983) atribuyen este incremento en IH a una decarboxilación, aumentando relativamente el hidrógeno frente al carbono. Sin embargo diferentes análisis elementales H/C contradicen esta hipótesis de incremento de hidrógeno con respecto a carbono.
5. Killops et al., (1994), realiza un estudio sobre las diferentes hipótesis de aumento en el IH y sugiere un re-ordenamiento estructural de la materia orgánica durante la diagénesis y catagénesis. Este aumento marcaría el umbral de expulsión de aceite en forma natural del carbón (Sykes y Snowdon, 2002).

En la Figura 68 relacionamos los valores obtenidos en petrografía como la reflectancia de la vitrinita (%Ro) con los parámetros de la pirolisis rock Eval 6 como índice de hidrogeno (IH).

Esta Figura muestra que el kerogeno de la materia orgánica es una mezcla de tipo I-II y III, con predominio de MO tipo I-II. Situándose la evolución de este kerogeno entre las zonas de madura a postmadura.

Los valores de reflectancia confirman esta interpretación pues van de 0.8 a 1.60 de %Ro, y los valores de IH están comprendidos entre 200 a 680. Dadas estas características, la mayoría de las muestras analizadas de carbones se posicionan en la ventana de generación de condensado a gas húmedo.

Una minoría de las muestras se sitúa por una parte en la ventana del aceite, y otras en la ventana del gas seco.

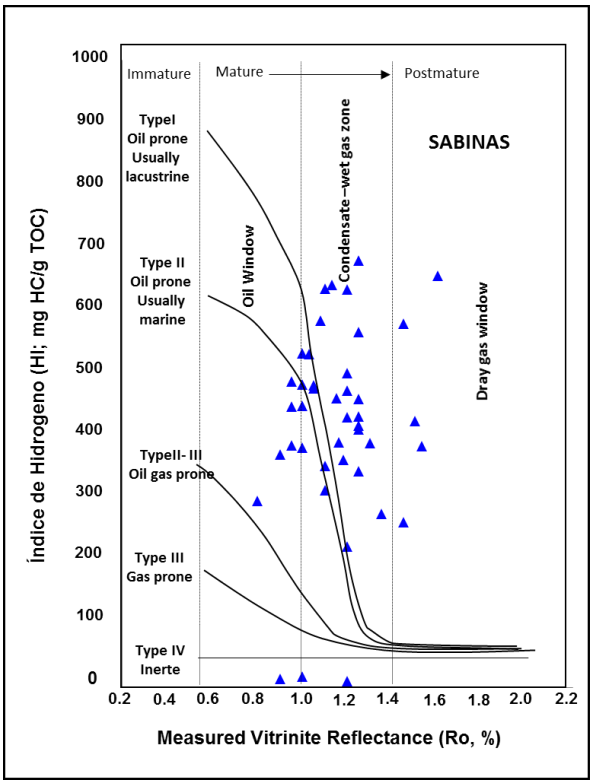


Figura 68. Correlación (%Ro contra IH), para las muestras de la Cuenca de Sabinas, en triángulos color azul, (De La O y Martínez, 2013).

En la Figura 69 A se puede apreciar la relación entre el índice de producción y la Tmax, resultando que la totalidad de las muestras se concentran entre una Tmax de 440 a 480 °C. Los índices de producción van de 0 a 0.1, lo cual nos indica un bajo nivel de conversión[6].

También se observa que la mayor parte de las muestras se encuentra en la ventana de gas condensado-gas húmedo, con una concentración de hidrocarburos libres muy débil (Figura 69 A). En la Figura 69 B, se advierte el índice de producción en relación al %Ro, evidenciándose una reflectancia de las muestras de la Cuenca de Sabinas de entre 0.80 a 1.60 %Ro.

Los valores determinados entre el rango de 0 a 0.1 de índice de producción vienen a confirmar el bajo nivel de conversión, situando a la mayor parte de las muestras con una Tmax entre 430 a 480 °C, y una reflectancia de la vitrinita relativamente alta.

Normalmente se esperaría un mayor índice de producción. El bajo índice de producción (IP), podría explicarse por las tres hipótesis siguientes:

[6] En los valores reportados del análisis *Rock Eval®6*, los picos S1 y S2 son relativamente altos, en especial el S2. Ello indicaría que probablemente las muestras contienen un buen potencial generador de hidrocarburos.

1. Una migración temprana de los hidrocarburos.
2. Los valores relativamente altos del IH son producto de una hidrogenación del kerogeno maduro.
3. El contenido en kerogeno inerte es bajo respecto al reactivo.

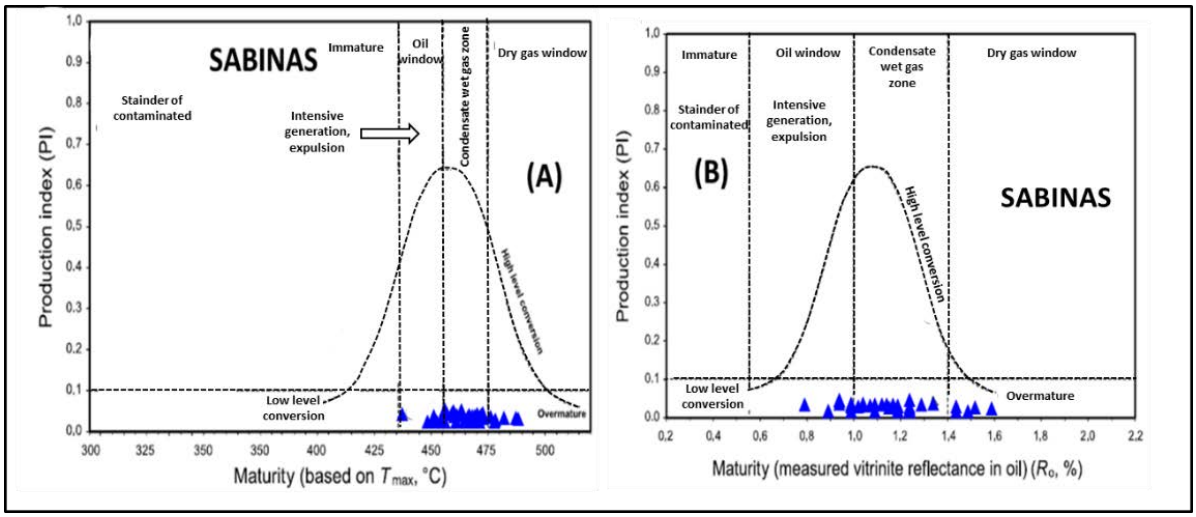


Figura 69. Índice de producción = (S1/S1+S2), contra Tmax °C y %Ro, en muestras de la Cuenca de Sabinas, triángulos azules. Paul C. Hackley, 2008, (modificado por De La O y Martínez, 2013).

Con respecto a la madurez se puede concluir que los dos parámetros funcionan correctamente y que a pesar de tener IH elevados e índices de producción débiles el análisis de pirolisis es correcto.

En realidad se debe tomar en cuenta dentro de la interpretación del índice de producción que los valores débiles de este parámetro son debidos no a una producción débil sino al alto IH que tienen las muestras.

La Figura 70, relaciona el poder reflector de la vitrinita (%Ro) con la Tmax para los carbones húmicos de Teichmüller y Durand, 1983. El resultado muestra que la mayoría de las muestras se agruparon en la zona que comprende una materia orgánica de tipo III.

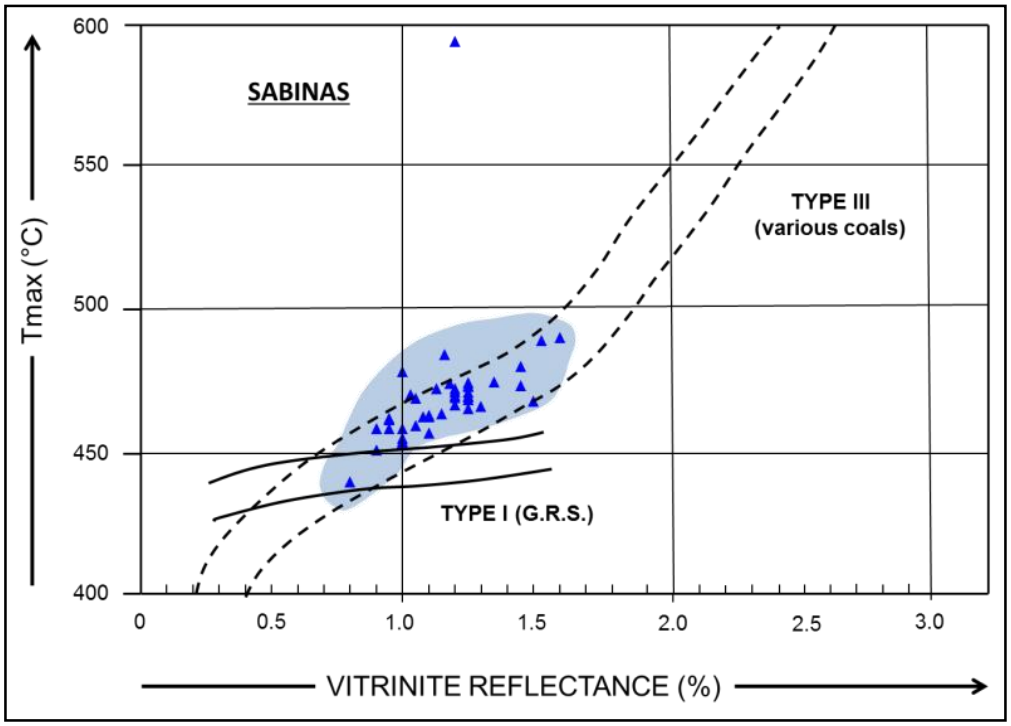


Figura 70. Relación %Ro contra Tmax, de los carbones de la Cuenca de Sabinas. (After Teichmüller y Durand, 1983).

Para la Cuenca de Sabinas se elaboraron los planos de isovalores de %TOC, %Ro, % de generación de metano, IH, Liptinita y espesor del manto de carbón, empleando los métodos geoestadísticos de kriging ordinario, e inverso a la distancia al cuadrado, en conjunción con el programa ArcMap® 10.

Con el objetivo de determinar la distribución espacial de los parámetros arriba mencionados, en la Cuenca de Sabinas, para poder hacer una correlación de estos parámetros con las zonas de producción y migración del gas de carbón.

La figura 71, nos muestra la distribución espacial del %TOC, en la cual destacan dos zonas importantes: la parte norte y el centro-suroeste de la cuenca.

En la primera se encontraron valores de %TOC de 32 a 45, correspondiendo a la subcuenca de Sabinas y a la parte norte de la subcuenca La Esperanza.

La otra zona de importancia presentó un %TOC de 32 a 43, correspondiendo a la subcuenca Saltillo-Lampacitos, y parte norte de la subcuenca Adjuntas.

Dichos valores muestran a la vez la riqueza orgánica tanto de kerogeno reactivo, como del inerte y el de los hidrocarburos de los carbones de la Cuenca de Sabinas.

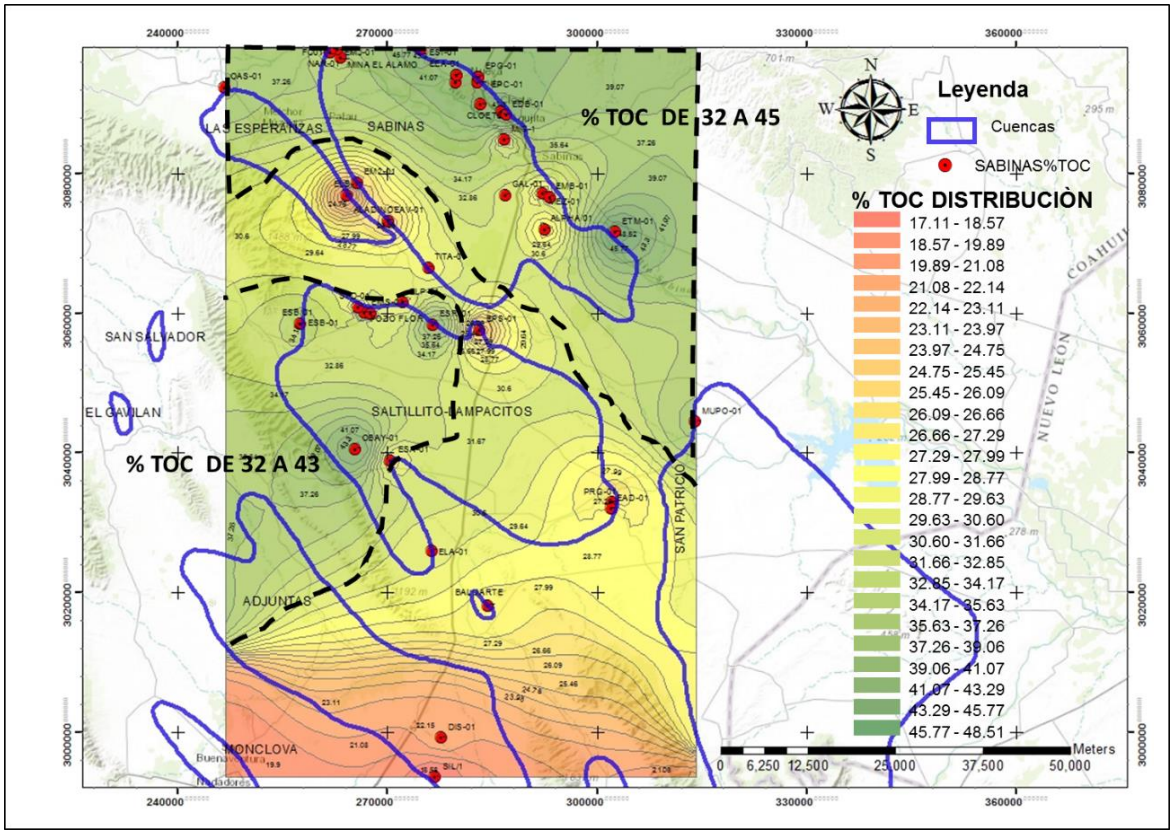


Figura 71. Plano de distribución espacial de isovalores de %TOC, para la Cuenca de Sabinas.

Hacia la parte sur de la cuenca se pueden observar los valores más bajos de %TOC con 29 a 16 que corresponden a las subcuencas de Adjuntas y San Patricio.

Por lo tanto se podría concluir que las subcuencas de la parte norte son las de mayor riqueza orgánica, considerando que estadísticamente en este análisis de isovalores hay más muestras en la parte norte que en al sur.

En la Figura 72, se distinguen las curvas de isovalores de la reflectancia de la vitrinita, %Ro. Se pueden observar cuatro zonas que podrían situarse en el comienzo de la ventana de gas húmedo, con valores de reflectancia entre 1.0 a 1.46.

Es necesario recordar que esta etapa de madurez térmica del kerogeno de los carbones obedece al momento en donde el poder reflector de la vitrinita puede confundirse con el de la inertinita. En particular cuando la semifusinita es reactiva.

Se puede también recordar que es en esta etapa que la porosidad primaria de los carbones disminuye y que la dureza del carbón aumenta, fenómenos que están en relación con la transformación de los bitúmenes en gas.

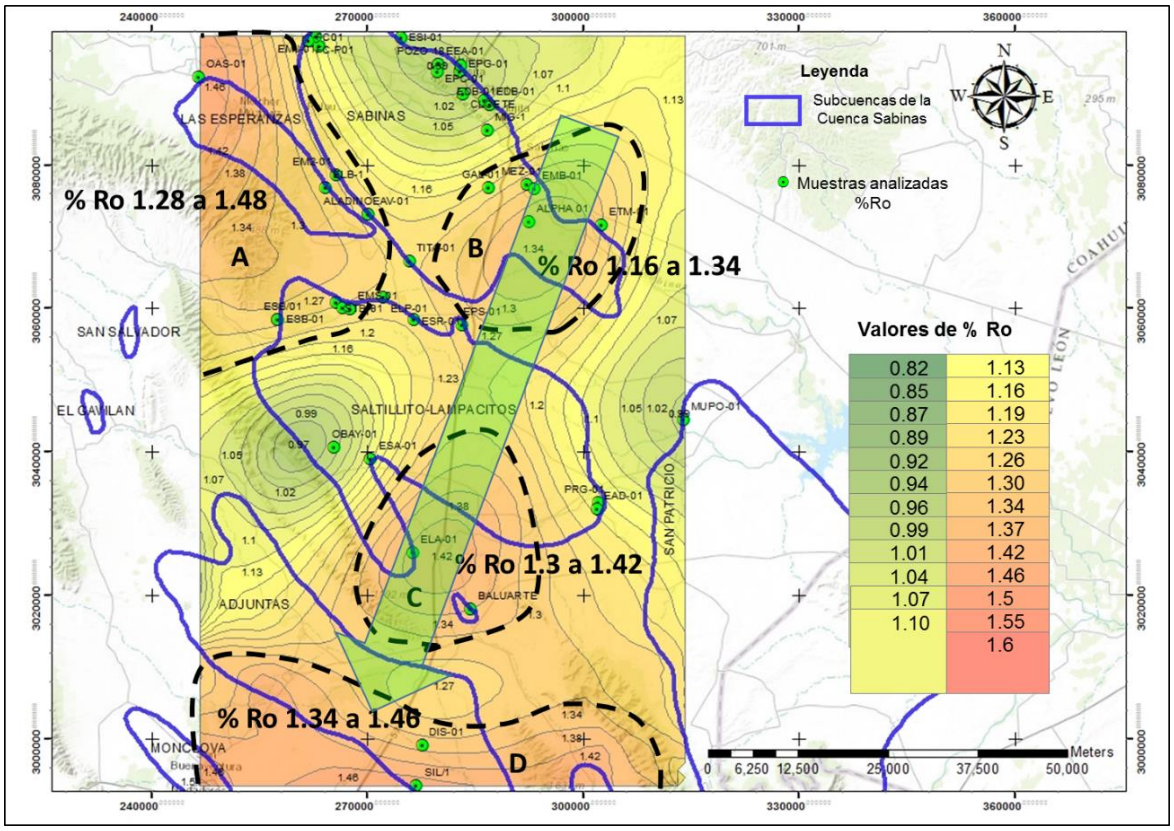


Figura 72. Distribución espacial de isovalores de %Ro, en las muestras de la Cuenca de Sabinas, la fleche en verde indica la dirección del gradiente geotérmico.

Si consideramos que existe un gradiente térmico que aumenta del norte hacia el sur, se podía relacionar también este con la disminución del %COT.

Se podría proponer que la parte sur de la subcuenca de sabinas y la parte norte- centro de la subcuenca Las Esperanzas, por su elevado poder reflector puedan tener generación de gas metano más importante. Para poder justificar esta hipótesis podemos utilizar los resultados Rock-Eval 6 (Bulk Rock).

La Figura 73, presenta los isovalores del índice de hidrógeno, este es uno de los parámetros que se encuentra fuertemente relacionado no solamente con el índice de producción sino también con la composición maceral y en particular con el porcentaje estimado de liptinita.

Indirectamente también podría este parámetro darnos una proporción relativa de la distribución del kerogeno inerte en la cuenca. En las subcuencas de Sabinas y La Esperanza, se presentan valores de IH que van de 480 a 680. Esto nos dice que esos carbones presentan todavía un potencial en hidrocarburos importante.

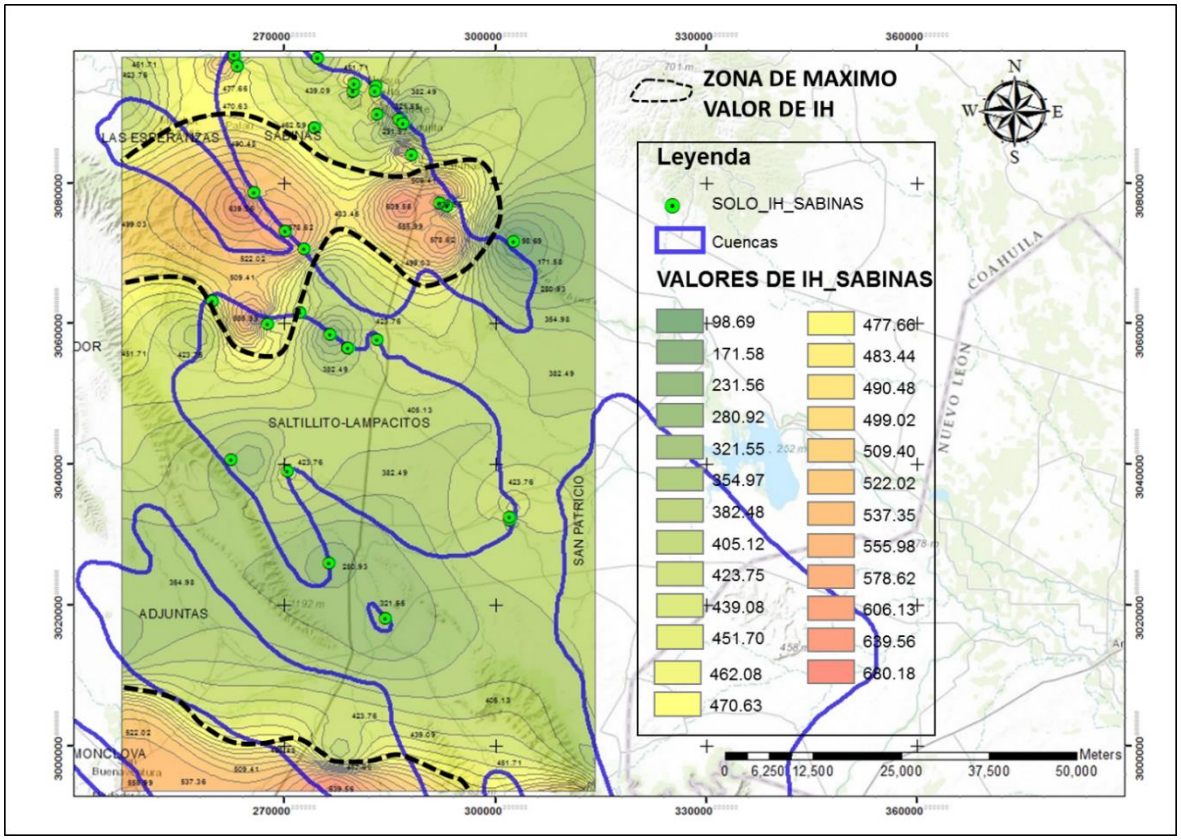


Figura 73. Distribución de isovalores del índice de hidrógeno para la Cuenca de Sabinas.

Estos son valores excepcionalmente “altos”, pueden indicar que existe una mezcla de materia orgánica de tipo III y I, rica en hidrógeno, o que hubo una hidrogenación del kerogeno.

En la Figura 74, se aprecia la distribución de isovalores del porcentaje de liptinita, la cual está fuertemente relacionada con el índice de hidrogeno.

En esta Figura 74, se pueden apreciar tres áreas con contenido de liptinita, con valores que van de 5 a 7%, dos zonas se localizan en la parte norte, para las subcuencas de Sabinas y la Esperanza, la otra se localiza en la parte sur en las subcuencas Saltillo-Lampacitos y Adjuntas.

A prtir de los datos de la Tabla 5.1, (anexo 3), tomado en cuenta el espesor del manto de carbon de cada uno de los puntos de muestreo, se construyo el plano de isopacas en las diferentes subcuencas, Figura 75.

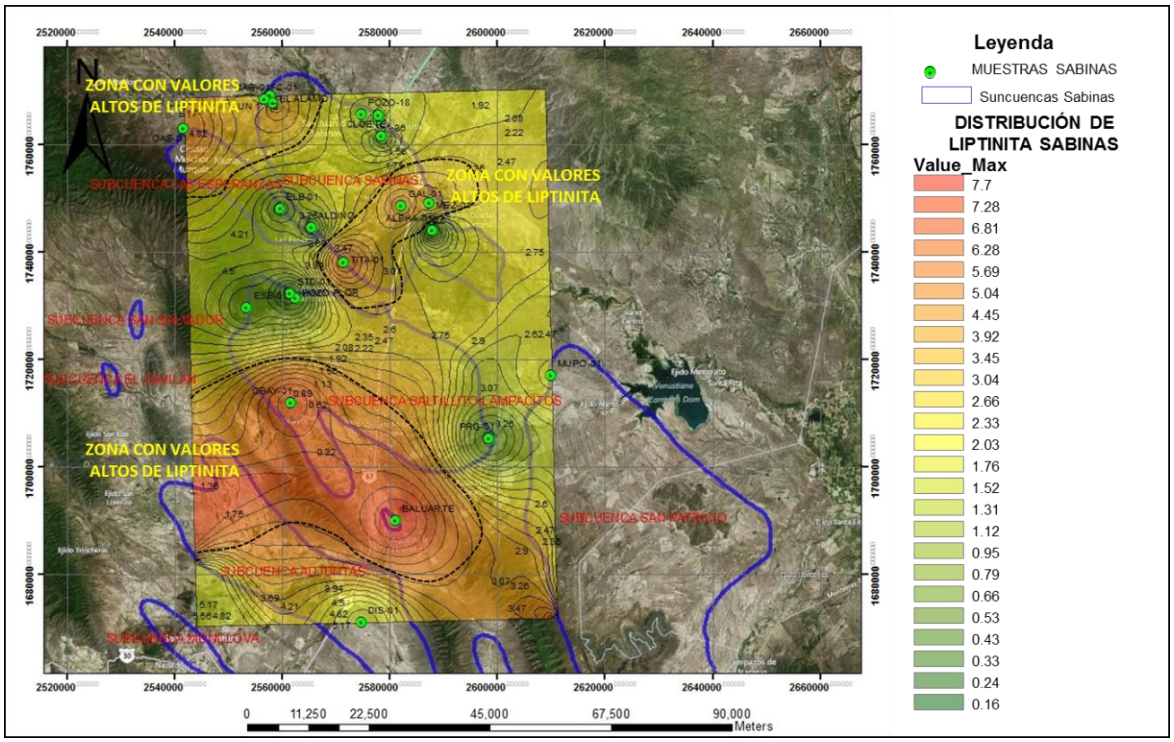


Figura 74. Distribución de porcentaje en isovalores de liptinita, en la Cuenca de Sabinas.

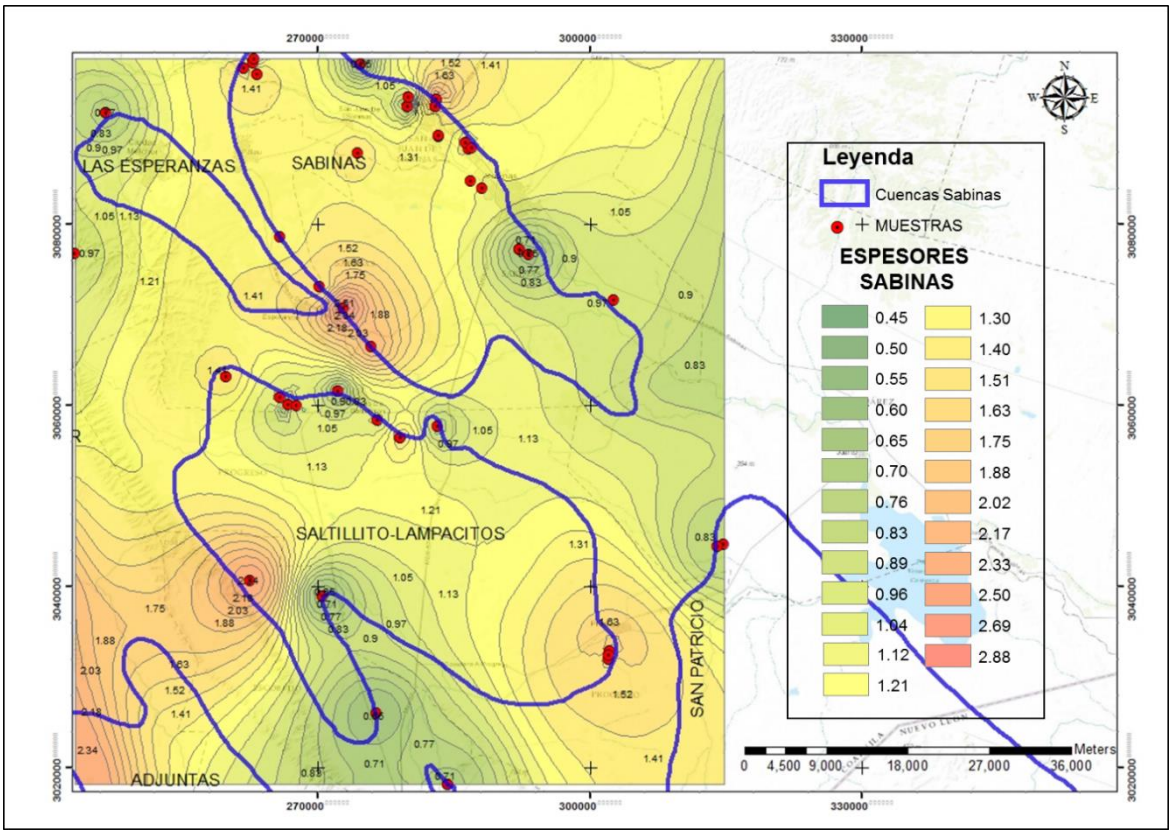


Figura 75. Distribución de los espesores, (Isopacas), de las muestras de carbón que se analizaron en las diferentes subcuencas de la Cuenca sabinas.

En la Tabla 5.2, (anexo 3), se presenta la producción teórica de metano considerando los resultados de la maduración artificial. Esta evaluación se realizó considerando una interpretación numérica de los resultados de los diversos análisis, (%Ro, rock Eval 6, análisis elemental e inmediato).La estimación de la producción de gas metano se verificó a partir del balance de masas obtenido de los resultados del análisis elemental.

Los datos de entrada para la estimación de metano, son los generados en la prueba de laboratorio de pirólisis en medio confinado, así como el valor estimado del porcentaje de liptinita, el %Ro, la Tmax y el IH obtenidos a partir de resultados de laboratorio.

En la Figura No 76 se muestra las curvas de isovalores para las cantidades estimadas de generación de gas metano estimado para la Cuenca de Sabinas.

Se advierten dos zonas con valores máximos de producción de 3.9 a 5.5 m^3/t de carbón, letra (B).

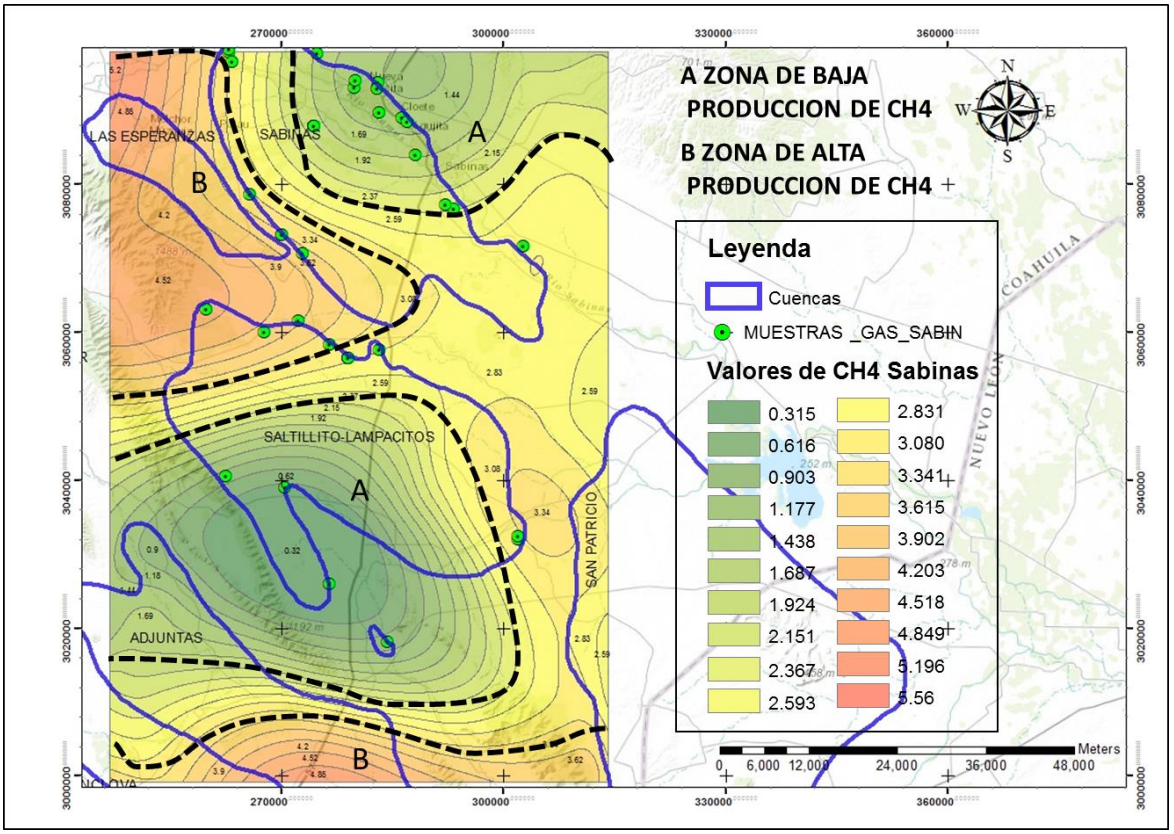


Figura 76. Plano de isovalores de metano para la Cuenca de Sabinas.

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

Las dos zonas de "mínima" producción de metano son "A" con valores de 0.31 a 2.5 m^3/t de carbón (Figura 76).

Concluyendo que existen dos zonas de "alta" y de "baja" producción teórica de metano en las subcuenca de Sabinas.

5.1.4.- Estimación de "Gas-in-Place" para mantos de carbón, Cuenca Sabinas

La estimación del recurso gas se realizó únicamente en las subcuencas; Sabinas Saltillo-Lampacitos, Las Esperanzas, Adjuntas y San Patricio, ya que son estas subcuencas donde se cuenta con mayor cantidad de datos para poder hacer una estimación del recurso gas.

La gran mayoría del gas almacenado en mantos de carbón, es almacenado en estado de adsorción.

La ecuación (1), es generalmente utilizada para estimar el total inicial de gas adsorbido en mantos de carbón.

Ecuación (1):

- G =1359.7 A h ρc GC)
- Donde:
- G = Gas-in-Place, scf
- A= Área del yacimiento, Km^2
- h= Espesor del manto de carbón, metros
- c ρ = Densidad promedio del carbón in-Situ, g/cm3
- C G = Promedio in-situ del gas en carbón, PC Bcf

Volumen de GAC= (Superficie de la subcuenca) X (Espesor promedio del mato de carbón) X (Densidad del carbón) X (Contenido de gas por tonelada estimado en este trabajo).

Para realizar la estimación del gas de carbón, se utilizó la fórmula de "gas en place" (1).

Los datos de superficie para cada subcuenca se obtuvieron a partir de trabajos anteriores, (SGM 2011), los espesores promedio se calcularon a partir del programa ArcGis 10, generando un plano de isopacas del manto de carbón conforme a las subcuencas donde se obtuvo muestra, el

volumen generado de gas por tonelada de carbón, se tomó de los resultados realizados en este trabajo y que fue sustituido en la fórmula (1) por el dato de gas adsorbido, y la densidad del carbón se tomó de datos de anteriores estimaciones, en estas subcuencas, (SGM 2011).

De acuerdo a esta fórmula se realizó la estimación de volumen de gas por subcuenca, los resultados se presentan en la tabla 5.3.

SUBCUENCA	Densidad g/cm3	ESP m.*	GAS ton/Carbón*	%Ro *	M^3 gas	SUP-KM^2	PC Bcf
SABINAS	1.4	1.34	4.5	1.16	8000.290206	947.6771151	282526.604
LAS ESPERANZAS	1.4	1.48	6	1.28	2618.732958	210.644543	74.1545
SALTILLITO-LAMPACITOS	1.4	1.42	6	0.97	13411.61967	1124.38126	379.7761
SAN PATRICIO	1.4	1.31	6	0.99	22718.87538	2064.601543	643.3291
ADJUNTAS	1.4	1.63	6	1.34	31422.96461	2294.98719	889.8023
TOTAL					**78172.48283**	**6642.291652**	**221.361**

Tabla 5.3. Resultados de la estimación de gas en mantos de carbón, subcuencas de Sabinas.

Estos resultados, corresponden solamente para el manto de carbón que se estudió en todas las subcuencas en este trabajo.

Quedando pendiente de evaluar los demás mantos que se intercalan en toda la cuenca de sabinas, y que se tienen identificados al menos 5 mantos, (Figura 77), así como también el gas que se ha detectado en las capas de arenisca que se localizan hacia la cima de la Formación Olmos, con lo que el potencial en metano en toda la Cuenca de Sabinas pudiera representar al menos una cantidad iguala a la que se estimó en este trabajo.

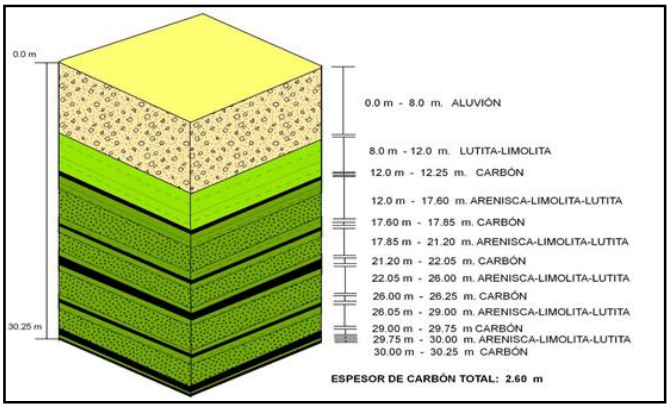


Figura 77. Distribución de los mantos de carbón en la parte norte de la subcuenca de San Patricio, y que generalmente se encuentran en las demás subcuencas de la Cuenca Sabinas. (Tomado de SGM 2011).

- Se estimaron recursos por 221.361 **PC Bcf,** en las subcuencas de Sabinas que se evaluaron en este trabajo.
- Se estima que al menos existe el doble de recursos, (gas de carbón), ya que los resultados en esta estimación fue solo para un manto de carbón, quedando pendiente de evaluar los mantos que se intercalan en toda la formación, así como evaluar el paquete de areniscas que se encuentran hacia la cima de la formación y que también hay reportes de acumulación de gas en esta unidad.

5.1.5.- Análisis elemental

El análisis elemental es el método más clásico para determinar el origen del kerogeno por medio de las proporciones de su composición elemental: carbono, hidrógeno y oxígeno. Este análisis es muy sensible a la proporción de humedad y materia mineral en la muestra.

Esta determinación del origen del kerogeno es química y debe ser completada con el análisis petrográfico de cada muestra, con el fin de determinar posibles mezclas de kerogeno de diferente origen y poder definir los ambientes de depósito que permitieron la preservación del kerogeno de las rocas madres estudiadas.

El resultado del análisis corresponde a un balance de masa considerando la evolución térmica del kerogeno con el enterramiento. Es decir su transformación diagenética con la temperatura y el tiempo. Los resultados del análisis elemental, son comúnmente interpretados en base atómica por medio del diagrama Van Krevelen. Claro está que estos datos deben ser presentados en base libre de humedad y de ceniza. Estos datos se presentan en la Tablas 5.4, (anexo 3), para la Cuenca de Sabinas.

Dado que algunas veces los elementos carbono, hidrógeno y oxígeno no provienen de la materia orgánica, puede dar una composición elemental errónea y representar un origen falso del kerogeno.

De ahí que una de las primeras consideraciones en el análisis elemental sea la corrección de la interacción en los análisis de humedad y de la materia mineral.

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

Para efectuar las correcciones se realizó un programa informático en *Microsoft® Visual Basic* 6 (Figura 78).

Este programa informático, (Anexo 6), permite normalizar ponderadamente los porcentajes de carbono, hidrógeno y oxígeno del kerogeno, considerando su composición maceral.

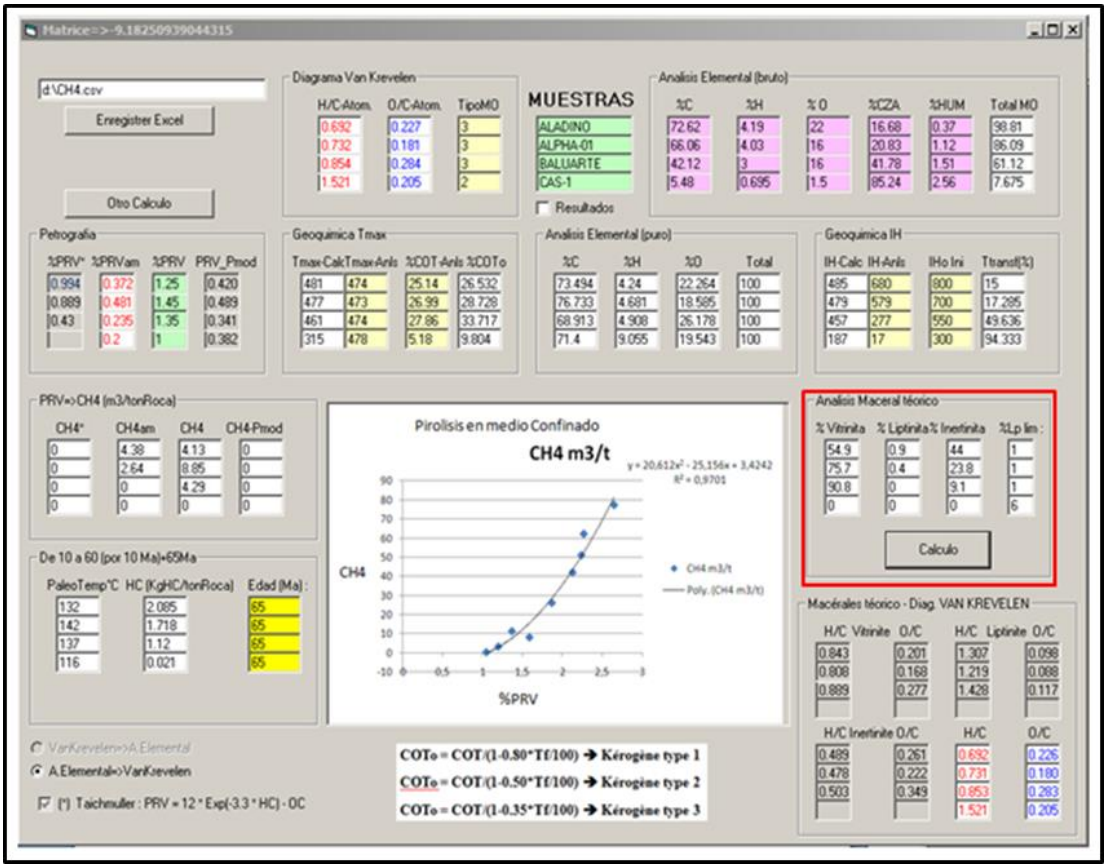


Figura 78. Interface del programa para normalizar ponderadamente los porcentajes de carbono, hidrógeno y oxígeno del kerogeno considerando su composición maceral.

Una vez que se realizaron las correcciones, se calculan las relaciones H/C y OC para poder hacer una representación Van Krevelen (Figura 79).

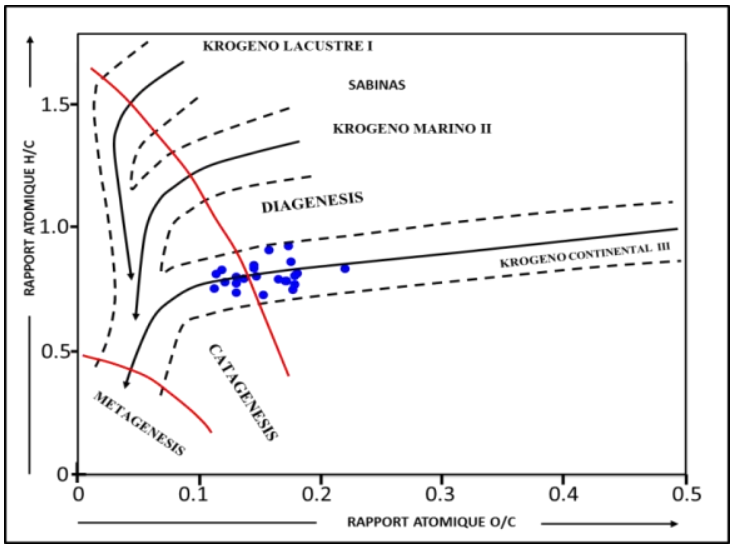


Figura 79. Relaciones H/C y O/C corregidas de la ceniza y la humedad tomando en consideración la composición maceral inicial, para la Cuencas Sabinas.

De los resultados de la figura 79, (diagrama Van Krevelen) las muestras se localizan sobre la rama evolutiva correspondiente a kerogeno tipo III, encontrándose en las etapas de final de la diagénesis e inicio de la catagénesis.

Para asegurar que las concentraciones elementales han sido corregidas, se comparan los resultados de la composición elemental con los análisis *Rock Eval*® 6, (*Bulk Rock*), y los de composición maceral.

Esto permite conocer si las interpretaciones de la composición química elemental corresponden con la cantidad de kerogeno estimado y de su composición petrográfica.

En los resultados de la composición maceral teórica, las cantidades de oxígeno suelen modificarse debido a la dificultad que presentan en la evaluación, especialmente cuando se tiene mucha ceniza y humedad.

5.1.6.- Isótopos δ13C en gas de carbón

En este trabajo se utilizó esta técnica analítica con el objetivo de determinar el origen del gas de carbón, (biogénico-termogénico), procedentes de diversas muestras de la Cuenca de Sabinas.

Todos los resultados mostrados de los análisis de gas profundo de las zonas de Sabinas y Piedras Negras, mostrados en este reporte fueron proporcionados por Martínez 2012.

En la Tabla 5.5, (anexo 3), se muestran los resultados obtenidos para el análisis de gas de carbón en muestras de la Cuenca de Sabinas. Estas muestras de gas fueron recuperadas por medio de las técnicas de "Canister" y/o de isotubos.

La determinación de los isótopos resulta difícil porque la mayor parte de las concentraciones se encuentran entre 1.52 a 2 ppm, y/o < 0.2 %.Estas cantidades encontradas de metano presentan valores cercanos a los hallados en la atmósfera. Por lo que en la mayoría de las muestras resulto insuficiente para hacer una cuantificación isotópica δ13C del metano.

Las pequeñas cantidades de gas recuperado en los "canister" e isotubos pueden ser debido a varios aspectos:

- Contaminación del aire atmosférico
- Posibles fugas en los *canisters*.

Tres de las muestras analizadas presentan resultados positivos, mismas en las que se pudo cuantificar suficiente cantidad de metano para poder hacer la caracterización isotópica. La primera muestra en la que se encontraron concentraciones significativas de gas corresponde a la MINA-I, o Aladino localizada en la subcuenca de Sabinas.

El manto de carbón se encontró a una profundidad de 70m, con un espesor de 1.5 m. El valor que se obtuvo en el análisis isotópico fue de δ13C ‰ (V-PDB) -42.019 y δD (V-SMOW) -148. Las otras dos muestras que presentaron resultados positivos en las concentraciones de gas fueron la muestra MM7G6 (barreno de desgasificación), en este punto se tomaron dos muestras en esta misma zona de la subcuenca Saltillo-Lampacitos. En el análisis isotópico se reportaron los valores de δ13C ‰ (V-PDB) -39,72 y de δD (V-SMOW) –162.96, δ13C ‰ (V-PDB) -37,21 y de δD (V-SMOW) –148.18, (Figura 80).

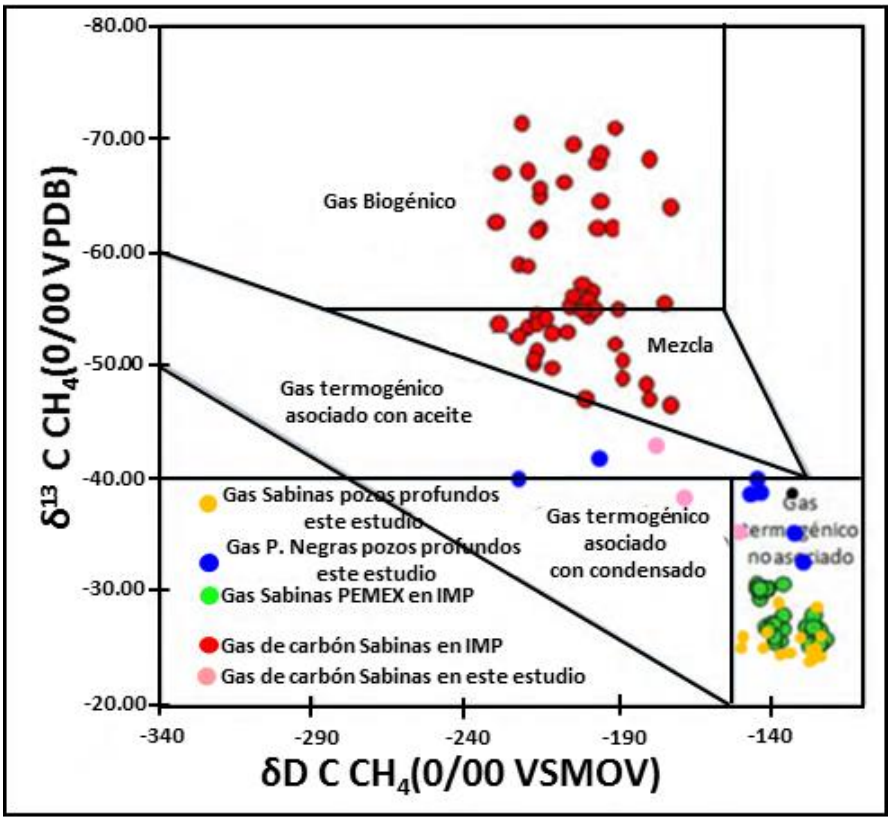


Figura 80. Resultados isotópicos del gas de carbón y del gas derivado de pozos profundos de la Cuenca de Sabinas y de la zona de Piedras Negras.

En esta Figura 80, se presentan los resultados obtenidos en este trabajo, con los resultados de trabajos anteriores Cañipa. et al., 2011, de la misma zona de la Cuenca de Sabinas.

Se presentan los resultados tanto en isotopos del gas de carbón como del gas de pozos profundos. Se puede observar el gas de carbón en este trabajo es de origen termogénico a diferencia de resultados de trabajos anteriores donde se determinó que el origen del gas de carbones es una mezcla (biogénico-termogénico).

En cuanto a los resultados del gas profundo en ambos estudios se determinó que el origen del gas es termogénico, los resultados de los gases profundos de las zonas de Sabinas y Piedras Negras fueron proporcionados por Martínez 2012.

La Tabla 5.6, (anexo 3), muestra los resultados de los análisis isotópicos de los gases en las muestras de pozos profundos perforados en la cuenca de Sabinas.

Como lo muestra la Figura 81, el comportamiento es muy marcado hacia los gases termogénicos, hacia la zona de sobre maduración. Los valores se sitúan en un rango de -25 y -35 de $\delta^{13}C$ CH_4 (0/00 VPDB) y de -125 a -157 del δD CH_4 (0/00 VSMOW).

Estos resultados corresponden a gas metano proveniente de las rocas madre La Casita, La Peña e Eagle Ford, lo que confirma la madures térmica en estas formaciones de la zona de la Cuenca de Sabinas.

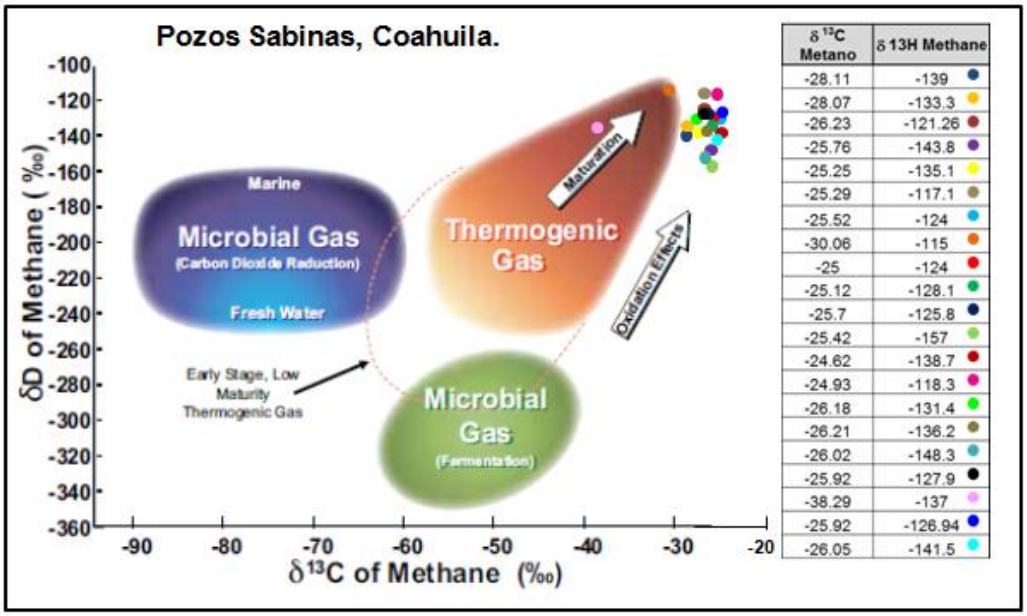
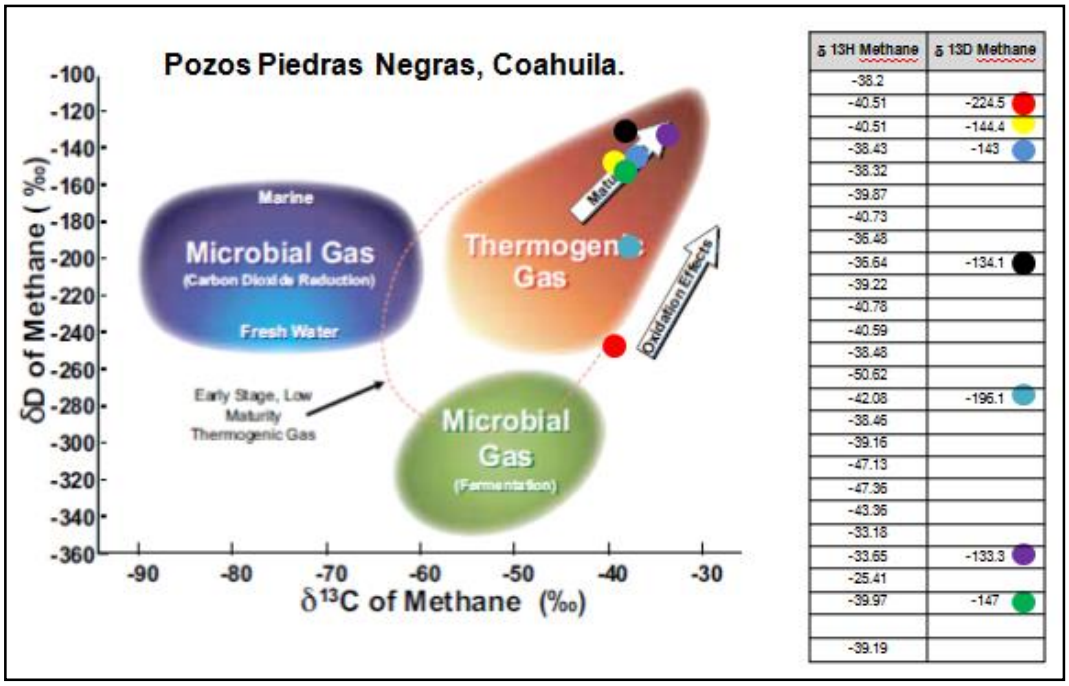


Figura 81. Resultados isotópicos del gas metano de las muestras de pozos profundos de la Cuenca de Sabinas. (Análisis proporcionados por Martínez, 2012. en este trabajo).

Resultados similares se encontraron en los pozos profundos para la zona de Piedras Negras, como se puede apreciar en la Tabla 5.7, (anexo 3), y la Figura 82.

Los resultados isotópicos están situados en el gas termogénico pero menos maduros que los resultados encontrados en pozos de la Cuenca de Sabinas, (Figura 82).

Estos resultados corresponden más bien a gases que están situados a nivel de los gases húmedos a un grado de evolución madura (Figura 82).



δ 13H Methane	δ 13D Methane
-38.2	
-40.51	-224.5
-40.51	-144.4
-38.43	-143
-38.32	
-39.87	
-40.73	
-36.48	
-36.64	-134.1
-39.22	
-40.78	
-40.59	
-38.48	
-50.62	
-42.08	-196.1
-38.46	
-39.16	
-47.13	
-47.36	
-43.36	
-33.18	
-33.65	-133.3
-25.41	
-39.97	-147
-39.19	

Figura 82. Resultados isotópicos del gas metano de las muestras en pozos profundos perforados en la zona Piedras Negras (análisis proporcionados por Martínez, 2012. en este trabajo).

Concluyendo, se puede decir que hay una diferencia importante a nivel de los carbones entre los resultados de reporte similares de la misma región de Sabinas y los reportados en este trabajo, con rangos isotópicos de -37 a -42 de $\delta^{13}C$ CH_4 (0/00 VPDB) y de -148 a -162 del δD CH_4 (0/00 VSMOW).

Los rangos isotópicos mencionados en el párrafo anterior corresponden a gas termogénico, por lo que se descarta la presencia de gas biogénico derivado de gas de carbón mineral para la Cuenca de Sabinas.

Estos resultados están de acuerdo con los resultados obtenidos para la reflectancia de la vitrinita en muestras de carbones, (0.8 a 1.6 de %Ro), situándolos en la ventana de generación de gas.

Por lo que respecta a los resultados isotópicos, de pozos profundos en la cuenca de Sabinas, estos son muy similares a los reportados en trabajos realizados en la misma zona, y confirman sus valores de rango isotópico de -25 y -35 de $\delta^{13}C$ CH_4 (0/00 VPDB) y de -125 a -157 del δD CH_4 (0/00 VSMOW), estos rangos los sitúan a nivel de gas termogénico.

5.1.7.- Análisis petrográficos

5.1.8. Análisis de reflectancia

Los resultados de los análisis de reflectancia de la vitrinita fueron realizados en los laboratorios del (INCAR), instituto Nacional del Carbón, en Oviedo, España, y en los laboratorios de petrografía del centro experimental Chihuahua, dependiente del Servicio Geológico Mexicano.

La metodología y el procedimiento utilizado para las mediciones de reflectancia de la vitrinita están estandarizados en la norma ISO 7404-5 (2009) y ASTM D2798-09a (ASTM, 2010c) normas de carbones, y bajo estas normas se realizaron la determinación de refelctancia en vitrinitas.

Los valores de reflectancia obtenidos, se determinaron como reflectancia aleatoria o random, (Ro, %), que es la reflectancia de una partícula en la orientación en la que se encuentra, en este trabajo se realizando de 100 a 150, mediciones por muestra en carbones, y entre 50 y 100 mediciones en lutitas carbonosas.

La reflectancia de vitrinita se correlaciona directamente con otros parámetros físico-químicos rango / madurez, como: Tmax, H, C y H/C y puede proporcionar el verdadero estado de madurez alcanzado por la materia orgánica en algunos casos en los que otros parámetros muestran valores suprimidos o no son muy inútiles.

En este trabajo de tesis, los valores de reflectancia obtenidos, se corroboraron principalmente con parámetros geoquímicos obtenidos de resultados de pirolisis *rock Eval 6* (Bulk Rock), Tmax, y con resultados obtenidos de los análisis elementales, relación H/C y O/C.

La figura 83, muestra los resultados de algunas de las muestras representativas de la cuneca, los histogramas corresponden a muestras con el valor mínimo de reflectancia encontrado, así como el valor máximo encontrado en las muestras analizadas.

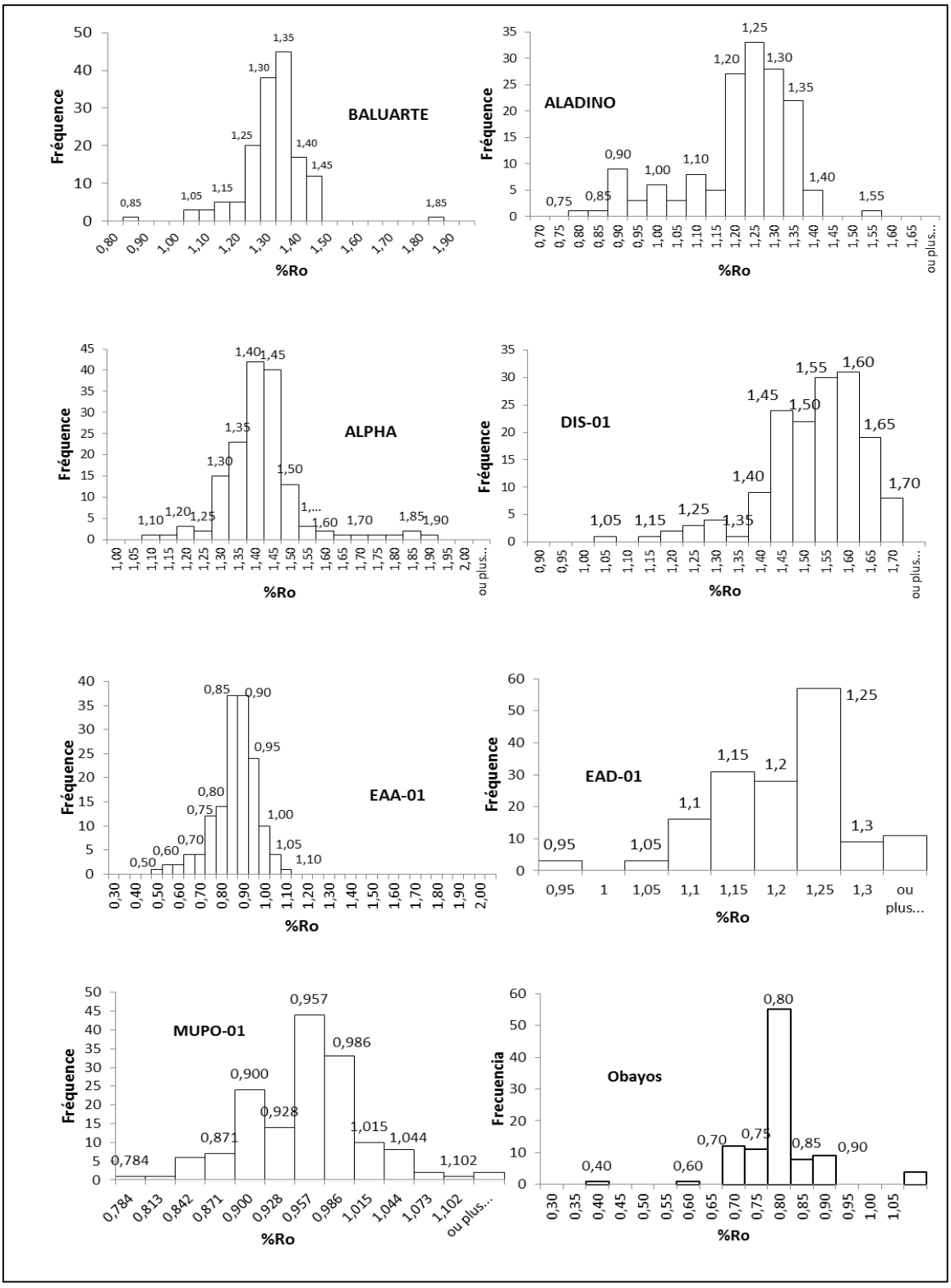


Figura 83. Histogramas de refelctancia representativos de la cuenca estudiada, donde se presenta el mínimo valor de refelctancia encontrado, (O.80 %Ro), Obayos, y el máximo valor encontrado (1.60 %Ro), Aladino.

Estos resultados permitieron de asignar un rango de carbón bituminoso para todas las muestras analizadas, únicamente sobre el parámetro de reflectancia Figura 84.

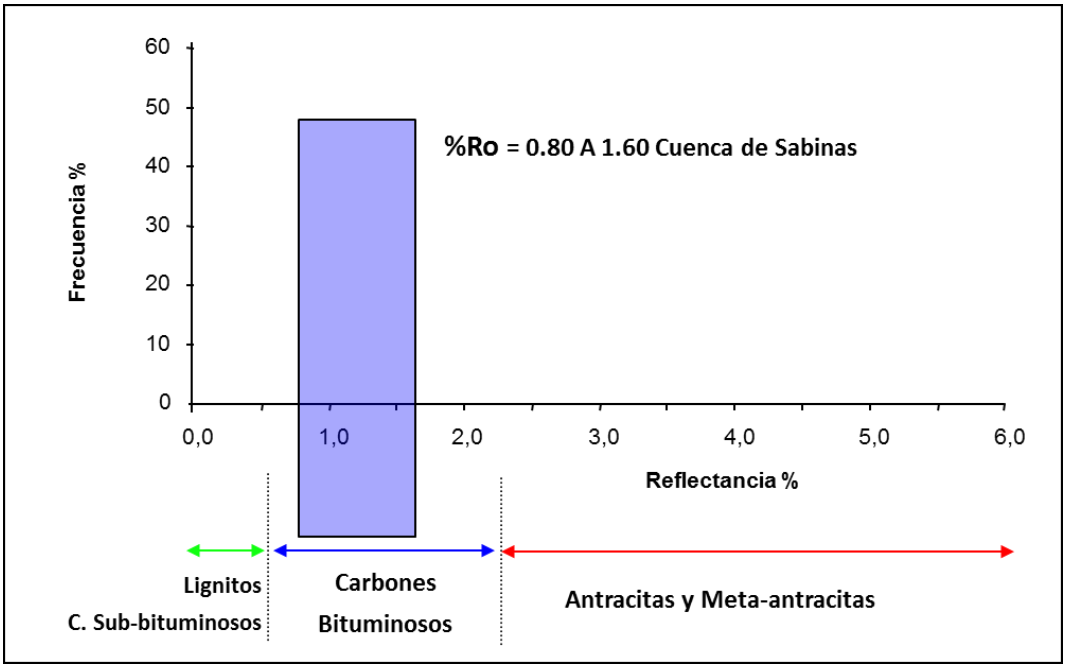


Figura 84. Clasificación de los carbones de la cuenca de Sabinas, únicamente en base a la reflectancia de las muestras analizadas.

En el anexo 2, se muestra una ficha resumen por muestra analizada, donde se puede observar el histograma del %Ro y los principales parámetros petrográficos y geoquímicos obtenidos, (*rock Eval 6*, análisis elemental e inmediato).

La Tabla 5.8, (anexo 3), muestra los resultados obtenidos de %Ro de las muestras de carbón analizadas para la cuenca de Sabinas.

A partir de estos resultados, se obtuvo un plano de isovalores de reflectancia, que muestra cómo se distribuye este parámetro a partir de las muestras de carbón analizadas, Formación Olmos, (Cuenca de Sabinas), Figura 85.

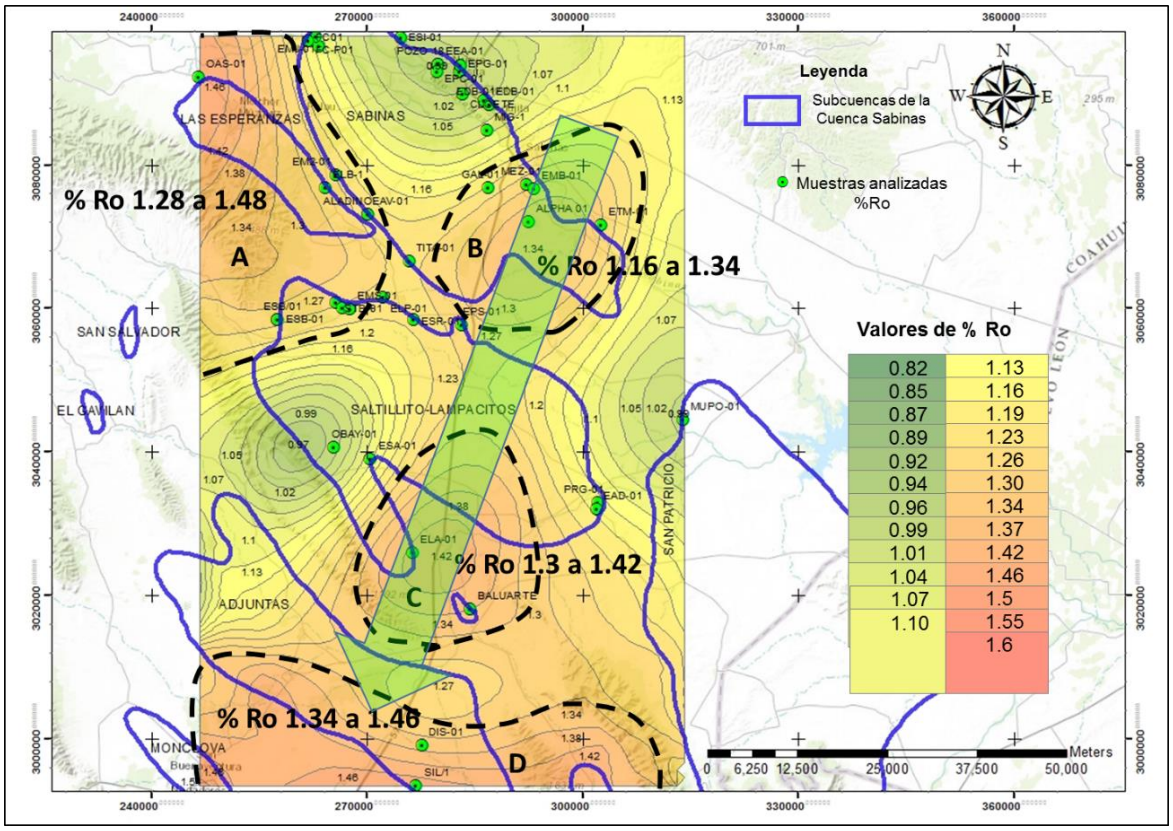


Figura 85. Distribución espacial de isovalores dé %Ro, en las muestras de la Cuenca de Sabinas. La flecha en verde indica la tendencia de la distribución de la evolución térmica.

Existen cuatro zonas que podrían situarse en el comienzo de la ventana de gas, con valores de reflectancia entre 1.0 a 1.46 (Figura 85).

La zona D es la que alcanza valores más altos de reflectancia, seguida en orden decreciente por la zona B, A y C.

De acuerdo a estos resultados, la zona de mayor madures térmica es la parte centro sur de la subcuenca Adjuntas, y parte sur de la subcuenca Saltillo-Lampacitos, la parte sur de la subcuenca de Sabinas y la parte norte-centro de la cuenca Las Esperanzas, presentarían las áreas de menor evolución térmica del carbón.

5.1.9.- Microscopia de Fluorescencia

Este análisis está basado en las propiedades de algunos macérales que producen fluorescencia al ser iluminados para la observación en luz ultravioleta (Figura 86).

Esta propiedad comúnmente está asociada con el rango del carbón de la materia orgánica; en particular de los macérales del grupo liptinita-exinita. Algunos bitúmenes/aceites son también fluorescentes.

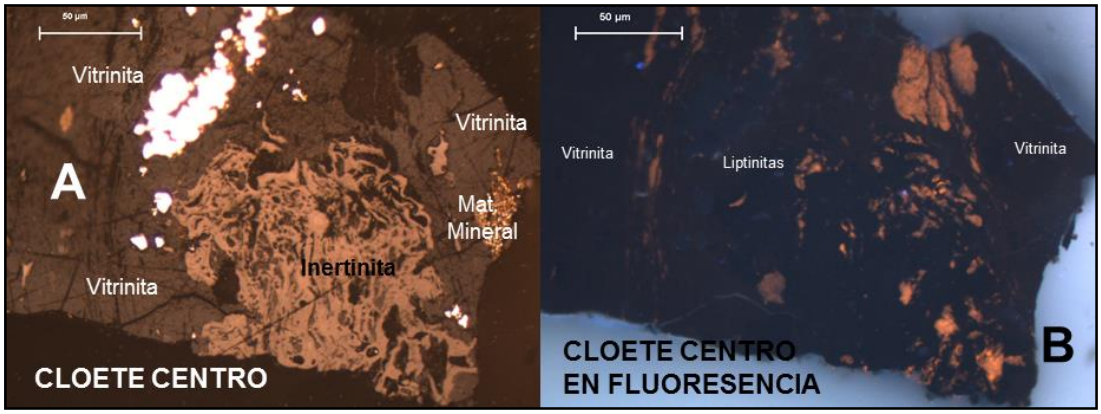


Figura 86. Microfotografías (A y B); A, Vitrinita, inertinita y materia mineral, microfotografía en reflectancia, microfotografía B, en fluorescencia, se observan los macérales del grupo de la liptinita, (resinita), todos corresponden a MO de tipo IIII (carbón) encontrados en muestras de la Cuenca de Sabinas. Microscopio óptico LEICA DM4500P, con lámpara de xenón y mercurio.

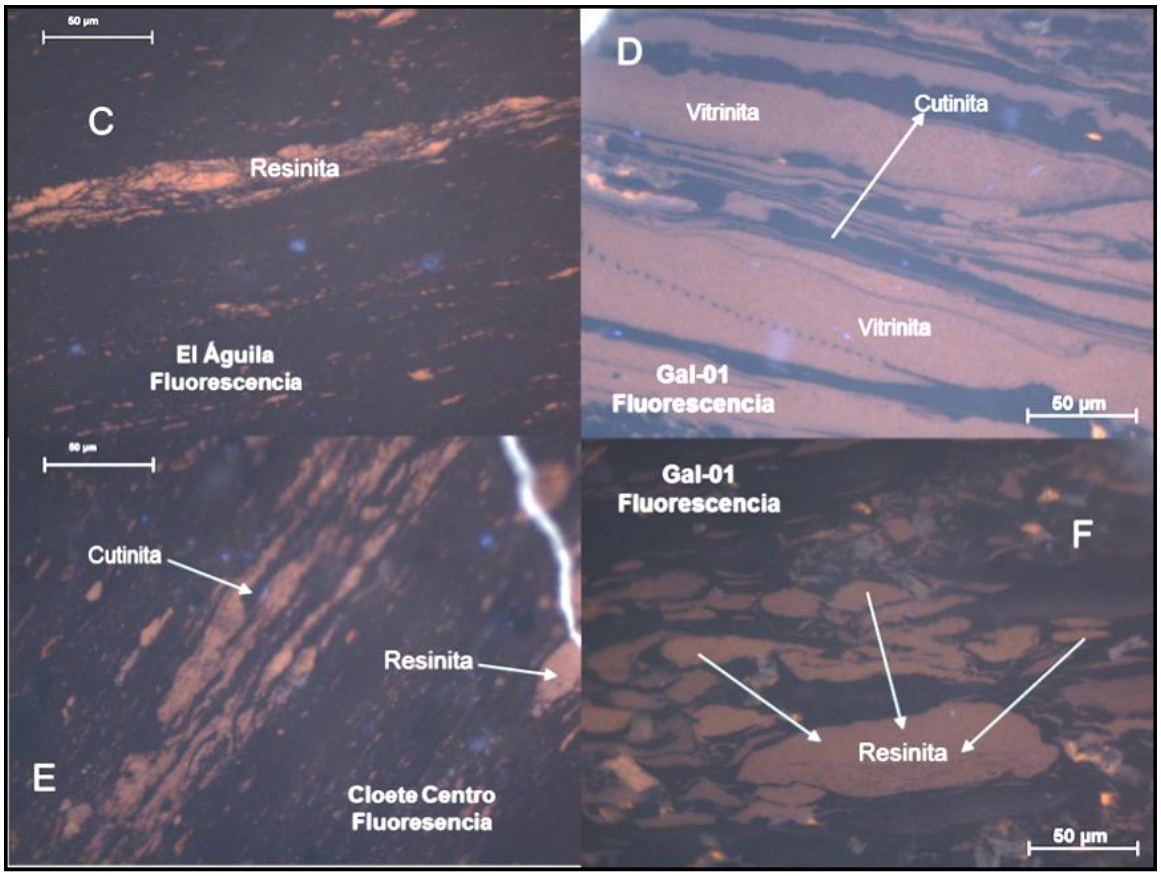


Figura 87. Microfotografías (C, D, E Y F). Diversos macérales del grupo de liptinita (carbón) encontrados en muestras de la Cuenca de Sabinas (De La O y Martínez, 2013, en este trabajo). Microscopio óptico LEICA DM4500P con lámpara de xenón y mercurio.

En el análisis en microscopia óptica por fluorescencia de las muestras de carbón para la cuenca de Sabinas, (Figuras 86 y 87) se observa que todas las muestras analizadas exhiben macérales del grupo de la liptinita-exinita.

Estos macerales con alto contenido de hidrogeno, presenta una fluorescencia anaranjada típica de la ventana del aceite. Se puede observar que con la iluminación en luz ultravioleta en la figura 87 no hay expulsión ni de aceites ni de gas de estos macerales. Este fenómeno de expulsión de gas y aceites con la excitación de la luz de observación tuvo lugar algunas veces con algunas otras muestras. Cuando esto sucede es muy difícil poder observar y tener una imagen clara para el análisis.

Este análisis es cualitativo y no se determinaron cantidades ni porcentajes de los macérales analizados ni de su emisión de fluorescencia.

5.1.0.- Microscopia en transmisión y fluorescencia de inclusiones fluidas

En este análisis solo se utilizó un microscopio con fluorescencia para observar y determinar el tipo de inclusión, sin llegar al análisis de termometría para determinar otros parámetros térmicos de la inclusión.

En esta muestra (Figura 88, 1A), que corresponde a un cristal de fluorita de la Cuenca de Sabinas, se puede observan una gran cantidad de inclusiones fluidas, principalmente sobre planos de fractura.

Estas inclusiones son secundarias atrapadas después del crecimiento de cristal (en planos de fracturas). Se pueden observar dos fases agua-vapor, sin hidrocarburos en la muestra.

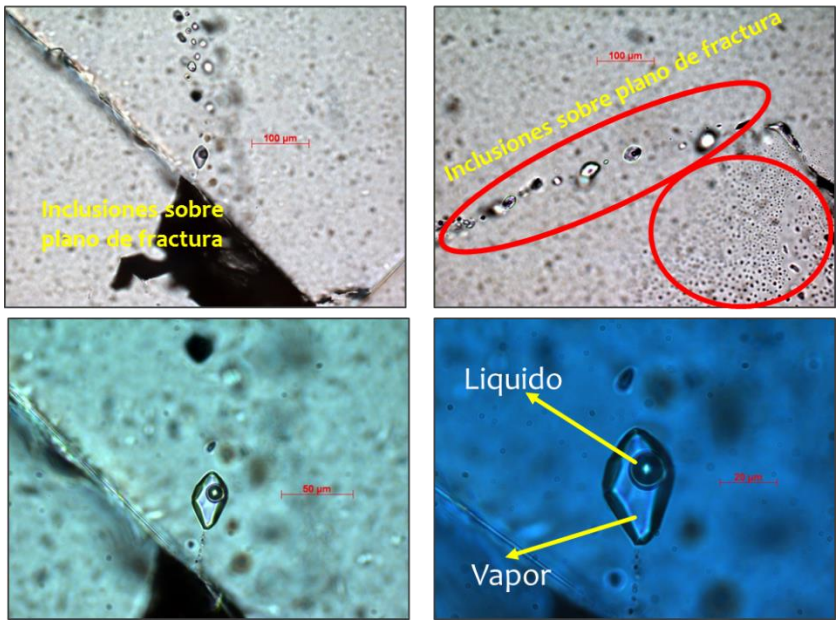


Figura 88. Muestra 1A, inclusiones en un cristal de fluorita, de la zona de la Cuenca de Sabinas, inclusiones de dos fases, agua-vapor sin aceites ni gas.

Inclusiones fluidas con hidrocarburos.

Estas Inclusiones secundarias, se encuentran generalmente en planos abiertos o cerrados) y representan fluidos atrapados con posterioridad a la formación del cristal. La muestra de la figura 89 corresponde a un cristal de fluorita de la zona de Sabinas.

En particular en esta muestra se encontraros inclusiones con hidrocarburos de buen tamaño. En estas muestras se podría realizar un análisis termobarimetrico de las inclusiones.

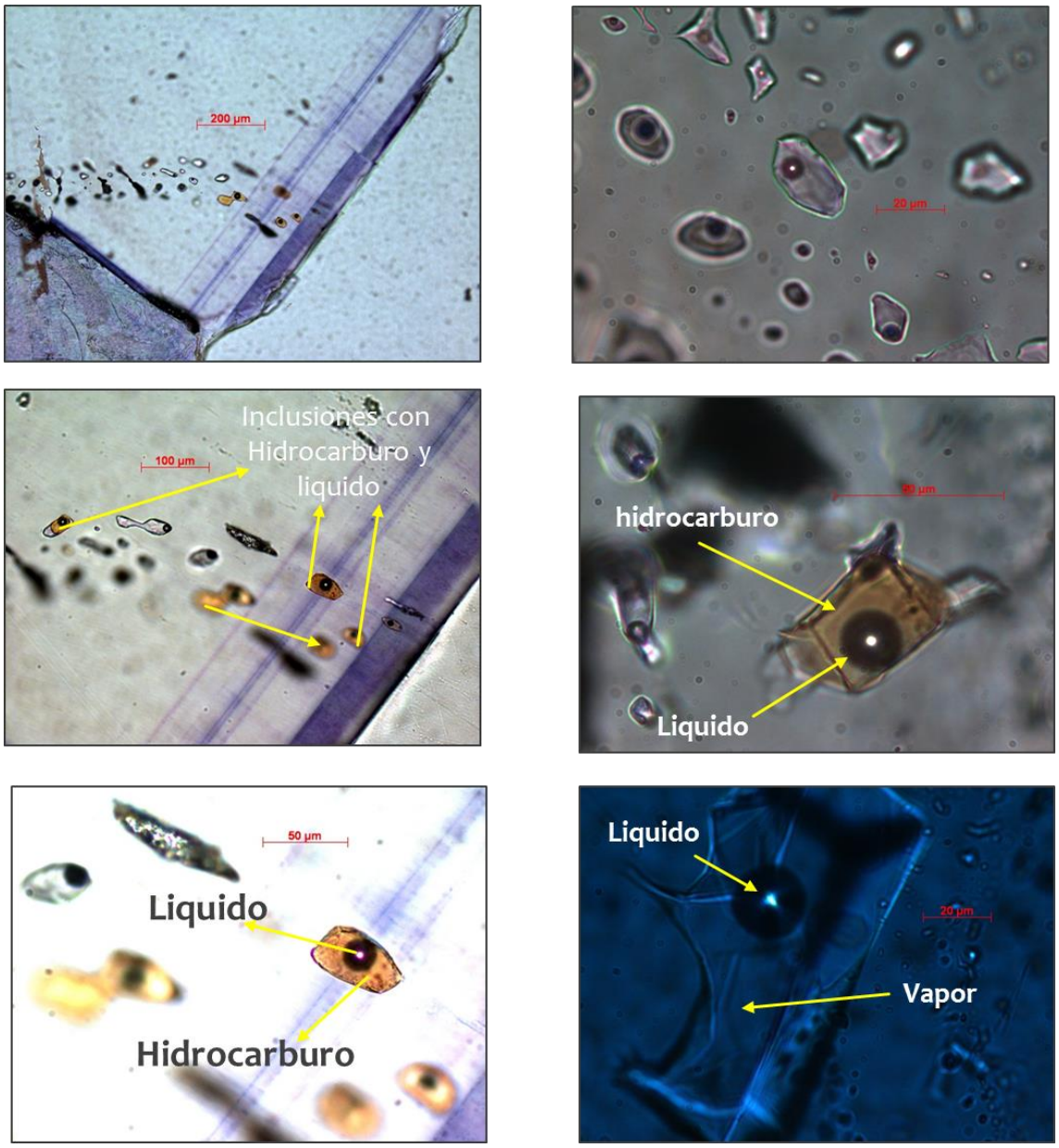


Figura 89. Inclusiones fluidas de origen secundario, de tres fases, vapor-liquido e hidrocarburo, (gas y aceite), cristal de fluorita de la zona minera de Sabinas.

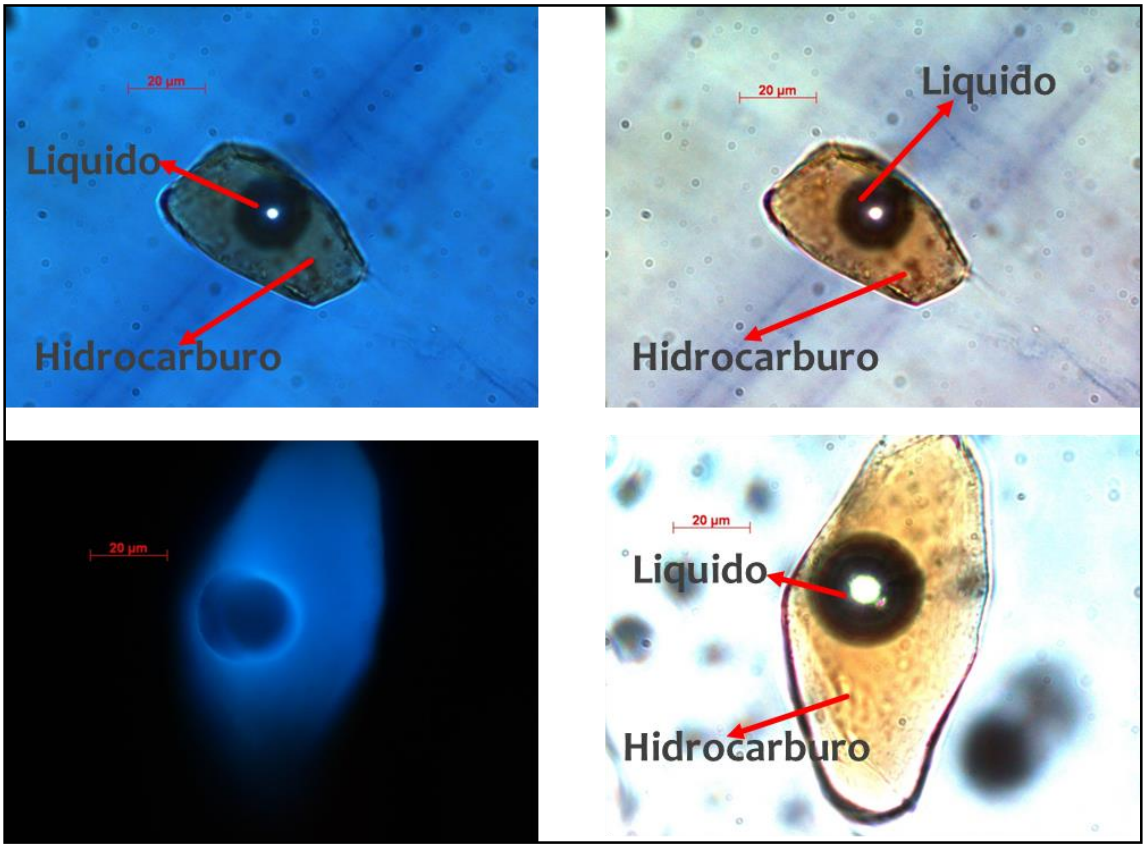


Figura 90. Inclusiones fluidas de origen secundario, de tres fases, vapor-liquido e hidrocarburo (gas), cristal de fluorita de la zona minera de Sabinas.

Estas observaciones nos muestran que no solamente la circulación de fluidos fue importante en la cuenca, sino que esta circulación se realizó con aceites y gases en el agua.

Estos productos provenientes de los bitúmenes de la transformación térmica de la materia orgánica de las rocas madres profundas, se encuentran actualmente en la superficie en las minas de fluorita y esto es sin duda debido al funcionamiento de un sistema petrolero profundo en donde la dismigración fue importante.

Estas observaciones nos permiten de proponer hipótesis de dismigraciónes de aceites y gases que pudieran llegar hasta las zonas de minas de carbón. Las capas de carbón podrían comportarse como almacenes y sellos para los gases y aceites (como lo podemos observar en las minas de fluorita) e hidrogenar los carbones produciendo una aumentación del índice de hidrogeno como lo muestras los análisis *Rock-Eval 6.*

El fenómeno de dismigración se puedo estudiar, en este trabajo utilizando el modelado numérico del sistema petrolero profundo en la cuenca.

5.2.- Modelado numérico de los sistemas generadores de gas natural profundos de la Cuenca de Sabinas

Este modélado numérico de la historia térmica y de la formación del gas en La Cuenca de Sabinas ya se había realizado anteriormente por (Menetrier 2005, Alsaab 2008 y Camacho-Ortegón en 2009).

Sin embargo el fenómeno de dismigración no se había tratado para relacionarlo con las acumulaciones de gas en las capas de carbón de las minas la Cuenca de Sabinas.

Camacho-Ortegón en 2009 había ya realizado observaciones de dismigración en las minas de fluorita y había ya realizado el estudio termobarimetrico. Él había propuesto temperaturas y presiones importantes para las inclusiones fluidas, lo cual permitía de apoyar una hipótesis de dismigración debido a los fenómenos tectónicos que produjeron el Up-lift en la cuenca.

En este trabajo utilizando el modelado numérico del sistema petrolero profundo en la cuenca realizado por Camacho-Ortegón en el 2009, nosotros vamos a proponer otras hipótesis de calibración térmica de la cuenca, utilizando las energías de activación propias a las rocas madres de los sistemas petroleros profundos.

Esto es con el fin de mejorar con más detalle los fenómenos de dismigración y ver los mecanismos posibles de circulación de fluidos hacia la superficie.

Dos mecanismos distintos se utilizaron:

- Un mecanismo hibrido (ley de Darcy + flotabilidad).
- Un mecanismo de percolación, considerando los fenómenos de capilaridad y fracturación.

5.2.1.- Modelado numérico de la Cuenca de Sabinas

Nuestro objetivo principal con este modelado numérico, es determinar los puntos de migración de hidrocarburos hacia la superficie dentro de la Cuenca de Sabinas, para poder relacionarlos con los sistemas de generación de gas de los carbones en esta cuenca.

Se propone que los sistemas de migración de gas y aceites en la Cuenca de Sabinas funcionan de una manera dependiente de la circulación del agua.

Esta consideración se apoya en el modelado numérico de la cuenca, considerando que hay una migración de gas hacia la superficie donde se encuentran las minas de carbón de la Formación Olmos.

Por lo que nuestro principal objetivo al realizar este modelado, es determinar los puntos donde se localiza dismigración, hacia las zonas de minas de carbón.

El modelado numérico es actualmente el utilizado por la mayoría de las compañías petroleras. Se considera que se tienen los datos suficientes para cubrir los objetivos buscados para poder observar este fenómeno.

Se van a considerar la evolución del flujos de calor propuestos en la literatura por Menetrier, (2005), en la Figura 91.

En los cuales propone pulsos de flujo de calor magmático durante la Orogénia Laramide, en relación con las erosiones y Up-Lifts.

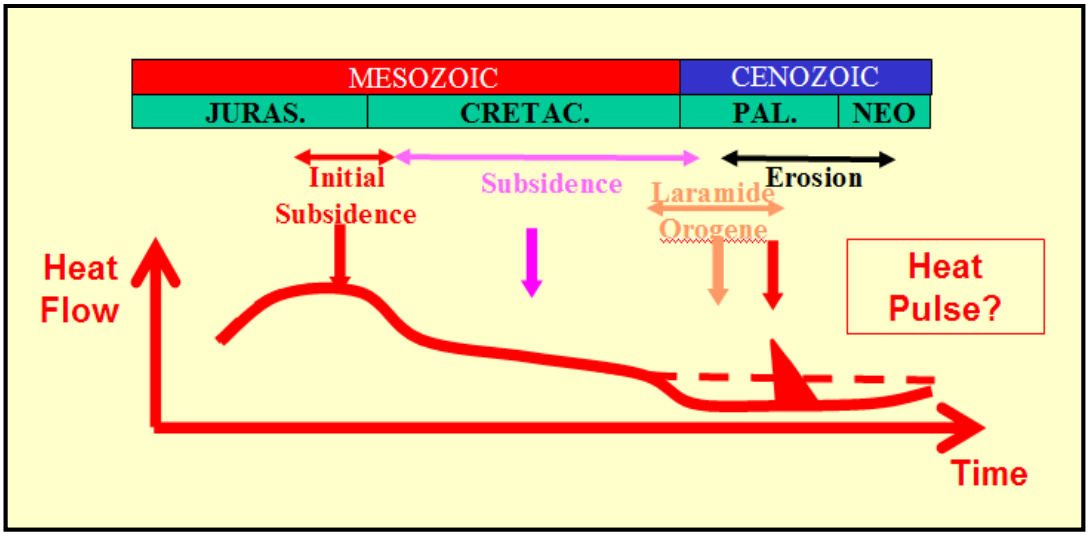


Figura 91. Evolución del flujo de calor en la Cuenca de Sabinas, Menetrier, (2006).

Esta evolución del flujo de calor sin duda está ligada a la cronología de las etapas tectónicas descritas para el Golfo de México por Menetrier (2005), Figura. 92.

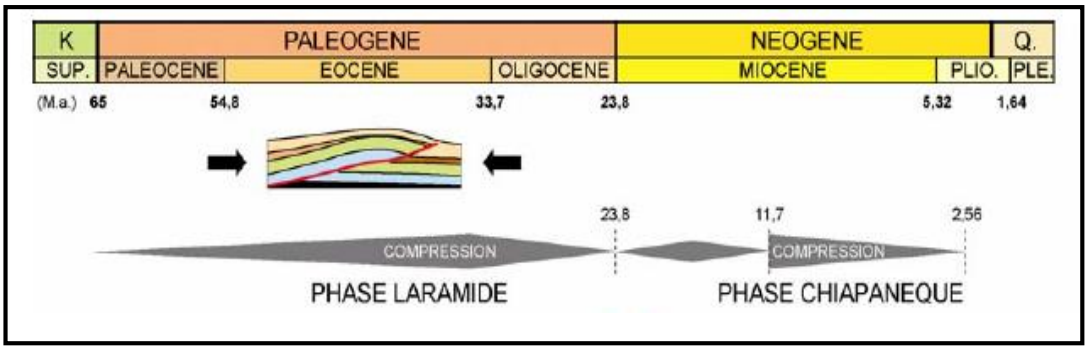


Figura 92. Evoluciones tectónica en relación con la Formación del Golfo de México.

En este trabajo, además se tomó en consideración la evolución de la subsidencia térmica utilizando la subsidencia tectónica para poder aplicar el modelo de McKenzie, 1978, para rifts a la Cuenca de Sabinas (Figura 93).

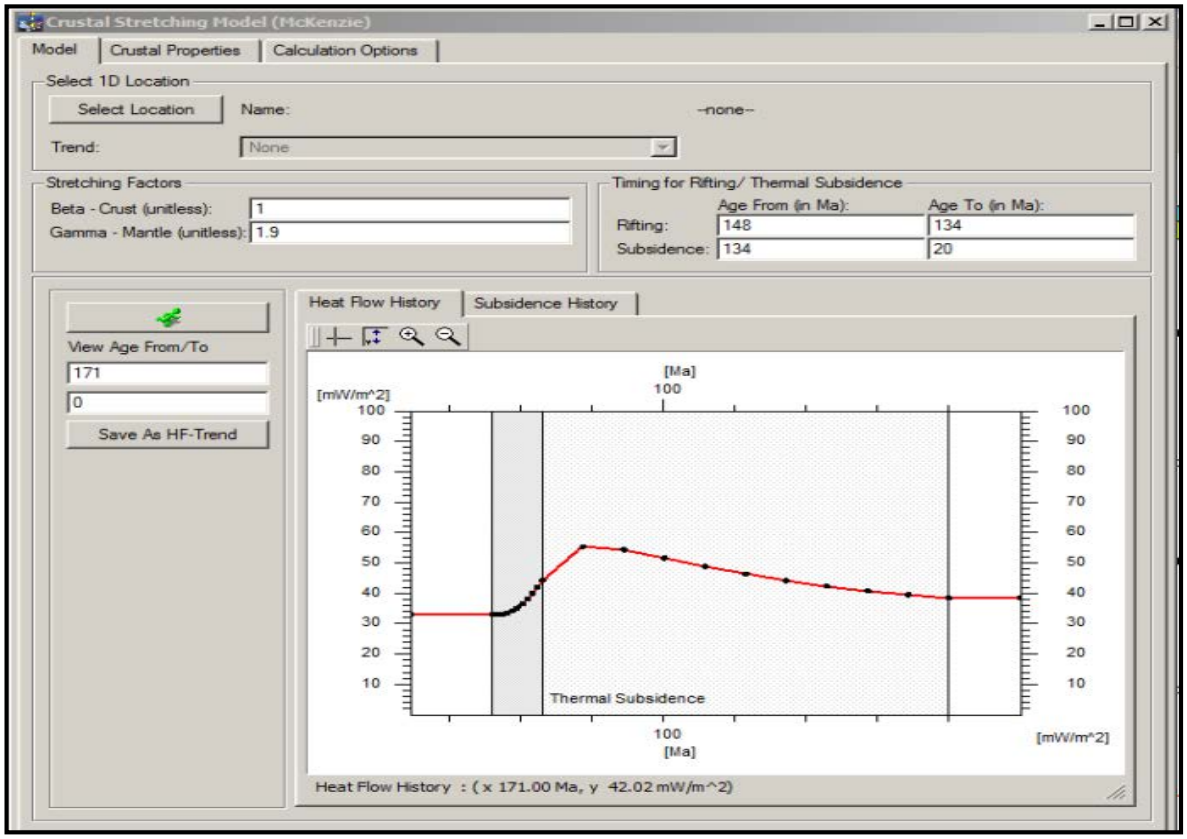


Figura 93. Modelo de evolución del flujo de calor para la Cuenca de Sabinas.

La evolución del flujo de calor con el tiempo se pudo realizar, considerando las variaciones de la profundidad del nivel marino, así como la temperatura en la interface agua-sedimento propuestas por CAMACHO en el 2009 (Figura 94 A y B).

La figura 94 A, muestra las principales rocas generadoras que sirvieron para calibrar la curva de Exxon, son: La Casita, Padilla, La Virgen, La Peña, Eagle Ford, Olmos, en la figura 94 B se muestra la relación de la profundidad promedio del mar en la Cuenca de Sabinas, determinando un espesor máximo de 100 m (Michalzik y Schumann, 1994).

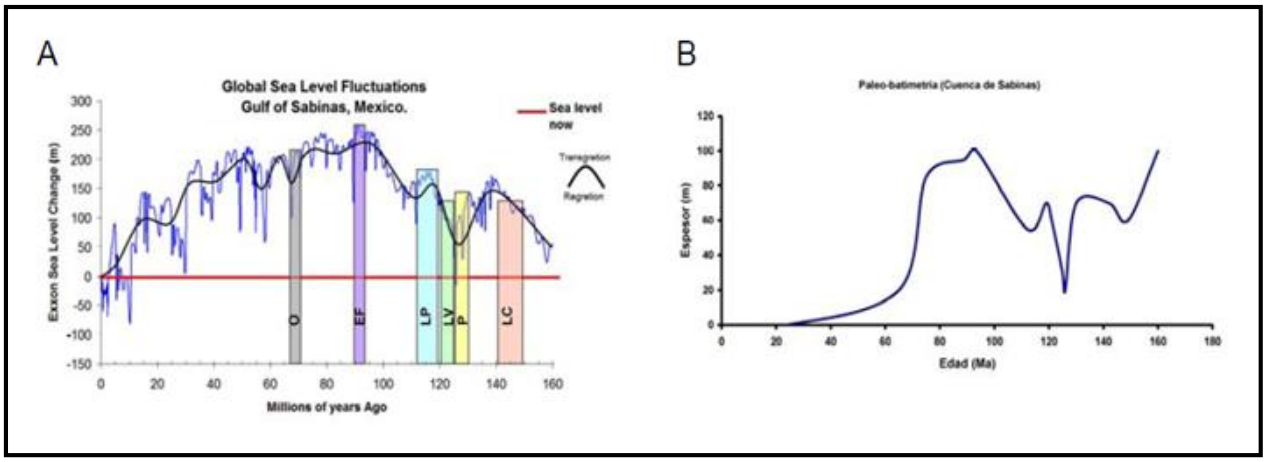
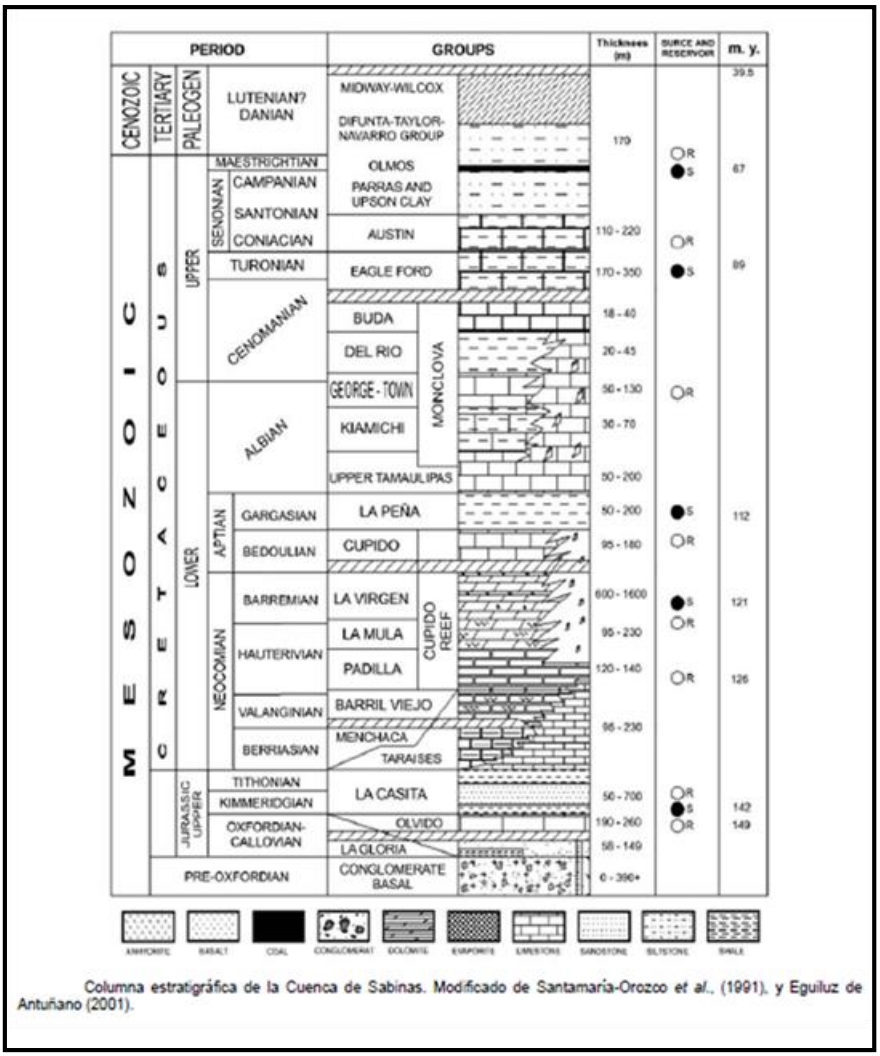


Figura 94. A y B. Evolución de la paleobatimetría con el tiempo para la Cuenca de Sabinas CAMACHO, (2009), se determinó relacionando la curva de EXXON con la profundidad del mar durante el Kimmeridgiano-Tithoniano (Michalzik y Schumann, 1994), y lo reportado en la literatura sobre transgresiones-regresiones (Márquez, 1979; Padilla y Sánchez, 1986: Santamaría-Orozco, 1990; Rueda Gaxiola, 1998, Eguiluz, 2001; Oloriz et al., 2003).

Esto es indispensable para poder establecer el flujo de calor que llego a los sedimentos de la Cuenca de Sabinas durante su llenado y evolución tectónica.

Se va a calibrar esta evolución teniendo en cuenta además los fenómenos de convección térmica considerando las conductividades caloríficas de los sedimentos, su compactación y su inercia térmica.

Para el modelado del sistema petrolero de la Cuenca de Sabinas se consideraron las formaciones descritas por Eguiluz en el (2001), en la columna litológica de la Figura 95.



Columna estratigráfica de la Cuenca de Sabinas. Modificado de Santamaría-Orozco *et al.*, (1991), y Eguiluz de Antuñano (2001).

Figura 95. Columna litológica de la Cuenca de Sabinas, Eguiluz (2001).

En este trabajo, no se considera el mismo funcionamiento del sistema petrolero que Eguiluz en el 2001 y CAMACHO en el 2009. Este último describe el sistema petrolero de la Cuenca de Sabinas en función de reacciones de tipo TSR de alta temperatura. Por lo que en nuestro modelado, será tomado este último criterio, considerando la evolución diagenética de los almacenes y los sellos.

Para poder alcanzar este objetivo utilizamos en este trabajo una composición mineralógica de las facies, considerando las transformaciones mineralógicas en los sellos, y los almacenes que afectan a la porosidad y la permeabilidad.

Como lo muestra la figura 96, los almacenes se formaron por medio de la transformación de la Calcita en Dolomita à baja temperatura, formando así, la porosidad de los almacenes.

Posteriormente estos pudieron en algunos casos evolucionar por medio de las reacciones TSR (Figura 97).

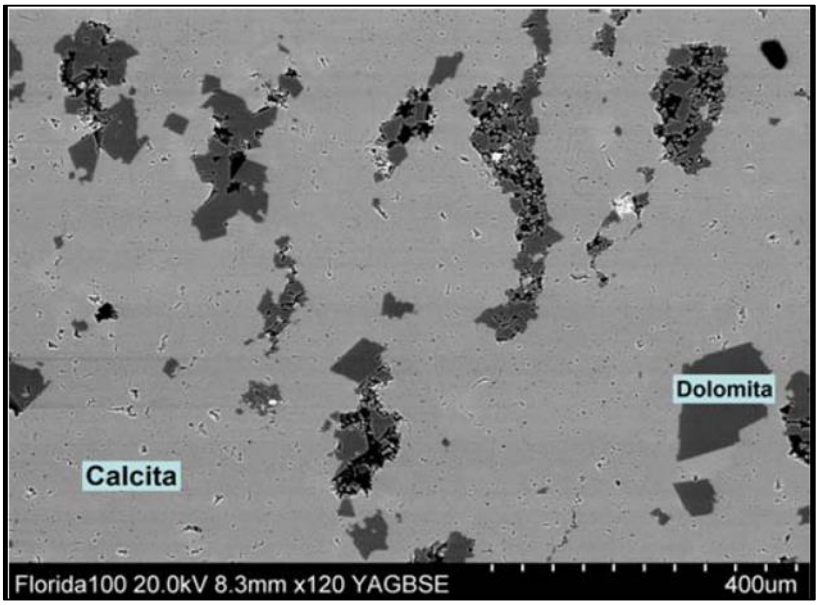


Figura 96. Transformación de calcita en dolomita. Microfotografía que muestra la formación diagenética de porosidad a baja temperatura, por medio del reemplazamiento de la dolomía en la calcita, observada a 1920 m en sedimentos de la Formación La Virgen del pozo Florida-101, del bloque Pirineo, Cuenca de Sabinas. Foto Camacho-Ortegón 2009.

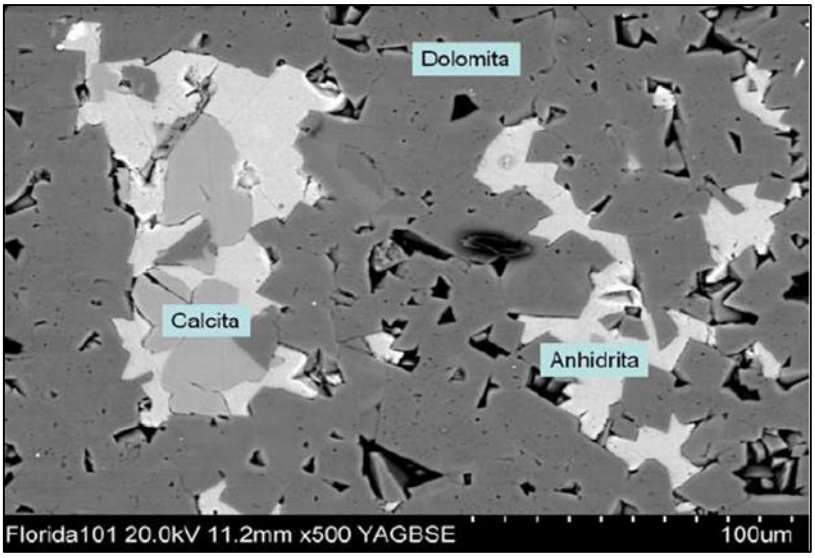


Figura 97. Precipitación de la anhidrita y calcita en los espacios porosos de la dolomita por las reacciones TSR. La calcita secundaria es posterior a la anhidrita. Microfotografía del pozo Florida 101, formación La Virgen a 1920 m., Foto Camacho Ortegón, 2009.

La porosidad de los almacenes evoluciono con la circulación de agua y las interacciones entre los hidrocarburos y las rocas, como se ve en las reacciones de tipo TSR propuestas por Martínez et al. En 2008 (Figura. 98).

Eq. 1: $2CaSO_4 + C2H6 \rightarrow 2CaC0_3 + H_2S + S + 2H_2O$ (140 °C) (Worden y Smaley. 1996)

Eq. 2: $HC + CaSO_{4\,(s)} \rightarrow$ alterated HC + solid bitumen + $CaCO_3 + H_2S + H_2O$ (160° C- 180° C) (Machel, 2001)

Eq. 3 $CaSO_{4\,(s)} + CH + H_2S \rightarrow CaCO_3 + CO2 + H_2O$ (95° C-105°) (LIU Dehan et al. 2006)

Eq. 4 $CaCO_3 + FeS_2 + H_2O + CH \rightarrow CaSO_4 + SiO_2 + H_2S + CO_2$

Figura 98. Reacciones de TSR encontradas en la Cuenca de Sabinas y reportadas en la literatura. (Worden y Smalley, 1996. Machel, 2001. LIU Dehan et al., 2006).

Las reacciones TSR propuestas son de tipo “Misisipi Valley”.

En esta cuenca la materia orgánica del kerogeno que se pudo observar (Figura 99 y 100) en muestras de pozos profundos (hasta 4000 mts), es la que está formada de liptinita (solamente en la Formación Eagle Ford), Inertinita y vitrinita, así como de pirobitúmenes como fueron reportadas por Piedad-Sánchez (2004) y Camacho-Ortegón (2009).

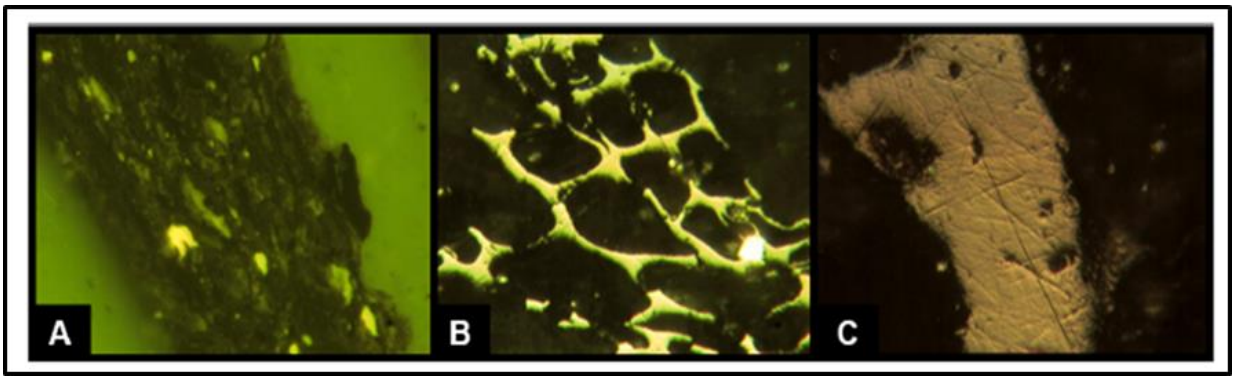


Figura 99. Liptinita en la Fm. Eagle Ford. Grupo de macerales observados en muestras de pozos de la Cuenca de sabinas. A) MO tipo II (liptinita): Pozo Mercedes-21, Formación La Casita, 3115 m; B) MO tipo III (inertinita), Pozo Minero 1, Formación La Casita, 3620 m; C) MO tipo III (vitrinita): Pozo Hulla 1, Formación La Casita, 3080 m. Foto Camacho-Ortegón (2009).

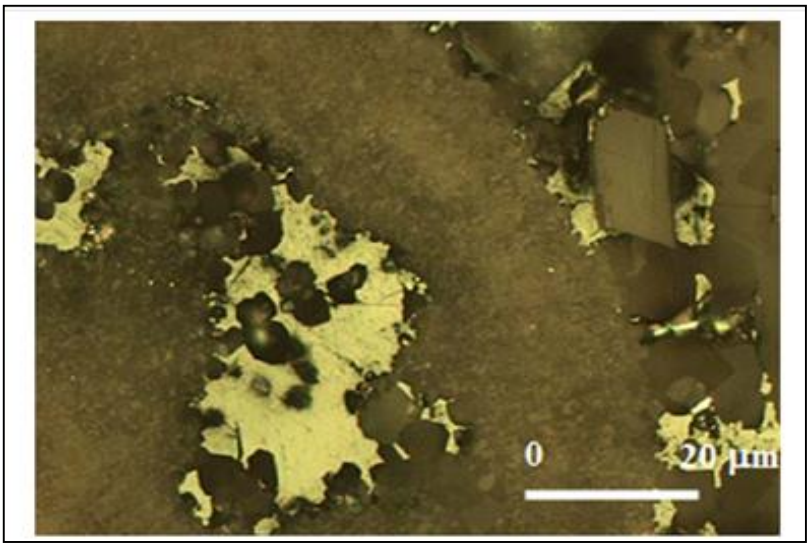


Figura 100. Pirobitumen. Llenado de la porosidad por pirobitumen anisotrópico que muestra la transformación del aceite en gas, observado en la Formación La Casita del Pozo Cacanapo 1, Foto Piedad-Sánchez (2004).

Algunos parámetros Rock-Eval fueron también reportados en la literatura concernientes a el potencial petrolero del kerogeno observado en las rocas madres más importantes (figura 101).

Formación	TOC	IH	Fuente
La Casita	0.5 - 2 0	?	
La Peña	0.5	?	Eguiluz de Antuñano (2001)
Eagle-Ford	0.5 - 1	?	
La Casita	2.6	**50**	
La Peña	**1.1**	**50 - 100**	Román-Ramos y Holgin-Quiñones (2001)
Eagle-Ford	**1.4 -5**	50-389	

Figura 101. Parámetros Rock Eval reportados en la literatura. Potencial petrolero para diversas rocas generadoras en la Cuenca de Sabinas.

La evaluación del % de COT inicial fue realizada por medio de las velocidades de sedimentación para poder reconstruir el COT inicial como lo propuso Camacho en el 2009 (Figura 102).

Esta evaluación fue tomada en cuenta considerando el residuo, el cual fue utilizado para la cinética de transformación de las 3 rocas madres consideradas en este modelado: La Casita, La Peña y Eagle-Ford, así como de los carbones de la Formación Olmos.

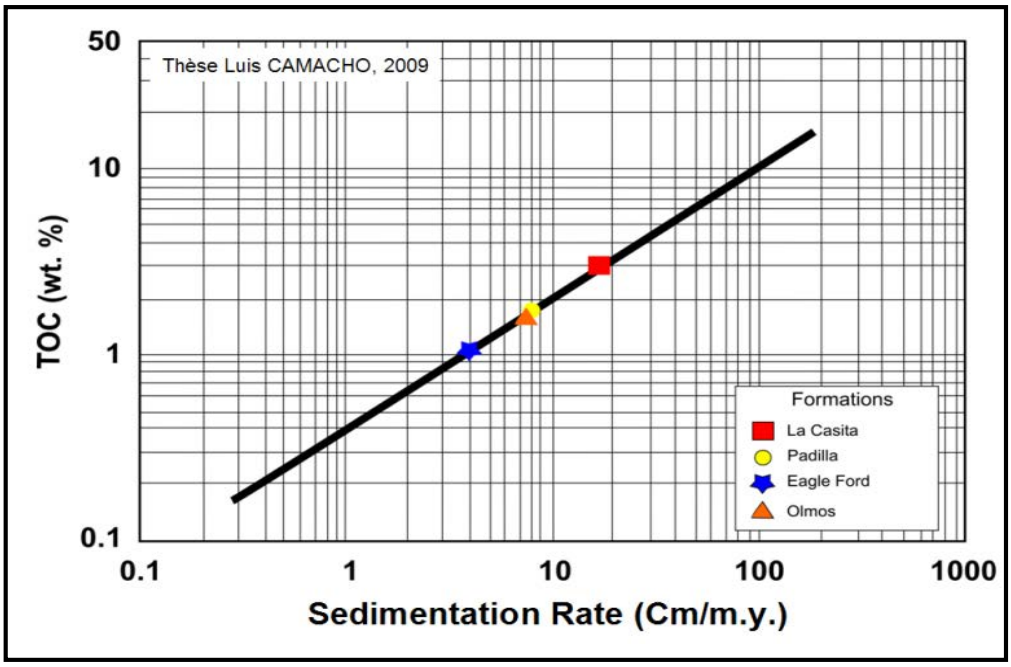


Figura 102. Evaluación de %TOC inicial en el tiempo.

En la cinética realizada por Martínez 2012, y utilizada para los kerógenos de esas rocas madres, se tomó en cuenta la composición de aceite y gas con CO_2, y el residuo inerte como lo muestra el ejemplo de la roca madre La Casita (Figura 103).

En esta cinética se consideraron los resultados de Formación de gas de la pirólisis en medio confinado considerando el crackage secundario del aceite de acuerdo con los resultados de Piedad-Sánchez (2004).

Se considera que la materia orgánica de estas rocas madres es similar en las cuencas de Sabinas y Chihuahua. Por lo que estas mismas cinéticas se aplicaron igualmente en el modelado de la Cuenca de Chihuahua.

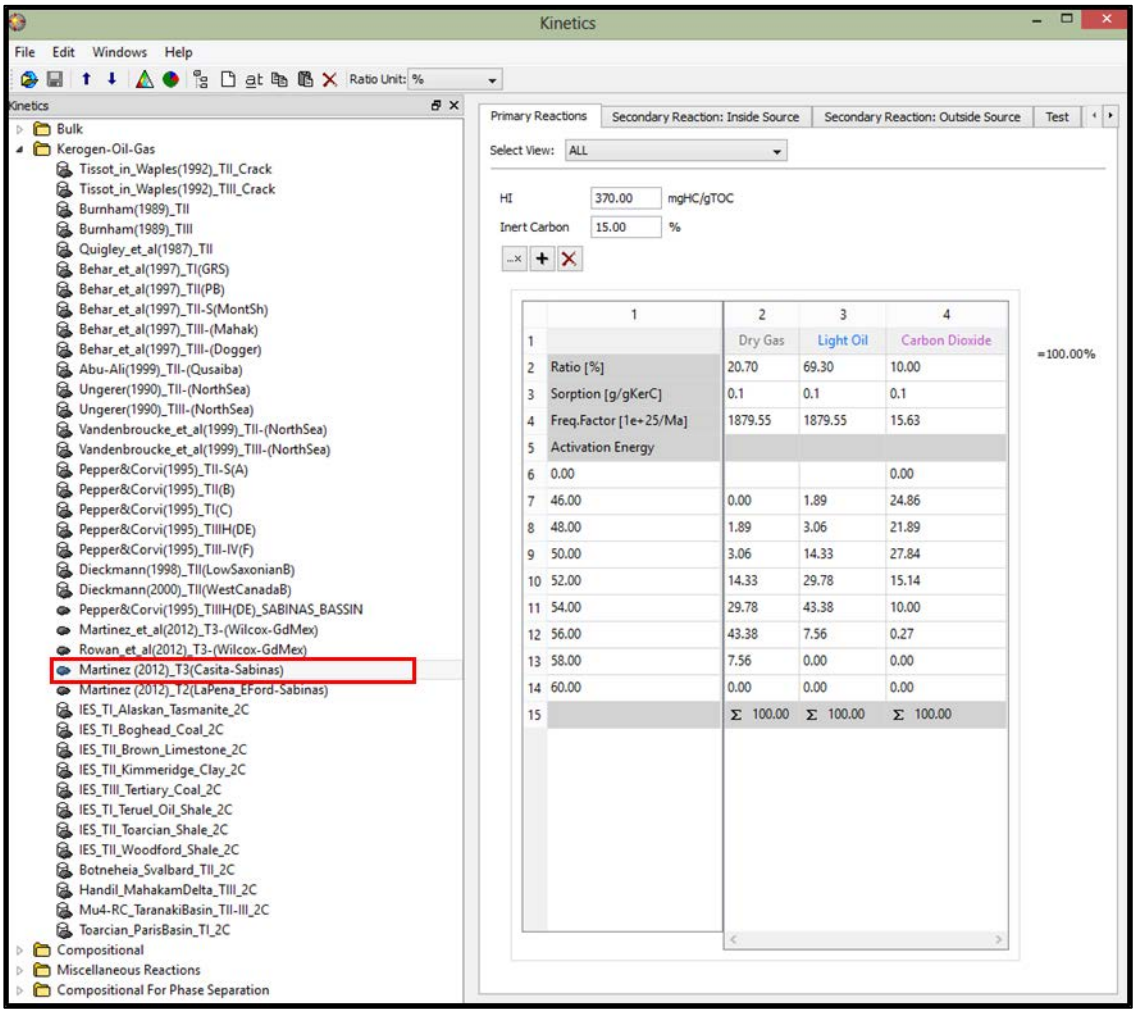


Figura 103. Cinética para la Formación La Casita, utilizada para el modelado de la Cuenca de Sabinas.

La composición mineralógica cuantitativa de todas las facies que se utilizaron para el modelado de la Cuenca de Sabinas se obtuvieron por difracción de rayos X.

Estos resultados se muestran en la Tabla 5.9, (anexo 3), en donde se pueden apreciar las proporciones en la composición de las facies. Estas son variables en función de la posición geográfica en la Cuenca y pueden cambiar las propiedades petrofísicas y térmicas durante el modelado.

Una calibración de la línea sísmica en el modelado es necesaria, considerando la calibración térmica y de circulación de fluidos en los pozos, considerando para la paleotemperaturas los valores de vitrinita y la paleopresión de los valores de inclusiones fluidas con gas.

La Tabla 5.9, (anexo 3), muestra la composición mineralógica de facies utilizadas de las principales formaciones sedimentarias utilizadas en el modelado geoquímico.

En particular la composición mineralógica de facies es importante pues todos los parámetros afectados por la compactación son tomados en cuenta.

En la Cuenca de Sabinas se tienen anomalías térmicas debidas no solamente al magmatismo sino también a los domos de sal y a la circulación de aguas hidrotermales. Esto es importante sobre todo en donde se tienen flujos de CO2 magmáticos como los pozos Cacanapo.

A partir de los resultados del modelado 1D, vamos a calibrar térmicamente los cortes sísmicos 2D. Para eso vamos a considerar las paleotemperaturas deducidas por el modelo de cuenca considerando el %Ro de 3 pozos.

Para la primera línea sísmica "L-2" interpretada, proponemos el %Ro de los pozos: Carbón 1, Cacanapo 1 y Minero 1 (figura 104).

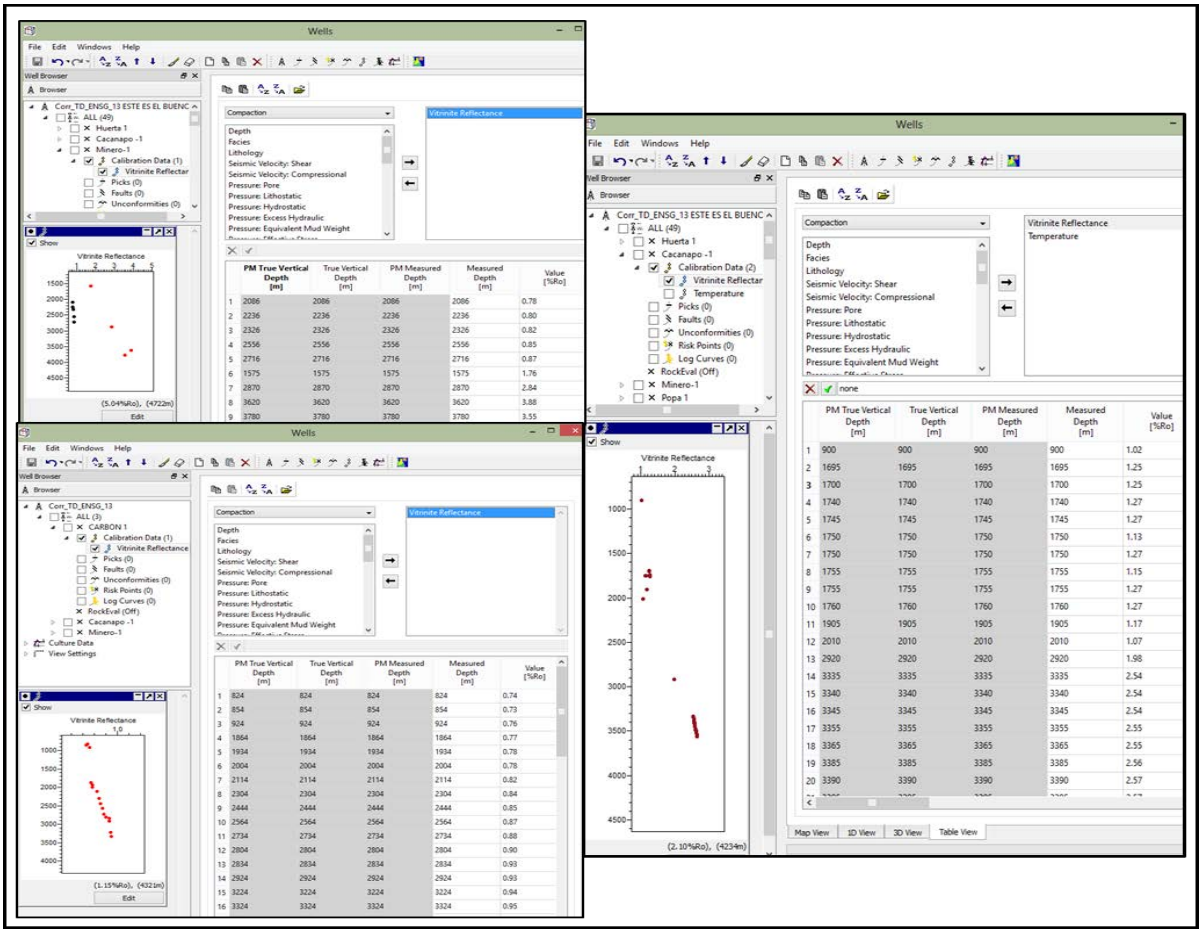


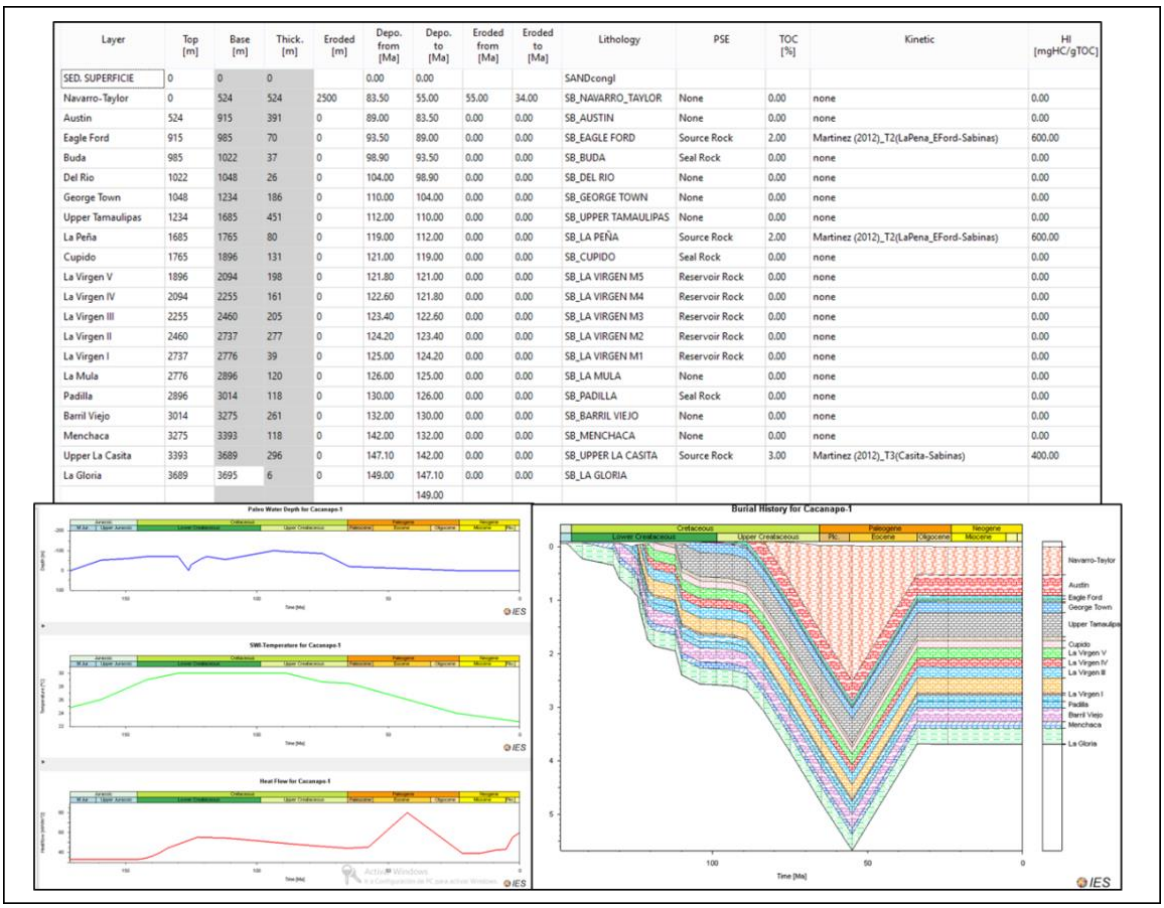
Figura 104. Poder reflector de la vitrinita de tres pozos utilizados para la calibración de la línea sísmica "L-2".

Los parámetros de entrada para el modelado 1D son los parámetros de enterramiento, estos se pueden apreciar en las figuras 105, 107 y 109.

Estos parámetros consisten en: las columnas litológicas, espesores de formación, edad, la cronología del depósito y facies. Se completa la información considerando como hipótesis sobre el espesor y edad de la erosión.

La calibración térmica se efectúa comparando la evolución del flujo de calor propuesta por el modelado de Rift de McKenzie, 1978 (Figura 93), con los resultados de flujo de calor deducidos de la paleótemperatura dada por el %Ro de los 3 pozos de calibración.

Para poder obtener el flujo de calor con el tiempo en esos pozos, se necesita considerar la erosión de cada uno de los pozos, así como el efecto magmático en las variaciones de la paleótemperatura deducida del %Ro de la Vitrinita de cada pozo.



Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
SED. SUPERFICIE	0	0	0		0.00	0.00			SANDcongl				
Navarro-Taylor	0	524	524	2500	83.50	55.00	55.00	34.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	None	0.00	none	0.00
Austin	524	915	391	0	89.00	83.50	0.00	0.00	SB_AUSTIN	None	0.00	none	0.00
Eagle Ford	915	985	70	0	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	985	1022	37	0	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	1022	1048	26	0	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	None	0.00	none	0.00
George Town	1048	1234	186	0	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	None	0.00	none	0.00
Upper Tamaulipas	1234	1685	451	0	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	None	0.00	none	0.00
La Peña	1685	1765	80	0	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1765	1896	131	0	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Virgen V	1896	2094	198	0	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen IV	2094	2255	161	0	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen III	2255	2460	205	0	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen II	2460	2737	277	0	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen I	2737	2776	39	0	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2776	2896	120	0	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	None	0.00	none	0.00
Padilla	2896	3014	118	0	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Barril Viejo	3014	3275	261	0	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO	None	0.00	none	0.00
Menchaca	3275	3393	118	0	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	None	0.00	none	0.00
Upper La Casita	3393	3689	296	0	147.10	142.00	0.00	0.00	SB_UPPER LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
La Gloria	3689	3695	6	0	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LA GLORIA				
						149.00							

Figura 105. Parámetros de entrada para la calibración térmica del pozo Cacanapo-1.

Se puede decir que estos pozos fueron calibrados térmicamente cuando se toma en cuenta para eso al mismo tiempo, la temperatura a la superficie y las variaciones de espesor del nivel del mar (Figuras 106, 108 y 110).

Este trabajo de calibración térmica se puede apreciar para los 3 pozos en las Figuras. 106, 108 y 110.

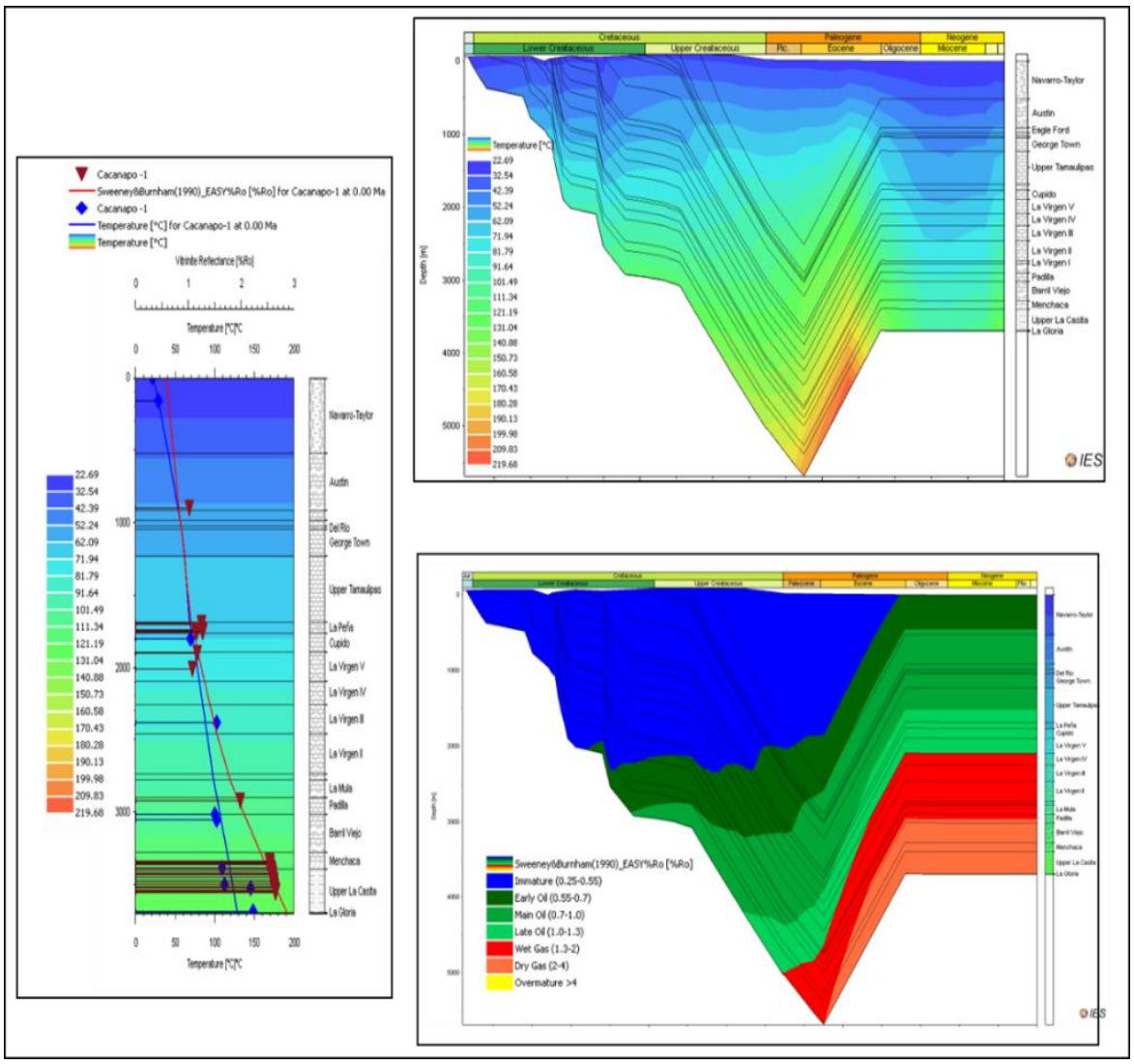
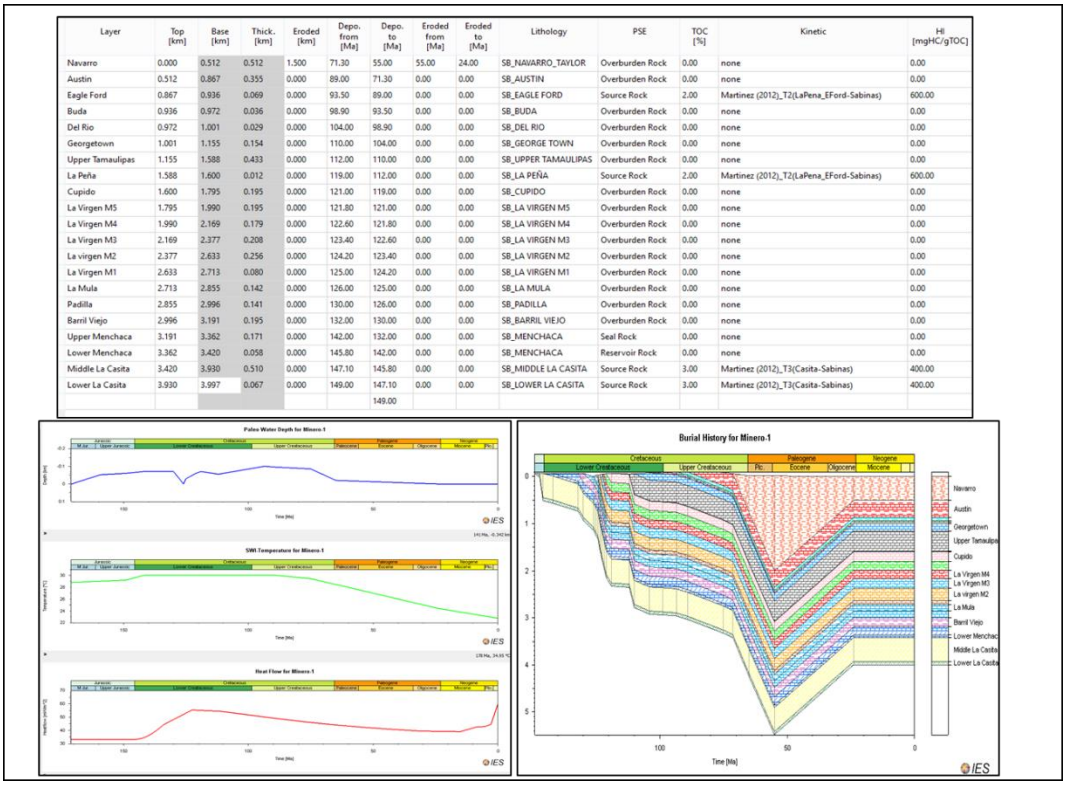


Figura 106. Calibración térmica del pozo Cacanapo-1, con temperatura de pozo y con reflectancia de vitrinita %Ro.



Layer	Top [km]	Base [km]	Thick. [km]	Eroded [km]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Navarro	0.000	0.512	0.512	1.500	71.30	55.00	55.00	24.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Austin	0.512	0.867	0.355	0.000	89.00	71.30	0.00	0.00	SB_AUSTIN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Eagle Ford	0.867	0.936	0.069	0.000	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	0.936	0.972	0.036	0.000	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	0.972	1.001	0.029	0.000	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Georgetown	1.001	1.155	0.154	0.000	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Upper Tamaulipas	1.155	1.588	0.433	0.000	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Peña	1.588	1.600	0.012	0.000	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1.600	1.795	0.195	0.000	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M5	1.795	1.990	0.195	0.000	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M4	1.990	2.169	0.179	0.000	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M3	2.169	2.377	0.208	0.000	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La virgen M2	2.377	2.633	0.256	0.000	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M1	2.633	2.713	0.080	0.000	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2.713	2.855	0.142	0.000	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2.855	2.996	0.141	0.000	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Barril Viejo	2.996	3.191	0.195	0.000	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Upper Menchaca	3.191	3.362	0.171	0.000	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Lower Menchaca	3.362	3.420	0.058	0.000	145.80	142.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
Middle La Casita	3.420	3.930	0.510	0.000	147.10	145.80	0.00	0.00	SB_MIDDLE LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
Lower La Casita	3.930	3.997	0.067	0.000	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LOWER LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
						149.00							

Figura 107. Parámetros de entrada para la calibración térmica del pozo Minero-1.

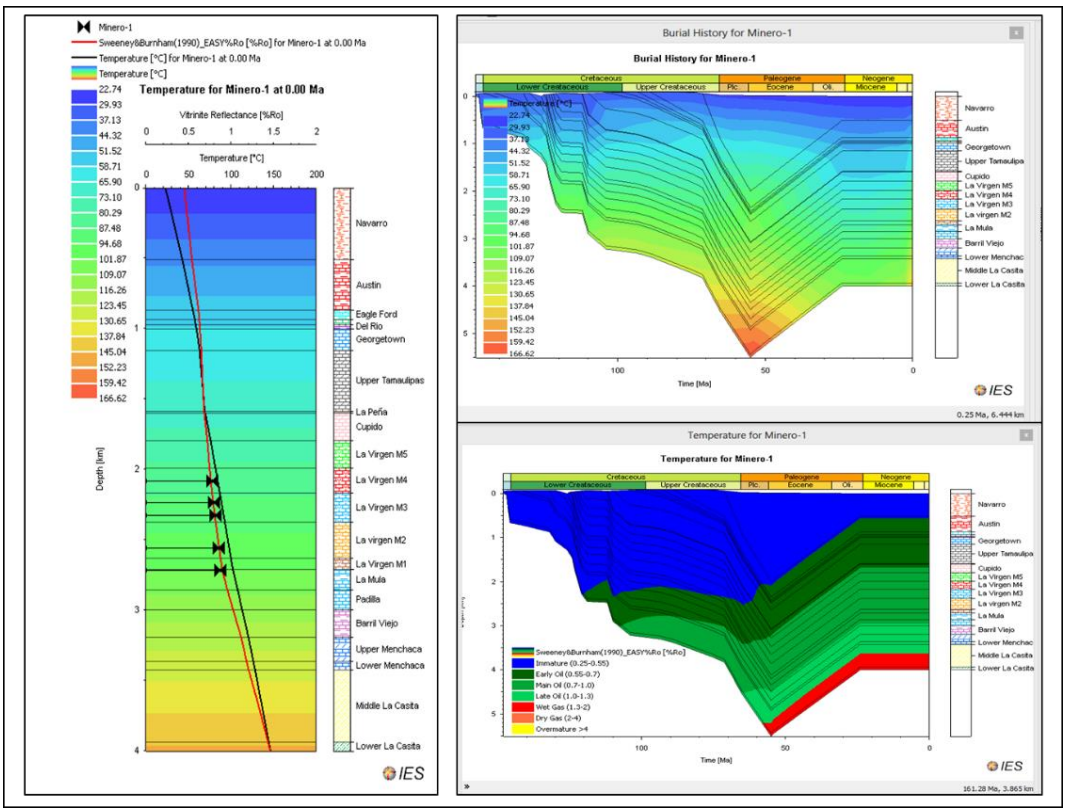


Figura 108. Calibración térmica del pozo Minero-1 con reflectancia de vitrinita %Ro.

Layer	Top [km]	Base [km]	Thick. [km]	Eroded [km]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
UPSON	0.000	0.177	0.177	1.500	84.00	55.00	55.00	24.00	SB_UPSON CLAY	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Austin	0.177	0.461	0.284	0.000	89.00	84.00	0.00	0.00	SB_AUSTIN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Eagle Ford	0.461	0.503	0.042	0.000	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	5.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	0.503	0.534	0.031	0.000	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	0.534	0.555	0.021	0.000	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Georgetown	0.555	0.625	0.070	0.000	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Kiamichi	0.625	0.674	0.049	0.000	111.00	110.00	0.00	0.00	SB_KIAMICHI	Seal Rock	0.00	none	0.00
Tamaulipas sup	0.674	1.164	0.490	0.000	112.00	111.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAU...	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Peña	1.164	1.247	0.083	0.000	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1.247	1.446	0.199	0.000	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen V	1.446	2.895	1.449	0.000	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Source Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2.895	2.985	0.090	0.000	126.00	121.80	0.00	0.00	SB_LA MULA	Underburden Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2.985	3.083	0.098	0.000	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Source Rock	5.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
						130.00							

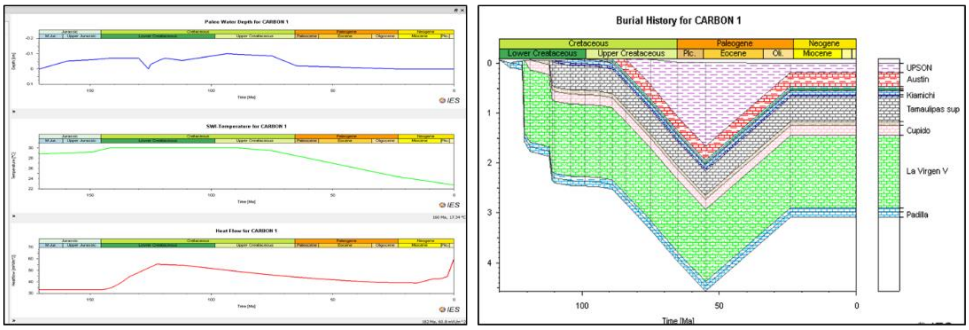


Figura 109. Parámetros físicos de entrada para la calibración del pozo Carbón-1.

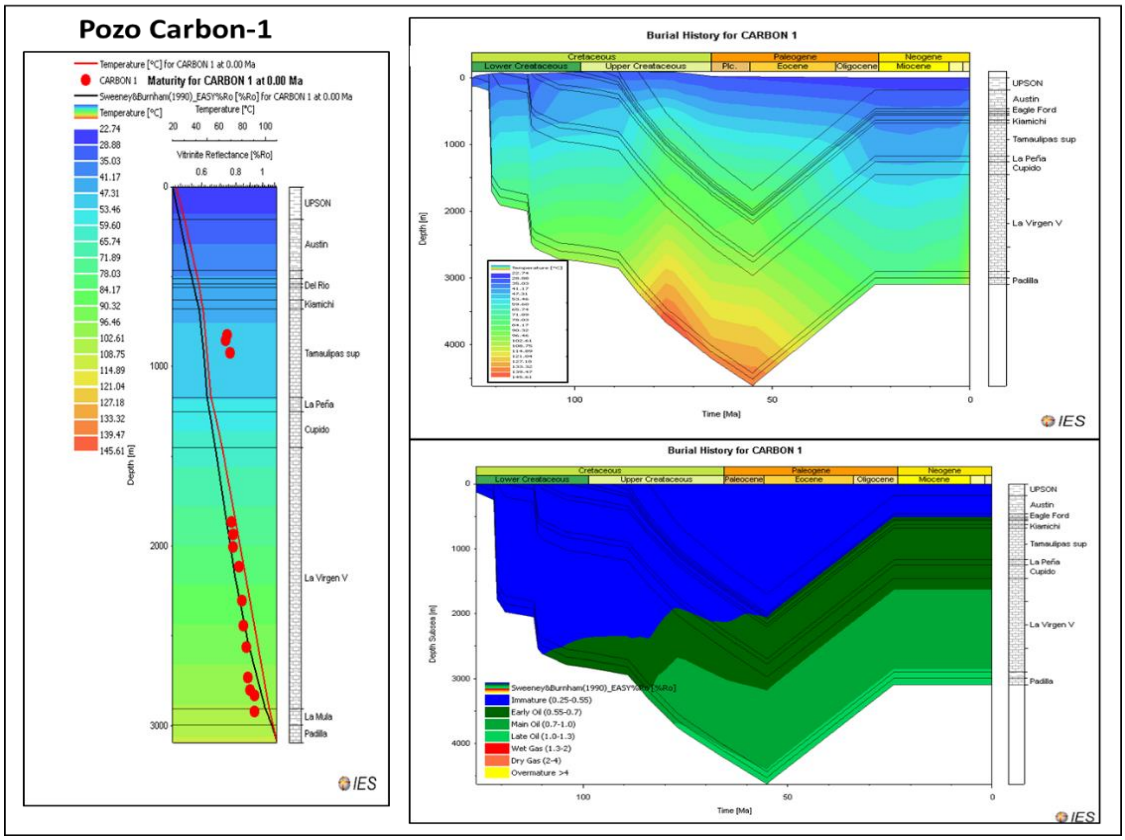


Figura 110. Calibración termocinética del pozo Carbón-1, con reflectancia de la vitrinita %Ro. Se presenta además la historia de sepultamiento en función de la temperatura y del algoritmo de Sweeney y Burnham (1991) EASY%Ro.

Los resultados muestran una erosión diferente sobre todo en el sector magmático, (áreas volcán Cacanapo), así como la fracturación, en el sistema petrolero debido a las sobrepresiones (Figura. 111).

Esto permitió modificar la circulación de fluidos y cambiar el mecanismo de circulación de los fluidos, en donde se puede decir que la percolación podría ser más importante debido a la fracturación.

Es necesario recordar que también las reacciones diagenéticas de alta temperatura como la TSR son más intensas en este sector, considerando que podría haber cambios importante en el comportamiento de los diferentes elementos del sistema petrolero clásico.

Es decir que almacenes de dolomita podrían transformase en sellos debido a la precipitación de la anhidrita y calcita. Claro esta que esto podría modificar las paleotemperaturas y paleo presiones las cuales ya son muy elevadas en un contexto donde el magmatismo puede producir una circulación de agua caliente con hidrocarburos y gases.

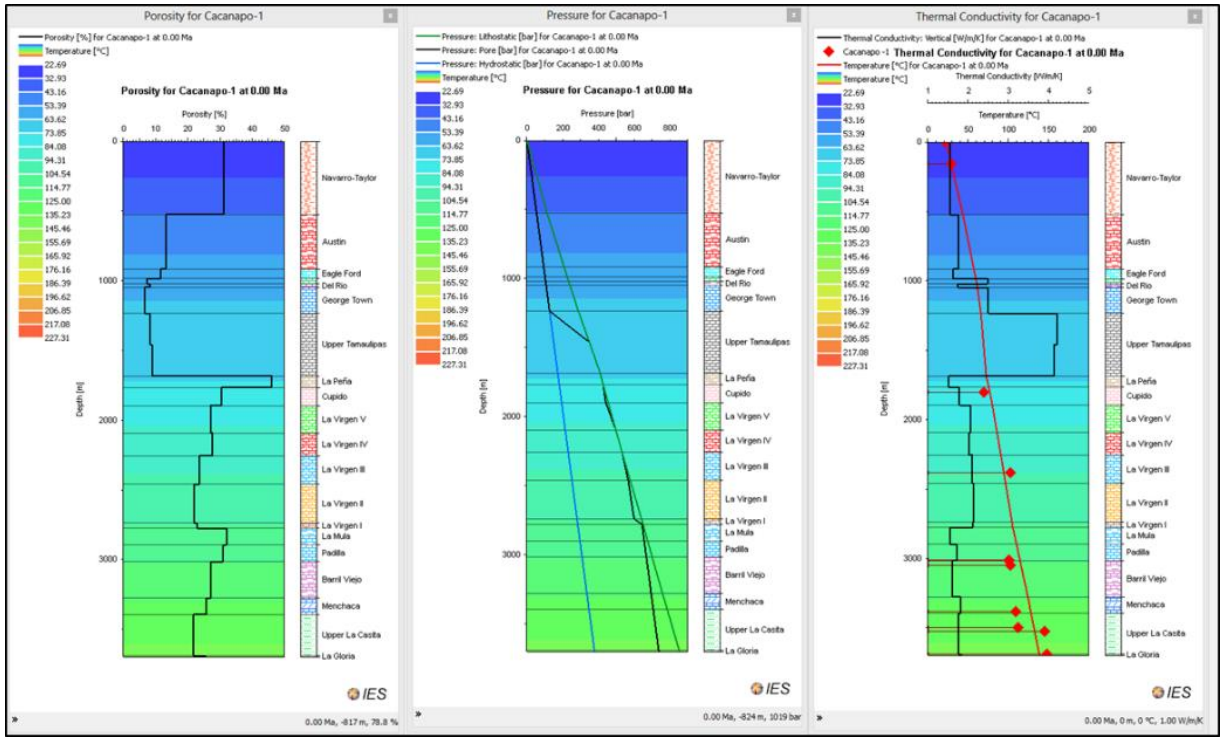


Figura 111. Graficas de calibración, porosidad, permeabilidad y presión, Pozo Cacanapo-1.

Para la interpretación de la línea sísmica L-2, figura 112, vamos a utilizar la calibración térmica de los 3 pozos estudiados.

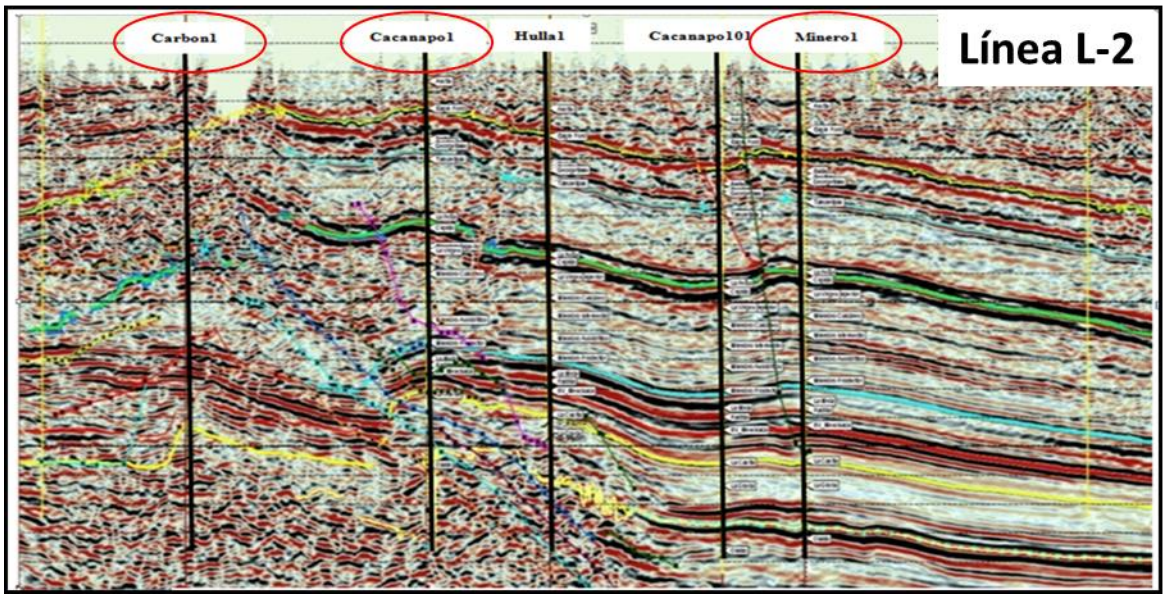


Figura 112. Línea sísmica L-2 utilizada para el modelado en la Cuenca de Sabinas.

En este trabajo se propone una evolución del flujo de calor con el tiempo calculado con los parámetros deducidos de flujo de calor teórico del Rift y corregidos con la paleótemperatura de cada pozo estudiado.

Se utiliza la calibración geoquímica-petrográfica clásica de los sistemas petroleros de vitrinita y con eso se deduce la importancia de la erosión.

En nuestro modelo podemos observar que tenemos en la línea sísmica una variación de flujo de calor importante, en la parte magmática de los volcanes Cacanapo. Estos además de producir un *Up Lift*, fracturaron recientemente los sedimentos. Se tomaron en cuenta estos fenómenos para realizar el modelado, como se puede ver en la figura 113.

Se consideraron entonces 2 evoluciones de flujos de calor a lo largo de la línea sísmica, en donde la anomalía térmica se sitúa en la parte magmática de la línea L-2.

Se considera la misma paleobatimetría así como la temperatura a la interface entre el sedimento y el agua en la superficie.

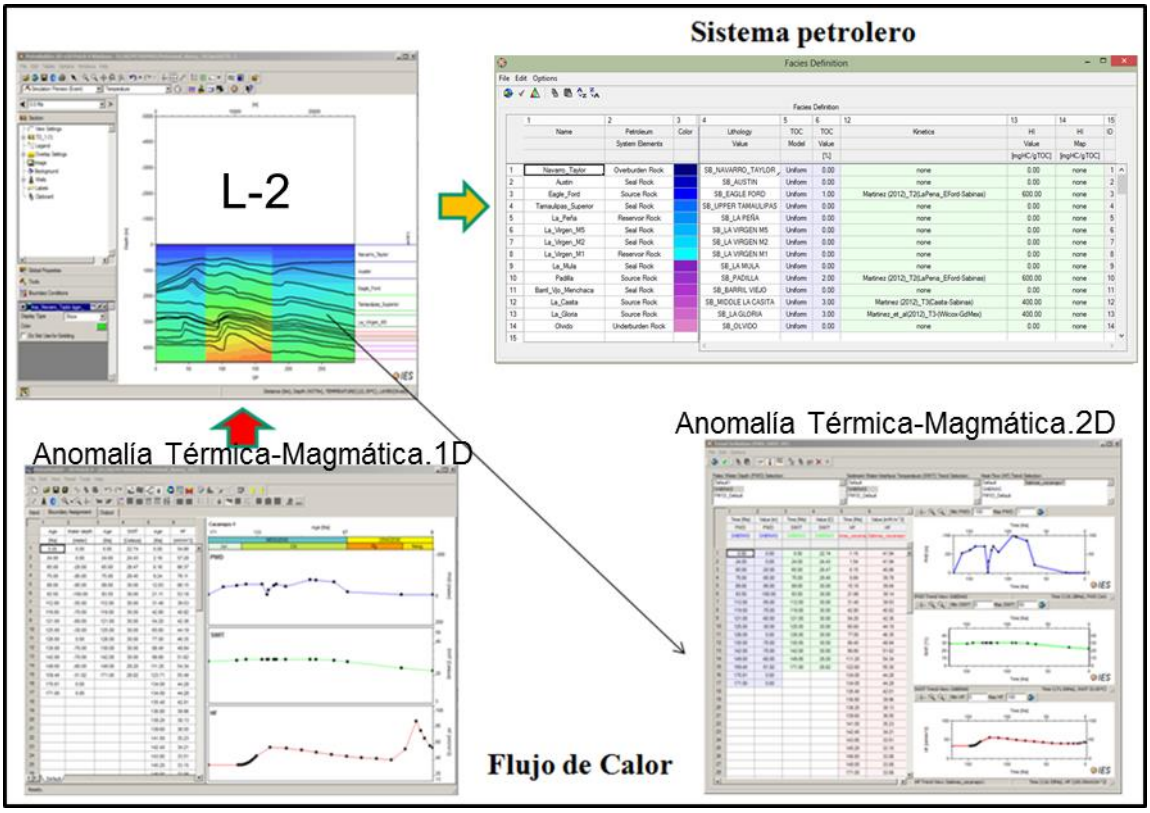


Figura 113. Distribución del flujo de calor utilizado en el modelado de la línea sísmica L-2.

Los resultados de la evolución térmica de los dos flujos de calor considerando la convección al actual se puede observar en la figura 114.

Es decir que se modificaron los flujos de calor en la línea L-2 haciendo que las calibraciones térmicas de los tres pozos estudiados (%Ro en profundidad) sean las mismas que las que se obtuvieron con la calibración con los pozos en 1D.

Las erosiones que se proponen en la línea sísmica corresponden a las erosiones que se encontraron en el modelado 1D después de la calibración térmica.

Quiere decir que la diferencia entre los flujos de calor propuestos en el modelado 1D y el 2D representa la variación de calor debido a la convección de calor producida por la circulación de fluidos calientes.

Claro está que durante esa circulación se formaron inclusiones fluidas y algunos de esos fluidos pudieron llegar hasta la superficie tanto a las formaciones de carbón como a la fluorita.

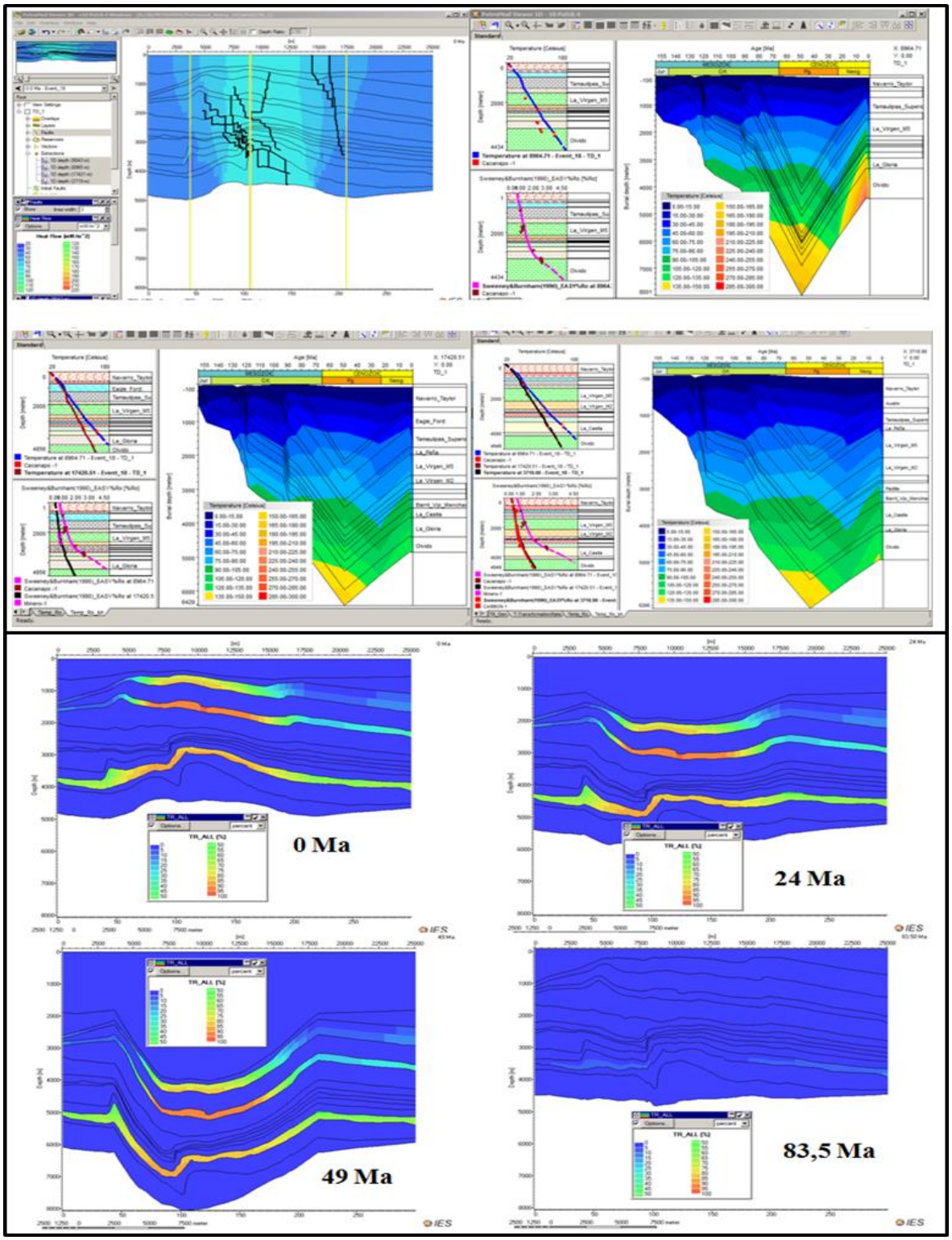


Figura 114. Evolución de la tasa de transformación de las rocas madres con los flujos de calor calibrados en la línea sísmica L-2.

Después de la calibración térmica considerando la evolución del %Ro con la profundidad, se calibro en presión considerando las inclusiones fluidas en profundidad. Para esto se estimaron la presión y temperatura de las inclusiones considerando la formación en la cual las

encontramos. Esto nos permite seguir el funcionamiento del sistema petrolero en profundidad con el tiempo.

En la figura 115 podemos observar también la transformación del kerógeno y la saturación de la porosidad en las rocas madres y almacenes con el tiempo. En la figura 115 si consideramos la fracturación producida por el exceso de presión podemos seguir la migración de hidrocarburos en ella. En esta simulación la migración esta simulada siguiendo un mecanismo de circulación de fluidos de tipo Darcy trifásico (agua-aceite-gas).

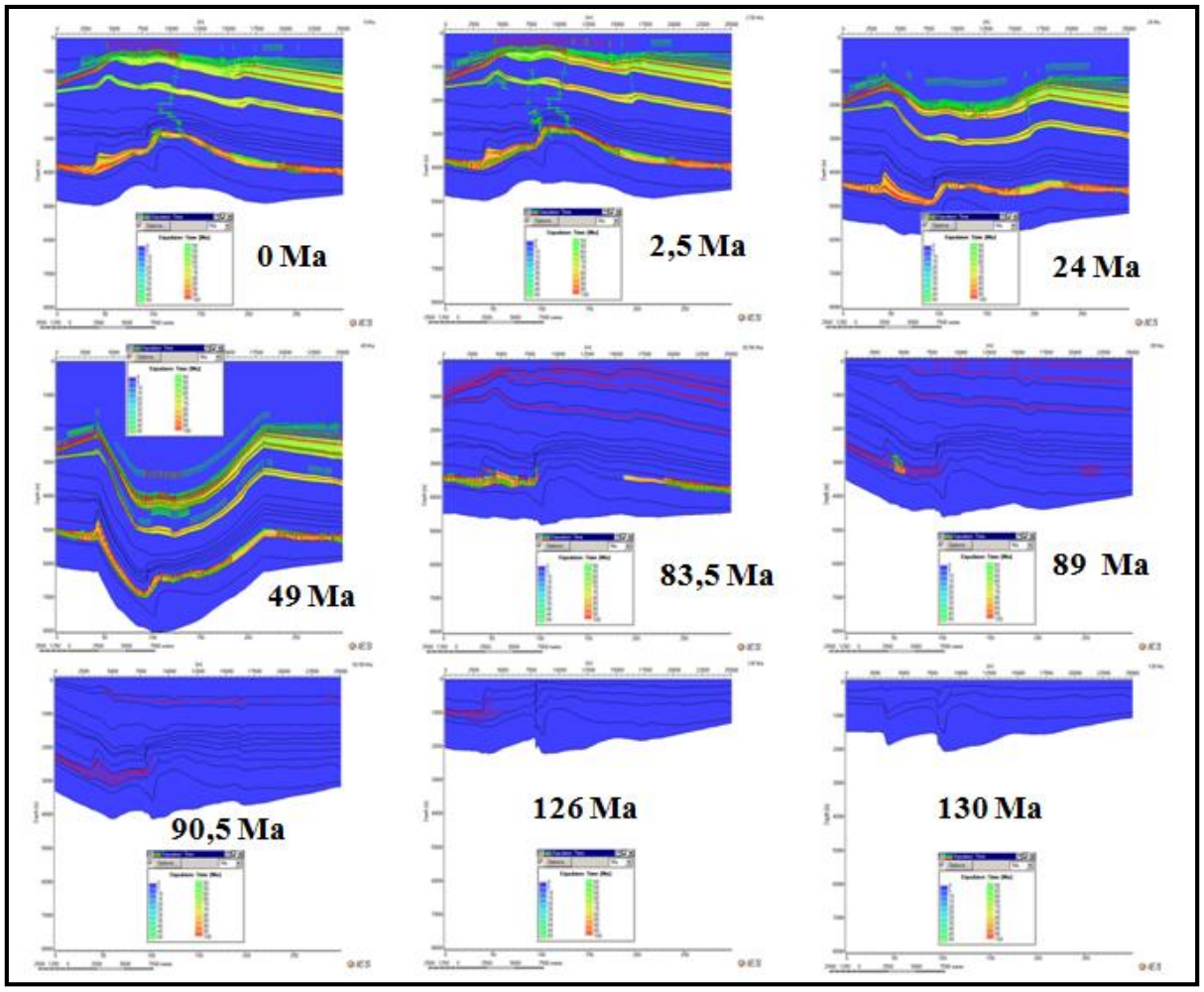


Figura 115. Evolución de la expulsión de hidrocarburos de las rocas madres y migración de hidrocarburos entre las rocas madres por medio de la fracturación.

Se pueden observar, que la migración de los hidrocarburos comienza durante la expulsión (Figura 115).

Esta migración puede alcanzar y desarrollar la fracturación de las zonas dañadas por las fallas producto del magmatismo y comenzar la dismigración formada por la modificación de los

almacenes y sellos en el sistema petrolero. Tanto para el aceite como para el gas como se puede apreciar en la figura 115.

Evidentemente la línea sísmica estudiada presenta en ese momento variaciones del momento crítico en los tres Pozos pues se modifican las condiciones de funcionamiento del sistema petrolero en particular con la formación de las fracturas.

Esto se puede apreciar en la figura 116, si se considera las curvas de evolución de la expulsión del aceite y gas en las 3 rocas madres en particular con la acumulación y llenado de las formaciones que podrían ser consideradas como almacenes o sellos. El funcionamiento del sistema petrolero de los 3 pozos es diferente como lo muestra la Figura 117.

Las acumulaciones comienzan a los 83,5 millones de años y su composición cambia con el tiempo durante la dismigración que llega hasta la superficie (Figura 118).

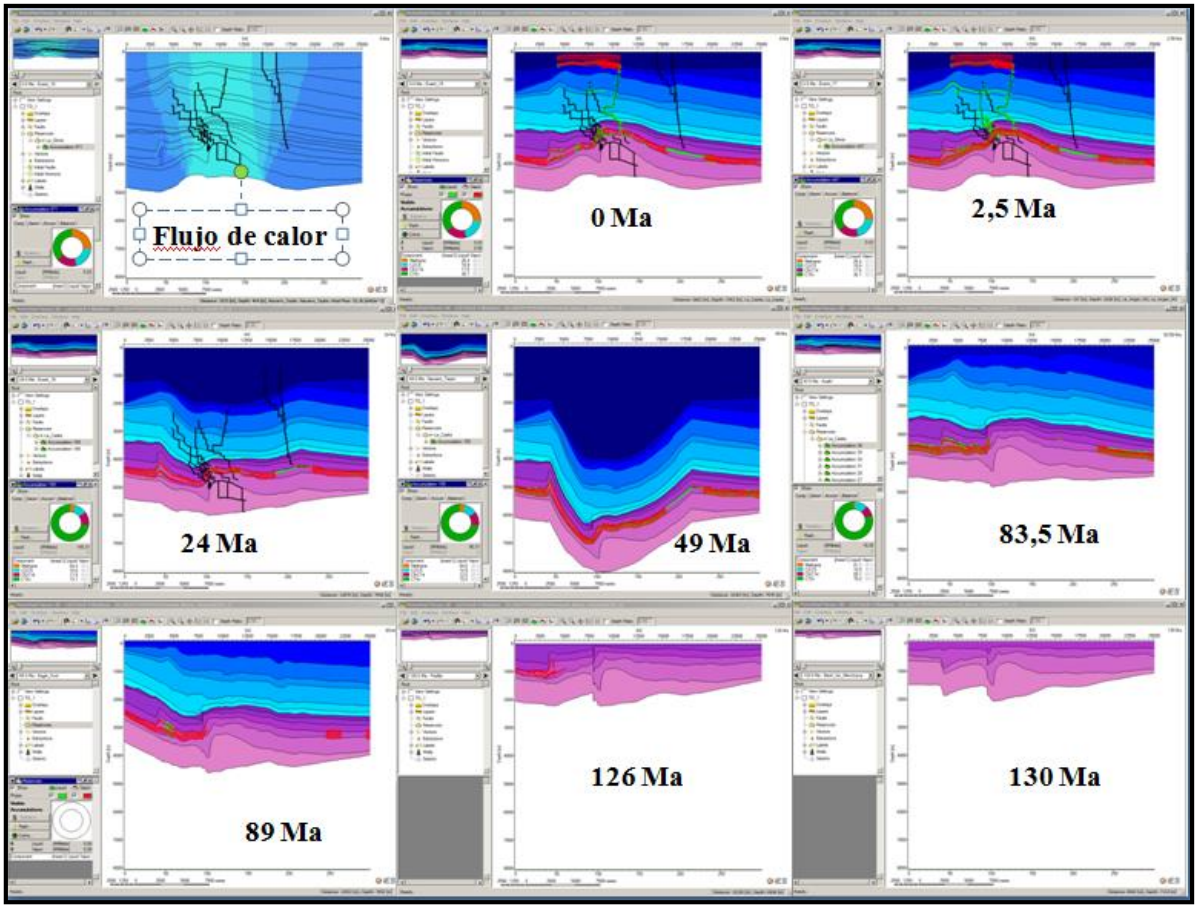


Figura 116. Evolución de la composición de las acumulaciones y de la migración del gas y del aceite con el tiempo.

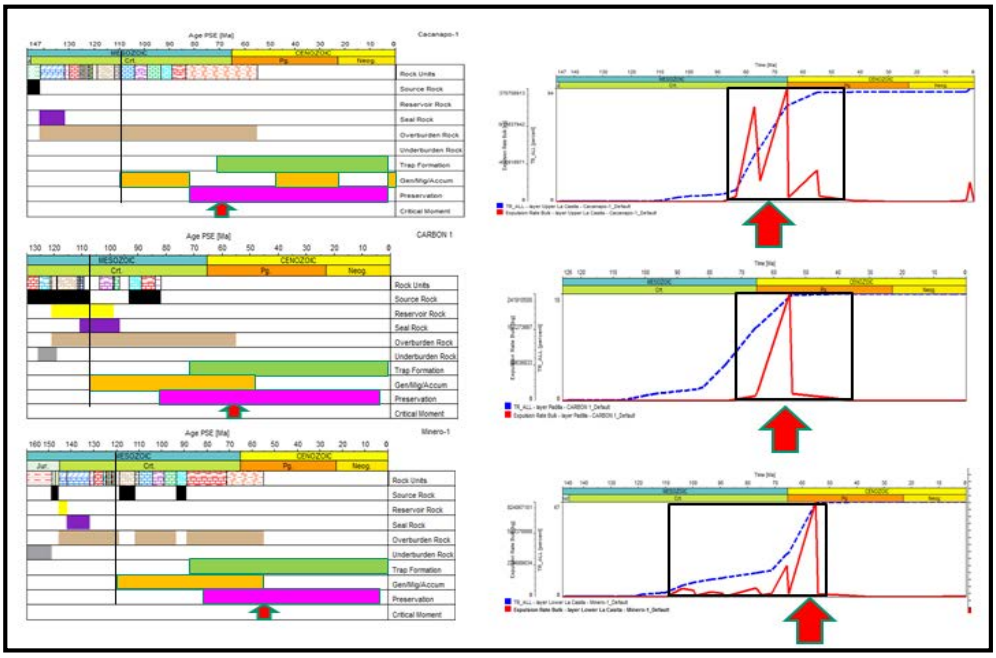


Figura 117**.** Funcionamiento de los sistemas petroleros de los 3 pozos estudiados considerando la taza de transformación y la expulsión de las rocas madres.

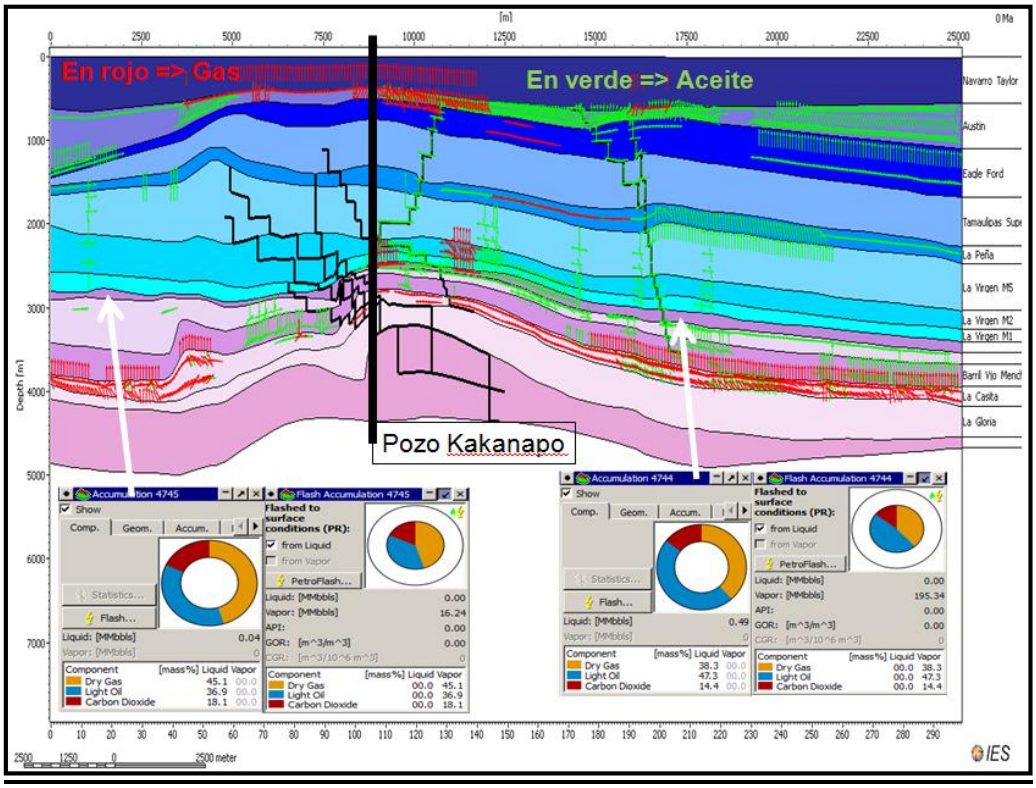


Figura 118. Modelado de la migración del Aceite, CH4 y el CO2 en la Cuenca de Sabinas, sector de las minas de carbón CACANAPO.

Esta figura 118, muestra claramente la presencia en el gas del CO_2 y el CH_4, la migración se efectúa esencialmente por los sectores dañados de las fallas que están en sobrepresión.

Es necesario decir que en este sector donde están los volcanes pequeños CACANAPO existen fuentes magmáticas de CO_2. En la figura 118 se puede observar claramente la dismigración del gas que llega hasta los carbones en la superficie.

Se puede decir que en esta área el sistema petrolero se encuentra naturalmente fracturado, ya que se puede observar que existe dismigración de hidrocarburos que están llegando a superficie a través del sistema de fallas y fracturas en la región.

En el anexo 5, se muestran los resultados del modelado numérico para las líneas sísmicas L-3, L-4, L-5 y L-6, que muestra los sectores donde se localiza dismigración hasta superficie, y que es principalmente por los sectores naturalmente fracturados.

Un modelado considerando un mecanismo de percolación podría aportarnos las acumulaciones que podrían existir en los carbones.

5.2.2.- Determinación del flujo de calor

Estudiar y determinar el flujo de calor en una cuenca sedimentaria, es importante debido a que la generación de hidrocarburos está íntimamente ligada a la historia térmica en la cuenca. Normalmente se utiliza la ley de Fourier para poder reconstruir esta historia térmica y en consecuencia métodos indirectos de estimación de la paleótemperatura y la paleoconductividades caloríficas. El flujo de calor estimado representa el flujo de calor efectivo que los sedimentos guardaron.

En nuestro caso utilizamos el %Ro de la vitrinita como paleotermómetro y/o el Tmax Rock-Eval. Para las paleoconductividades es necesario decompactar los sedimentos por medio de un *back-stripping* para poder tener en cuenta la conductividad del agua en las rocas a cada momento de la historia de enterramiento del sedimento.

Para poder tener una curva de evolución de flujo de calor en la cuenca se necesita tener una idea de los mecanismos tectónicos responsables de la historia térmica.

Un análisis de la subsidencia por medio de pozos nos permite de analizar la evolución térmica de la cuenca en diferentes lugares en la cuenca. Un modelo de McKenzie para los Rifts, nos permite de obtener los parámetros principales de la subsidencia térmica en nuestra cuenca.

En este trabajo, el flujo de calor se va a calcular utilizando el método gráfico de, Royden L. (1986), o "método de los ábacos", para tres pozos, Cacanapo-1, Minerio-1 y Carbón -1, localizados en la Cuneca de Sabinas.

Los resultados obtenidos para el flujo de calor, mediante este método gráfico de Royden, servirán como datos de entrada para la construcción de la curva de flujo de calor para cada uno de los pozos estimados.

Los resultados para el flujo de calor obtenido se van a calibrar mediante la relación entre el %Ro, y la simulación térmica de Sweeney y Burnham (EASY %Ro, 1990) con el programa PetroMod 11. Esta simulación considera las temperaturas actuales del pozo además de las paleotemperaturas alcanzadas por la vitrinita de la materia orgánica.

Con las simulaciones de la Vitrinita, en trabajos anteriores sobre la determinación del flujo de calor en la Cuenca de Sabinas, Menetrier (2005), y Piedad-Sánchez et al., (2009), sugieren un máximo de 120 mW/m2 y un mínimo de 50 mW/m2. Camacho-Ortegón et al., 2008a, propone un flujo de calor con un máximo de 100 mW/m2 para el Jurásico Tardío y un promedio mínimo actual de 60 mW/m2. Sin embargo estos autores no consideraron el modelo de McKenzie para poder tener en cuenta las etapas de funcionamiento del Rift, ni el modelo de Royden L. (1986) para considerar la subsidencia térmica.

El objetivo de este trabajo es utilizar la historia de la cuenca mediante un método sencillo como el de Royden L. (1986), para calibrar por medio de la subsidencia el flujo de calor necesario para las cuencas de tipo rift. Para esto se necesita deducir de la curva de subsidencia total y la subsidencia termal.

Esta calibración es entonces aplicada en una dimensión en un modelo de extensión mediante un método grafico simple de análisis de subsidencia y flujo de calor en cuencas de "estiramiento" o stretched basin.

5.2.2.1. Metodología para estimar el flujo de calor

La metodología utilizada para la estimación de la subsidencia tectónica y termal se basó en las consideraciones siguientes:

1. construcción de una base de datos a partir de los datos de la figura 119, (base de la unidad, espesor total, edad de depósito y litología de cada formación).

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology
SED. SUPERFICIE	0	0	0		0.00	0.00			SANDcongl
Navarro-Taylor	0	524	524	2500	83.50	55.00	55.00	34.00	SB_NAVARRO_TAYLOR
Austin	524	915	391	0	89.00	83.50	0.00	0.00	SB_AUSTIN
Eagle Ford	915	985	70	0	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD
Buda	985	1022	37	0	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA
Del Rio	1022	1048	26	0	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO
George Town	1048	1234	186	0	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN
Upper Tamaulipas	1234	1685	451	0	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS
La Peña	1685	1765	80	0	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA
Cupido	1765	1896	131	0	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO
La Virgen V	1896	2094	198	0	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5
La Virgen IV	2094	2255	161	0	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4
La Virgen III	2255	2460	205	0	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3
La Virgen II	2460	2737	277	0	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2
La Virgen I	2737	2776	39	0	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1
La Mula	2776	2896	120	0	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA
Padilla	2896	3014	118	0	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA
Barril Viejo	3014	3275	261	0	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO
Menchaca	3275	3393	118	0	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA
Upper La Casita	3393	3689	296	0	147.10	142.00	0.00	0.00	SB_UPPER LA CASITA
La Gloria	3689	3695	6	0	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LA GLORIA
Cacanapo-1						149.00			

Layer	Top [km]	Base [km]	Thick. [km]	Eroded [km]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology
Navarro	0.000	0.512	0.512	1.500	71.30	55.00	55.00	24.00	SB_NAVARRO_TAYLOR
Austin	0.512	0.867	0.355	0.000	89.00	71.30	0.00	0.00	SB_AUSTIN
Eagle Ford	0.867	0.936	0.069	0.000	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD
Buda	0.936	0.972	0.036	0.000	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA
Del Rio	0.972	1.001	0.029	0.000	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO
Georgetown	1.001	1.155	0.154	0.000	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN
Upper Tamaulipas	1.155	1.588	0.433	0.000	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS
La Peña	1.588	1.600	0.012	0.000	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA
Cupido	1.600	1.795	0.195	0.000	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO
La Virgen M5	1.795	1.990	0.195	0.000	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5
La Virgen M4	1.990	2.169	0.179	0.000	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4
La Virgen M3	2.169	2.377	0.208	0.000	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3
La virgen M2	2.377	2.633	0.256	0.000	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2
La Virgen M1	2.633	2.713	0.080	0.000	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1
La Mula	2.713	2.855	0.142	0.000	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA
Padilla	2.855	2.996	0.141	0.000	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA
Barril Viejo	2.996	3.191	0.195	0.000	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO
Upper Menchaca	3.191	3.362	0.171	0.000	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA
Lower Menchaca	3.362	3.420	0.058	0.000	145.80	142.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA
Middle La Casita	3.420	3.930	0.510	0.000	147.10	145.80	0.00	0.00	SB_MIDDLE LA CASITA
Lower La Casita	3.930	3.997	0.067	0.000	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LOWER LA CASITA
Minero-1						149.00			

Layer	Top [km]	Base [km]	Thick. [km]	Eroded [km]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology
UPSON	0.000	0.177	0.177	1.500	84.00	55.00	55.00	24.00	SB_UPSON CLAY
Austin	0.177	0.461	0.284	0.000	89.00	84.00	0.00	0.00	SB_AUSTIN
Eagle Ford	0.461	0.503	0.042	0.000	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD
Buda	0.503	0.534	0.031	0.000	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA
Del Rio	0.534	0.555	0.021	0.000	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO
Georgetown	0.555	0.625	0.070	0.000	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN
Kiamichi	0.625	0.674	0.049	0.000	111.00	110.00	0.00	0.00	SB_KIAMICHI
Tamaulipas sup	0.674	1.164	0.490	0.000	112.00	111.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAU...
La Peña	1.164	1.247	0.083	0.000	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA
Cupido	1.247	1.446	0.199	0.000	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO
La Virgen V	1.446	2.895	1.449	0.000	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5
La Mula	2.895	2.985	0.090	0.000	126.00	121.80	0.00	0.00	SB_LA MULA
Padilla	2.985	3.083	0.098	0.000	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA
Carbon-1						130.00			

Figura 119. Principales parámetros físicos, (base y cima de la unidad, espesor total, edad de depósito y litología de cada formación), utilizados para la estimación del flujo de calor, en los pozos Cacanapo-1, Minero-1 y Carbon-1, en la Cuenca de Sabinas.

Asignación de la porosidad y permeabilidad, en base a la litología de cada formación. Para esto se considera la porosidad inicial de las facies y los coeficientes de compactación de las formaciones estudiadas (Figura 120) para el cálculo d back-stripping.

Porosity		Compactacion	
Limestone	0.51	Limestone	0.00052
Sand	0.49	Sand	0.00027
Shale	0.63	Shale	0.00051
Shale-Sand	0.56	Shale-sand	0.00039
Dolomite	0.3	Dolomite	0.00022

Figura 120. Parámetros de compactación y porosidad utilizados para el cálculo de la subsidencia tectónica y total.

2. Aplicación de las básese de datos de los puntos 119 y 120, a una rutia de cálculo ejecutada en Exel (Figura 121), para decompactar las unidades estratigráficas con la que se restituyen a su espesor original las formaciones encontradas en cada uno de los pozos, (técnica de Back striping). Obteniendo las curvas de subsidencia termal y tectónica, figura 122.

Age (Ma)	Depth (m)	Initial porosity	c-value
65	0	Not needed	Not needed
83.5	524	0.51	0.00052
89	915	0.63	0.00051
93.5	985	0.63	0.00051
98.9	1022	0.51	0.00052
104	1048	0.63	0.00051
110	1234	0.51	0.00052
112	1685	0.51	0.00052
119	1765	0.51	0.00052
121	1896	0.51	0.00052
121.8	2094	0.63	0.00051
122.6	2255	0.63	0.00051
123.4	2460	0.63	0.00051
124.2	2737	0.63	0.00051
125	2776	0.63	0.00051
126	2896	0.51	0.00052
130	3014	0.51	0.00052
132	3275	0.63	0.00051
142	3393	0.51	0.00052
147.1	3689	0.63	0.00051
149	3695	0.49	0.00027

End of Data. If more needed contact

Pozo Cacanapo-1

INSTRUCTIONS

(1) Column A contains ages in Ma for the base of each unit. A maximum of 20 units can be analysed.

(2) Column B contains the correponding depth at the base of each unit.

(3) Column C contains the porosity of each unit at the time of deposition, i.e. before compaction (see table below).

(4) Column D contains the corresponding "c" factor (see table below).

(5) The resulting decompacted depth curves appear on "Chart" sheet whilst the calculated values are on the "Calculations" sheet.

(6) Values for porosity and "c" can be obtained from Sclater & Christie (1980) who give:-

Lithology	Initial Porosity	c (m-1)
Shale	0.63	0.00051
Sand	0.49	0.00027
Chalk	0.70	0.00071
Shaley sand	0.56	0.00039

Dave Waltham, d.waltham@gl.rhul.ac.uk
© Royal Holloway, 2001

macro to calculate decompacted thicknesses

=ARGUMENTO("phi0",1)	surface porosity
=ARGUMENTO("cfac",1)	decay factor
=ARGUMENTO("ztop0",1)	present day depth at top of bed
=ARGUMENTO("zbase0",1)	present day depth at base of bed
=ARGUMENTO("ztop",1)	depth of bed top in past
=ztop0+(phi0*EXP(-cfac*ztop0)/cfac)	
=zbase0+(phi0*EXP(-cfac*zbase0)/cfac)	
=A10-A9	fully compacted thickness
=A11+ztop+(phi0*EXP(-cfac*ztop)/cfac)	
zbase=ztop+zbase0-ztop0	initial guess for past depth of bed base
=PARA("count",1,20)	20 iterations
zbase= A12-(phi0*EXP(-cfac*zbase)/cfac)	
=SALIR.BUCLE()	
=zbase	
=RESULTADO(1)	
=VOLVER(A23)	

Figura 121. Interface de entrada para calcular las curvas de subsidencia tectónica y termal, decompactacion de las unidades analizadas, (Back-Stripping).

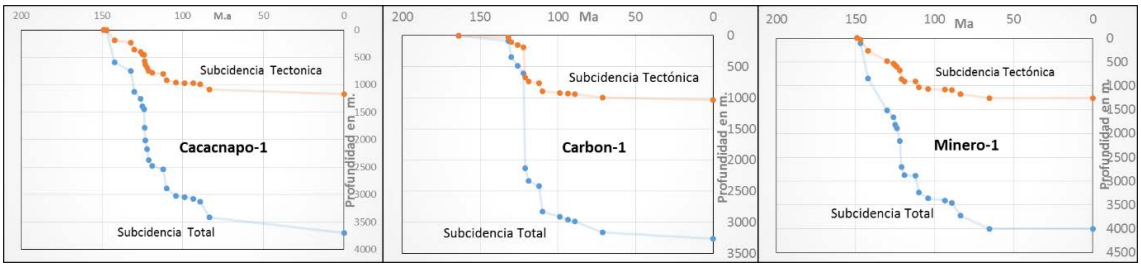


Figura 122. Curvas de subsidencia tectónica y subsidencia total, obtenidas de la interface de entrada de la figura 121, para los tres pozos analizados.

3. A partir de los resultados obtenidos mediante la técnica de decompactacion de sedimentos, se obtienen las curvas de subsidencia térmica y tectónica.

   A partir de la subsidencia tectónica se obtendrán los parámetros para utilizar:

   - la profundidad inicial en el ábaco **(A)**
   - la subsidencia termal en el ábaco **(B)**

La combinación de estos dos ábacos, (A y B transposición) nos va a permitir obtener el flujo de calor en el ábaco **(C)**, Figura 123. (Para mayor detalle sobre la técnica de los "ábacos" consultar el artículo de Royden. L. (1986).

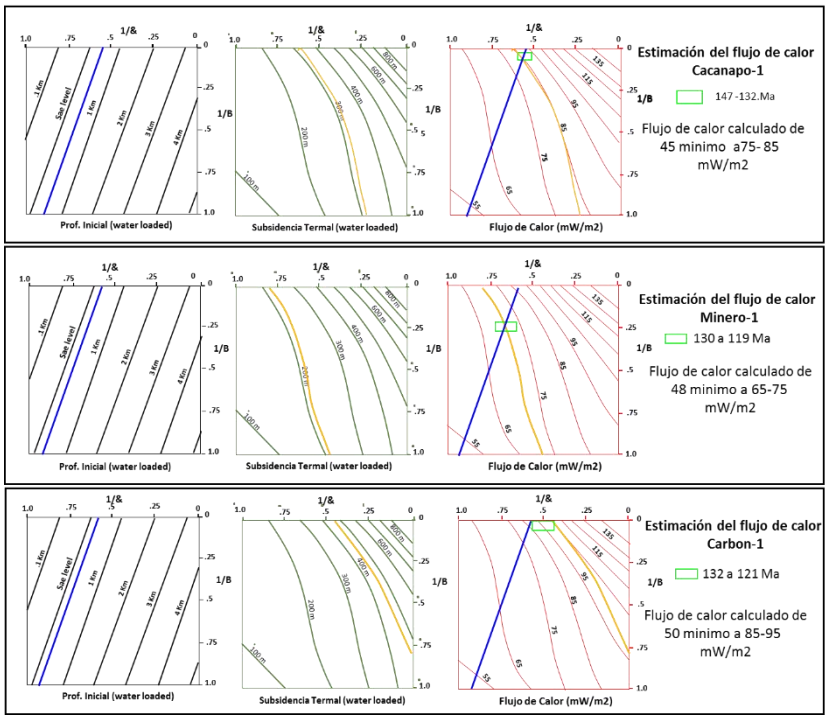


Figura 123. Ábacos para la estimación del flujo de calor, utilizados en el método de Royden. Estimación de flujo de calor para los tres pozos de la cuneca de Sabinas.

4. , una vez calculado el flujo de calor, los valores obtenidos serán transferidos al módulo de PetroMod V11, (boundary conditions).

Este flujo de calor teórico, es el que afecto al Rift para tener la subsidencia térmica observada en las curvas de subsidencia.

Sin embargo otros fenómenos pueden modificar la importancia y efecto de este flujo de calor en la materia orgánica los sedimentos.

Para deducir los valores de flujo de calor que afectaron al kerogeno para formar el petróleo se va a calibrar el flujo de calor teórico del Rift a partir de las paleotemperaturas de los valores de reflectancia y temperaturas de pozo.

Claro está que en esta calibración se debe tener en cuenta el efecto de convección que pudiera tener el flujo de calor con la circulación de fluidos. Es decir que esta calibración 1D de los Pozos debe verificarse con la calibración de los pozos en 2D en donde se considera también la circulación de fluidos.

Normalmente se debe hacer una corrección de la paleobatimetría, esto en el caso de que exista el conocimiento de paleobatimetría profundas importantes en la cuenca. Para la cuenca de Sabinas se ha calculado un máximo de 100 m. (Michalzik y Schumann, 1994), por lo que no se hicieron correcciones de este parámetro.

5.2.2.2. Resultados de la estimación del flujo de calor

Los resultados obtenidos de la figura 123, se muestran en la tabla 5.10, para los tres pozos analizados en la cuenca de Sabinas.

Cuenca	Pozo	Flujo de Calor estimado método de los ábacos (+- 12 mW/m2)	flujo de calor calculado con PetroMod (modelo McKenzie)
Sabinas	Cacanapo-1	45 mínimo a75- 85 mW/m2	34 a 120 mW/m2
Sabinas	Carbon-1	50 mínimo a 85-95 mW/m2	34 a 120 mW/m2
Sabinas	Minero-1	48 mínimo a 65-75 mW/m2	34 a 120 mW/m2

Tabla 5.10. Resultados de la evolución del flujo de calor en el tiempo, estimado para los pozo de la Cuenca de Sabinas, mediante el método de Royden L. (1986), y comparado con los valores del modelo de McKenzie incluido en el programa PetroMod V11.

5.3; Resultados del modelo 1D

Los resultados del modelado 1D, para los pozos analizado de la cuenca de Sabinas se presentan a continuación, presentando primero, los parámetros físicos que se utilizaron para cada uno de los pozos analizados, figura 124

Columna geológica de cada pozo, espesor, cima y base, edad de depósito en millones de años, y erosión, por cada pozo, los datos de la erosión se tomaron de Camacho-Ortegón (2009).

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
SED. SUPERFICIE	0	0	0		0.00	0.00			SANDcongl				
Navarro-Taylor	0	524	524	2500	83.50	55.00	55.00	34.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	None	0.00	none	0.00
Austin	524	915	391	0	89.00	83.50	0.00	0.00	SB_AUSTIN	None	0.00	none	0.00
Eagle Ford	915	985	70	0	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	985	1022	37	0	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	1022	1048	26	0	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	None	0.00	none	0.00
George Town	1048	1234	186	0	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	None	0.00	none	0.00
Upper Tamaulipas	1234	1685	451	0	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	None	0.00	none	0.00
La Peña	1685	1765	80	0	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1765	1896	131	0	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Virgen V	1896	2094	198	0	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen IV	2094	2255	161	0	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen III	2255	2460	205	0	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen II	2460	2737	277	0	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen I	2737	2776	39	0	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2776	2896	120	0	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	None	0.00	none	0.00
Padilla	2896	3014	118	0	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Barril Viejo	3014	3275	261	0	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO	None	0.00	none	0.00
Menchaca	3275	3393	118	0	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	None	0.00	none	0.00
Upper La Casita	3393	3689	296	0	147.10	142.00	0.00	0.00	SB_UPPER LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
La Gloria	3689	3695	6	0	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LA GLORIA				
CACANAPO-1						149.00							

Layer	Top [km]	Base [km]	Thick. [km]	Eroded [km]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
UPSON	0.000	0.177	0.177	1.500	84.00	55.00	55.00	24.00	SB_UPSON CLAY	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Austin	0.177	0.461	0.284	0.000	89.00	84.00	0.00	0.00	SB_AUSTIN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Eagle Ford	0.461	0.503	0.042	0.000	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	5.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	0.503	0.534	0.031	0.000	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	0.534	0.555	0.021	0.000	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Georgetown	0.555	0.625	0.070	0.000	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Kiamichi	0.625	0.674	0.049	0.000	111.00	110.00	0.00	0.00	SB_KIAMICHI	Seal Rock	0.00	none	0.00
Tamaulipas sup	0.674	1.164	0.490	0.000	112.00	111.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAU...	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Peña	1.164	1.247	0.083	0.000	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1.247	1.446	0.199	0.000	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Virgen V	1.446	2.895	1.449	0.000	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Source Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2.895	2.985	0.090	0.000	126.00	121.80	0.00	0.00	SB_LA MULA	Underburden Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2.985	3.083	0.098	0.000	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Source Rock	5.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
CARBON-1						130.00							

Layer	Top [km]	Base [km]	Thick. [km]	Eroded [km]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Navarro	0.000	0.512	0.512	1.500	71.30	55.00	55.00	24.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Austin	0.512	0.867	0.355	0.000	89.00	71.30	0.00	0.00	SB_AUSTIN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Eagle Ford	0.867	0.936	0.069	0.000	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Buda	0.936	0.972	0.036	0.000	98.90	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Del Rio	0.972	1.001	0.029	0.000	104.00	98.90	0.00	0.00	SB_DEL RIO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Georgetown	1.001	1.155	0.154	0.000	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Upper Tamaulipas	1.155	1.588	0.433	0.000	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Peña	1.588	1.600	0.012	0.000	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	2.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	600.00
Cupido	1.600	1.795	0.195	0.000	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M5	1.795	1.990	0.195	0.000	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M4	1.990	2.169	0.179	0.000	122.60	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M4	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M3	2.169	2.377	0.208	0.000	123.40	122.60	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M3	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La virgen M2	2.377	2.633	0.256	0.000	124.20	123.40	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M1	2.633	2.713	0.080	0.000	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2.713	2.855	0.142	0.000	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2.855	2.996	0.141	0.000	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Barril Viejo	2.996	3.191	0.195	0.000	132.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Upper Menchaca	3.191	3.362	0.171	0.000	142.00	132.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Lower Menchaca	3.362	3.420	0.058	0.000	145.80	142.00	0.00	0.00	SB_MENCHACA	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
Middle La Casita	3.420	3.930	0.510	0.000	147.10	145.80	0.00	0.00	SB_MIDDLE LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
Lower La Casita	3.930	3.997	0.067	0.000	149.00	147.10	0.00	0.00	SB_LOWER LA CASITA	Source Rock	3.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
MINERO-1						149.00							

Figura 124. Parámetros físicos y geoquímicos para la construcción del modelo 1D, de los pozos Cacanapo-1, Carbon-1 y Minero-1.

La figura 125, muestra los resultados de este modelado en relación a la calibración del modelo con valores de reflectancia y de temperaturas de pozo.

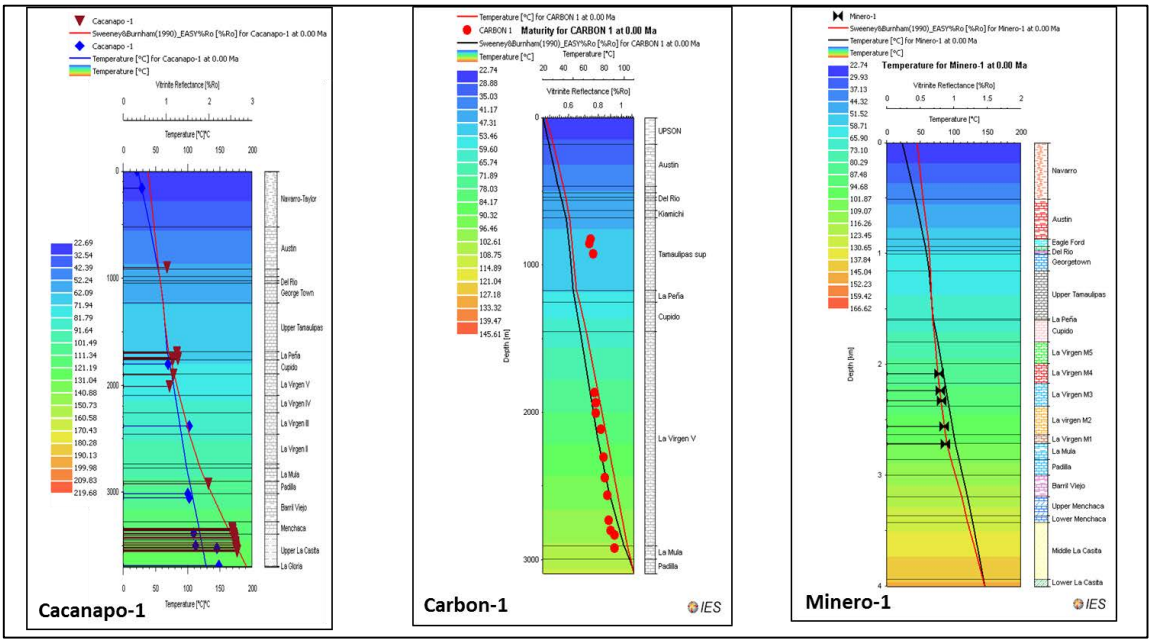


Figura 125. Parámetros de calibración temperatura y reflectancia para los pozos analizados para la estimación de flujo de calor mediante el método de los ábacos de Royden L (1986).

Como se puede observar, la calibración de los valores de temperatura y reflectancia, se ajusta a las curvas obtenidas de los tres pozos, aunque para el pozo Carbón-1, solo se contó con datos de temperatura de pozo, el pozo Cacanapo-1 conto con parámetros de reflectancia y temperatura, y para el pozo Minero solo se tuvieron datos de reflectancia, aun así los parámetros calibrados se ajustan de manera satisfactoria en los tres pozos analizados.

Capítulo 6 .Análisis petrográfico, geoquímicos y de modelado de la Cuenca de Chihuahua

6.1. Resultados de los análisis de laboratorio

6.1.1 Análisis geoquímicos

Los análisis geoquímicos en esta cuenca fueron de la misma naturaleza que los análisis que se realizaron en la Cuenca de Sabinas, esto se realizó con el fin de poder comparar la misma información entre las dos cuencas.

6.1.2. Pirólisis Rock-Eval® 6 (Bulkrock) de la Cuenca de Chihuahua

Los resultados de la pirólisis, Rock-Eval 6, (Bulkrock), son diferentes a los de la Cuenca de Sabinas, en el sentido de que estos resultados presentan rocas madres de diferente naturaleza.

Esto se debe principalmente que en esta cuenca, no solamente se analizaron carbones, sino que también se analizaron lutitas carbonosas de tipo shale gas, y rocas petroleras marinas.

Por lo que en las tablas siguientes y planos de isovalores generados, los resultados se presentan por tipo de formación, carbón, lutitas carbonosas y rocas petroleras marinas.

En la tabla 6 (anexo 3), 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 descartaron voluntariamente del análisis elemental, esto debido a que son consideradas con muy bajo potencial generador. Por lo tanto, las muestran que se tomaron en cuenta presentar una respuesta orgánica de %TOC superior al 0.5%.

También, en la tabla 6, (anexo 3), se observan los valores de temperaturas máximas Rock-Eval con valores superiores a 400°C de Tmax, esto es con el fin de representar solamente las muestras que tuvieron resultados significativos en los análisis.

A partir de la información presentada en la tabla 6, (anexo 3), se generaron varias gráficas, para hacer su interpretación con respecto a la materia orgánica analizada.

Primero un diagrama pseudo van Krevelen por formación, o por tipo de roca analizada, para poder hacer una interpretación con respecto al tipo de MO que se encontró en cada una de las formaciones estudiadas.

La Figura 126, y 127, muestra el diagrama pseudo Van Krevelen, para determinar el tipo de materia orgánica analizada en base a la relación entre el índice de hidrogeno, (HI) y el índice

de oxígeno (OI), para las dos principales formaciones generadoras de esta cuenca La Casita y La Peña.

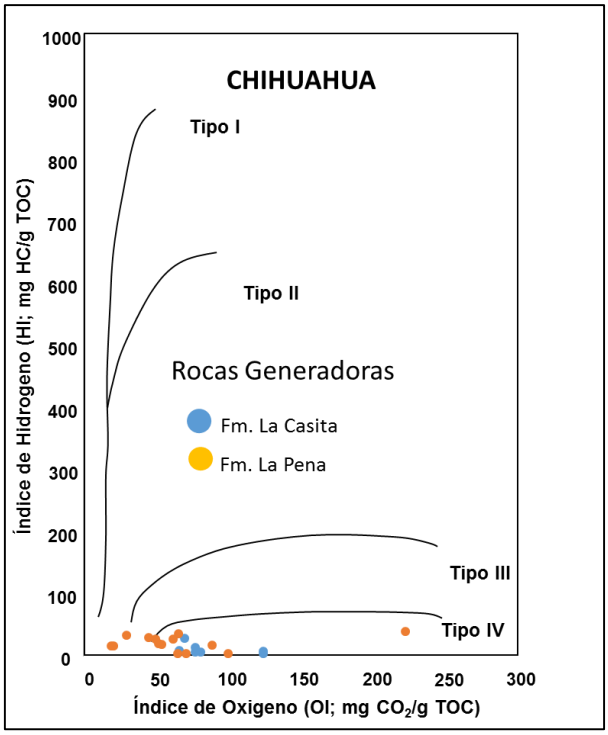


Figura 126. Diagrama pseudo Van Krevelen obtenido a partir de los resultados de Rock Eval®.6, (IO vs. IH), para las formaciones La Casita y La Pena.

De acuerdo a la Figura 6, la mayoría de las muestras se agrupan alrededor de la materia orgánica de tipo III y IV.

Esto nos indica que la Formación La Casita, (círculos azules) se encuentran totalmente transformada, con muy bajos índices de oxígeno y de hidrogeno.

Para la Formación La Peña, (círculos anaranjados) una parte se encuentra totalmente transformada y una parte de la MO, presenta un potencial generador bajo.

Sin embargo, Dembiki (2009), observa que los datos de pirolisis pueden ser inadecuados para determinar el tipo de kerogeno. Kratz (1983), indica que el índice de hidrogeno (IH) puede ser artificialmente alterado (bajo), por retención de hidrocarburos en los granos minerales. También el índice de oxigeno (IO) puede ser artificialmente elevado debido a un contenido alto de carbonatos.

Una interpretación más precisa para determinar el tipo de MO, se puede obtener a partir del análisis elemental.

La Figura 127 del diagrama pseudo van Krevelen, muestra el kerogeno de la formación Ojinaga, que corresponden a lutitas carbonosas de tipo shale gas.

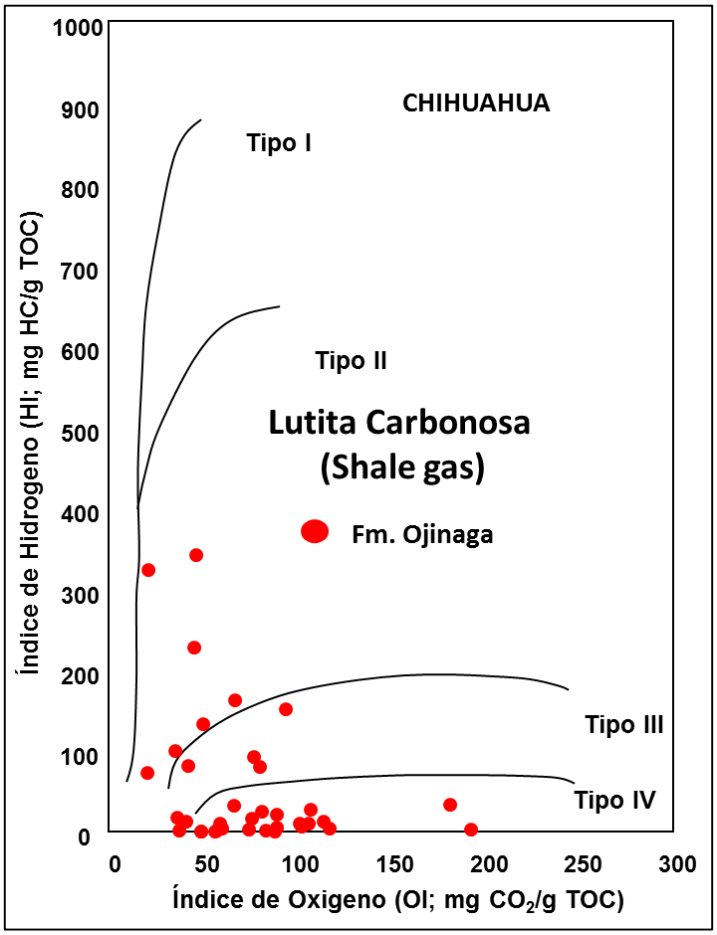


Figura 127. Pseudo van Krevelen, para lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga.

La MO, de esta formación representa una mezcla de tipo II y III, marino y continental, y una segundo tipo se ajusta a MO tipo IV inerte, derivado de material oxidado como la inertinita o si la evolución del kerogeno es muy avanzada, pueden ser restos de cracking de aceites en forma de pirobitumen.

Las rocas de esta formación presentan buen potencial generador, de acuerdo a sus índices de hidrogeno de hasta 350 de IH, y valores de TOC de 0.5 a 2.5 como se muestran en la Figura 128.

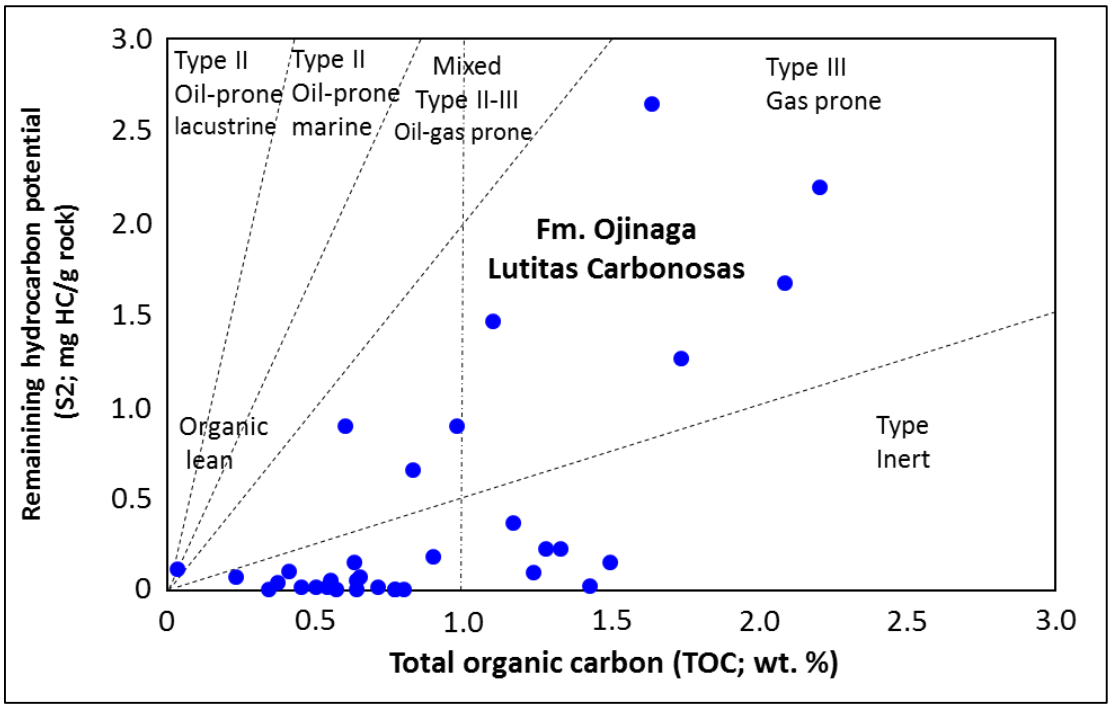


Figura 128. Clasificación para lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga, en la cuenca de Chihuahua, en base al contenido de TOC contra S2.

Esta figura 128, nos muestra que una gran parte de los valores altos de TOC, provienen de MO tipo IV, inerte, también se puede observar que gran parte de las muestras se encuentran con un potencial generador bueno, situando esta MO como de tipo III productora de gas.

Por lo que las rocas de esta formación se consideran como un buen prospecto para explorar el shale gas.

En la Figura 129, se presentan los resultados para las muestras de la Formación San Carlos que corresponde a carbones de la formación de Ojinaga.

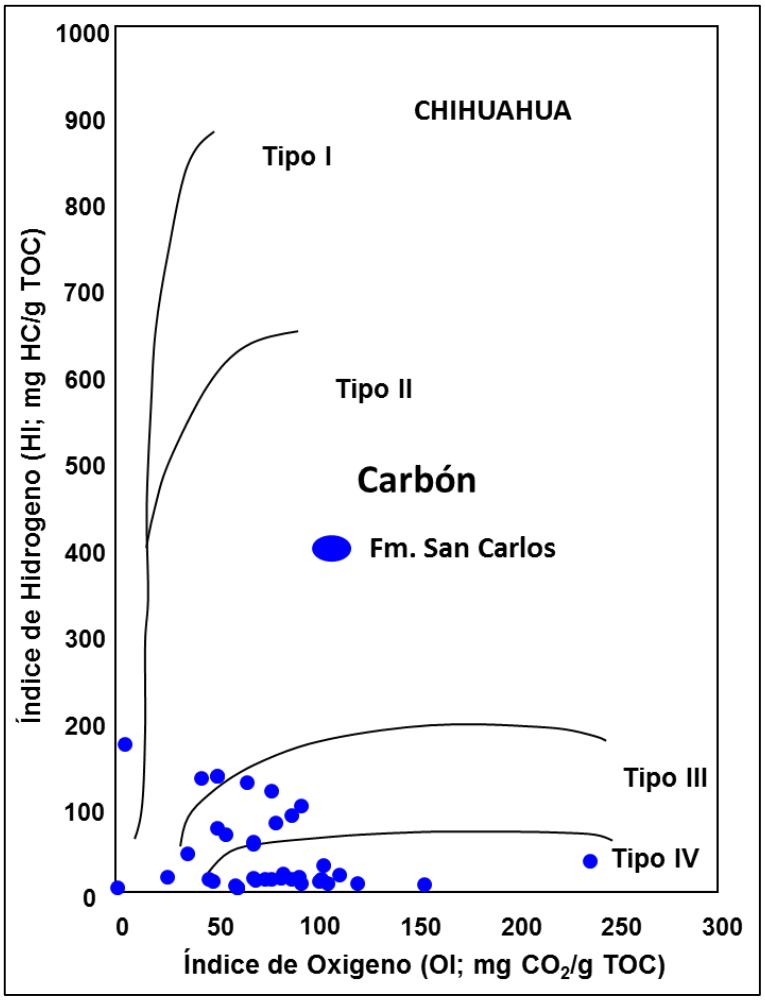


Figura 129. Diagrama pseudo van Krevelen de los carbones de la Formación Ojinaga.

Esta Figura 129, muestra que la MO, que constituye estos carbones corresponde a MO de tipo III terrestre y MO IV inerte, con algunas muestras de MO de tipo II y I. La MO tipo IV puede ser una mezcla derivada de material oxidado (alto IO) y/o de restos de transformación de aceites en gas (bajo IO).

Esta formación también presenta buen potencial generador de acuerdo a estos resultados, conservando todavía un IH moderado (50 a 150).

La figura 130, nos muestra la relación entre el TOC y el pico S2, que nos permite clasificar el origen de la MO, y la ventana de generación de hidrocarburos donde se encuentran estas muestras.

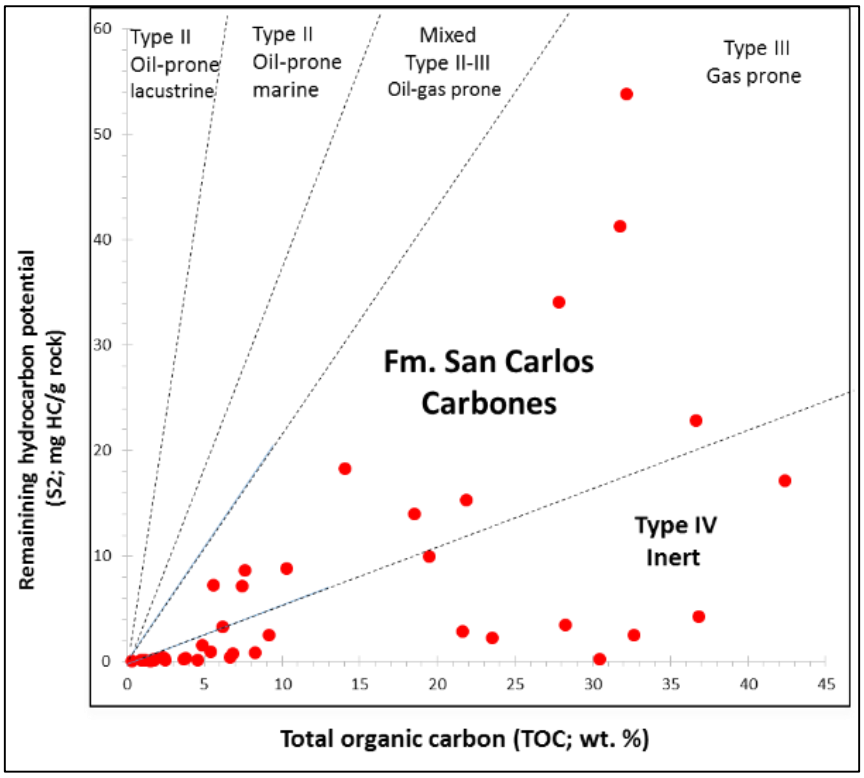


Figura 130. Relación entre TOC y S2, para las muestras de carbón de la Formación San Carlos, Cuenca de Chihuahua. Total organic carbon (TOC; wt. %), Remainining hydrocarbon potential (S2; mg HC/g rock).

Esta figura 130, muestra que una parte de las muestras se encuentran también dentro del tipo de MO tipo IV, lo que nos indica que una parte de la riqueza orgánica de esta formación podría estar o bien oxidada como lo muestra la figura 131 o bien transformada térmicamente en un estado de evolución avanzado.

Otra parte de las muestras se encuentran en el tipo III, terrestre, indican que un buen potencial generador de gas de acuerdo a estos parámetros. Estos resultados podrían interpretase siguiendo las variaciones de gradiente geotérmico de la región, considerando los pulsos magnaticos de esta cuenca.

La Figura 131, nos va a permitir interpretar con más detalle esta evolución térmica, considerando las relaciones entre reflectancia de vitrinita (%Ro) y el índice de hidrogeno (IH), para las muestras de las formaciones Ojinaga y San Carlos, (lutitas carbonosas y carbón), para la Cuenca de Chihuahua.

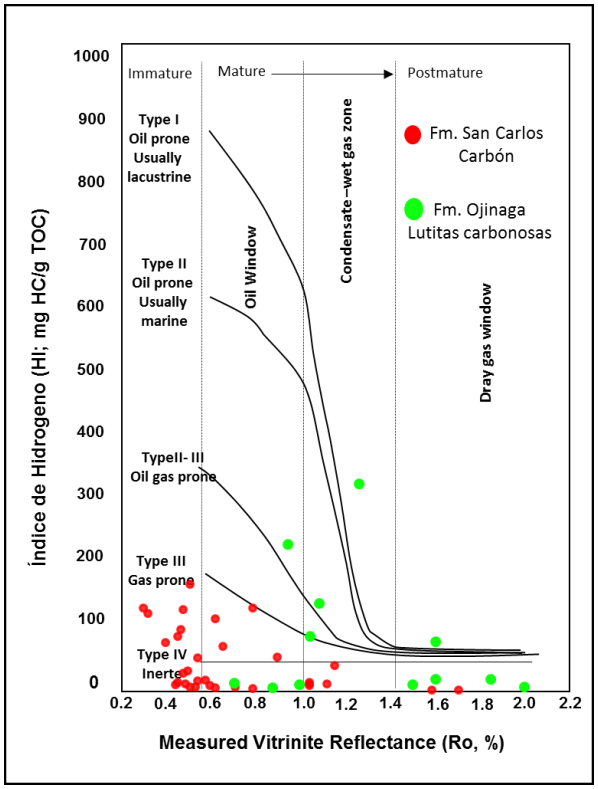


Figura 131. Relación reflectancia de la vitrinita contra el índice de hidrogeno, para las muestras las formaciones Ojinaga y San Carlos de la Cuenca de Chihuahua. Measured Vitrinite Reflectance (Ro, %), Índice de Hidrogeno (HI; mg HC/g TOC)

Se puede observar en esta figura 131, que una buena parte de las muestras de la Formación San Carlos, (círculos rojos) presentan inmadurez, posicionando el rango de estos carbones a la entrada de la ventana del aceite. Estando una parte de las muestras en la zona de la MO de tipo III y otra en la MO de tipo IV.

Al contrario, las muestras de la Formación Ojinaga se sitúan en la zona madura; con una variación de rango importante que puede ir de la ventana del aceite, pasando por la ventana del gas húmedo y llegando a la ventana de gas seco.

La materia orgánica (MO) que compone estas muestras, está relacionada al tipo II y III. También presenta varias muestras en la zona de la materia orgánica tipo IV que esta vez podría ser proveniente del cracking secundario de aceites en gas.

Esta formación presenta sin duda buenas posibilidades para ser desarrollada como un *play* de tipo *shale* gas.

En la Figura 132 (A y B), se puede observar la relación entre el índice de producción (IP), considerando la temperatura máxima (Tmax) y la reflectancia de vitrinita (%Ro), para las formaciones La Casita, La Peña, Ojinaga y San Carlos de la Cuenca de Chihuahua.

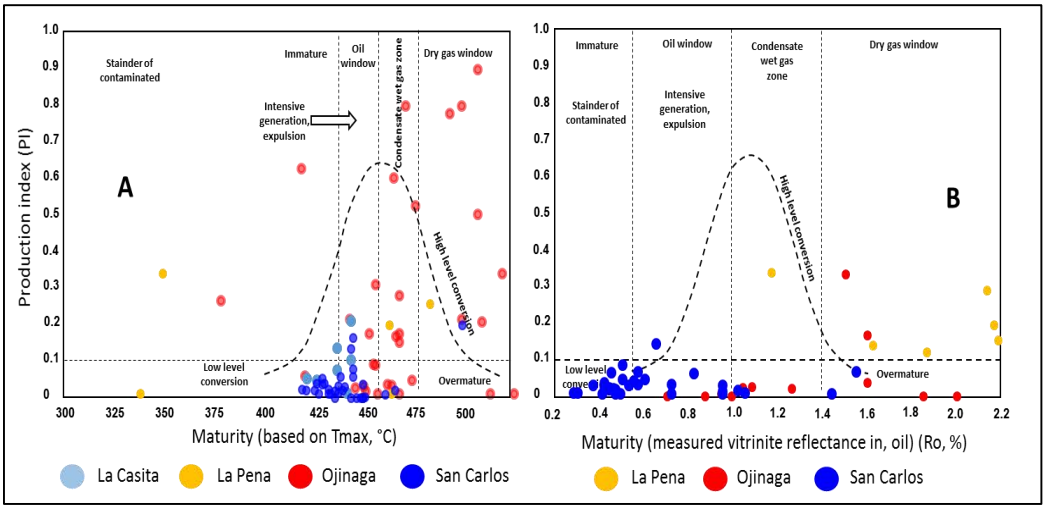


Figura 132. (A) Índice de producción (PI) contra Tmax °C, y (B) índice de producción contra reflectancia de la vitrinita, para las muestras de la Cuenca de Chihuahua (De La O y Martínez, 2013, en este trabajo).

En la Figura 132 A, se observa que la mayor parte de las muestras de la Formación San Carlos (azul fuerte), se ubican dentro del rango de "inmaduras" à "maduras", con valores mínimos de Tmax de 418 °C y máximos de 606 °C. Se podría interpretar que estos resultados son lógicos considerando que su índice de producción es bajo. Se puede hacer una observación con respecto a algunas de las muestras si tienen una transformación térmica importante, lo que nos dice que la variaciones de flujo térmico o de circulación de fluidos magnaticos calientes podría ser el origen posible de esta evolución. Sin embargo estos fenómenos deben ser muy puntuales pues la mayor parte de las muestras se sitúan en la ventana de aceite y solamente algunas pocas en la ventana de condensado-gas húmedo.

La Figura 132 B, complementa esta información, ya que ambos parámetros Tmax y %Ro tienen una evolución lógica entre ellos.

En estas figuras podemos observar también que las muestras de la Formación Ojinaga, (rojo), se encuentran entre la ventana del aceite y 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 cercanos a 1.

Esto indica que esta formación presenta buenos niveles de transformación de kerógeno, lo que la hace sumamente atractiva para desarrollarla un *play* no convencional (*shale* gas).

Las formaciones La Casita y La Peña en Chihuahua, se encuentran en la ventana de aceite y del gas húmedo, con bajos niveles de conversión o producción de hidrocarburos, lo que indica una transformación avanzada de la materia orgánica contenida en estas dos formaciones.

En base a los resultados obtenidos de la pirolisis *rock Eval6*, Tabla 6, (anexo 3), se elaboraron diversos planos de isovalores, para observar la distribución espacial de la madurez de los kerogenos estudiados en la cuenca. Estos planos de isovalores se hicieron por formación, o por tipo de muestra, (carbón, lutitas carbonosas).

Los diversos planos de isovalores generados son: (%TOC, estimación de gas y %Ro), y se elaboraron únicamente para las formaciones San Carlos y Ojinaga, utilizando el método geoestadístico de kriging[7] ordinario en conjunción con el programa ArcMap® 10.

En las figuras 133 y 134, se observan los planos obtenidos de porcentaje de carbón orgánico total (%TOC) y de reflectancia de vitrinita (%Ro), respectivamente, para las muestras de la Formación San Carlos.

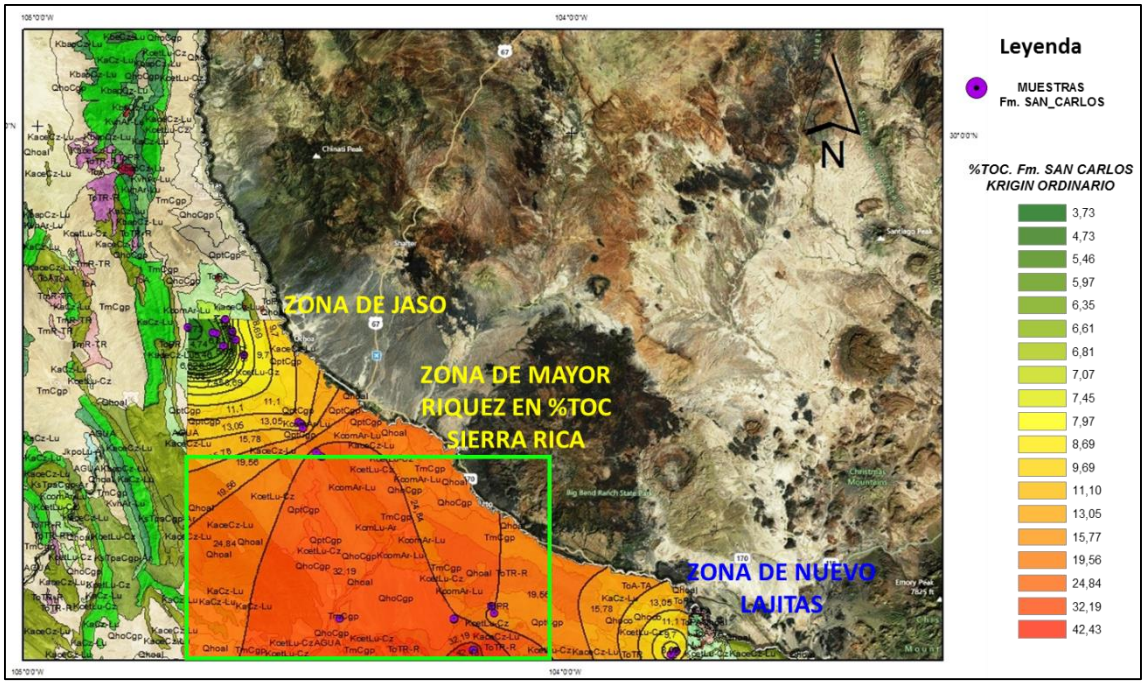


Figura 133. Distribución espacial de valores de carbón orgánico total (%TOC), para la Formación San Carlos en la Cuenca de Chihuahua.

[7] El kriging es un método estadístico de interpolación, que genera una superficie estimada a partir de un conjunto de puntos dispersados con valores z. El método presupone que la distancia o la dirección entre los puntos de la muestra, reflejan una correlación espacial que puede explicar la variación en la superficie.

La Figura 133 presenta la distribución espacial de isovalores de %TOC, para las muestras de la Formación San Carlos. Se puede observar que la mayor concentración de %TOC, se localiza hacia la zona de Sierra Rica, (comprendida dentro del marco 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.

De acuerdo a los valores de 3.7 a 42 de %TOC, se interpreta que estos depósitos son carbones y lutitas carbonosas con muy alto contenido de MO.

En la Figura 134 se muestran los isovalores de %Ro para las muestras de la Formación San Carlos.

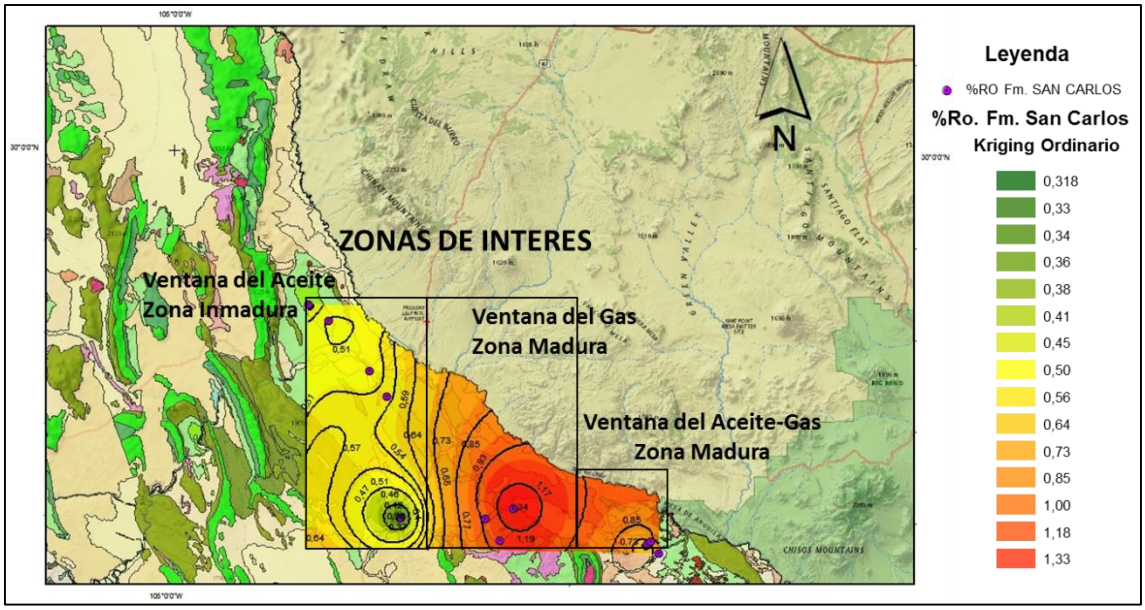


Figura 134. Distribución de isovalores dé %Ro, para las carbones de la Formación San Carlos.

En la Figura 134, se nota que la distribución espacial de isovalores de %Ro, el mayor poder reflector se encuentra hacia la parte centro y sur del plano.

Hacia 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, los más bajos en poder reflector.

El comportamiento de las variables %Ro (figura 134), 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. En la zona de Sierra Rica podría esperarse que el metano tuviera un origen termogénico, debido a su poder reflector relativamente elevado (1.33 %Ro), similar a los valores encontrados en los carbones de la Cuenca de Sabinas.

En las figuras 135 y 136 se muestran los isovalores obtenidos de carbón orgánico total (%TOC) y poder reflector de la vitrinita (%Ro), respectivamente, para la Formación Ojinaga, (lutitas carbonosas), mediante el método geoestadístico de kriging ordinario.

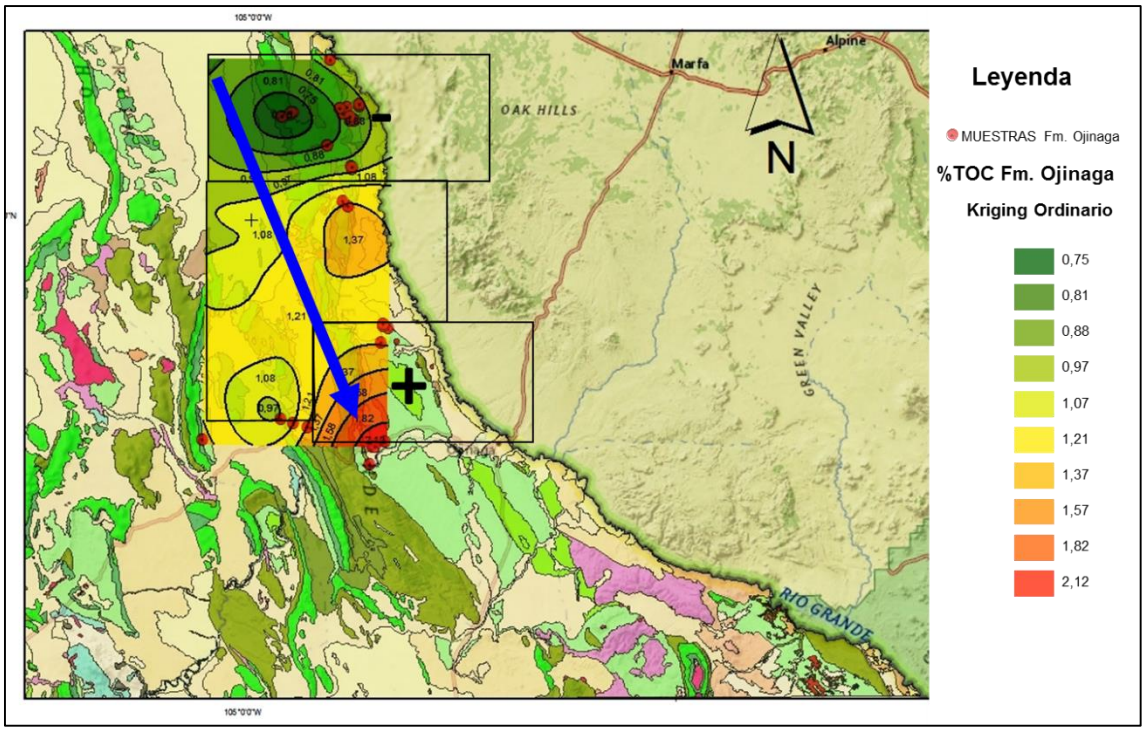


Figura 135. Distribución de isovalores de carbón orgánico total %TOC, para las muestras de la Formación Ojinaga.

La distribución de isovalores de menor a mayor en carbón orgánico total (%TOC) (Figura 135), van de norte a sur, con valores de 0.74% a 2.12, Ello indica que la distribución en la riqueza orgánica se distribuyó en dirección N-S.

En la Figura 136, 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 poder reflector de la vitrinita (%Ro), encontrando los valores más elevados de reflectancia en la parte norte, relacionados a la ventana de generación de gas seco.

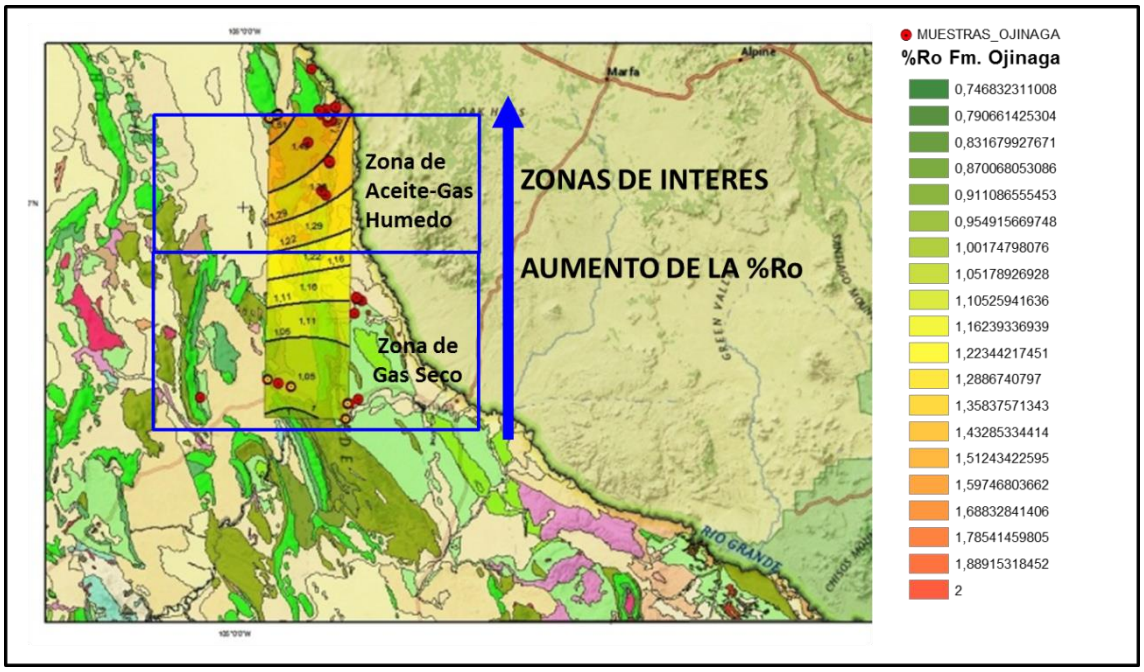


Figura 136. Distribución de isovalores del poder reflector de la vitrinita (%Ro), en las muestras de la Formación Ojinaga.

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

A partir de la tabla 6.1, (anexo 3), de resultados con los análisis elementales, análisis *rock Eval* 6 y análisis de reflectancia de la vitrinita, se utilizó el programa informático (anexo 6), creado para estimar la cantidad de gas que pueda generar por tonelada de roca. Teniendo en cuenta además los diferentes tipos de macerales de la muestras de las formaciones San Carlos y Ojinaga, en la Cuenca de Chihuahua. Tabla 6.1, (anexo 3).

En la Figura 137, 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.

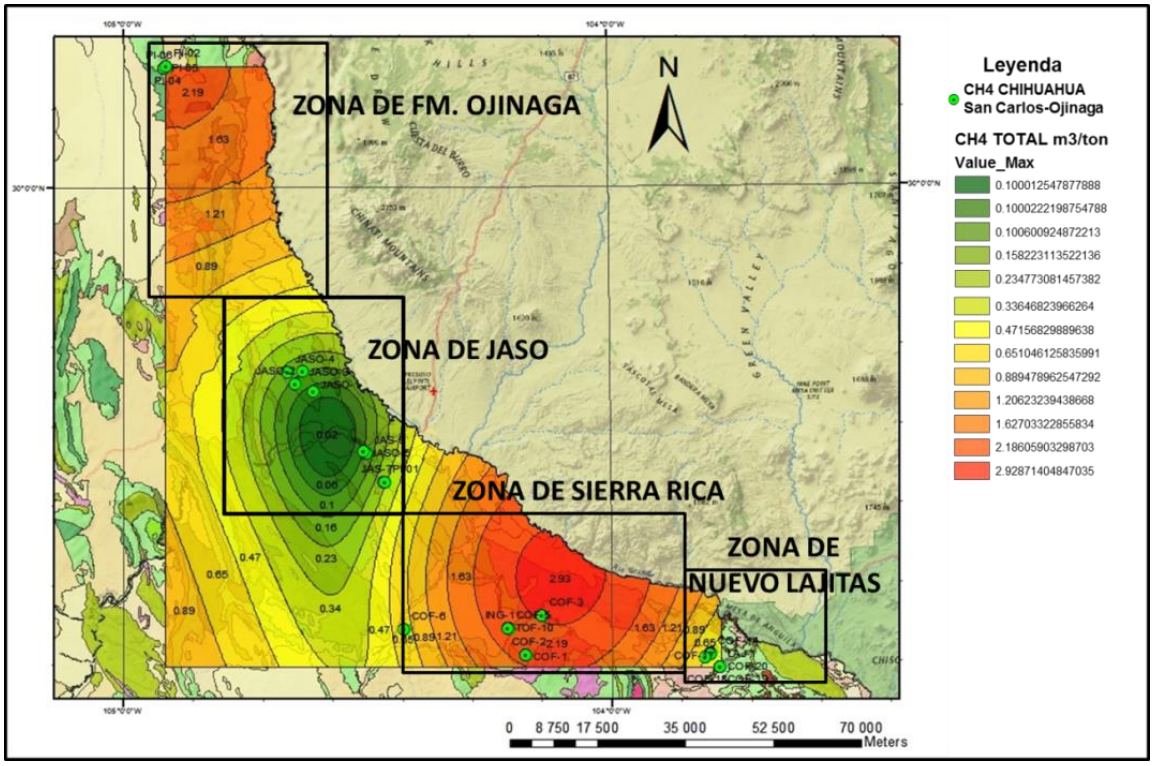


Figura 137. Plano de isovalores de generación de gas metano para las muestras de la Cuenca Chihuahua.

En la Figura 137 se puede observar que la distribución de gas metano en la zona de Sierra Rica es la de mayor generación de gas metano, con valores estimados de 0.56 a 2.98 m^3/t. Este gas está asociado también a mantos de carbón de la Formación San Carlos.

La zona de la Formación Ojinaga presenta un potencial como generadora de gas asociado a las lutitas carbonosas de tipo *shale* gas. Se han estimado valores de generación de gas metano del orden de 0.19 a 2.71 m^3/t.

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

En conclusión, de los análisis arriba mencionados, existen dos formaciones de importancia para la generación de metano:

- La primera es la Formación San Carlos, que corresponde a carbones, en su área de Sierra Rica, que presenta los valores de reflectancia más elevados 0.7 a 1.5 de %Ro, y mayor riqueza orgánica con concentraciones de hasta 40 de %TOC.
- La segunda es la Formación Ojinaga, representa un prospecto para ser explorada como

productora de tipo shale gas, ya que tiene la madurez térmica necesaria con valores de reflectancia de 1 a 2 %Ro, y la riqueza orgánica TOC de hasta 7%.

6.1.3. Análisis elemental

El análisis elemental determina el origen del kerógeno por medio de las proporciones de la composición entre el carbono, hidrógeno y oxígeno. El análisis es muy sensible a la proporción de humedad y materia mineral en la muestra.

La caracterización de la materia orgánica sedimentaria es resultado del análisis evolutivo de la composición elemental del kerógeno con la temperatura y el tiempo.

Los resultados del análisis elemental, así como de humedad y de ceniza, se presentan en la Tabla 6.2, (anexo 3), para la Cuenca de Chihuahua.

La primera interpretación directa se realiza clásicamente por medio del diagrama Van-Krevelen el cual indica la etapa en la cual se encuentra el carbón, siguiendo el proceso de la diagénesis, catagénesis y metagénesis de la materia orgánica. Dado que algunas veces los elementos carbono, hidrógeno y oxígeno no provienen de la materia orgánica, puede dar una composición elemental errónea y representar un origen falso del kerógeno. De ahí que una de las primeras consideraciones en el análisis elemental sea la corrección de la interacción en los análisis de humedad y de la materia mineral.

Para efectuar las correcciones se utilizó el mismo programa informático en *Microsoft® Visual Basic* 6 que utilizamos para la cuenca de Sabinas (Figura 78), (anexo 6).

Este programa permite normalizar ponderalmente los porcentajes de carbono, hidrógeno y oxígeno del kerógeno considerando su composición maceral.

Para asegurar que las concentraciones elementales han sido corregidas, se comparan los resultados de la composición elemental con los análisis *Rock Eval®.6*, (*Bulk Rock*), y los de composición maceral. Esto permite conocer si las interpretaciones de la composición química elemental corresponden con la cantidad de kerógeno estimado y a su composición petrográfica.

En la composición maceral, las cantidades de oxígeno se corrigen debido a la dificultad que presentan en la evaluación, especialmente cuando se tiene mucha ceniza y humedad.

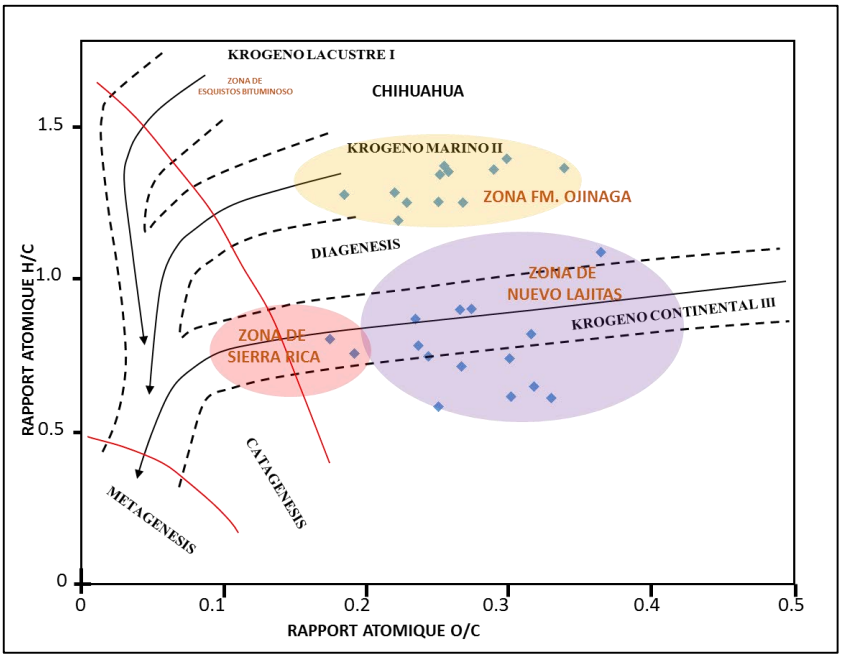


Figura 138. Diagrama Van Krevelen donde se muestra las relaciones H/C y O/C corregidas del cálculo de la ceniza y la humedad de la Cuenca de Chihuahua. (De La O-Martínez, 2013, en este trabajo).

En el diagrama Van Krevelen de la Figura 138 se puede apreciar claramente dos tipos de kerogeno diferentes. Un kerogeno (continental) de los carbones de la Formación San Carlos que se ubican sobre la materia orgánica tipo III. El segundo kerogeno (marino) sigue la línea evolutiva de la MO de tipo II, que corresponde a las lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga.

Tanto los carbones como las lutitas carbonosas en esta cuenca muestran en la figura 138 un estado inmaduro en la zona de diagénesis. Esto es debido a los altos valores en oxigeno encontrados en los análisis elementales.

6.1.4. - Isótopos δ13C en gas de carbón para la cuenca de Chihuahua

Los análisis isotópicos de las muestras de la cuenca de Chihuahua se realizaron en el instituto andaluz de ciencias de la tierra en Granada España, al igual que las muestras de la Cuenca de Sabinas, utilizando los mismos equipos, (Cap. 5.1.6).

La geoquímica de los isótopos estables se ha convertido en una disciplina complementaria indispensable en muchos dominios de las geociencias, particularmente en aquellos que implican interacciones entre fluidos y rocas. En este trabajo en particular se utilizó esta técnica con el objetivo de determinar la composición isotópica del gas metano de los mantos de carbón para definir su origen de formación, biogénico-termogénico.

Se encontró que en general la concentración de metano en las muestras colectadas en isotubos y *canister* es muy débil para poder medir los isotopos. La tabla 6.3 muestra la localización y los resultados que se obtuvieron en estas muestras.

CUENCA	CLAVE	X	Y	ppm CH4	CH4 (%)	δ13C ‰ (V-PDB)	δD (V-SMOW)
CHIHUAHUA	MADROÑO-02 M	580420	3225573	1.8	< 0.2 %	----------	----------
CHIHUAHUA	EL INGLES M	576939	3230954	2.17	< 0.2 %	----------	----------
CHIHUAHUA	JAS0-12 M	551555	3260716	1.96	< 0.2 %	----------	----------
CHIHUAHUA	LAJ-1 M	619062	3223289	1.85	< 0.2 %	----------	----------

Tabla 6.3. Relación de muestras con gas de carbón capturado con isotubos de la Cuenca de Chihuahua. Análisis realizados en el Laboratorio de Biogeoquímica de Isótopos Estables Instituto Andaluz de Ciencias de la Tierra, Granada, España.

La determinación de los isótopos resulto difícil porque la mayor parte de las concentraciones se encuentran entre 1.52 a 2 ppm, y/o < 0.2 %. Estas cantidades encontradas de metano presentan valores cercanos a los hallados en la atmósfera.

Por lo que en esta cuenca resulto imposible obtener una huella isotópica en las muestras analizadas. Las pequeñas cantidades de gas recuperado son debidas a varios aspectos:

- Los espesores de las formaciones son delgados.
- La madurez de las rocas no es muy elevada.
- Una gran cantidad de mineral y humedad con muy poca riqueza orgánica
- Contaminación del aire atmosférico
- Posibles fugas en los *canisters.*

6.1.5. Análisis petrográficos

6.1.6. Determinación de la reflectancia

Al igual que los análisis de reflectancia para las muestras de la Cuenca de Sabinas, los análisis de las muestras de Chihuahua se realizaron en el Instituto Nacional del Carbón (INCAR), en Oviedo, España. Se confirmaron los resultados igualmente con el análisis de algunas de las muestras en el laboratorio de petrografía del centro experimental Chihuahua dependiente del Servicio Geológico Mexicano.

Para la determinación de la reflectancia y su metodología, se aplicaron las normas ISO 7404-5 (2009) y ASTM D2798-09a (ASTM, 2010c) para carbones

También en estas muestras se determinó su %Ro medio, es decir se midió la partícula de vitrinita en la posición en que se encontró. Se realizaron entre 100 y 150 mediciones por muestras para los carbones, para las lutitas carbonosas se realizaron en promedio 50 mediciones, con lo que se asegura una buena determinación de este parámetro.

La Tabla 6.4, (anexo 3), muestra los resultados de reflectancia encontrados en las muestras analizadas en esta cuenca, las muestras se dividieron por zonas estudiadas y por formación, o por tipo de muestras, carbón, lutitas carbonosas y rocas petroleras marinas.

La Figura 139, muestra los histogramas de las muestras representativas, de las tres principales zonas de la cuenca de Chihuahua, (Sierra Rica, Jaso y Nuevo Lajitas). Los histogramas corresponden a muestras con el valor mínimo y máximo de reflectancia encontrado para cada una de las zonas muestreadas y analizadas.

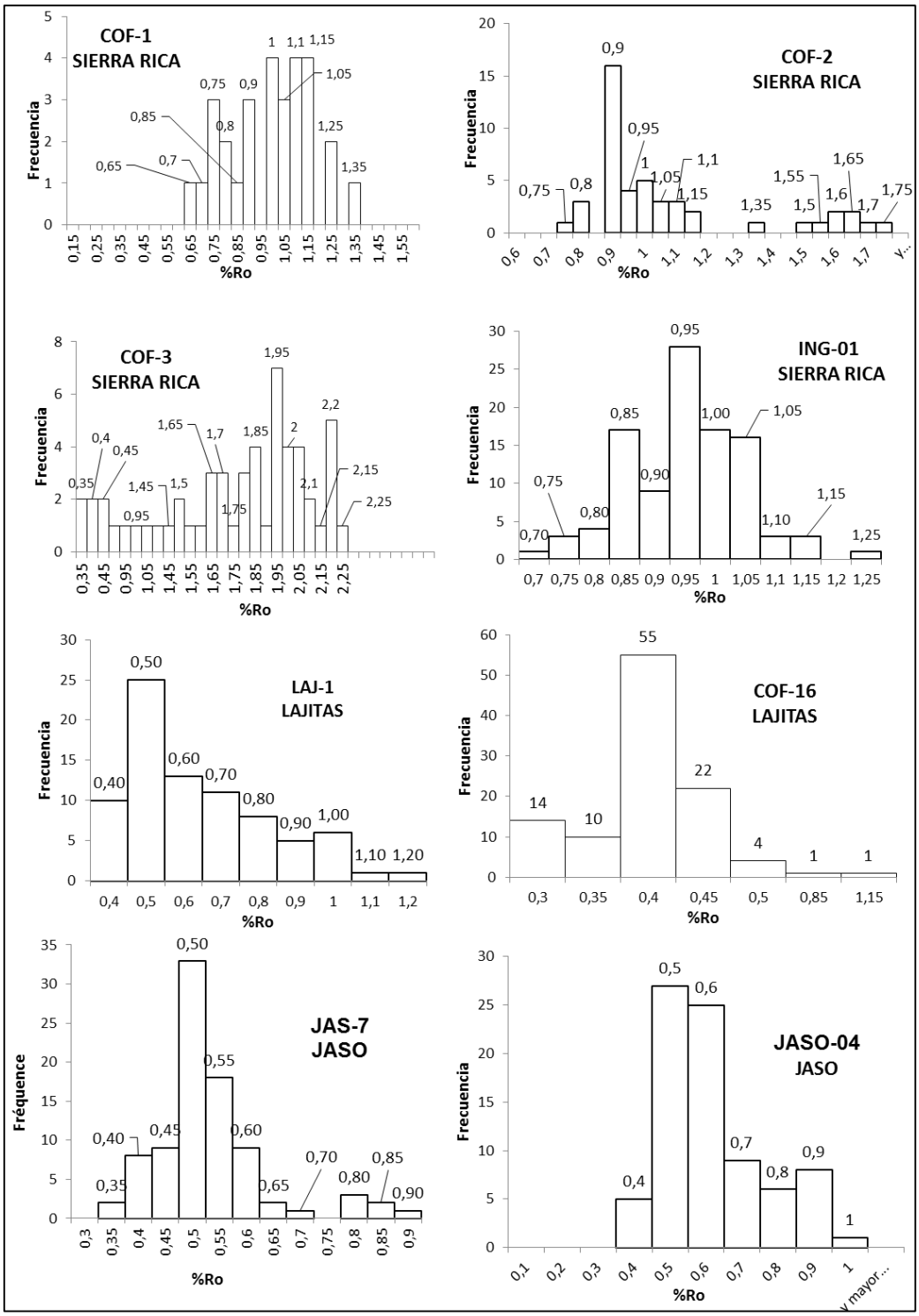


Figura 139. Histogramas representativos de cada una de las zonas estudiadas. Sierra Rica, Jaso y Nuevo lajitas en la Cuenca de Chihuahua.

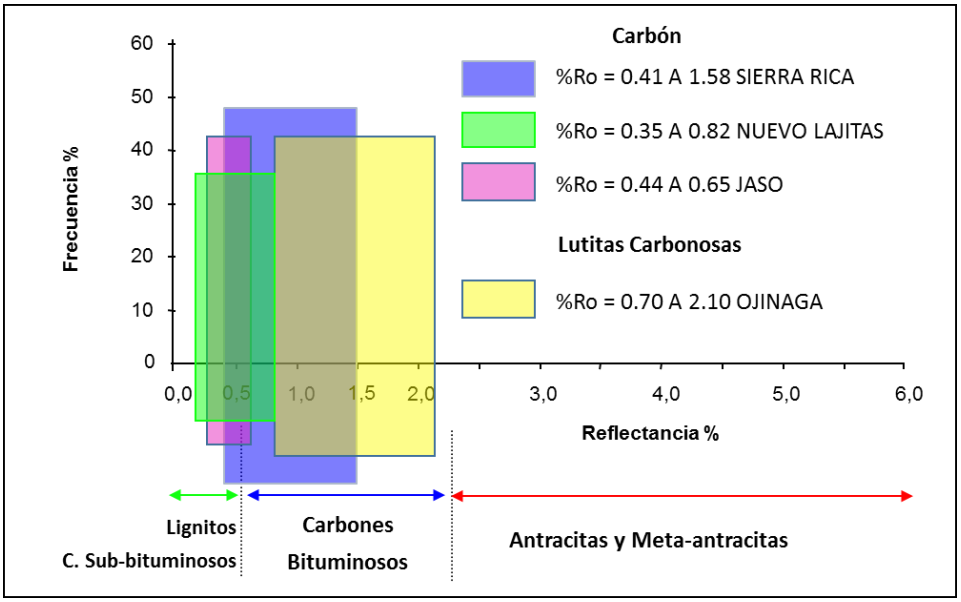


Figura 140. Clasificación de los carbones y lutitas carbonosas de la cuenca de Chihuahua, únicamente en base a los resultados dereflectancia.

Los resultados de este análisis, muestras que los carbones más evolucionados térmicamente corresponden a la zona de sierra rica, con valores de reflectancia de: 0.41 a 1.58 de %Ro, con un promedio de 0.86 de %Ro, lo que los sitúa en un rango entre Lignitos y carbones bituminosos.

La zona de Nuevo Lajita presenta valores de reflectancia que van de: 0.35 a 0.82 de %Ro, clasificándolos igualmente entre lignitos y carbones bituminosos.

Los carbones menos evolucionados corresponden a la zona de Jaso con reflectancia que van de: 0.44 a 0.65 de %Ro, lo que los sitúa como lignitos con entrada en carbones bituminosos.

Las muestras de la formación Ojinaga, aunque no son carbones, se clasificaron dentro de la zona de evolución del gas, con valores de reflectancia de hasta 2.10 de %Ro.

Esta clasificación es únicamente en base a los valores de refelctancia de la vitrinita encontrados en las muestras analizadas, figura 140.

6.1.7 – Microscopia de Fluorescencia

Este análisis está basado en las propiedades de algunos macerales que producen fluorescencia al ser iluminados por luz ultravioleta para su observación. Esta propiedad está asociada al rango de la materia orgánica; en particular de los macerales del grupo liptinita-exinita y algunos bitúmenes/aceites, figuras 141 y 142.

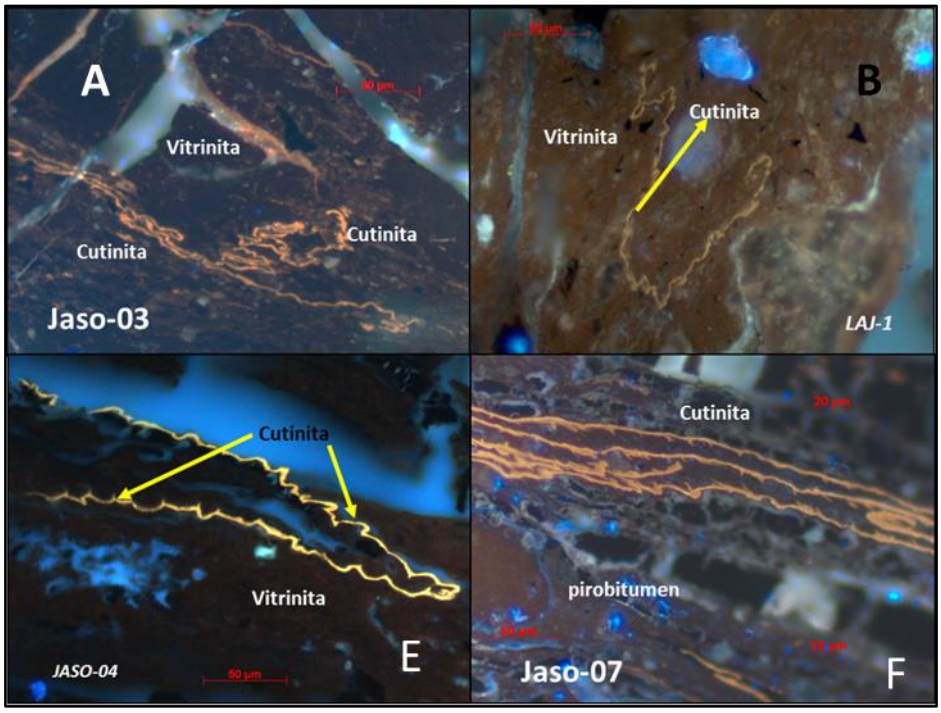


Figura 141. Microfotografías 1 (A, B, E y F). Maceral de tipo III (cutinita) encontrados en muestras de la Cuenca de Chihuahua. (De La O y Martínez, 2012, en este trabajo).* Fotos tomadas con un Microscopio Zeiss Imager A1m Vg1, Pico de excitación xenón centrado a 365 nm, observación en aire.

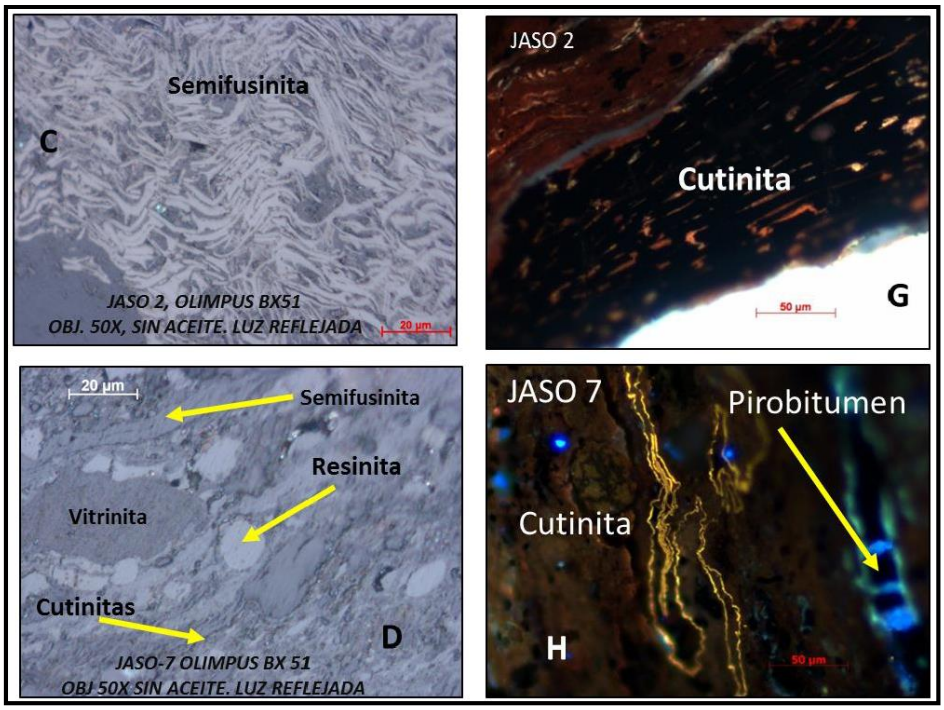


Figura 142. Microfotografías 2 (C, G, D y H). Diversos macerales de tipo III (carbón) encontrados en muestras de la Cuenca de Chihuahua.* Fotos tomadas con un Microscopio Zeiss Imager A1m Vg1, pico de excitación de fluorescencia centrado a 365 nm, observación en aire.

En la Figura 142 se observa en luz reflejada principalmente macerales de vitrinita e inertinita, microfotografías (C y D). En las microfotografías (G y H) se observa liptinita en forma de cutinita.

Algunos cambios en la intensidad y color de la fluorescencia se pueden observar durante el análisis; éstos son variables y dependen del tipo y rango de la materia orgánica. (Martínez *et al.,* 1987).

6.1.8 - Microscopia Electrónica de Barrido

Esta técnica de microscopia electrónica de barrido (MEB), nos permite la observación y caracterización de materiales inorgánicos y orgánicos, obteniendo información morfológica del material analizado a una escala superior a la de la microscopia óptica.

Las principales ventajas del MEB son la alta resolución (~100 Å), gran profundidad de campo que le da apariencia tridimensional a las imágenes y la forma sencilla de preparación de las muestras.

En este trabajo se aplicó la microscopia electrónica de barrido (MEB), con los objetivos de:

- Detectar la presencia de materia orgánica.
- Observar la distribución entre la materia orgánica y la materia mineral.
- Estimar la composición mineral para seguir las reacciones de tipo TSR.

En las Figuras 143, 144, 145 y 146 (fotografías agrupadas), se estudió la materia orgánica mediante la microscopia electrónica de barrido (MEB), efectuada sobre las rocas madre de las formaciones La Casita y La Peña en la Cuenca de Chihuahua.

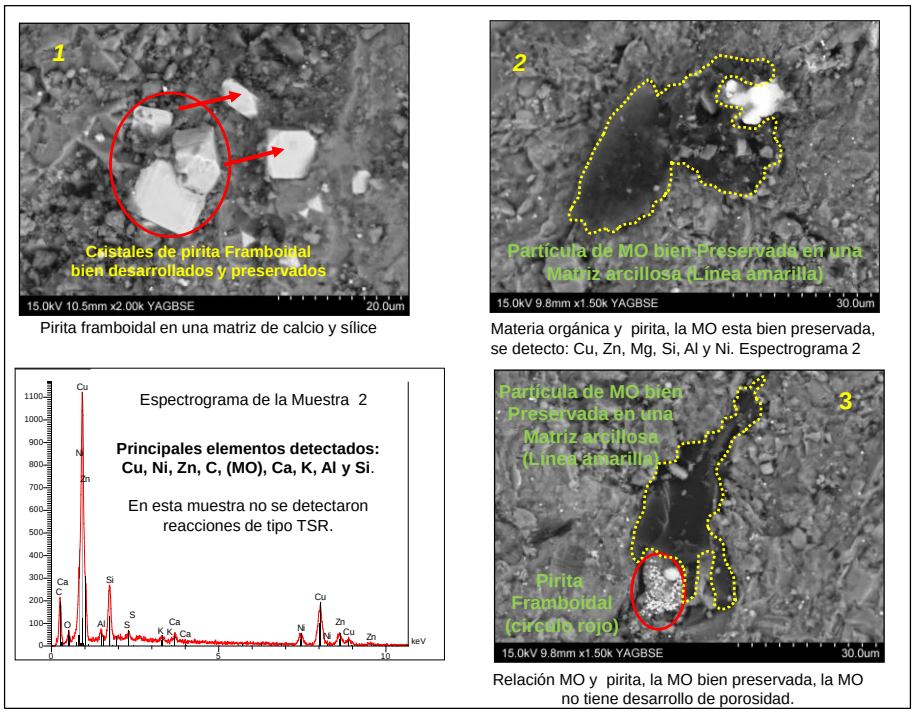


Figura 143. Microfotografías 1, 2 y 3. Se puede observar la preservación del kerógeno, (MO), en contacto con pirita frambiodal en un medio anóxico. MEB, Hitachi S-4800.

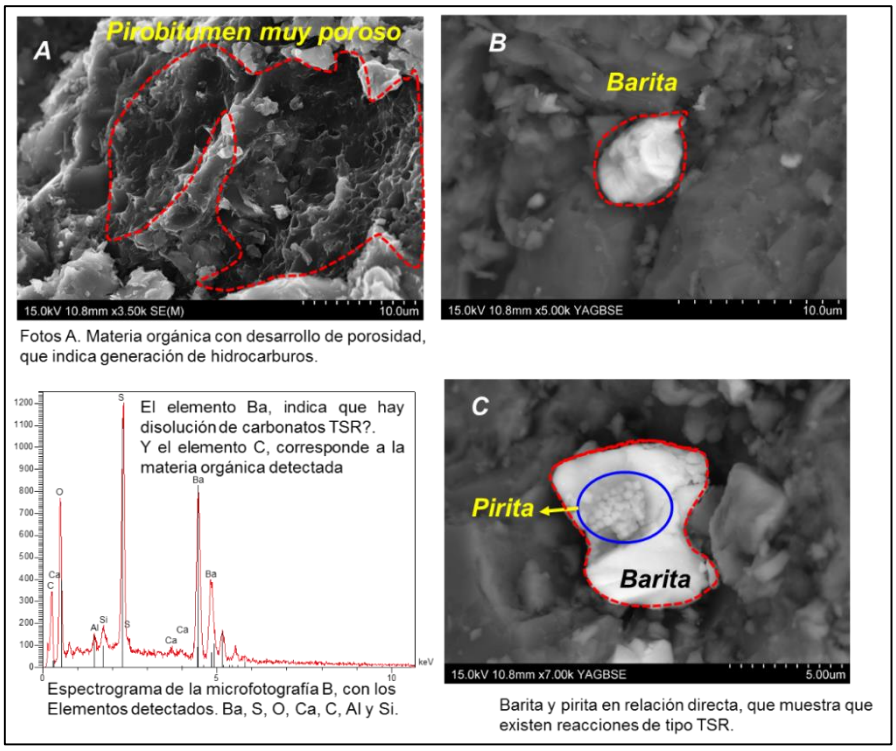


Figura 144. Microfotografías 1, 2, 3 y 4, se observa cristales de pirita frambiodal sobre cristales de barita; además se tiene el espectrograma de la fotografía B. MEB, Hitachi S-4800.

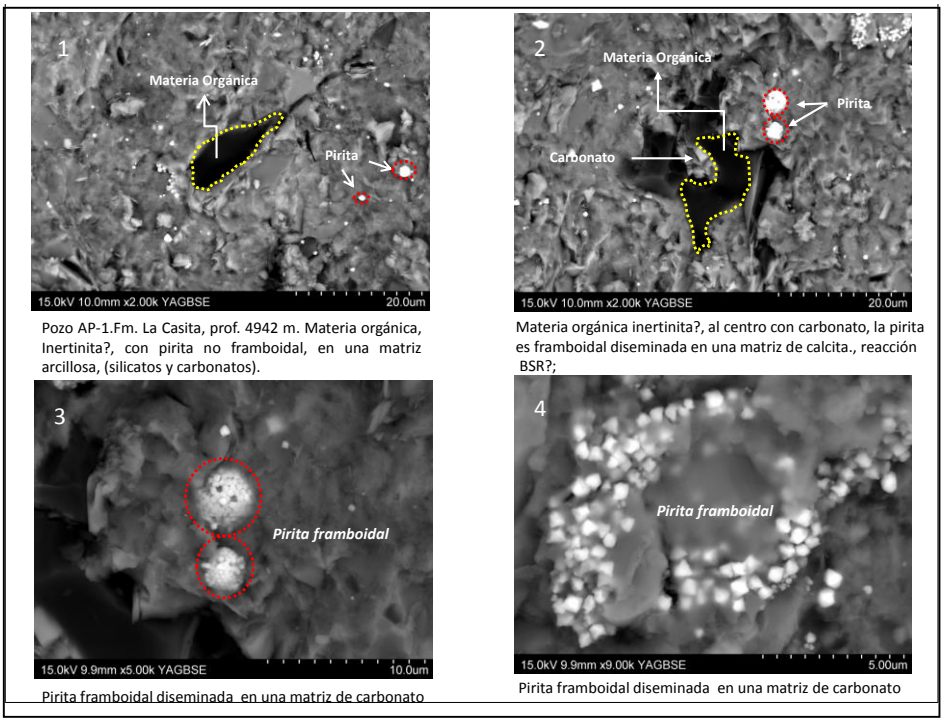


Figura 145. Microfotografías 1, 2, 3 y 4. Se puede observar la presencia del kerógeno de la roca madre de la formación La Casita en un medio anóxico. (De La O-Martínez, 2012, en este trabajo). MEB, Hitachi S-4800.

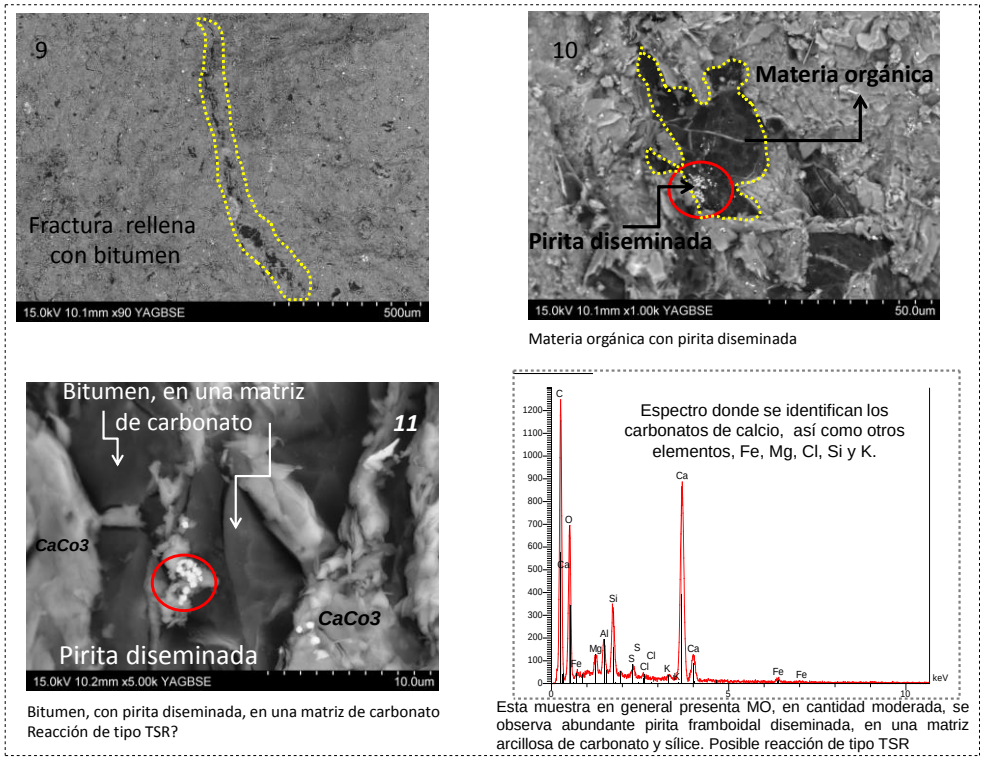


Figura 146. Microfotografías 9, 10 y 11. Se puede observar la presencia de bitúmenes en las fracturas. MEB, Hitachi S-4800.

En este estudio se puede observar por microscopia electrónica de barrido la presencia de bitúmenes sólidos en algunas de las muestras. Estos bitúmenes algunas veces son fluorescentes (ventana del aceite) en microscopia óptica, y algunas veces pierden su fluorescencia y presentan vacuolas de devolatilización cuando se encuentran en la ventana de producción de gas.

La microscopia electrónica de barrido no permite observar la fluorescencia óptica pero si la porosidad que se presenta en los bitúmenes como consecuencia del escape y migración del gas.

En la microscopia óptica se pueden observar esos detalles (vacuolas de expulsión) que van acompañados de un aumento en el poder reflector del bitumen. Cabe mencionar, que los bitúmenes son contabilizados en los residuos no migrados por medio del %COT en la pirolisis *Rock-Eval®6.*

De la misma manera que utilizamos este tipo de datos para seguir la transformación del kerogeno en gas de las rocas madres en superficie en la cuenca de Sabinas y comparamos esos resultados con los resultados de la dismigración del gas proveniente de los sistemas petroleros profundos, vamos en este trabajo a estudiar el comportamiento del sistema petrolero profundo de la cuenca de Chihuahua.

6.2.- Modelado numérico de los sistemas generadores de gas natural profundo en la Cuenca de Chihuahua

6.2.1.- Modelado numérico de la Cuenca de Chihuahua

En las cercanías de la zona de estudio, PEMEX, ha perforado varios pozos exploratorios y a la fecha ninguno se encuentra en producción, la mayoría de los trabajos de perforación se suspendieron por problemas mecánicos.

De los pozos exploratorios terminados, se eligió el pozo Apache-1 para la realización del modelado numérico para la Cuenca de Chihuahua.

El pozo se localiza en la parte central de la Cuenca de Chihuahua (Figura 147).

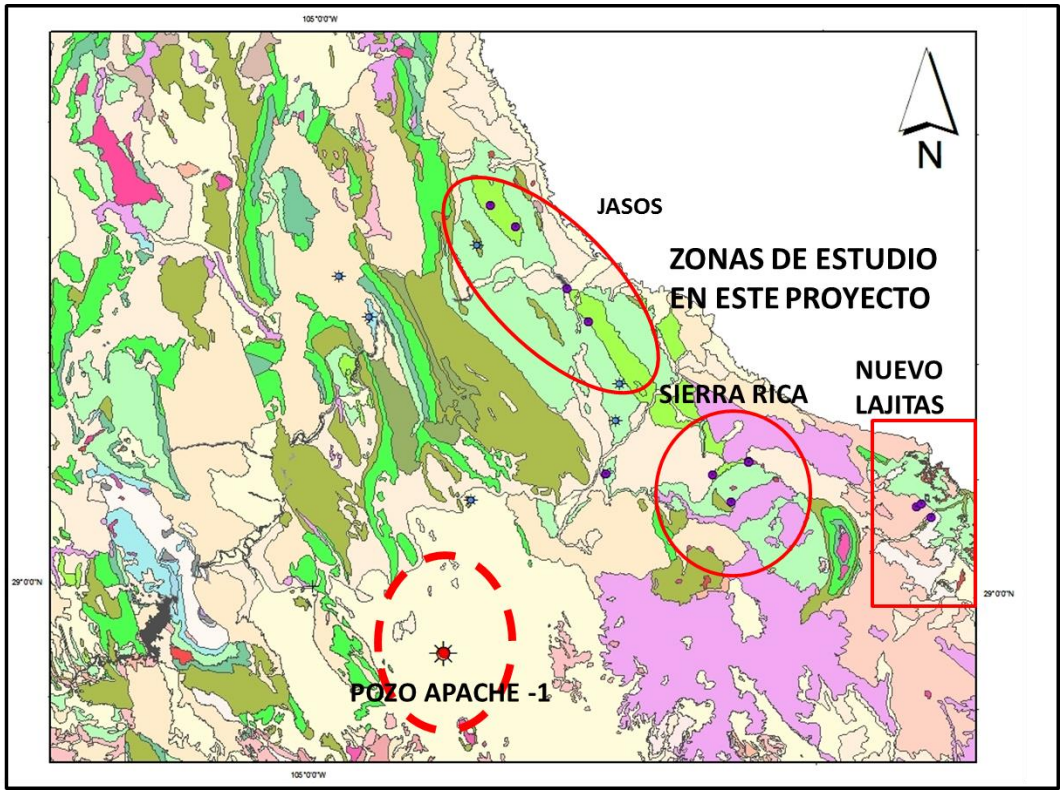


Figura 147. Localización del pozo Apache-1, círculo rojo, y su relación con las zonas estudiadas.

En la Figura 148, se observan los parámetros que se tomaron en consideración para la elaboración del modelado numérico del pozo y su calibración térmica:

- Petrofísica, (cima y base de las unidades, litología).
- Edad de depósito.
- Erosión.
- Tipo de formación dentro del sistema petrolero;
- %TOC.
- HI.

De la misma manera que en la cuenca de Sabinas, en la cuenca de Chihuahua el modelado se realizó en PetroMod® V11.

Para la calibración geoquímica se tomaron en consideración los valores de reflectancia de las formaciones litológicas productoras de hidrocarburos.

Los valores de %TOC de las formaciones consideradas rocas madres (La Casita y La Peña), fueron los mismos empleados para el modelado de la Cuenca de Sabinas.

Se encontraron en la bibliografía, Limón M. (1988), los valores de temperatura de pozo, lo cual permitió realizar la calibración física, térmica y geoquímica.

Main Input for POZOAP-1_Default

CUATERNARIO-TERCIARIO

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
CUATERNARIO-TERCIARIO	0	237	237		60.00	0.10	0.00	0.00	Sandstone (typical)	Overburden Rock	0.00	none	0.00
BUDA	237	300	63	2500	95.00	93.00	80.00	30.00	Limestone (micrite)	Overburden Rock	0.00	none	0.00
DEL RIO	300	322	22	0	97.00	95.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Seal Rock	0.00	none	0.00
LOMA DE PLATA	322	708	386	0	99.00	97.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
BENEVIDES	708	980	272	0	102.00	99.00	0.00	0.00	SHALEcalc	Seal Rock	0.00	none	0.00
FINLAY	980	1105	125	0	105.00	102.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
CHIHUAHUA	1105	1218	113	0	106.00	106.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Seal Rock	0.00	none	0.00
BENIGNO	1218	1335	117	0	110.00	108.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
COYAME	1335	2045	710	0	112.00	110.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
PEÑA	2045	2300	255	0	115.00	112.00	0.00	0.00	SHALE	Source Rock	2.00	Pepper&Corvi(1995)...	300.00
CUPIDO	2300	2325	25	0	118.00	115.00	0.00	0.00	SILTSTONE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
LA VIRGEN	2325	2703	378	0	123.00	118.00	0.00	0.00	LIMESTONE	Seal Rock	0.00	none	0.00
LAS VIGAS	2703	3388	685	0	137.00	123.00	0.00	0.00	SILTSTONE	Overburden Rock	0.00	none	0.00
NAVARRETE	3388	4088	700	0	144.00	137.00	0.00	0.00	ANHYDRITE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
LA CASITA	4088	5103	1015	0	152.00	144.00	0.00	0.00	SHALEcarb	Source Rock	2.00	Burnham(1989)_TIII	300.00
PLOMOSAS	5103	5420	317	0	294.00	265.00	0.00	0.00	SANDSTONE	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
PASTOR	5420	6500	1080	0	310.00	294.00	0.00	0.00	SAND&SILT	Underburden Rock		none	0.00
BASAMENTO	6500	10000	3500		320.00	310.00			BASEMENT				
	10000					320.00							

IES

Figura 148. Principales parámetros físicos para la construcción del Pozo Apache-1. (De La O y Martínez, 2012, en este trabajo).

Los principales marcadores de temicidad utilizados fueron las temperaturas del pozo y el poder reflector de la vitrinita, para las formaciones La Casita y La Peña.

Se registró un elevado índice de maduración térmica, cercano a 3% de poder reflector de vitrinita para la formación La Casita.

Con el poder reflector de la vitrinita se calibro el modelo numérico mediante los algoritmos ya establecidos por Sweeny y Burnham en 1990, y utilizados por el software PetroMod® V11 para calcular el flujo de calor necesario para la maduración de la vitrinita.

Los resultados que se obtuvieron gracias a la aplicación de este modelo, permitieron seguir la evolución a través de la columna encontrada en el Pozo Apache-1, la cual puede ser comparada con los estudios de otros pozos obtenidos de la Cuenca de Sabinas.

La Figura 149 muestra los resultados obtenidos de la calibración térmica, obteniendo dos gráficas; la gráfica de lado izquierdo se refiere a la maduración de vitrinita de acuerdo a su profundidad y que la tendencia indica cierta temperatura para que estos datos de vitrinita se puedan ajustar a la curva expresada por el programa.

Se observa que la calibración de los datos geoquímicos se ajusta con los cálculos de temperatura registrados en el pozo, teniendo un modelo numérico de consideraciones aceptables para seguir adelante las simulaciones siguientes.

En la figura 149 A se presentan los resultados de la calibración de la reflectancia, con base en los valores de datos de vitrinitas de algunas formaciones y donde se observa que la curva (línea roja) se ajusta con los datos de vitrinitas ajustándose a la evolución térmica de los macérales.

La Figura 149 B, muestra los resultados de la calibración hecha con el modelo de *Easy % Ro,* de Sweeny y Burnham *(1990,)* el cual está basado en los algoritmos creados por dichos autores, y que calculan la maduración de la vitrinita mediante la temperatura a la que ha sido afectada y su sepultamiento dentro de una cuenca.

Esta grafica nos muestra las diferentes zonas de generación de hidrocarburos, las cuales están designadas y calculadas para tres zonas específicas, que son: zona inmadura, zona madura y zonas sobremaduras.

Dentro del modelo se tiene que los valores de vitrinitas introducidos para La Formación La Casita, 2 a 2.5%Ro y Formación La Peña 1.5 a 1.90%Ro se ajustan a la evolución térmica dentro de la cuenca.

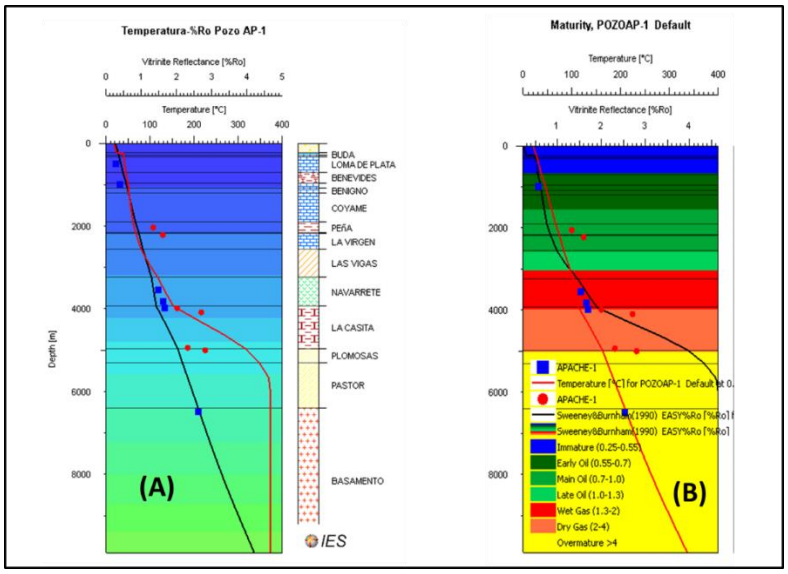


Figura 149. A y B. Gráficas de calibración térmica de reflectancia %Ro, para el Pozo Apache-1.

6.2.2.- Modelo cinético para la generación de hidrocarburos (aceite-gas).

En este pozo se aplicó un modelo cinético de reacción para simular la generación de hidrocarburos durante el craqueo "*cracking"* primario.

Este modelo es el propuesto por Arrhenius ya que esta ecuación deduce las energías de activación que sufren los reactivos para transformarse en hidrocarburos.

La ecuación de Arrhenius se expresa de la siguiente manera:

$dX/dt = X\ Ao \exp(-Ea/RT)$

Se está proponiendo una cinética de primer orden, donde dX = fracción del reactante convertido;

Ao = factor pre exponencial (S1);

Ea = energía de activación (cal/mol);

R = constante de los gases perfectos;

T = Temperatura (K);

Y t = tiempo (s).

Si se conoce la evolución de la temperatura en la cuenca en función del tiempo, esta ecuación permitirá calcular la fracción del reactante convertido por un intervalo de tiempo determinado.

Para este pozo (Apache-1), se tomaron en consideración las cinéticas que se aplicaron para la Cuenca de Sabinas, especialmente creadas para las formaciones La Casita, La Peña y Eagle Ford, que es equivalente a la formación Ojinaga en la Cuenca de Chihuahua.

La Casita, La peña-Eagle Ford, figura 150, esta figura corresponde al modelo de *Easy % Ro,* de *Sweeny y Burnham (1990,)*.

Dentro de esta grafica se aprecia a la Formación La Casita en la zona de producción de gas seco y a la Formación La Peña en la zona de generación de aceite;

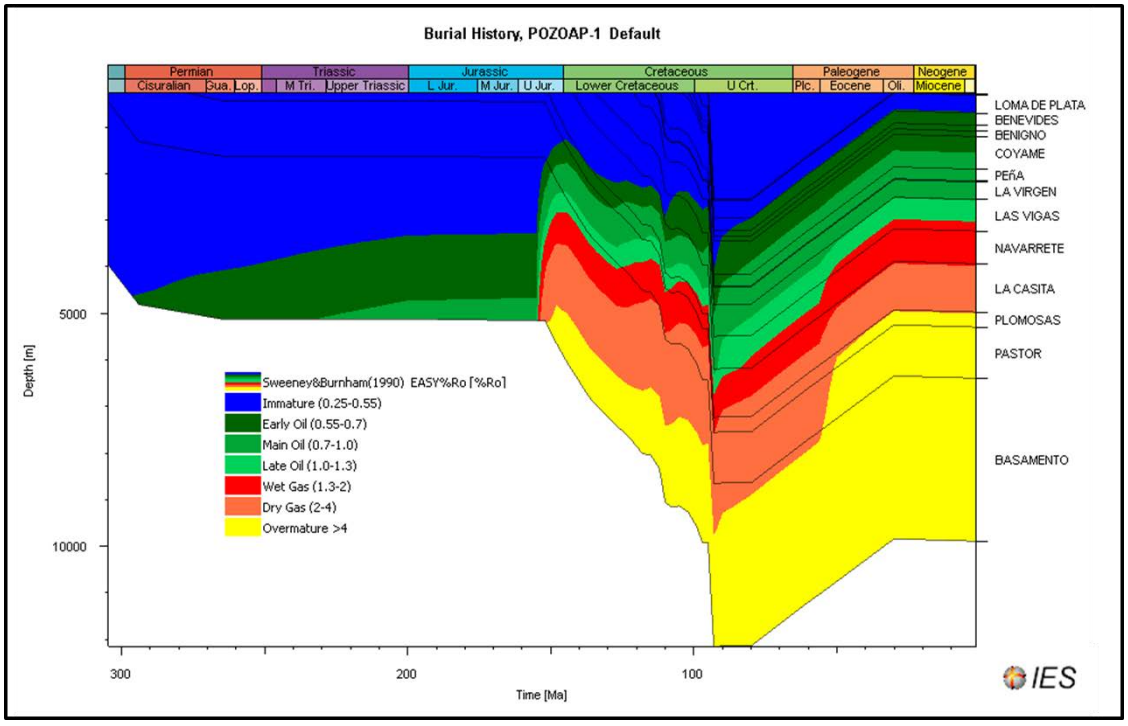


Figura 150. Modelo de generación de hidrocarburos para el pozo Apache-1. Donde se muestras las zonas de generación de hidrocarburos para cada formación La Casita La Peña e Eagle Ford.

6.2.3.- Determinación de la evolución del flujo de calor

Para la determinación de la curva de flujo de calor en este modelo, se implementó la siguiente metodología:

Primero, sobre los parámetros que presenta el programa PetroMod® V11 en su interface para la determinación del flujo de calor, el cual está basado en el método de *crustal stretching*, de McKenzie, (1978).

Segundo, en la estimación del flujo de calor mediante el método gráfico de Royden, (1988), de donde se obtuvieron los parámetros de β y δ, y que fueron substituidos en McKenzie, (1978), PetroMod® V11.

El modeló numérico género una curva a partir de los principales eventos geológicos que han aportado importantes flujo de calor, se añaden los eventos volcánicos que se han presentado en la cuenca desde la edad del Eoceno.

Tomando en consideración estos parámetros se estableció una curva de flujo de calor en esta zona (Figura 151).

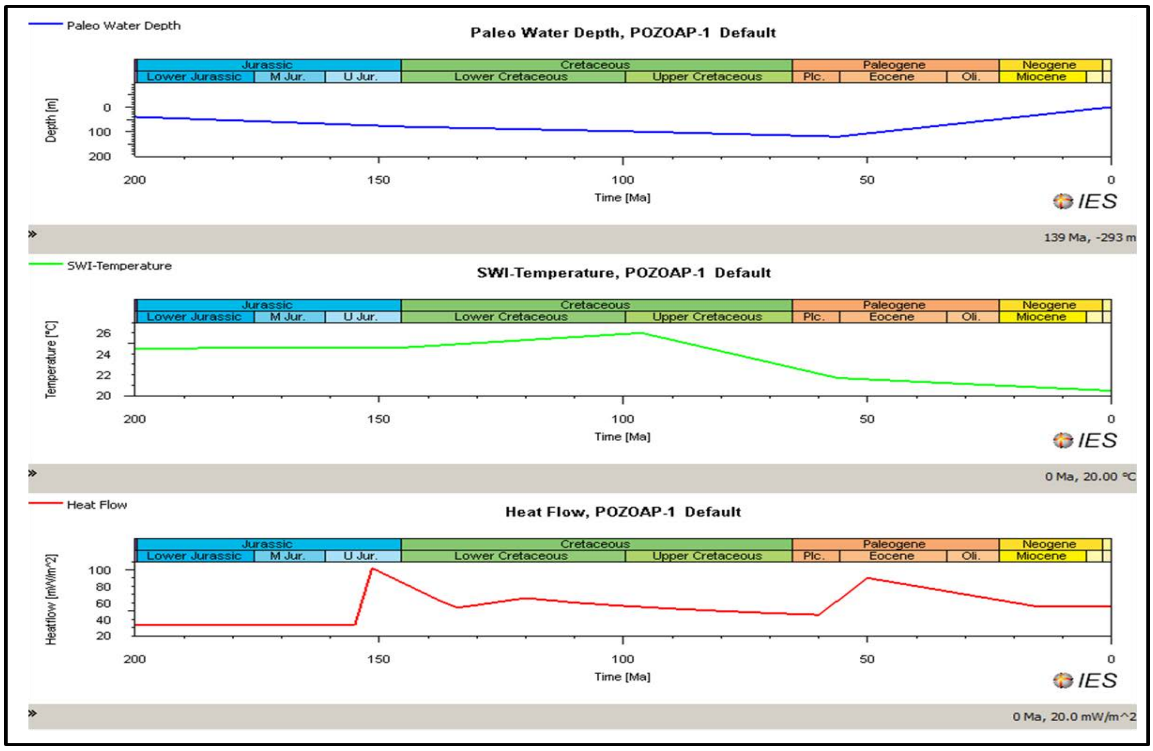


Figura 151. Construccion de la curva de flujo de calor. Pozo Apache-1.

para la fase inicial de rifting se estimó un flujo de calor de 75 a 100 mw/m^2, el cual decayó hasta el actual aproximadamente 40 mw/m^2 , pasando por un incremento del flujo de calor durante el Mioceno de aproximadamente, 75 a 80 mw/m^2, atribuido al vulcanismo en este periodo.

Otro factor de importancia fue la estimación de la erosion, la cual se calculo en más de 2500 m, principalmente en formacion del Cretácico superior al reciente.

El flujo de calor en este pozo (Apache-1), fue calibrado utilizando datos de la reflectancia de la vitrinita en las formaciones La Peña y La Casita.

Se puede observar que en este pozo se llega a la ventana del gas seco en las rocas madres profundas.

PARTE 4

INTERPRETACIONES Y CONCLUSIONES GENERALES

Capítulo 7 Interpretaciones y conclusiones de la cuenca de Sabinas

7.1.- Interpretaciones y conclusiones de la Cuenca de Sabinas

Origen de la materia orgánica

La relación entre el índice de oxigeno (OI) y el índice de hidrógeno (HI), obtenida de los resultados del *Rock Eval®6* (Bulk Rock), agrupan el kerogeno en varias regiones correspondientes a diferentes tipos de materia orgánica: I, II y IV (Figura 67).

Los valores altos de HI reportados en estos carbones son excepcionales, ya que es la primera vez que se reportan en la Cuenca de Sabinas.

La relación %Ro contra IH indica que la materia orgánica está comprendida primordialmente entre el tipo I y el II, situándose esta en un rango de evolución madura (Figura 68). La relación Ro-Tmax de la figura 70, sitúa esta materia orgánica claramente en el rango de carbones de tipo III.

A partir del análisis elemental, el balance de masa de la relación H/C y O/C de la materia orgánica, permitió situar el kerogeno analizado en un diagrama de tipo Van Krevelen y deducir el origen y evolución de las rocas madres en la cuenca.

El diagrama Van Krevelen muestra que la MO en carbones de Sabinas se localiza sobre la rama evolutiva correspondiente a kerógeno tipo III, encontrándose este actualmente entre las etapas de diagénesis à catagénesis (Figura 79).

Maduración térmica del kerogeno analizado

Los valores de reflectancia obtenidos van de 0.8 a 1.5 de %Ro, con un promedio de 1.22 de %Ro. Dadas estas características, la mayoría de los carbones se posicionan en la ventana de generación de aceites y condensado a gas húmedo. Loa análisis Rock-Eval muestran que la totalidad de las muestras se concentran entre una Tmax de 440 a 480 °C. Lo que confirma esta interpretación.

Sin embargo los valores determinados entre el rango de 0 a 0.1 del índice de producción sugieren una evolución térmica entre la diagénesis y catagénesis. El análisis Elemental del diagrama Van Krevelen también.

Esta relativamente claro que entre las dos interpretaciones en función del tipo de análisis y de resultados hay una diferencia importante:

- O bien existe una parte de los carbones que son inmaduros y otra que empiezan a entrar en la ventana del aceite.

- O bien todos los carbones son maduros en la ventana del aceite y se aproximan a la ventana del gas.

La relaciona entre %Ro contra Tmax °C, indica que la mayoría de las muestras se agruparon en la zona que comprende a la materia orgánica de tipo III, interpretación que está en oposición con los resultados Rock-Eval que muestran una materia orgánica principalmente de tipos I y II.

Sin embargo las dos interpretaciones pueden ser justas si se considera que esos carbones están hidrogenados, con respecto al alto IH de estos lo cual se refleja en el bajo contenido de Carbono de las relaciones atómicas H/C y O/C del diagrama van Krevelen.

En realidad estos carbones están en la ventana del aceite y comenzaron a producir gas húmedo como lo muestra el %Ro.

Distribución espacial del gas metano

Se destacan dos zonas importantes de %TOC: hacia la parte norte y en el centro de la cuenca. En la primera se encontraron valores de %TOC de 32 a 43, correspondiendo a la subcuenca de Sabinas y a la parte norte de la subcuenca La Esperanza.

Otra zona presentó un %TOC de 32 a 36, correspondiendo a la subcuenca Saltillo-Lampacitos. Dichos valores se distribuyen de manera uniforme en la parte centro y norte de la Cuenca de Sabinas.

Los valores más bajos de %TOC, con 29 a 16, corresponde a las subcuencas de Adjuntas y San Patricio, (sur de la Cuenca de Sabinas).

Las subcuencas de la parte norte son las de mayor riqueza orgánica y por extensión, las de mayor importancia económica si se considera que son carbones utilizados para la combustión, (generación de energía eléctrica).

Hacia la parte norte, en las subcuencas de Sabinas y La Esperanza, se presentan valores de IH que van de 480 a 680.

Estos son valores excepcionalmente “altos” en IH e indican una mezcla de materia orgánica de tipo III hidrogenada.

Del análisis de microscopia óptica por fluorescencia, se observa que todas las muestras analizadas exhiben macérales del grupo de la liptinita-exinita, con una fluorescencia naranja que podríamos situar en la ventana del aceite.

Sin embargo existen cuatro zonas que podrían situarse en el comienzo de la ventana de gas, con valores de reflectancia entre 1.0 a 1.46.

De acuerdo a estos resultados, la zona de mayor madures térmica es la parte centro sur de la subcuenca Adjuntas, y parte sur de la subcuenca Saltillo-Lampacitos. La parte sur de la subcuenca de Sabinas y la parte norte-centro de la cuenca Las Esperanzas, presentarían las áreas de menor evolución térmica del carbón.

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^3/t de carbón.

Se definieron dos zonas de "mínima" producción de metano con valores de 0.31 a 2.5 m^3/t de carbón.

Estas cantidades se interpolaron de las curvas de metano (con respecto al %Ro) recuperado en maduración artificial en medio confinado del carbón de Sabinas.

Estimación del volumen de gas metano en las subcuencas estudiadas

Mediante la utilización de la fórmula de gas in place se estimó un potencial en gas metano, substituyendo en esta fórmula el gas desorbido, por el gas generado por tonelada de carbón, estimado en este trabajo.

Se estimaron recursos por 221.361 **PC Bcf,** en las subcuencas lo que corresponde al gas metano que pudiera expulsar estos carbones a un grado de evolución térmica medido por medio del %Ro de la Cuenca de Sabinas.

Se estima que al menos existe el doble de recursos, (gas de carbón), ya que los resultados en esta estimación fueron solo para un manto de carbón.

Los mantos que se intercalan en toda la formación, así como evaluar el paquete de areniscas que se encuentran hacia la cima de la formación que no entran en esta estimación y que probablemente acumulan gas profundo.

Origen del gas metano

Mediante el análisis isotópico de la relación δ13C y δD, en muestras de gas obtenidas en diferentes subcuencas de la Cuenca de Sabinas se pudo establecer un comienzo de metanogénesis en los carbones y una dismigración de gases profundos.

La mayor parte de las concentraciones de gas metano que se midió son muy débiles y se encuentran entre: 1.52 a 2 ppm, y/o < 0.2 %. Estas cantidades presentan valores cercanos a los hallados en la atmósfera. Por lo que en la mayoría de las muestras resulto insuficiente para hacer una cuantificación isotópica δ13C del metano.

Los valores isotópicos que se pudieron medir en gas de carbón para la Cuenca de Sabinas van de: δ13C ‰ (V-PDB) -42.019 a -39,72 y δD (V-SMOW) -148.18 a –162.96, estos valores indican que el gas analizado tiene un origen termogénico correspondiente al %Ro analizado de los carbones.

El valor isotópico determinado en muestras de gases profundos, se sitúan en un rango de -25 y -35 de $\delta^{13}C$ CH_4 (0/00 VPDB) y de -125 a -157 del δD CH_4 (0/00 VSMOW). Estos valores los sitúan como termogénicos en zona de sobre maduración.

Estos resultados corresponden a gas metano proveniente de las rocas madre generadoras de hidrocarburos de tipo Shale gas: La Casita, La Peña e Eagle Ford, lo que confirma la madures térmica deducida del modelado numérico estas formaciones.

Zonas de dismigración (Modelado numérico)

A partir del modelado 2D, se detectó dismigración de aceite y gas que llega hasta los carbones, este proceso se da principalmente por dos mecanismos:

- Dismigración en las zonas de falla que se interpretaron en las líneas sísmicas, estas funcionan como trampa con el gas disuelto en el agua.
- Dismigración por capilaridad/percolación de los gases (CH4, CO2, H2S) en las facies carbonatadas que funcionan como sellos para el aceite en la cuenca.

7.2.- Conclusiones:

Las técnicas analíticas seleccionadas para el análisis y caracterización del kerogeno y del gas analizado, nos permitieron de cumplir con los objetivos planteados en este trabajo de tesis.

Los carbones analizados de la Formación Olmos, en diferentes subcuencas de la Cuenca de Sabinas, están maduros en la ventana del aceite y apenas comenzaron a producir gas húmedo.

Con respecto al gas de carbón analizado, se puede decir que hay una diferencia a nivel isotópico en el gas de los carbones, en los resultados de reporte similares de la región de Sabinas, y los reportados en este trabajo.

Otros trabajos similares reporta el origen del gas como una mezcla biogénico-termogénico, en este trabajo solo se determinó como de origen termogénico.

De acuerdo a los resultados obtenidos mediante los diferentes análisis efectuados, se considera buenas las propiedades de formación de gas de los carbones de la Cuenca de Sabinas para explotar el gas profundo absorbido.

De acuerdo a la estimación de gas de carbón en la Cuenca de Sabinas, se considera que la importancia económica es de un volumen estimado de gas metano producido de: 221.361 **PC Bcf.**

Se estima que al menos existe el doble de recursos, (en gas de carbón), si se toman en consideración además los mantos que se intercalan en toda la formación Olmos, así como el paquete de areniscas que se encuentran hacia la cima de la formación.

El gas evaluado en este proyecto corresponde solamente al gas que se genera por tonelada de carbón, es decir solamente el gas producto de la generación del carbón, y no el gas profundo acumulado en el carbón que proviene de otros sistemas generadores, como La Casita; La Peña o Eagle Ford.

La metodología aplicada fue la más apropiada para llevar a cabo el análisis de este estudio y cumplir los objetivos planteados.

7.3.- Recomendaciones

Continuar con un programa de muestreo más “cerrado” para los carbones de las subcuencas de Sabina, así como en la zona de Piedras Negras, ya que en esta zona no se realizó trabajo de caracterización en carbones. Esto con el objetivo de obtener un panorama regional en relación a la caracterización geoquímica de los carbones en toda la región de Sabinas-Piedras Negras.

Realizar algunas pruebas de adsorción-desorción, en carbones de diferentes subcuencas para poder tener un parámetro más preciso para evaluar el potencial de generación y almacenamiento de gas metano en toda la región carbonífera de Sabinas.

Realizar una nueva campaña de muestreo de gas de carbón, utilizando un nuevo método de muestreo. Se sugiere considerar la técnica de muestreo para gas metano, empleada por el Instituto Andaluz de Ciencias de la Tierra de Granada (España).

Esta técnica resulta más rápida, y se pueden colectar más muestras en un solo punto, (hasta 5 muestras por punto o más), lo que da mayor probabilidad de atrapar gas.

Esta técnica consiste de manera general en:

Utilizar una jeringa de 40 cm^3, o más grande, agujas gruesas de dos entradas, tubos de vidrio especiales, llenos con agua destilada.

Una vez en la frente de la mina se toma el gas con la jeringa y se inyecta al tubo de vidrio con agua destilada, insertando una segunda aguja de dos entradas para que salga el agua a medida que entra el gas, al terminar se deja un poco de agua que actuara como sello.

La ventaja extra que proponemos en este nuevo sistema es el costo mucho más económico y rápido de aplicar, a comparación de la técnica de llenado de isotubos.

La metodología aplicada para el estudio de la materia orgánica en carbones, fue la más apropiada para llevar a cabo el análisis de este estudio, y cumplir los objetivos planteados, por lo que se recomienda aplicarla de manera general en todas las cuencas de México, cuyo objetivo sea similar al de este trabajo.

Capítulo 8

Interpretaciones y conclusiones de la cuenca de Chihuahua

8.1. Interpretaciones y conclusiones de la Cuenca de Chihuahua

Para la cuenca de Chihuahua, los resultados se presentan en dos partes, ya que en esta cuenca se analizaron carbones y lutitas carbonosas de tipo shale gas.

Origen de la materia orgánica (Carbones de la Formación San Carlos)

De acuerdo al balance de masas realizado de los resultados de los análisis elementales e inmediatos así como el análisis petrográfico de las muestras de carbones se puede decir que:

- El kerogeno se ubican sobre la rama evolutiva de materia orgánica tipo III, que corresponde a carbones, (diagrama van Krevelen).
- La zona de Sierra Rica presenta valores de reflectancia de 0.70 a 1.33 de %Ro que sitúan estos carbones en la ventana de gas.
- La zona de Nuevo Lajitas, con valores de %Ro de 0.56 a 0.70 se sitúa en una zona intermedia de evolución térmica.
- la zona de Jaso, se presentan valores que van de 0.30 a 0.50 %Ro, los más bajos en poder reflector de vitrinita. Esto sitúa estos carbones de esta zona en inmaduros.

En base a la relación IH contra %Ro, la mayoría de las muestras de la Formación San Carlos presentan inmadurez, posicionándose solamente algunas muestras a la entrada de la ventana del aceite y del gas.

De acuerdo a los valores de índice de producción (IP), todas las muestras de la Formación San Carlos se encuentran con un bajo IP, que oscila de 0 a 0.1, con un bajo nivel de hidrocarburos libres en la roca.

Riqueza orgánica

Los mayores isovalores de %TOC para las muestras de la Formación San Carlos se localiza hacia la zona de Sierra Rica, con valores que van de 19 a 42 de %TOC.

En la zona de Jaso, la riqueza de %TOC disminuye, obteniéndose los valores más bajos que están entre el rango de 3.7 a 7.45.

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

Generación de gas metano.

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

Las zonas, Jaso y Nuevo Lajitas, presentación estimaciones bajas para la generación de gas metano, con valores de 0.1 a un máximo 0.47 m^3/t.

Origen de la materia orgánica y evolución térmica (Lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga)

El kerogeno analizado en la Formación Ojinaga se ubica sobre la línea evolutiva de la materia orgánica de tipo II, que corresponde a las lutitas carbonosas, (diagrama van Krevelen). El diagrama pseudo van Krevelen, (IH/IO), indica que la mayoría de las muestras se agrupan alrededor de la materia orgánica de tipo III, y tipo IV.

Una segunda rama de evolución de la materia orgánica, muestra una mezcla de tipo II y III. En base a la relación IH contra %Ro, las muestras de la Formación Ojinaga se sitúan en la zona madura; en la ventana del gas húmedo a gas seco.

Las muestras de la Formación Ojinaga, se encuentran entre la ventana de generación 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 cercanos a 1. Lo que indica que la formación presenta buenos niveles de transformación de kerógeno.

Generación de gas metano

Para la zona de la Formación Ojinaga se han estimado valores de generación de gas metano del orden de 0.19 a 2.19 m^3/t.

Formaciones La Casita y La Peña

Las muestras de la Formación La Peña se encuentran principalmente en etapa madura a postmadura, en la ventana de gas seco. La formación de La Casita, se encuentran en la ventana de aceite y del gas húmedo. Las dos formaciones con bajos niveles de hidrocarburos libres. Lo que indica la casi total transformación de la materia orgánica contenida en estas dos formaciones.

Origen del gas metano

La determinación de los isótopos del carbono en los gases resulta difícil porque la mayor parte de las concentraciones se encuentran entre 1.52 a 2 ppm, y/o < 0.2 %. Estas cantidades encontradas de metano presentan valores cercanos a los hallados en la atmósfera, por lo que no se pudo establecer la metanogénesis en esta cuenca.

8.2. Conclusiones

La metodología de estudio aplicada fue la correcta para determinar nuestros objetivos de estudiar y evaluar el kerogeno en diferentes formaciones que son rocas madres de hidrocarburos tanto de carbón como de lutitas carbonosas de tipo shale gas.

La zona de la Sierra Rica es la más favorable para la generación de hidrocarburos, principalmente de gas metano derivado de los mantos de carbón que se encuentran en esta zona.

Las muestras 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 cercanos a 1. Esto indica que la formación presenta buenos niveles de transformación de kerógeno, lo que la hace sumamente atractiva para desarrollarla como un play no convencional (shale gas).

En base a los resultados obtenidos, La Formación Ojinaga es la más atractiva para desarrollar un play, dado sus niveles de conversión, y por encontrarse principalmente en la ventana de generación de gas húmedo a gas seco.

Las muestras de La Formación La Peña se encuentran principalmente en etapa madura a postmadura, en la ventana de gas seco, con lo que abre la posibilidad de que la formación sea también productora de gas.

En conclusión existen varias zonas favorables donde podría esperarse recuperar gases metano de origen termogénico en los carbones y shales gas. Sin embargo el muestreo muestra valores muy débiles. Aparentemente estos gases fueron expulsados y migraron.

8.3.- Recomendaciones

Se considera que la metodología utilizada en este trabajo, puede ser aplicable a la exploración del gas asociado a yacimientos de carbón, lutitas carbonosas y rocas madres generadoras de hidrocarburos en México.

Se sugiere considerar la técnica de muestreo para gas metano, empleada por el Instituto Andaluz de Ciencias de la Tierra de Granada (España).

Es una técnica que resulta mucho más rápida y segura, en el sentido de que puede atrapar más metano, otra ventaja en este nuevo sistema es el costo mucho más económico y rápido de aplicar, a comparación de la técnica de llenado de isotubos.

Se recomienda hacer un barreno de control, o exploración entre la zona de Nuevo Lajitas y la zona comprendida de la franja de carbones de Sabinas, para determinar la existencia de mantos de carbón en esta zona, y que a su vez recuperar gas para poder realizar su caracterización isotópica.

Capítulo 9.

Interpretación y conclusiones entre las dos cuencas (Sabinas y Chihuahua)

9.1. Síntesis entre las dos cuencas

Geológicamente, en ambas cuencas se encuentran cuatro formaciones comunes, La Casita, La Virgen, La Pena y Cupido. La Pena y La Casita son las principales formaciones generadoras de hidrocarburos en ambas cuencas.

La madures térmica en los carbones analizados en ambas cuencas, son de rengos diferentes, en la cuenca de Chihuahua son carbones inmaduros de bajo rango, con una reflectancia promedio de 0.5 de poder reflector de vitrinita. Mientras que en Sabinas son Carbones de rango superior, con una refelctancia promedio de 1.2 %Ro, clasificados como carbón bituminoso.

En Chihuahua existe una zona con carbón similar a los carbones de Sabinas, con un poder reflector de vitrinita de 1.5, pero esto se debe a su cercanía con intrusivos riolíticos, que aportaron un flujo de calor extraordinario en esta zona.

El flujo de calor estimado mediante el método de Royden (1986), es diferente en las dos cuencas:

- en la cuenca de Chihuahua, resulto más bajo con un valor estimado de 65-75 mW/m2,
- mientras que en la cuenca de Sabinas el flujo de calor estimado fue de 75- 85 mW/m2.

En relación a las cantidades de gas metano generados a partir de los carbones, es muy diferente en ambas cuencas, presentando en la Cuenca de Sabinas un volumen mucho mayor de generación que en la Cuenca de Chihuahua, esto debido, como se mencionó en párrafos anteriores a su rango más elevado en la cuenca de Sabinas.

Finalmente se puede concluir, que la metodología seleccionada para el estudio del kerogeno y del gas, en ambas cuencas, resulto positiva, pudiendo compararlas para ver su interés industrial.

Cumpliendo así con los objetivos propuestos en este trabajo de tesis, determinando que esta metodología puede ser utilizada para la caracterización de carbones, lutitas carbonosas (shale gas), así coma para rocas madre generadoras de hidrocarburos.

Referencias bibliográficas

Adkins, W.S., 1933. The Mesozoic systems of Texas, in The Geology of Texas; v. I, Stratigraphy: Texas Bureau of Economic Geology, Bulletin 3232, p. 239-518.

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

Ahr, W. M., 1973. The carbonate ramp: An alternative to the shelf model: Transactions of the Gulf Coast Association of Geological Sciences **23**, 221-225.

Alcántara Días, J. Roberto Camacho Vásquez., 1977. Exploración geológica de las zonas carboníferas del estado de Chihuahua. Consejo de Recursos Minerales. Departamento de geología Zona Norte. Reporte inedito.

Alpern, B., 1970. Classification pétrographique des constituents organiques fossils des roches sédimentaires. Revue de l'Institut Français du Pétrole **25**, 1233-1265.

Alpern, B., 1984. Pétrographie des charbons et gazéification in situ. Bulletin de la Société Géologique de France **26**, p. 739-756.

Alpern, B., and Lemus de Souza, M.J. 1970. Sur le pouvoir réflecteur de la vitrinite et de la fusinite des houilles. Compte Rendu de l'Académie des Sciences **271**, 956-959.

Alsaab, D., Elie, M., Izart, A., Sachsenhofer, R.F., Privalov, V.A., 2008. Predicting methane accumulations generated from humic carboniferous coals in the Donbas fold belt (Ukraine). American Association of Petroleum Geologists Bulletin **92**, 1029 – 1053.

Alvarado-Ortega J., Blanco-Piñón A., y Porras-Múzquiz H., 2006. Primer registro de Sarodon (Teleostei: Ichthyodectiformes) en la cantera La Mula, Formación Eagle Ford (Cretácico Superior: Turoniano), Múzquiz, Estado de Coahuila, México, Revista Mexicana de Ciencias Geológicas **23** (2), 107-112.

American Associaton for Testing and Materials (ASTM). 2000. Annual Book of ASTM Standard: part 05.06: gaseous fuel; coal and coke ASTM, Philadelphia.

Anderson, T. H., and Schmidt, V. A., (1983): The evolution of Middle America and the Gulf of Mexico-Caribbean Sea region during Mesozoic time. Geological Society of American Bulletin **94**, 941-966.

Ángeles-Villeda, M.A., Hinojosa-Espinosa, J.J., López-Oliva, J.G., Valdés-González, A., Livas-Vera, M., 2005. Estratigrafía y microfacies de la parte sur del Cañón La Boca, Santiago, Nuevo León, México: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas **22**, (2), 272-281.

Araujo-Mendieta, J., Casar-González, R., 1987. Estratigrafía y sedimentología del Jurásico superior en la cuenca de Chihuahua, norte de México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo **19**, (1), 6-29.

ASTM, 2010c. D2798-09a. Standard test method for microscopically determination of the vitrinite reflectance of coal. Annual book of ASTM standards: Petroleum products, lubricants, and fossil fuels; Gaseous fuels; coal and coke, sec. 5, v. 5.06: ASTM International, West Conshohocken, PA, 406-410.

Atkins, P. W. 1982. Physical Chemistry. 2a ed., Oxford Univ. Press Abramoff, M.D., Magelhaes, P.J., Ram, S.J., 2004. Image Processing with ImageJ. Biophotonics International **11**, 7, 36-42.

Bailey, T.L., Evans, F.G., Adkins, W.S., 1945. Review of Stratigraphy of part of Cretaceous in Tyler basin, northeast Texas: Bulletin of American Association of Petroleum Geologists **29** (2), 170-185.

Bartok, P., (1993): Prebreakup geology of the Gulf of Mexico-Caribbean: Its relations to Triassic and Jurassic rift systems of the region. Tectonics **12**, 441-459.

Barboza, L.D., Santiago C.B., Izaguirre R.M.A., Martínez R.C., Gracia V.M., 1997. Carta Geológico-Minera Monclova, G14-4, Escala 1:250,000 Estados de Coahuila y Nuevo León. Servicio Geológico Mexicano.

Barbosa-Luna, D., Martínez-Ramos, C.J., Santiago-Carrasco, B., Izaguirre-Ramos, M.A., Gracia-Valadéz, M.J., 1998. Carta Geológico-Minera Tlahualilo de Zaragoza G13-6, escala 1:250,000: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe, 138 p.

Barragán, R., Díaz-Otero, C., 2004. Análisis de microfacies y datos micropaleontológicos de la transición Barremiano-Aptiano en la Sierra del Rosario, Durango, México: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas **21**(2), 247-259.

Barragán, R., Maurrasse, F., 2008. Lower Aptian (Lower Cretaceous) ammonites from the basal strata of the La Peña Formation of Nuevo León State, northeast México: biochronostratigraphic implications: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas **25**(1), 145-157.

Barbosa-Gudino, J. R., Tristán-González, M., and Torres-Hernández, J. R., 1999. Tectonic setting of pre-Oxfordian units from Central and northeastern México: A review, in Bartolini, C., Wilson, J. L., & Lawton, T. F., Eds., Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central México. Boulder, Colorado, Geological Society of America Special paper **340**, 197-210.

Barker, C.E., Goldstein, R.H., 1990. Fluid-inclusion technique for determining maximum temperature in calcite and its comparison to vitrinite reflectance geothermometer. Geology **18**, 1003-1006.

Barker, C.E. y Pawlewicz, M.J. 1993. An empirical determination of the minimum number of measurements needed to estimate the mean random vitrinite reflectance of dissemined organic matter. Organic Geochemistry **20**, 643-651.

Barker, C.E., Pawlewicz, M.J., 1994. Calculation of Vitrinite Reflectance from Thermal Histories and Peak Temperatures - A Comparison of Methods. In: Mukhopadhyay, P.K., Dow, W.G. (Editeurs), Vitrinite Reflectance as a Maturity Parameter. Applications and limitations. American Chemical Society. Symposium Series **570**, 216-229.

Behar, F., Beaumont, V., Penteado, H.L. De B., 2001. Rock-Eval 6 technology: performance and developments. Oil & Gas Science and Technology, Revue de l'institut français du pétrole 56, 111-134.

Belt, B. C., 1925. "Stratigraphy of the Tampico District of Mexico", Bull. Amer. Assoc. Petrol. Geol. **9**, 1, 136-144.

Bertrand, P., Pittion, J., Bernard, C. 1986. Fluorescence of sedimentary organic matter in relation to its chemical composition. Organic Geochemistry **10**, 641-647.

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**, 67-105.

Bird. P., 2002. Stress direction history of the western United States and Mexico since 85 Ma. Tectonics **21** (3), 1-12.

Bishop, A. B., 1970. Stratigraphy of Sierra de Picachos and vicinity, Nuevo León, Mexico: AAPG Bulletin **54**, 7, 1245-1270.

Blome, Ch.D., Faith, J.R., Collins, E.W., Pedraza, D.E., Murray, K.E., 2004. Geologic Map Compilation of the Upper Seco Creek Area, Medina and Uvalde Counties, south-central Texas: United States Geological Survey, Denver, Colorado, 21 p

Bodnar, R. J. 1990. Petroleum migration in the Miocene Monterey Formation, Calif., U.S.A.: constraints from fluid-inclusion studies. Mineralogy. Mag. **54**, 295-304.

Boden, R.W. III, Ehrlich, R., 1998. Permeability of coals and characteristics of desorption tests: Implications for coal bed methane production. International Journal of Coal Geology **35**,333-347.

Bostick, N.H., Daws, T.A., 1994. Relationships between data from Rock-Eval pyrolysis and proximate, ultimate, petrographic and physical analyses of 142 diverse U.S. coal samples. Organic Geochemistry **21**, 35-49.

Boudou, J.P., Espitalié, J., Bimer, J., Salbut, P.D., 1994. Oxygen groups and oil suppression during coal pyrolysis. Energy and Fuels **8**, 972–977.

Brown, M. L., and Dyer, R., 1987. Mesozoic geology of northwestern Chihuahua, Mexico, in Mesozoic Rocks old Southern Arizona and Adjacent Areas: Arizona Geological Society Digest, **18**, 381-394.

Bustin, R.M., 1985. Coal petrology its principles, methods and applications, Second Edition, Canada. 229p.

Bustin, R.M., Clarkson, C.R., 1998. Geological controls on coal bed methane reservoir capacity and gas content. International Journal of Coal Geology **38**, 3-26.

Burckardt, C., 1930. Étude synthétique sur le Mésozoïque Mexicain: Mémoires de la Société Paléontologique Suisse, v. **L**, 1-280.

Burrows, H. R., 1910. Geology of northern México: Sociedad Geológica Mexicana Boletín **7,** 85-103.

Buffler, R. T., and Sawyer, D. S., 1985. Distribution of Crust and early history, Gulf of México basin. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions **35**, 333-344.

Burrus, R. C. 1981. Hydrocarbon fluid inclusions in studies of sedimentary diagenesis. En: Short Course in Fluid Inclusions: Applications of Petrology (Hollister L. S. y Crawford, M. L. Eds.), 138-156. Mineralogical Association of Canada.

Burrus, R. C. 1991. Practical aspects of fluorescence microscopy of petroleum fluid inclusions. En: Barrer, C. E., Kopp, O. (eds.) Luminescence microscopy spectroscopy: qualitative and

quantitative applications, SEPM (Society for Sedimentary Geology) Short Course Handbook, 25, 1-7.

Burrus, R. C. 2003. Petroleum fluid inclusions, an introduction. En: Samson, I., Anderson, A., Marshall, D. (eds.) Fluid Inclusions: Analysis and Interpretation. Mineralogical Association of Canada, Short Course **32**, 159-174.

Burrus, R. C., Coth, D. J., Goldstein, R. H. 1980. Fluorescence microscopy of hydrocarbon fluid inclusions: Relative timing of hydrocarbon migration events in the Arkoma basin, N. W. Arkansas (Abstract). EOS **61**, 400.

Burnham, A. K., Sweeney, J.J., 1989. A chemical model of vitrinite maturation and reflectance. Geochimica et Cosmochimic Acta **53** 2649-2657.

Busby-Spera, C.J., Kokelaar, B.P., 1991. Controls of the Sawmill Canyon fault zone on Jurassic magmatism and extension/transtension in southern Arizona: Geological Society of America, Abstracts with Programs, 23, A-250. America: Geological Society of America, Abstracts with Programs, **29**, A-200-A-201.

Brassell, S.C., Eglinton, G., Mo, F.J., 1986. Biological marker compounds as indicators of the depositional history of the Maoming oil shale. Organic Geochemistry **10**, 927-941.

Cabrera, F., Narváez, G., Chávez, M.J., Hernández, R., Alcántara, J., Gómez, F., 1984. Exploración carbonífera en la Cuenca de Ojinaga: Comisión Federal de Electricidad, Informe interno **45**, 41-61.

Castro, M. J. T. y Martínez, R. E., 1977. Estudio del Cretácico de la Franja Tamaulipas y Tamabra al SW de la Faja de Oro entre los ríos Náhuatl y Cazones, in Atolón de la Faja de Oro. Etapa estratigráfica y diagenética (B). Inst. Mex. Petrol. Subdir. Tec. de Explor., Informe inédito, 68 pp.

Castillo-Madrid, A., 1982. Reconocimiento geológico de una porción de los estados de Chihuahua y Coahuila: México, D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, tesis profesional, 160 p.

Camacho-Ortegón, L.F., Martínez, L., Piédad-Sánchez, N., et al. 2008a. Modelling of the CO2 and CH4 formation in Mesozoic sediments of the Mississippi Valley type: Study of geochemical implication in relation with heat flow evolution in the Pirineo block of the Sabinas basin of Northeastern Mexico.22ème Réunion des Sciences de la Terre, Nancy-CEDEX-France, 21 - 24 Avril 2008, p. 344.

Camacho-Ortegón L. 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. Soutenance p 337.

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.

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.

Carrascal Miranda, R, Suarez-Ruiz, L, Martínez, L., 1996. Analysis of the evolution and rank distribution of coals from OYON Basin (Upper Jurassic) of Peru. Congreso Geológico de España. Madrid. Geogaceta **20**, 651-654.

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. DeFord: West Texas Geological Society and The University of Texas at Austin, 83-97.

Carrillo, B. J., 1961. Geología del Anticlinorio Huizachal – Peregrina al NW de Ciudad Victoria, Tamps. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol. **XIII**, 1-98.

Chávez-Cabello, G. 2005. Deformación y Magmatismo Cenozoico en el Sur de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. Tesis de Doctorado, Centro de Geociencias, Universidad Nacional Autónoma de México, Juriquilla, Qro. México, 312 p.

Cobban, W.A., Hook, S.C., McKinney, K.C., 2008. Upper Cretaceous molluscan record along a transect from Virden, New Mexico, to Del Rio, Texas: New Mexico Geology **30** (3), 75-92.

Cobban, W.A., Kennedy, W.J., 1989. Acompsoceras inconstans zone, a lower Cenomanian marker horizon in Trans Pecos Texas: EUA, Neues Jahrbuch für Paläeontologie Abhandlungen, **178** (2), 133-145.

Crosdale, P.J., Basil, Beamish, B., Valix, M., 1998. Coalbed methane sorption related to coal composition. International Journal of Coal Geology **35**, 147-158.

Connan, J., Restle, A., 1984. La biodégradation des hydrocarbures dans les réservoirs. Bulletin Centre's de Recherches Exploration - Production Elf -Aquitaine **8**, 291-302.

Cornell, W.C., 1997. Dinoflagellate cysts from the Buda Limestone (Cenomanian), Cerro de Cristo Rey, Dona Ana County, New Mexico: Review of Palaeobotany and Palynology **98**, 153-157.

Cuevas, L.J.A. 1988. Análisis de subsidencia e historia térmica en la Cuenca de Sabinas, Noreste de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros **34**, p. 56-100.

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.

Chávez-Cabello, G.2005. Deformación y Magmatismo Cenozoico en el Sur de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. Tesis de Doctorado, Centro de Geociencias, Universidad Nacional Autónoma de México, Juriquilla, Qro. México, 312 p.

Charleston, S., 1973. Stratigraphy, tectonics and hydrocarbon potential of the lower Cretaceous, Coahuila series. Coahuila México; University of Michigan [Ph. D. Dissertation], 268 p.

Charleston, S., 1981. A summary of the structural geology and tectonics of the State of Coahuila, Mexico, in Schmidt, C. I., y Katz, S. B., Eds., Lower cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico. West Texas Geological Society Field Trip Guidebook, Publication, **81**-74, 28-36.

Davis, A., Rathbone, R. F. Rui Lin, Quick, J. C. 1990. Observations concerning the nature of maceral fluorescence alteration with time. Org. Geochem. **16**, 897-906.

Debra K. Higley, Michael Lewan, et al., 2006. Petroleum System Modeling Capabilities for Use in Oil and Gas Resource Assessments, U.S. Department of the Interior, Ed. by *U.S.*

Geological Survey. Reston, Virginia: Version 1.0, Open-File Report 2006–1024, 22 p, disponible in http://pubs.usgs.gov/of/2006/1024/

Di Primio R., y Horsfield B. 2006. From petroleum-type organofacies to hydrocarbon phase prediction, AAPG Bulletin **90**, 7, 1031 - 1058.

Diessel, C.F.K., 1992. Coal-Bearing Depositional Systems. Springer-Verlag, Berlin, 721p.

Dickinson, W. R., and Lawton, T. F., 2001. Carboniferous to Cretaceous assembly and fragmentation of Mexico. Geological Society of American Bulletin, **113**, 9, 1142-1160.

De Cserna, Z., 1956. Tectónica de la Sierra Madre Oriental de México entre Torreón y Monterrey. Publicaciones del XX Congreso Geológico Internacional, Monografía, 60 p.

De Ford, R.K., 1958ª. Cretaceous platform and geosyncline, Culbertson and Hudspeth counties, Texas: Van Horn, Texas, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Permian Section, Guidebook 1958 Field Trip, 90 p.

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, 116-129.

De La O Burrola F., y Martínez. L. 2011., Caracterización petrográfica y geoquímica de los carbónes 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.

Dumble, E.T., 1892. Notes on the geology of the valley of the middle Rio Grande: Geological Society of America Bulletin **3**, 219-230.

Durand, B., 1980. Sedimentary organic matter and kerogen. Definition and quantitative importance of kerogen. In: Durand, B. (Ed.), Kerogen, Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions Technip, Paris, pp. 13–34.

Durand, B. & Parratte, M., 1983. Oil potential of coals, a geochemical approach. In: Brooks, J. (ed.), geochemistry and exploration of Europe. Blackwell scientific, Oxford, 255-265.

Echanove-Echanove, O., 1986. Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos (Parte I), Consideraciones Geológico Petroleras: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros **38** (1), 3-39.

Eguiluz de A. S.; 1984. Tectónica Cenozoica del Norte de México. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros **XXXVI**, 1; 43-62.

Eguiluz de A., S., 1990b. Un hiato Aptiano en el Noreste de México: Revista de la Sociedad Mexicana de Paleontología **2**, 57-68.

Eguiluz de A., S., 1994. La Formación Carbonera y sus implicaciones tectónicas, Estados de Coahuila y Nuevo León: Sociedad Geológica Mexicana Boletín **50**, 3-39.

Eguiluz de A., S., Aranda, G. M., y Marrett, R., 2000. Tectónica de la Sierra Madre Oriental, México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. **LIII**, 1-26.

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**, 241-270.

Eguiluz, A.S. and N. Amezcua, 2003. Coalbed methane resources of the Sabinas Basin, Coahuila, México, in C. Bartolini, R.T. Bluffer, and J. Blickede, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir **79**, 395-402.

Eguiluz de A. S. 2007. Exploración Petrolera Cuantitativa, Ejemplos y Resultados de los Estudios de Plays en la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. Revista del Servicio Geológico Mexicano. N. **1** 29.

Ellisor, A. Ch., 1918. Species of Turritella from the Buda and Georgetown Limestones of Texas: University of Texas Bulletin, (1840), 28 p.

Emery, D. y Robinson, A. 1993. Inorganic Geochemistry: Applications to Petroleum Geology. *Blackwell Scientifi Publications, Oxford, London*, 254 p. ISBN 0-632-03433-5

Enciso de la Vega, S., 1968. Hoja Cuéncame 13 R-1(7), Estado de Durango: México D.F., Universidad Autónoma de México, Instituto de Geología, Cartas Geológicas de México serie: 1: 100 000, 1 mapa con texto.

Escamilla-Herrera, A., Hernández-Mejía, J., Eguizábal-Martínez, F.J., 1991. Estudio integral del Paleozoico en Chihuahua y Coahuila, Proyecto CAO-3515, Instituto Mexicano del Petróleo, 253 p.

Espitalié, J., Deroo, G., y Marquis, F. 1985a. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Revue de l'IFP, 40, 563 - 579.

Espitalié, J., Deroo, G., y Marquis, F. 1985b. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Revue de l'IFP, 40, 755 - 784.

Espitalié, J., Deroo, G., y Marquis, F. 1986. La pyrolyse Rock-Eval et ses applications. Revue de l'IFP, 41, 73 - 89.

Espitalié, J., Madec M., Tissot B. et al. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration. Offshore Technology Conference, OTC 2935, Houston. Texas. May **2**-5, 439 - 444.

Fackler-Adams, B.N., Busby, C.J., Mattinson, J.M., 1997. Jurassic magmatism and sedimentation in the Palen Mountains, southeastern California: Implications for regional tectonic controls on the Mesozoic continental arc: Geological Society of America, Bulletin, **109**, 1464-1484.

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

Fisher, J., 2005. Unconventional gas. Oil and gas Investor. Available on http://www.globaloilwatch.com.

Flores, RM., 1998. Coalbed methane: From hazard to resource. International Journal of Coal Geology **35**, 3-26.

Flores-Galicia, E. 1988. Geología y reservas de los yacimientos de carbón en la República Mexicana. In Salas, G. ed., Geología Económica de México. Fondo de Cultura Económica. México, p. 175-217.

Flores-Galicia, E., 2001. Exploración y Recursos de Carbón en la República Mexicana. Consejo de Recursos Minerales, draft report. p. 42

Galicia-Evaristo, F; Gómez-Landeta F. (1982). Informe de la visita realizada y síntesis de los prospectos San Pedro Corralitos y Ojinaga Chihuahua, con posibilidades de actuación futuro. Programa nacional de exploración por reservas de carbón. Consejo de Recursos Mirierales. p. 34.

Garza, G. R., 1973. Modelo sedimentario del Albiano-Cenomaniano en la porción sureste de la Plataforma de Coahuila: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros. **25**, 309-339.

Gat, JR. 1996. "Oxygen and hydrogen isotopes in the hydrologic cycle." Annual Reviews in Earth and Planetary Sciences **24**(1): 225–262.

Giles, A. K., F. T. Lawton, and J. F. Vega-Vera, 1999. Salt tectonics of Cretaceous-Paleogene La Popa Basin, Nuevo León, México: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros/AAPG Third Joint International Conference Field Trip, sponsored by Dallas Geological Society, 109 p.

Gonfiantini, R. 1978. "Standards for stable isotope measurements in natural compounds." Nature **271** (5645):534–536.

González, G.R. y N.Q. Holguín, 1992. Las rocas generadoras de México: Boletín de la Sociedad Mexicana de Geólogos Petroleros**. 42**, 9-23.

González-Reyna, J., 1956. Memoria Geológico-Minera del estado de Chihuahua, en **XX** Congreso Geológico Internacional: México, D.F, 280 p.

González-Sánchez, F., Puente-Solís, R., González Partida, E. Camprubí, A., 2007. Estratigrafía del Noreste de México y su relación con los yacimientos estratoligados de fluorita, barita, celestina y Zn-Pb: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana **59** (1), 43-62.

Goldhammer, R. K., Lehmann, P. J., Todd, R. G., Wilson, J. L., Ward, W. C., and Johnson, C. R., 1991. Sequence stratigraphy and cyclostratigraphy of the Mesozoic of the Sierra Madre Oriental, northeast Mexico, a field guide-book. Gulf Coast Section, Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, 85 p.

Goldhammer, R. K., Dunn, P. A., and Lehmann, P. J., 1993. The origin of high- frequency platform carbonate cycles and third-order sequences (Lower Ordovician El Paso Group, west Texas): Constraints from outcrop data, inverse and forward stratigraphic modeling. Journal of Sedimentary Petrology. 63, 318-359.

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, 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**, 45-81.

Grajales-Nishimura, J. M., Terrell, D. J., and Damon, P. E., 1992. Evidencias de la prolongación del arco magmático cordillerano del Triásico Tardío-Jurásico en Chihuahua, Durango y Coahuila. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros **42**, 1-18.

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. Bufler, and A. Cantú-Chapa, eds., The western Gulf of Mexico Basin: tectonics, sedimentary basins and petroleum systems: AAPG Memoir **75**, 159-181.

Greenwood, E., Kottlowski, F.E., Thompson, III, S., 1977. Petroleum potential and stratigraphy of Pedregosa basin; comparison with Permian and Orogrande basins: American Association of Petroleum Geologists, Bulletin **61**, 1448-1469.

Guilhaumou, N., Szydlowskii, N., Pradier, B. 1990. Characterization of hydrocarbon fluid inclusions by infrared and fluorescente microspectrometry. Mineralogy. Mag. **54**, 311-324.

Hackley, Paul C. Guevara, Edgar H, Hentz, Tucker F, Hook, Robert W., (2008). Thermal maturity and organic composition of Pennsylvanian coals and carbonaceous shales, north-central Texas: Implications for coalbed gas potential. International Journal of Coal Geology 77 294–309.

Haenggi, W.T., 1966. Geology of El Cuervo area, northeastern Chihuahua, Mexico: Austin, Texas, University of Texas at Austin, Ph. D. Thesis, 403 p.

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**, 55-69.

Haenggi, W.T., 2001, Tectonic history of the Chihuahua Trough, Mexico and adjacent USA; Part I, the pre-Mesozoic setting: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo **LIV**, 28-66.

Haenggi, W. T., (2002): Tectonic history of the Chihuahua trough, Mexico and adjacent USA, Part II: Mesozoic and Cenozoic. Boletin de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo **LV**, n. 1, 38-94.

Hagemann, H. W., Hollerbach, A. 1981. Spectral fluorimetric analysis of extracts. A new method for the determination of the degree of maturity of organic matter in sedimentary rocks. Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf-Aquitaine, **5**, 633-650.

Hagemann, H. W., Hollerbach, A. 1986. The fluorescence behaviour of crude oils with respect to their thermal maturation and degradation. Organic Geochemistry, **10**, 473-480.

Haq, B. U., Hardenbol, J., and Vail, P. R., 1987. Chronology of fluctuating sea level since the Triassic. Science. **235**, 1156-1166.

Harries, P.J., Kauffman E.G., Crampton, J.S., (redactores), Bengston, P., Chech S., Crame J.A., Dhondt A.V., Ernst G., Hilbrecht, H., López G., Mortimere R., Tröger K.A., Walaszcyk I., Wood C.J., 1996. Lower Turonian Euramerican Inoceramidae: A morphologic, taxonomic, and

bioestratigraphic overview: Universität Hamburg, Mitteilungen aus dem Geologisch-Paleontologischen Museum **77**, 641-671.

Heim, A., 1926. Notes on the Jurassic of Tamazunchale (Sierra Madre Oriental, Mexico): Eclogae Geologicae Helvetiae **20**, 84-87.

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

Henry, C.D., McDowell, F.W., 1986. Geochronology of magmatism in the Tertiary volcanic field, Trans-Pecos Texas, in Igneous Geology of Trans-Pecos Texas: Texas Bureau of Economic Geology, Guidebook **23**, 99-122.

Hernández-Noriega, L., Hernández, V.M., Pérez-Vargas, M.A., Ramírez-Tello, E., Rivera-Ruiz, T., Jiménez-Carrillo, G., Zubiate-Ruiz, J.L., 1999. Carta Geológico-Minera Ciudad Camargo G13-12, escala 1:250,000: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe, 52 p.

Hernández-Noriega, L., Carrizales-Aguilar, A., Ávila-Lugo, F., Ramírez-Tello, E., 2000. Carta Geológico-Minera Ciudad Delicias H13-11, escala 1:250,000: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe, 85 p.

Hernández-Noriega, L.; Pérez de la Cruz, A.; Rodríguez-Salinas, R.; Meléndez-Rodríguez, A.; Vázquez-Balderas, F.; Martínez-Guillen, H., 2003. Carta Geológica Minera Ojinaga H13-8.

Hill, R.T., 1891. The Comanche series of the Texas-Arkansas region: Geological Society of America Bulletin **2**, 503-528.

Hill, R., 1899. Geography and geology of the Black and Grand prairies, Texas, with detailed descriptions of the Cretaceous formations and special reference to artesian waters in Walcott, Ch. D., Twenty First Annual Report of the United States Geological Survey to the Secretary of the Interior (1899-1900), part **7**, 347p.

Hill, R.T., 1901. Geography and geology of the Black and Grand Prairies, Texas, with detailed descriptions of the Cretaceous formations and special reference to artesian waters: U.S. Geological Survey Annual Report, 21, 666 p.

Huc, A.Y., 1980. Origin and formation of organic matter in recent sediments and its relation to kerogen. In: Durand, B. (Ed.), Kerogen, Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rocks. Editions Technip, Paris, pp. 445–474.

Huc, A.Y., 1988. Sedimentology of Organic Matter. In: Humic Substances and Their Role in the Environment (F. H. Frimmel and R.F. Christmas, eds.), John Wiley & Sons, New York, p. 215-43.

Housh, T.B., 2007. Bedrock Geology of Round Rock and Surrounding Areas, Williamson and Travis Counties, Texas: Round Rock, Texas, tesis doctoral, 65 p.

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

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

Humphrey, W.E., Díaz, T., 2003. Jurassic and Lower Cretaceous Stratigraphy and Tectonics of Northeast Mexico: Bureau of Economic Geology, Report of Investigations **267**, 141-144.

Hunt, J.M. 1996. Petroleum Geochemistry and Geology, 2*nd Edition. W.H.Freeman and Co., New York*, 743 p. ISBN 07167-2441-3

Ibach-Johnson, L.E. 1982. Relationship between sedimentation rate and total organic carbon content in ancient marine sediments. AAPG Bulletin **66**, N° 2, 170-188.

ICCP, 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994). Fuel **77**, 349–358.

ICCP, 2001. The new inertinite classification (ICCP System 1994). Fuel **80**, 459–471.

Instituto Mexicano del Petróleo**;** Escamilla H. A., Hernández M. J., Eguizábal M. F. J., 1991. *Estudio Integral del Paleozoico en Chihuahua y Coahuila,* Informe Interno del Proyecto CAO-3515 (Inédito).

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. **47**, 1091-1152.

Imlay, W. R., 1937. Geology of the middle part of the Sierra de Parras, Mexico: Geological Society of America Bulletin **48**, p. 587-630.

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

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

Imlay, R.W. 1940. Neocomian faunas of Northern Mexico, Bulletin of the Geological Society of America **51**, 117-190.

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

Imlay, R.W., 1944. Cretaceous formations of Central America and Mexico, Am. Asocc. Petrol. Geol. **28**, no. 8, 1077-1195.

ISO 7404-5, 2009. Methods for the petrographic analysis of coal - Part 5: Methods of determining microscopically the reflectance of vitrinite. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland. 14pp.

Jiménez-González, G., Valencia-Castro, C.M., Carrillo-Reyes, A., 2004. Factibilidad de establecer un Área Natural Protegida en el "Cañón y Sierra del Peguis" (Bajo Conchos), Biodesert, A. C., Torreón, México, Reporte final, 40 p.

Jiménez, A., 1995. Estudio del Grupo Vitrinita en Carbones de distinto rango. Determinación de sus propiedades y relaciones con su génesis. Tesis de Doctorado. Universidad de Salamanca. España, 255 p.

Jiménez, A., Suarez-Ruiz, L, Martínez, L., 1996. Parámetros petrográficos aplicados al estudio de la génesis de gas en carbones de las cuencas de Lorraine (France), Warrior y San Juan (U.S.A.). Congreso Geológico de España. Madrid. Geogaceta **20**,742-745.

Johnson, C.A. 1989. Structural Analysis of the fold and thrust belt in the vicinity of Monterrey, northeastern Mexico: Houston, Texas, EUA, Exxon Productions Research Company, Internal Report, 40 p.

Jones, N. W., López, R., and Cameron, K. L., 1995. Linda Vista pluton and latest Permian-Late Triassic orogeny, Las Delicias área, Coahuila, México. Geological Society of America Abstract With Programs **27**, n. 6, 388.

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 **47**, 1009-1039.

Kellum, L.V, Mintz, L.W., 1962. Cenomanian ammonites from the Sierra de Tlahualilo, Coahuila, Mexico: Contributions from the Museum of Paleontology, University of Michigan, **13** (10), 267-287.

Killops, S.D., Woolhouse, A.D., Weston, R.J. & Cook, R.A., 1994. A geochemical appraisal of oil generation in the Taranaki Basin, New Zealand. American Association of Petroleum Geologists Bulletin **78**, 1560–1585.

Kihle, J. 1995. Adaptation of fluorescence excitation-emission microspectrometry for cAtkins 1982 characterization of single hydrocarbon fluid inclusions. Organic Geochemistry, **23**, 1029-1042.

Khavari Khorasani, G. 1987. Novel development in fluorescence microscopy of complex organic mixtures: Applications in petroleum geochemistry. Organic Geochemistry **11**, 157-168.

Krooss, B.M., Van Bergen, F., Gensterblum, Y., Siemons, N., Pagnier, H.J.M., David, P., 2002. High-pressure methane and carbon dioxide adsorption on dry and moisture-equilibrated Pennsylvanian coals. International Journal of Coal Geology **51**, 69-92.

Lafargue E., Marquis F., y Pillot D. 1998. Rock-Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and soil contamination studies. Oil and Gas Science Technology – Revue de l'IFP, **53**, 421 - 437.

Lawton, T.F., Garrison, J.M., McMillan, N.J., 1997. Late Jurassic transtensional borderland on the southwestern margin of North America: Geological Society of America, Abstracts with Programs **29**, A-200-A-201.

Laxminarayana, C., Crosdale, P.J., 1999. Role of coal type and rank on methane sorption characteristics of Bowen Basin, Australia coals. International Journal of Coal Geology **40**, 309-325.

Lehman, T.M., 1985. Stratigraphy, Sedimentology and Paleontology of Upper Cretaceous (Campanian -Maastrichtian) sedimentary rocks in Trans -Pecos Texas: Austin, Texas, The University of Texas, tesis doctoral, 299 p.

Lehmann, C., Osleger, D.A., Montañez, I.P., 1998. Controls on cyclostratigraphy of Lower Cretaceous Carbonates and Evaporites, Cupido and Coahuila platforms, northeastern Mexico: Journal of Sedimentary Research, **68** (6), 1009-1130.

Lehmann, C., Osleger, D. A., Montañez, I. P., Sliter, W., Arnaud-Vanneau, A., and Banner, J., 1999. Evolution of Cupido and Coahuila carbonate platforms, Early cretaceous, northeastern Mexico. Geological Society of America Bulletin **111**, no. 7, 1010-1029.

Laherrère, J., 2000. Quelles énergies en 2020 et quelles incertitudes?. Géologues, Revue Officielle de l'Union Française des Géologues **124**, 31-44.

Lindberg, D., Diffily, J., Farke, A., Flynn, J., et al. 2003. Northeast region, Mexico: Map 63992, Tapestry of Times Past: A paleontological portal for North America, EDUCATION AND HUMAN RESOURCES, GEOLOGY & PALEONTOLOGY, University of California-Berkeley. Development by Award 0234594 in The National Science Foundation, Arlington, Virginia, USA. Paleo Portal Steering Committee, free acces by http://www.paleoportal.org/index.php?globalnav=time_space&sectionnav=state&name=Northeast%20region

Littke R., Wygrala B., Sachsenhofer R.F., et al.1993. 2D modelling of temperature history and gas flow in the Emsland area, northwest Germany and its sensitivity to lithology variations. Geofluids '93, Contribution to an International conference on fluid evolution, migration and interaction in rocks. Ful version of extended abstract sponsored by British Gas Exploration and Production, Torquay, England, May 4-7, Ed. by J. Parnell, A.H. Ruffell & N.R. Moles, British Gas, p. 259 – 263

Longoria, J. F., 1975. Estratigrafía de la Sierra Comancheana del Noreste de México. Inst. de Geol. U. N. A. M. Bol. Soc. Geol. Mex., **36**, 31-59.

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.

Lock, B.E., Bases, F.S., Glaser, R.A., 2007. The Cenomanian Sequence Stratigraphy of Central to West Texas in 57th Annual Convention, Corpus Christy, Texas: American Association of Petroleum Geologist, 27-28.

Limón-González, M., 1986. Evaluación geológico-geoquímica de la provincia de Chihuahua: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Boletín, **XXXVIII**, 3-58.

Márquez, B., 1979. Evaluación petrolera de sedimentos carbonatados del Cretácico en el Golfo de Sabinas, NE de México: Ingeniería Petrolera **19**, no. 8, 28-36.

Maurice, F., Meny, L., y Tixier, R. 1979. Microanalyse et microscopie à balayage. *Les Editions de Physique Orsay (Ecole d'Eté de St Martin d'Hères, septembre* 1978).

Marton, G., and Buffler, R. T., 1994. Jurassic reconstruction of the Gulf of México basin. International Geology Review **36**, 545-586.

Martínez C. A.; 1980. Estratigrafía del Cretácico de la Cuenca Chihuahua-Sabinas, Tésis para Obtener el Título de Ingeniero Geólogo; Instituto Politécnico Nacional; Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, México, D. F.

Martinez, L., 1982. Comportement de la matière minérale des charbons lors de leur traitement mécanique et thermique. Thèse de Doctorat. Université d'Orléans, France, 192 p.

Martínez R. L., Miranda H. A., Sánchez G. E., Pérez V.M.A., 2000. Servicio Geológico Mexicano, Carta Geológico-Minera Nueva Rosita, G14-1, Escala 1:250,000 Estados de Coahuila y Nuevo León. Informe técnico, inédito.

Martínez, R. E., y Bello, M. R., 1977. Estudio del Cretácico de la Franja Tamaulipas y Tamabra al Norte Poniente de la Faja de Oro, entre el Río Cazones y el Estero La Laja, in Atolón de la Faja de Oro. Etapa estratigráfica y diagenética (B). Inst. Mex. Petróleo. Subdirección. Tec. de Exploración, Informe inédito, 110 p.

May, P. R., 1971. Pattern of Triassic-Jurassic dikes around the North Atlantic in the context of pre-drift positions of the continents. Geological Society of América Bulletin **82**, 1285-1292.

Márquez-Domínguez, B. 1979. Evaluación petrolera de sedimentos carbonatados del cretácico en el Golfo de Sabinas, NE de México. XVII Consejo Anual de la AIPM, Cancún Quintana, Roo. México. p. 28-37.

Mayer-Pérez, R.F., 1667. Hoja Viesca 13R-1(5), Resumen de la Geología de la Hoja Viesca, Estados de Coahuila y Durango: México, D.F., Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Cartas Geológicas de México serie: 1:100 000, 1 mapa con texto.

McBride, E. F., Weidie, A. E. Jr., y Wolleben, J. A., and Laudon, R. C., 1974. Stratigraphy and structure of the Parras and La Popa basins, northeastern Mexico. Geological Society of America Bulletin **85**, 1603-1622.

McDowell, F.W., Maugher, R.L., 1994. K-Ar and U-Pb zircon chronology of Late Cretaceous and Tertiary magmatism in central Chihuahua State, Mexico: Geological Society of America, Bulletin **106**, 118-132.

McKenzie, D. 1978. Some remarks on the development of sedimentary basins. Earth Planet. Sci. Letters, **40**: 25-32.

McKee, J.W., and Jones, N.W. 1979. A large Mesozoic Fault in Coahuila, México. Geological Society of America, Abstracts With Programs **11**, 476.

McKee, J. W., Jones, N. W., and Long, L. E., 1984. History of recurrent activity along a major fault in northeastern Mexico. Geology. **12**, 103-107.

McKee, J. W., Jones, N. W., and Anderson, T. H., 1999. Late Paleozoic and early Mesozoic history of the Las Delicias terrane, Coahuila, México. In Bartolini, C., Wilson, J. L., and Lawton, T. F., eds., Mesozoic Sedimentary and Tectonic History of North-Central México. Boulder, Colorado, Geological Society of America Special paper **340**, 161-189.

McKee, J. W., Jones, N. W., and Long, L. E., 1990. Stratigraphy and provenance of strata along the San Marcos fault, central Coahuila, Mexico, Geological Society of America Bulletin, v. **102**, 593-614.

McLeroy, D.F., Clemons, R.E., 1961. Hoja Piedras Negras 13R-1(4), Estado de Coahuila: México D.F., Universidad Autónoma de México, Instituto de Geología, Carta Geológica de México serie: 1: 100 000, 1 mapa con texto.

McLimans, R. K. 1987. The application of fluid inclusions to migration of oil and diagenesis in petroleum reservoirs. Applied Geochemistry, **2**, 585-603.

McMullan, D. 1993. Scanning Electron Microscopy 1928-1965: Full version of a presentation at the 51st Annual Meeting of the Microscopy Society of America, Cincinnati, Disponible sur: *http://wwwg. eng.cam.ac.uk/125/achievements/mcmullan/mcm.htm*

McNulty C.L., Jr., 1976. Globotruncana fornicata Zone of Upper Austin Group (Cretaceous) Northeastern Texas1. American Association of Petroleum Geologist Bulletin, **60** (11), Part 1, 2058-2062.

Ménétrier, C., 2005. Modelisation Termique Applique aux Bassins Sedimentaires: Bassin de Paris (France) et Bassin de Sabinas (Mexique). Thèse PhD Université Henri POINCARE Nancy

I, Faculte des Sciences, UMR G2R/7566, U.F.R.S.T.M.P. Ecole Doctorale RP2E, Vandœuvre les Nancy CEDEX, France. 268 p.

Mendoza -Romero, M., Guillén-Ortiz, J.M., 2004. Carta Geológico -Minera Coyame H13-C39, escala 1:50,000: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe, 45 p.

Michalzik, D., y Schumann, D., 1994. Lithofacies relation and palaeoecology of a Late Jurassic to Early Cretaceous fan delta to shelf depositional system in the Sierra Madre Oriental of north-east Mexico. *Sediemntology*. **41**, 463-477.

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.

Mille, G., Kister, J., Giliano, M., Dou, H. 1985. Spectroscopie de fluorescence UV: technique d´excitation émission synchrones. Applications à l´étude de composés fossiles. Spectra, **13**, 27-31.

Moldowan, J.M., Fago, F.J., 1986. Structure and significance of a novel rearrenged monoaromatic steroid hydrocarbon in petroleum. Geochimica et Cosmochimica Acta **50**, 343-351.

Montañez-Castro, A., Torres-Durán, V., 2003. Informe de la Carta Geológica-Minera Concepción del Oro G14-C62, escala 1:50 000, Estado de Zacatecas: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe técnico, 44 p.

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.

Mukhopadhyay, P.K., Hatcher, P.G., 1993. Composition of Coal. In: Law, B.E., Rice, D.D., (Editeurs), Hydrocarbons from coal. American Association of Petroleum Geologists. Studies in Geology 38, 79-113.

Muir, J. M., 1936. Geology of the Tampico Region. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull., Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 280 p.

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.

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.

Mulleried, F.K. 1941. Actividad Volcánica bastante reciente del Oriente del Estado de Coahuila, México: Revista Geográfica del IPGH.1, no. 2,3: 182-201.

Munz, I. A. 2001. Petroleum inclusions in sedimentary basins: systematics, analytical methods and applications. Lithos, 55, 195-212.

Nichols, J.C., 1958. Stratigraphy of Sierra de Los fresnos, Chihuahua, México: Austin, Texas, University of Texas, tesis de maestría, 64 p.

National Petroleum Council (NPC), 2007. Report: Hard Truths Facing the Hard Truths about energy. U.S. Department of Energy. pp 193208.

Oloriz, F., Villaseñor, A.B., y Gonzalez-Arreola, C. 2003. Major lithostratigraphic units in land outcrops of north-central México and the subsurface along the Northern rim of Gulf of Mexico Basin (Upper Jurassic – Lowermost Cretaceous): a proposal for correlation of tectono-eustatic sequences. Journal of South American Earth Sciences 16, 119-142.

Ottenjan, K. 1988. Fluorescence alteration and its value for studies of maturation and bituminization. Organic Geochemistry, 12, 309-321.

Padilla-Palma, M.L., Herrera-Galván, D., Hernández-Velázquez, M., Pérez-De la Cruz, J.A., García-Guzmán, J., Torres y Espinosa, J.A., 1997. Carta Geológico-Minera Chihuahua H13-10, escala 1:250,000: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe, 136 p.

Padilla y Sánchez, R. J., 1982. Geologic evolution of the Sierra Madre Oriental between Linares, Concepción del Oro, Saltillo and Monterrey, México. Austin, Texas, University of Texas [Ph D. Thesis], 217 p.

Padilla y Sánchez, R. J., 1986. Post Paleozoic tectonics of northeast México and its role in the evolution of the Gulf of México. Geofísica Internacional **25**, 157-206.

Pérez-De la Cruz, J.A., Arzabala-Molina, J., Tarín-Zapata, G., De los Santos-Montaño, J., 2000. Carta Geológico-Minera Ocampo G13-3, escala 1:250,000: Pachuca, Hidalgo, México, Consejo de Recursos Minerales, informe, 107 p.

P.E.M.E.X.; 1973. Estudio Geológico del Prospecto Ojinaga, Informe Interno P.E.M.E.X. (Inédito).

P.E.M.E.X., Barradas J. J. P.; 1974. *Estudio Geológico del Prospecto Coyame,* Informe Interno P.E.M.E.X. (Inédito).

P.E.M.E.X., Ferreiro M. R.; 1980. Informe Geológico del Prospecto Mojina-Tacubaya, Estado de Chihuahua. Informe Interno P.E.M.E.X. (Inédito).

P.E.M.E.X., Guzmán G. J., 1983. Informe Geológico del Prospecto Candelaria, Estado de Chihuahua, Informe Interno P.E.M.E.X. (Inédito).

P.E.M.E.X., Quintal P. A., 1983b. Informe Final de Detalle Estructural del Prospecto Placer de Guadalupe, Informe Interno P.E.M.E.X. (Inédito).

PEMEX, 1988. Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico, Subdirección de Producción Primaria, Coordinación Ejecutiva de Exploración, p. 229.

PEMEX, Petróleos Mexicanos, 1988b. Estratigrafía de la República Mexicana: Mesozoico: México, D.F., Subdirección de producción primaria, Coordinación ejecutiva de exploración, Informe Inédito, p. 229.

Pelet, R. 1980. Evolution géochimique de la matière organique. In Kerogen, *ed. Durand B, Ed. Technip, Paris*, p. 475-499.

Pelet, R. 1987. A model of organic sedimentation on present-day continental margins. In Marine Petroleum Source Rocks (J. Brooks and A. J. Fleet, eds.), Geological Society, London, p. 167-180.

Peters, K.E., 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. American Association of Petroleum Geologists Bulletin **70**, 318–329.

Peters, K.E., Walters, C.C., y Moldowan, M. 2007. The Biomarker Guide, v 1, Cambridge University press, Cambridge UK, **1**, 471 p. ISBN: 0-521-78697-5.

Philp, R.P., 1981. Diagenetic organic matter in recent sediments and environments of deposition. Journal of Australian Geology and Geophysics **6**, 301-306.

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.

Piédad S. N., 2004. Prospection des hydrocarbures par une approche intégrée de pétrographie, géochimie et modélisation de la transformation de la matière organique: Analyse et reconstitution de 1'histoire thermique des Bassins Carbonifére Central des Asturies (Espagne) et Sabinas–Piedras Negras (Coahuila, Mexique) La Cuenca de Sabinas (Coahuila México).Tesis de Doctorado. 356, p.

Pindell, J. L., 1985. Alleghenian reconstruction and subsecuent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and Proto-Caribbean. Tectonics **4**, 1-39.

Pindell, J. L., 1993. Regional synopsis of the Gulf of Mexico and Caribbean evolution, in: Pindell, J.L., and Perkins, B.F., eds., Mesozoic and early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region. Gulf Coast Section, SEPM (Society for Sedimentary Geology), Foundation, 13th Annual Research Conference, p. 251-274.

Pindell, J. L., and Barrett, S. F., 1990. Geological evolution of the Caribbean region; A plate-tectonic perspective, The Geology of North America, v. H, The Caribbean Region. The Geological Society of America, p. 405-432.

Pindell, J. L., Cande, S. C., Pitman, W. C., Rowley, D. B., Dewey, J. F., Labrecque, J., and Haxby, W., 1988. A plate-kinematic framework for models of Caribbean evolution. Tectonophysics **155**, 121-138.

Pradier, B., Landais, P., Rochdi, A., Davis, A. 1992. Chemical basis of alteration of crude oils and kerogens-II. Fluorescence and infrared micro-spectrometric analysis of vitrinite and leptinite. Organic Geochemistry **18,** 3, 241-248.

Pironon, J., Pradier, B. 1992. Ultraviolet-fluorescence alteration of hydrocarbon fluid inclusions. Org. Geochem **18**, 4, 501-509.

Ramírez, J.C., Acevedo, F., 1957, Notas sobre la geología de Chihuahua: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 9(9-10), 583-752

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. p. 2-19.

Robeck R. C., R. V. Pesquera, S.A. Ulloa, 1956. Geología y depósitos de carbón de la región de Sabinas, Estado de Coahuila. **XX** Congreso Geológico Internacional, p. 109.

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

Robert, P. 1983. The optical study of organic matter in translucence, reflectance, fluorescence for source-rock evaluation. Workshop OAPEC and IFP, Organic Geochemistry Applied to Oil Exploration, 12– 5 December 1983, Ruel-Mailmaison, France.

Robert, P. 1979. Classification des matières organiques en fluorescence. Application aux roches mères pétrolières. Bull. Centr. Rech. Explor. Prod. Elf-Aquintaine **3,** 223-263.

Román R., J.R., Holguín Q. N. 2001. Subsistemas generadores de la Región Norte de México. Boletín de la Asociación Mexicana Geólogos Petroleros, pp. 48,68-84.

Roemer (Römer), F., 1852. Die Kreidebildungen von Texas, und ihre organischen Einschlüsse: il. Bonn, Adolph Marcus, pp.100, 10 pls.

Rodríguez-Martínez, J.M., Villareal-Sánchez, J.A., 1986, Disponibilidad de recursos hídricos en el Cañón de Las Calaveras como una alternativa de abastecimiento de agua para el municipio de Cuatro Ciénegas, Coahuila, Universidad Autónoma de Coahuila, Facultad de Ciencias Químicas, Reporte interno, 14 p.

Ross, M. I., and Scotese, C. R., 1988. A hierarchical tectonic model of the Gulf of Mexico and Caribbean region. Tectonophysics **155**, 139-168.

Rossi, C., Marfil, R., Goldstein, R. H., Salas, R., Permanyer, A., De la Peña, J. A., Caja, M. A., Benito, M. I. 2001. Diagenetic and oil migration history of the Kimmeridgian Ascla Formation, Macstrat Basin, Spain. Marine and Petrol. Geol. **18,** 287-306.

Rueda-Gaxiola, J. 1998. El origen del Golfo de México y de sus subcuencas petroleras mexicanas, con base en la palinoestratigrafía de Lechos Rojos. Revista Mexicana de Ciencias Geologicas **15**, 1, 78-86.

Royden, L., 1986. A simple method for analyzing subsidence and heat flow in extensional basins. In thermal modeling in sedimentary basins. IFR research conferences on exploration. Editions technip-Paris. Pp. 49-72

Salvador, A., 1987. Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin. American Association of Petroleum Geologists Bulletin **71**, 419-451.

Salvador, A., 1991a. The Gulf of Mexico basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America **J**, 568 p.

Salvador, A., 1991b. Triassic-Jurassic: in Salvador, A., ed., The Gulf of Mexico basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America **J**, 131-180.

Salvador, A., 1991c. Origin and development of the Gulf of Mexico basin: in Salvador, A., ed., The Gulf of Mexico basin: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Geology of North America **J**, 389-444.

Sallé, C., y Debyser, J. 1976. Formation des gisements de pétrole, étude des phénomènes géologiques fondamentaux. *Ed. Technip, Pa*ris, 264 p. ISBN: 2-7108-0277-5.

Sohl, N.F., E. Martínez, P. Salmerón-Ureña, F. Soto-Jaramillo, 1991. Upper Cretaceous, The Geology of North America, vol. **J**, The Gulf of Mexico Basin, The Geological Society of North America, p. 205-242.

Scott, R. W., 1993. Cretaceous carbonate plataform, U.S. Gulf Coast, in Simo, J.A.T., Scott, R.W., and Masse, J.P., eds., Cretaceous carbonate plataforms. American Association of Petroleum Geologists Memoir **56**, 97-110.

Scott, R. W., Frost, S. H., and Shaffer, B. L., 1988. Early Cretaceous sea-level curves, Gulf Coast and southeastern Arabia, in: Wilgus, S., Hasting, B., Posamentier, H.W., Ross, C.A., and Van Wagoner, J.C., eds., Sea level changes-An integrate approach. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication **42**, 275-284.

Scott, R.W., 2002. Albian caprinid rudist from Texas re-evaluated: Journal of Paleontology, **76** (3), 408-423.

Scott, R.W., Oboh-Ikuenobe, F.E., Benson, D.G. Jr., Holbrook, J.M., 2009. Numerical age calibration of the Albian/Cenomanian: Stratigraphy, **6** (1), 17-32.

Santamaría – Orozco, D., Arenas, P. R. y Escamilla, H., 1990. Normalización de la Nomenclatura Estratigráfica en las Cuencas Mesozoicas de México (Etapa I: Zona Norte. Cretácico). Inst. Mex. Petr. Proyecto CAO-3052. 140 p. Inédito.

Santamaría, O. D., Ortuño, A. F., Adatte, T., Ortíz, U. A., Riba, R. A., & Franco, N.S., 1991. Evolución geodinámica de la Cuenca de Sabinas y sus implicaciones petroleras, Estado de Coahuila: Instituto Mexicano del Petróleo internal report.

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

Sedlock, R. L., Ortega-Gutiérrez, F., and Speed, R. C., 1993. Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of México. Geological Society of America Special Paper **278,** 153 p.

Sánchez, B., G., Jiménez, H. A., Caballero M. J.A., 2002. Servicio Geológico Mexicano, Carta Geológico-Minera Manuel Benavides, H13-9, Escala 1:250,000 Estados de Coahuila y Chihuahua. Informe técnico, inédito.

SGM, Servicio Geológico Mexicano, 2011. Informe geológico-económico sobre carbón y gas asociado a yacimientos de carbón (GAC), del bloque san patricio, municipios de candela y progreso, Coahuila y lampazos, nuevo león; México. Informe inedito.

Sellards, E. H., W. S. Adquins, and F. B. Plummer, 1932. The Geology of Texas, v. I: The University of Texas at Austin, Bulletin No**. 3232**, 996 p.

Sellards, E.H., Adkins W.S., F.B. Plummer, 1966. The geology of Texas vol. I Stratigraphy, The University of Texas Bulletin, 5thprinting, No. 3232, pp. 1007.

Silver, L. T., and Anderson, T. H., 1974. Possible left-lateral early to middle Mesozoic disruption of the southwestern North American Craton margin, Geological Society of America, Abstract With Programs **6**, 955.

Schwarzer, D., y Littke, R. 2007. Petroleum generation and migration in the 'Tight Gas' area of the German Rotliegend natural gas play: a basin modelling study. Petroleum Geoscience **13**, 37–62.

Shummard, B.F.,1860. Observations upon the Late Cretaceous strata of Texas, Ac. Sc. L. Tr., **1**:582-590

Smith, C. I., 1981. Review of the geologic setting, stratigraphy and facies distribution of the Lower Cretaceous in northern Mexico, in Lower Cretaceous stratigraphy and structure, northern Mexico. West Texas Geological Society Field Trip Guidebook **81-74**, 1-27.

Smith, I. C., 1966. Physical stratigraphy and facies analysis, Lower Cretaceous formations, northern Coahuila, Mexico: Ph.D. dissertation, University of Michigan, Ann Arbor, 157 p.

Smith, B.D., Smith, D.V., Hill, P.L., Labson, V.F., 2003. Helicopter Electromagnetic and Magnetic Survey Data and Maps, Seco Creek Area, Medina and Uvalde Counties, Texas: Texas, EUA, United States Geological Survey- Edwards Aquifer Authority, Reporte técnico, 60 p.

Stach, E., Mackowosky, M., Teichmuller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., & Teichmuller, R., 1982. Stach's Textbook of Coal Petrology, 3rd Ed, Gebruder Borntraeger, Stuttgart, 335p.

Stasiuk, L. D., Snowden, L. R. 1997. Fluorescente micro-spectrometry of synthetic and natural fluid inclusions: crude oil chemistry, density and application to petroleum migration. Applied Geochemistry **12**, 229-241.

Stein, R. 1986. Organic carbon and sedimentation rate – further evidence for anoxic deep-water conditions in the Cenomanian/Turonian Atlantic Ocean. Marine Geology **72**,199 - 209.

Stephenson, L. W., 1922. "Some Upper Cretaceous Shells of the Rudistid Group from Tamaulipas, Mexico:" Proc. U. S. Nat. Hist. Mus., **61**, Art. 1, No. 2422.

Stephenson, L.W., 1927, Notes on the stratigraphy of the Upper Cretaceous formations of Texas and Arkansas: American Association of Petroleum Geologists Bulletin **11**, no. 1, 1-17.

Suarez Ruiz, Martinez, L., Bertrand, P., Prado, J.G., Disnar, J.R., 1994. Influence of rock particle size on the artificial thermal evolution of kerogen. A petrographic and geochemical study. International Journal of Coal Geology **25**, 47-64.

Sweeney, J.J., y Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. American Association of Petroleum Geologists Bulletin **74**. 10. 1559-1570.

Sykes, R., & Snowdon, L.R., 2002. Guidelines for assessing the petroleum potential of coaly source rocks using Rock-Eval pyrolysis. Organic geochemistry **33**, 1441-1455.

Teichmüller, M., & Durand, B., 1983. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the Rock-Eval pyrolysis. International Journal of Coal Geology **2**, 197– 230.

Ten Haven, H.L., De Leeuw, J.M., Sinninghe-Damsté, J.S., Schenk, P.A., Palmer, S.E., Zumberge, J.E., 1988. Application of biological markers in the recognition of palaeohypersaline environments. In: Fleet, A.J., Kelts, K., Talbot, M.R. (Editeurs), Lacustrine petroleum source rocks. Geological Society, Oxford, Special Publication **40**, 123-130.

Tiedemann, N.S., 2009. Biostratigraphic age constraints of the Buda Limestone, Big Bend National Park, Trans- Pecos Texas: EUA, Geological Society of America, Abstracts with Programs **41**(4), 61.

Tissot, B. P., Welte, D. H., 1978. Petroleum Formation and Occurrence, 1st ed., Springer-Verlag, Berlin, 538 pp.

Tissot, B., Welte, D.H., 1984. Petroleum formation and occurrence. 2nd ed. Springer-Verlag, Heidelberg, 669 pp.

Todd, R. G., and Mitchum, R. M. Jr., 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, Part 8: Identification of Upper Triassic, Jurassic, and Lower Cretaceous seismic sequences in Gulf of Mexico and offshore West Africa, in Payton, C. E., ed., Seismic stratigraphy-Applications to hydrocarbon exploration. American Association of Petroleum geologists Memoir **26**, 145-163.

Tristán-González, M., Torres-Hernández, J.R., 1994. Geología de la Sierra de Charcas, Estado de San Luis Potosí, México: Revista Mexicana de Ciencias Geológicas **11**(2), 117-138.

Trevino, R.H., Smith, C.A., 2002. Facies and Depositional Environments of the Boquillas Formation (resumen), in American Association Petroleum Geologist Meeting, Houston, Texas: EUA, American Association Petroleum Geologist (ed.), p. 17.

Tsui, T. F. 1990. Characterizing fluid inclusión oils via u.v. Fluorescence microspectrophotometry- a method for projecting oil quality and constraining oil migration history. Am. Assoc. Petrol.Geol. Bull. **74**, 781.

Tovar-Rodríguez, J.C., 1981. Provincias con posibilidades petrolíferas en el Distrito de Chihuahua, XVIII Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, A.C.: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros **33**(1), 25-51.

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

Tyler, N. and Ambrose W.A.., 1986. Depositional Systems and Oil and Gas Plays in the Cretaceous Olmos Formation South Texas. Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin, p.1 – 42.

Vail, P. R., Hardenbol, J., and Todd, R. G., 1984. Jurassic unconformities, chronostratigraphy, and sea-level changes from seismic stratigraphy and biostratigraphy, in Schlee, J.S., ed., Interregional unconformities and hydrocarbon accumulation. American Association of Petroleum Geologists Memoir **36**, 129-144.

Valdez-Moreno, G. 2001. Geoquímica y petrología de las rocas ígneas de los campos volcánicos Las Esperanzas y Ocampo, Coahuila, México. Tesis de Maestría, Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad Universitaria, México, D.F. 141 p.

Van Krevelen, D.W., 1961. Coal: Typology – Chemistry – Physics – Constitution, first ed. Elsevier, The Netherlands. 514 p.

Van Krevelen, D.W., 1993. Coal: Typology – Chemistry – Physics – Constitution, third ed. Elsevier, The Netherlands. 979 p.

Vaughan, T.W., 1900. Reconnaissance in Rio Grande coal fields of Texas: United States Geological Survey Bulletin, **164**, 73 - 88.

Vega-Vera, F. J., and M. C. Perrilliat, 1989. On a new species of Venericardia from the Lower Eocene in Northeastern Mexico (Difunta Group): Tulane University, New Orleans, Louisiana, Tulane Studies in Geology and Paleontology **22**, 101-106.

Véjar-Hernández, M.M., 1998. Manifestaciones de hidrocarburos en ambiente deltaico, de la Formación San Miguel en la subcuenca Fuentes Río Escondido, noreste de México: San Nicolás de la Garza, Nuevo León, Universidad Autónoma de Nuevo León, tesis profesional, 115 p.

Vokes, E. H., 1963. Geology of the Cañón de la Huasteca area in the Sierra Madre Oriental, Nuevo León, México: Tulane University, New Orleans, Louisiana, Tulane Studies in Geology. **1**, 125-148.

Wells, J.W., 1934. A new species of stromatoporoid from the Buda Limestone of Central Texas: Journal of Paleontology **8** (2), 169-170.

Wells, J.W., 1944. A new coral from the Buda Limestone (Cenomanian) of Texas: Journal of Paleontology **18** (1), 100

Wilson, J. L., and G. Pialli, 1977. A Lower Cretaceous shelf margin in Northern Mexico, in Cretaceous carbonates of Texas and Mexico: Applications to subsurface exploration: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology, Report of Investigations no. **89**, 286-298.

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 **4**, 5-45.

Wilson, J. R., and Ward, W. C., 1993. Early Cretaceous carbonate plataforms of northeastern and east-central Mexico, in Simo, J. A. T., Scott, R. W., and Masse, J.P., eds., Cretaceous carbonate plataforms. American Association of Petroleum Geologists Memoir **56**, 35-50.

Whitney, F.L., 1911. Fauna of the Buda Limestone: Bulletin of the University of Texas, **184** (18), 56.

Wolleben, J.A., 1965. Nomenclatura litoestratigráfica de las unidades del Cretácico Superior en el Oeste de Texas y el Noreste de Chihuahua: Boletín de la Sociedad geológica Mexicana, **28** (2), 65 -74.

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.

Ye, H., 1997. The arcuate Sierra Madre Oriental orogenic belt, NE Mexico: Tectonic infilling of a recess along the Southwestern North America continental margin: in: Structure, stratigraphy and paleontology of Late Cretaceous-Early Tertiary Parras-La Popa foreland basin near Monterrey, northeast Mexico. American Association of Petroleum Geologists Field Trip # 10, p. 85-115.

Young, K., 1969. Ammonite Zones of Northern Chihuahua, Guidebook of The Border Region: New Mexico Geological Society, 20 th Field Conference, 97-101.

Yurewicz, D. A., Marler, T. B., Meyerholtz, K. A., and Siroky, F. X., 1993. Early Cretaceous carbonate plataforms, north rim of the Gulf of Mexico, Mississippi and Louisiana, in: Simo, J. A. T., Scott, R. W., and Masse, J. P., eds., Cretaceous carbonate plataforms. Ammerican Association of Petroleum Geologists Memoir **56**, 81-96.

Zaldívar-Ruiz, J., Gallo-Padilla, I., 1991. Análisis Tectónico y Estructural de una porción del Mar Mexicano en el Prospecto Torreón-Bermejillo, Proyecto CAO-4030, Instituto Mexicano del Petróleo, 100 p.

Índice de figuras

Figura 1. Esquema de las diferentes etapas que se desarrollaron para validar los objetivos planteados en esta tesis. 17
Figura 2. Composición de la materia orgánica en rocas sedimentarias antiguas, Tissot y Welte (1978). 21
Figura 3. Evolución de las relaciones atómicas O/C y H/C, de los diferentes tipos de kerógeno (tipos I, II y III), en el diagrama de Van Krevelen (1961). Las etapas sucesivas de evolución y los principales productos generados están representados en este diagrama (después de Tissot y Welte, 1984). 23
Figura 4. Esquema general de la evolución para la formación de hidrocarburos, en función de su enterramiento. Modificado de Tissot y Welte (1979). 24
Figura 5. Relación entre los litotipos del carbón y sus grupos macerales. 31
Figura 6. Mapa geológico de fuentes de gas natural. Diferencia entre yacimientos convencionales y no convencionales (shale gas, gas de carbón y tight gas), Fuente. U.S Energy Information Administration. 32
Figura 7. Esquema general de los métodos usados para evaluar el potencial generador de hidrocarburos en los carbones y shale gas, cuencas de Sabinas y Chihuahua. 35
Figura 8. Diferentes muestras de carbón, preparadas con resina, (A y B), y preparados por concentración de materia orgánica, (C Y D). 36
Figura 9. Filtrado y concentración de la materia orgánica, (MO), después del centrifugado, y lámina terminada por concentración de MO. 37
Figura 10. Principio de un equipo Rock-Eval II. Tomado de Espitalié (1983), y Diagrama general del procedimiento analítico de las diferentes fracciones analizadas para la materia orgánica total, correspondientes a los parámetros de salida de un Rock Eval6, modificado de Espitalié (1983) por Lafargue et al., (1988). 39
Figura 11. Esquematización del paso de una muestra por los principales componentes de un instrumento de espectroscopia de masas. 43
Figura 12. A y B. Cromatógrafo (A), acoplado al espectrómetro de masas (B), para determinación isotópica. 45
Figura 13. A y B. Esquema de recuperación del gas almacenado en los isotubos (gas a determinar isotópicamente). En la figura A, la línea amarilla indica el sentido del flujo de helio, que "empuja" el gas a determinar, hacia el vial de cristal. 46
Figura 14. Principio de un microscopio con fotómetro para reflectancia. Tomado de Robert (1983). 48
Figura 15. Microscopio Leitz® Wetzlar tipo 307, con un objetivo de 50x a inmersión de aceite (n= 1.515). Medida en luz reflejada de longitud de onda 546 µm. 50
Figura 16. Esquema de un microscopio petrográfico de iluminación en florescencia. Tomado de Robert (1983). 51
Figura 17. Tratamiento digital de una microfotografía tomada en luz reflejada. Un ejemplo de este análisis, se muestra en esta figura, en la letra D, donde nos presenta el % en área de cada maceral, y que en teoría nos debe quedar al 100%, cercano, o un poco más de este valor para considerar que la medición y detección de cada uno de los macerarles estuvo bien realizada. 57
Figura 18. Microscopio Hitachi S4800, utilizado para el análisis de rocas madre y carbón. 58
Figura 19. Interpretación y localización de las Líneas sísmicas interpretadas y modeladas en este trabajo. 61
Figura 20. Plano de localización de las cuencas carboníferas en el estado de Coahuila, círculo azul representa la zona de estudio. (Rivera-Martínez y Alcocer-Valdés 2003). 64

Figura 21. Evolución geológica del norte de México representado mediante secciones este-oeste. La cuenca del Golfo de México a partir del Jurásico Tardío actuó como un margen pasivo. La actividad tectónica de la margen Pacifico afecto gradualmente a toda la región los cambios más significativos se produjeron durante la orogenia Laramide (Modificado de Goldhammer, 1999, Tomado de Chávez-Cabello, 2005). 67
Figura 22. Configuración estructural de la Cuenca de Sabinas durante el Jurásico Medio. Tomado de Eguiluz de Antuñano (2001). 69
Figura 23. Secciones geológicas idealizadas que sintetizan los eventos magmáticos y tectónicos más importantes en los últimos 115 Ma para el norte de México. Nótese que la línea de sección fue desplazada por la creación del Golfo de California. a) 115-80 Ma, b) 80-46 Ma, c) 46-32 Ma y d) 32-0 Ma. Abreviaciones: FMS, Falla Mojave-Sonora; FSM, Falla San Marcos; FLB, Falla La Babia. Tomado de Chávez-Cabello, (2005). 70
Figura 24. Continuación. Leyenda como en a y b de esta misma figura. Tomado de Chávez-Cabello, (2005). 71
Figura 25. Distribución regional que muestra los relieves y las edades de las rocas que afloran en el noroeste de México. Abreviaciones; CS, Cuenca de Sabinas; SMO, Sierra Madre Oriental. La escala de tiempo muestra en tonos de colores, las edades de las rocas. Modificado de Lindberg et al., (2005). 72
Figura 26. Localización de los sistemas de fallas en la Cuenca de Sabinas. Abreviaciones; A&F, Minas Alicia y Fácil; BB, Cuenca de Burgos; BSa, Archipiélago Burro-Salado; Cb, Bloque de Coahuila; LBf, Falla La Babia; LSPI, Isla Lampazos-Sabinas-Picacho; Lp, Cuenca La Popa; MSM, Mega-falla Mojave- Sonora; Mty, Ciudad de Monterrey; Isla La Mula; MvI, Ciudad Monclova; MuI, Isla Monclova; Pa, Cuenca de Parras; PB, Bloque Pirineo; PNB, Cuenca de Piedras Negras; S, Ciudad Saltillo; Sa, Mina San Agustín; SB, Ciudad Sabinas; SMf, Falla de San Marcos; 4C, Mina Cuatro Ciénegas. Modificado de Goldhammer y Johnson (2001). 73
Figura 27. Modelo digital de elevación de la porción central de Coahuila. Se aprecia la transición entre las provincias morfotectónicas de la Sierra Madre Oriental y la Planicie Costera del Golfo (esquina superior derecha). Abreviaturas: CVLE= Campo volcánico Las Esperanzas; SSR= Sierra Santa Rosa; SO= Potrero de Obayos; SEA= Sierra El Azul; PM= Potrero de Menchaca. Tomado de Valdez-Moreno (2001). 76
Figura 28. Mapa geológico simplificado del campo volcánico Las Esperanzas. En él solo se resaltan las rocas y depósitos del Terciario tardío y del Cuaternario. En la región occidental la distribución de los derrames de lava sugiere que fueron extravasados por fisuras ubicadas en el borde de la Sierra de Santa Rosa. Los volcanes de la región oriental tienen la morfología de escudos de lava; los puntos de emisión están marcados por conos cineríticos pequeños que aún son fácilmente reconocibles. Nótese que los bordes nororientales de los derrames parecen haberse desviado a lo largo de un alineamiento paralelo al curso actual de los ríos Sabinas y Los Álamos. Tomado de Valdez-Moreno (2001). 76
Figura 29. A) Modelo de elevación digital de la región de Ocampo, Coah. Se muestra la localización de los basaltos alcalinos y la carretera que une a la Villa de Ocampo Coahuila (VO) con Cuatro Ciénegas Coahuila. B) Esquema geológico de la porción occidental del CVO. C) Alineamiento de conos cineríticos, (Modificado de INEGI, 1975). Tomado de Valdez-Moreno (2001). 77
Figura 30. Columna estratigráfica de la región de Sabinas, mostrando las tres principales supersecuencias identificadas, y su relación a los eventos orogénicos de cada supersecuencia. Eguiluz (2001). 79
Figura 31. Calloviano (?)-Oxfordiano inferior, paleogeografía de la Cuenca de Sabinas. Las áreas achuradas indican tierras emergidas. (1) Frente de costa son depósitos de arenas

de la formación de La Gloria; y (2) facies sabkha (sal, anhidrita y carbonatos) de las formaciones de Olvido y Minas Viejas. (Eguiluz de Antuñano, 2001). 80
Figura 32. Oxfordiano Superior- Kimmeridgiano inferior paleogeografía de la cuenca de Sabinas. Las áreas achuradas indican tierras emergidas. (1) Depósitos de frentes de costa areniscas de la Formación de La Gloria; (2) carbonatos de laguna de la Formación del Olvido, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 82
Figura 33. .Paleogeografía del Kimeridgiano Medio de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) Facies arenosas y (2) facies de lutitas marinas profundas de la formación La Casita, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 83
Figura 34. Paleogeografía del Titoniano de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) Frente de costa areniscas y (2) facies de lutitas marinas profundas de la formación La Casita, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 83
Figura 35. Paleogeografía del Barresiano, Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican áreas emergidas. (1) Carbonatos de alta energía, (formación Menchaca); (2) carbonatos de baja energía a plataforma abierta, (formación Taraises); (3a) facies aluviales y (3b) facies de deltas, formación San Marcos; (4) facies de planicie aluvial, formación Hosston, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 86
Figura 36. Paleogeografía Hauteriviano inferior, Cuenca de Sabinas. Las áreas rayadas indican tierras emergidas. (1) Facies aluviales de la formación San Marcos; (2) facies de planicie aluvial de la formación Hosston; (3a) areniscas de frente de costa y (3b) limolitas de la formación Barril Viejo; (4) facies de plataforma abierta, calizas de la formación Taraises, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 86
Figura 37. Paleogeografía Hauteriviano superior de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) Facies aluviales de la Formación San Marcos, (2) facies de planicie aluvial de la Formación Hosston, (3) facies arrecifales de la Formación Padilla, (4) facies de caliza plataforma de abierta de la Formación Taraises, (5) arenas de frente de playa de las Formaciones San Marcos y Hosston; (6) de carbonato de facies lagunares de la Formación Padilla, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 88
Figura 38. Paleogeografía Hauteriviano-superior Barremiano inferior de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierras emergidas. (1) facies aluviales de la Formación San Marcos, (2) llanura aluvial de la Formación Hosston, (3) limolitas, lutitas y areniscas rojizas de la Formación La Mula, (4) carbonatos lagunares de la Formación Padilla, (5) facies arrecifales de la Formación Cupido, (6), carbonatos de plataforma abierta de la Formación Tamaulipas Inferior, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 88
Figura 39. Paleogeografía Barremiano Superior. Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierra emergida. (1) Facies aluviales de la Formación San Marcos, (2) shoreface San Marcos, (3a) facies de llanura aluvial de la Formación Hosston, (3b) shoreface Hosston, (4) facies evaporíticas “sabkha” de la Formación La Virgen, (5) facies complejas de post arrecife de la Formación Cupido, (6) facies carbonatadas de plataforma abierta de la Formación Tamaulipas Inferior, (7) facies arrecifales de la Formación Padilla, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 90
Figura 40. Paleogeografía Aptiano inferior de la Cuenca de Sabinas. Zonas rayadas indican tierra emergida. (1) Facies de arenas de costa, (2) facies de alta energía lagunares de la Formación Cupidito, (3) Cupido arrecifes, (4) facies de carbonato de plataforma abierta de la Formación Tamaulipas Inferior, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 90
Figura 41. Paleogeografía Aptiano superior de la cuenca de Sabinas. (1) Lutitas y caliza de facies de cuenca profunda de la formación de La Peña; (2) arenisca de facies costeras de la formación de Las Uvas, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 92
Figura 42. Paleogeografía del Albiano de la cuenca de Sabinas. (1) facies de carbonato de las

formaciones Tamaulipas superiores -Georgetown; (2a); facies de arrecife Stuart Cyty; (2b) arrecife Viesca; (3) facies evaporíticas lagunar de la formación Acatita, (4) facies evaporíticas lagunar de la formación McNight; (5) calcarenitas de la formación Monclova, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 92
Figura 43. Paleogeografía del Cenomaniano Superior -Turoniano de la cuenca de Sabinas. Facies de plataforma abierta se identifican por (a) lutitas y calizas de formación Eagle Ford; (b) limolitas y calizas de la formación de San Felipe; (c) lutitas y carbonatos de la formación Indidura, (Eguiluz de Antuñano, 2001). 94
Figura 44. Paleogeografía del Coniaciano de la cuenca de Sabinas. Facies de plataforma abierta: (a) wackestone caliza de la formación de Austin; (b) caliza y lutitas de la formación Indidura; (c) limolitas y caliza de la formación de San Felipe, (Eguiluz de Antuñano, 2001).....97
Figura 45. Paleogeografía del Campaniano-Maastrichtiano-Paleógeno de la cuenca de Sabinas. (1) Facies continental aluviales-planicie; (2a) facies del complejo deltaico Nueva Rosita; (2b) facies del complejo de delta de La Popa-Difunta (grupos Taylor, Navarro, Midway, Wilcox y Difunta); (3) facies de lutitas de prodelta (formaciones Parras-Méndez-Wilcox), (Eguiluz de Antuñano, 2001). 97
Figura 46. Relaciones estratigráficas generalizadas del NE de México (Modificado de López Padilla 1986). 98
Figura 47. Localización y ubicación de las diferentes sub-cuencas, en la Cuneca de Chihuahua. 133
Figura 48 A. muestras la fábrica estructural pre-jurásica y la extensión del océano jurásico; 48 B. muestra el mecanismo de formación de la cuenca de Chihuahua como una cuenca Pull-Apart. A y B. muestran las áreas jurásicas emergidas; localización de afloramientos marinos jurásicos, pozos con reporte de rocas jurásicas, superficies o áreas donde no hay afloramientos de rocas jurásicas. (Tomado de Haenggi 2002). 134
Figura 49. Columna geológica, del área de Ojinaga-Manuel Benavides, con las formaciones del sistema Jurásico superior-Mesozoico, Tomado de Hernández, et al., 2002 (SGM), modificada en este trabajo. 136
Figura 50. Columna estratigráfica de la cuenca de Chihuahua con sus elementos petroleros, determinados por PEMEX. (Tomado de: presentación Cuenca de Chihuahua 2007, PEMEX Exploración y Producción). 154
Figura 51. Sitios de muestreo de carbón mineral en diferentes subcuencas de la Cuenca Sabinas. 157
Figura 52. Sitios de muestreo de gas de carbón en diferentes subcuencas de la Cuenca Sabinas. 158
Figura 53. A y B, Pozo El Junco, carbón recién extraído, con fuerte olor a azufre, carbón vítreo, semicompacto. 159
Figura 54. A y B, pozo Migarest, donde se observa la extracción de carbón. 160
Figura 55. Mantos de carbón intercalados con dos estratos de lutitas. 160
Figura 56. A y B, del pósito corporativo Tras Potrancas, o (Pozo 3).....161
Figura 57. A y B. Tajo Los Lirios, profundidad del tajo 35 m, los mantos muestreados son los dos últimos de la parte inferior de la Fm. Olmos.....161
Figura 58. A y B. Entrada con tiro inclinado, manto de carbón en interior de la mina. 162
Figura 59. A y B: Fotografía A, Canisters de PVC, construidos para muestrear gas de carbón. Fotografía B, Isotubo para desorber el gas de los Canister, y enviarlos al laboratorio de análisis isotópico. 162
Figura 60. A, B y C. Proceso de desorción y llenado de isotubos con gas de carbón. 163
Figura 61. Plano de localización de las áreas muestreadas en la Subcuenca Ojinaga, (Carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón). (De La O et Martínez, 2012 en este trabajo). 164

Figura 62. A, B y C algunos de los principales afloramientos de carbón del área de Sierra Rica, la mayoría de los afloramientos de carbón en esta zona son de bajo espesor. 165
Figura 63. A, B y C. Principales afloramientos de carbón del área de Nuevo Lajitas, en esta zona los afloramientos de carbón muestran espesores más amplios, que los de la zona de Sierra Rica.....166
Figura 64. A y B, Área de Nuevo Lajitas, muestras de afloramiento de carbón. 166
Figura 65. A y B, Zona el Ingles carbón vítreo, el muestreo en esta zona fue para llenar un canister pues no se detectó gas en el muestreo. 166
Figura 66. A y B, de la zona de Jaso, carbón sin gas en el muestreo.....167
Figura 67. Diagrama pseudo van Krevelen para los carbones de la Cuenca de Sabinas. 171
Figura 68. Correlación (%Ro contra IH), para las muestras de la Cuenca de Sabinas, en triángulos color azul, (De La O y Martínez, 2013).....173
Figura 69. Índice de producción = (S1/S1+S2), contra Tmax °C y %Ro, en muestras de la Cuenca de Sabinas, triángulos azules. Paul C. Hackley, 2008, (modificado por De La O y Martínez, 2013).....174
Figura 70. Relación %Ro contra Tmax, de los carbones de la Cuenca de Sabinas. (After Teichmüller y Durand, 1983). 175
Figura 71. Plano de distribución espacial de isovalores de %TOC, para la Cuenca de Sabinas. 176
Figura 72. Distribución espacial de isovalores de %Ro, en las muestras de la Cuenca de Sabinas, la fleche en verde indica la dirección del gradiente geotérmico.....177
Figura 73. Distribución de isovalores del índice de hidrógeno para la Cuenca de Sabinas. ..178
Figura 74. Distribución de porcentaje en isovalores de liptinita, en la Cuenca de Sabinas. ..179
Figura 75. Distribución de los espesores, (Isopacas), de las muestras de carbón que se analizaron en las diferentes subcuencas de la Cuenca sabinas.....179
Figura 76. Plano de isovalores de metano para la Cuenca de Sabinas. 180
Figura 77. Distribución de los mantos de carbón en la parte norte de la subcuenca de San Patricio, y que generalmente se encuentran en las demás subcuencas de la Cuenca Sabinas. (Tomado de SGM 2011).....182
Figura 78. Interface del programa para normalizar ponderadamente los porcentajes de carbono, hidrógeno y oxígeno del kerogeno considerando su composición maceral. 184
Figura 79. Relaciones H/C y O/C corregidas de la ceniza y la humedad tomando en consideración la composición maceral inicial, para la Cuencas Sabinas. 185
Figura 80. Resultados isotópicos del gas de carbón y del gas derivado de pozos profundos de la Cuenca de Sabinas y de la zona de Piedras Negras. 187
Figura 81. Resultados isotópicos del gas metano de las muestras de pozos profundos de la Cuenca de Sabinas. (Análisis proporcionados por Martínez, 2012. en este trabajo)..188
Figura 82. Resultados isotópicos del gas metano de las muestras en pozos profundos perforados en la zona Piedras Negras (análisis proporcionados por Martínez, 2012. en este trabajo). 189
Figura 83. Histogramas de refelctancia representativos de la cuenca estudiada, donde se presenta el mínimo valor de refelctancia encontrado, (O.80 %Ro), Obayos, y el máximo valor encontrado (1.60 %Ro), Aladino. 191
Figura 84. Clasificación de los carbones de la cuenca de Sabinas, únicamente en base a la reflectancia de las muestras analizadas. 192
Figura 85. Distribución espacial de isovalores dé %Ro, en las muestras de la Cuenca de Sabinas. La flecha en verde indica la tendencia de la distribución de la evolución térmica.....193
Figura 86. Microfotografías (A y B); A, Vitrinita, inertinita y materia mineral, microfotografía en reflectancia, microfotografía B, en fluorescencia, se observan los macérales del grupo

de la liptinita, (resinita), todos corresponden a MO de tipo IIII (carbón) encontrados en muestras de la Cuenca de Sabinas. Microscopio óptico LEICA DM4500P, con lámpara de xenón y mercurio. 194
Figura 87. Microfotografías (C, D, E Y F). Diversos macérales del grupo de liptinita (carbón) encontrados en muestras de la Cuenca de Sabinas (De La O y Martínez, 2013, en este trabajo). Microscopio óptico LEICA DM4500P con lámpara de xenón y mercurio. .194
Figura 88. Muestra 1A, inclusiones en un cristal de fluorita, de la zona de la Cuenca de Sabinas, inclusiones de dos fases, agua-vapor sin aceites ni gas. 196
Figura 89. Inclusiones fluidas de origen secundario, de tres fases, vapor-liquido e hidrocarburo, (gas y aceite), cristal de fluorita de la zona minera de Sabinas. 197
Figura 90. Inclusiones fluidas de origen secundario, de tres fases, vapor-liquido e hidrocarburo (gas), cristal de fluorita de la zona minera de Sabinas. 198
Figura 91. Evolución del flujo de calor en la Cuenca de Sabinas, Menetrier, (2006). 200
Figura 92. Evoluciones tectónica en relación con la Formación del Golfo de México. 201
Figura 93. Modelo de evolución del flujo de calor para la Cuenca de Sabinas. 201
Figura 94. A y B. Evolución de la paleobatimetría con el tiempo para la Cuenca de Sabinas CAMACHO, (2009), se determinó relacionando la curva de EXXON con la profundidad del mar durante el Kimmeridgiano-Tithoniano (Michalzik y Schumann, 1994), y lo reportado en la literatura sobre transgresiones-regresiones (Márquez, 1979; Padilla y Sánchez, 1986: Santamaría-Orozco, 1990; Rueda Gaxiola, 1998, Eguiluz, 2001; Oloriz et al., 2003). 202
Figura 95. Columna litológica de la Cuenca de Sabinas, Eguiluz (2001). 203
Figura 96. Transformación de calcita en dolomita. Microfotografía que muestra la formación diagenética de porosidad a baja temperatura, por medio del reemplazamiento de la dolomía en la calcita, observada a 1920 m en sedimentos de la Formación La Virgen del pozo Florida-101, del bloque Pirineo, Cuenca de Sabinas. Foto Camacho-Ortegón 2009. 204
Figura 97. Precipitación de la anhidrita y calcita en los espacios porosos de la dolomita por las reacciones TSR. La calcita secundaria es posterior a la anhidrita. Microfotografía del pozo Florida 101, formación La Virgen a 1920 m., Foto Camacho Ortegón, 2009. ..204
Figura 98. Reacciones de TSR encontradas en la Cuenca de Sabinas y reportadas en la literatura. (Worden y Smalley, 1996. Machel, 2001. LIU Dehan et al., 2006). 205
Figura 99. Liptinita en la Fm. Eagle Ford. Grupo de macerales observados en muestras de pozos de la Cuenca de sabinas. A) MO tipo II (liptinita): Pozo Mercedes-21, Formación La Casita, 3115 m; B) MO tipo III (inertinita), Pozo Minero 1, Formación La Casita, 3620 m; C) MO tipo III (vitrinita): Pozo Hulla 1, Formación La Casita, 3080 m. Foto Camacho-Ortegón (2009). 205
Figura 100. Pirobitumen. Llenado de la porosidad por pirobitumen anisotrópico que muestra la transformación del aceite en gas, observado en la Formación La Casita del Pozo Cacanapo 1, Foto Piedad-Sánchez (2004). 206
Figura 101. Parámetros Rock Eval reportados en la literatura. Potencial petrolero para diversas rocas generadoras en la Cuenca de Sabinas. 206
Figura 102. Evaluación de %TOC inicial en el tiempo. 207
Figura 103. Cinética para la Formación La Casita, utilizada para el modelado de la Cuenca de Sabinas. 208
Figura 104. Poder reflector de la vitrinita de tres pozos utilizados para la calibración de la línea sísmica "L-2". 209
Figura 105. Parámetros de entrada para la calibración térmica del pozo Cacanapo-1. 210
Figura 106. Calibración térmica del pozo Cacanapo-1, con temperatura de pozo y con reflectancia de vitrinita %Ro. 211

Figura 107. Parámetros de entrada para la calibración térmica del pozo Minero-1.....212
Figura 108. Calibración térmica del pozo Minero-1 con reflectancia de vitrinita %Ro. 212
Figura 109. Parámetros físicos de entrada para la calibración del pozo Carbón-1. 213
Figura 110. Calibración termocinética del pozo Carbón-1, con reflectancia de la vitrinita %Ro. Se presenta además la historia de sepultamiento en función de la temperatura y del algoritmo de Sweeney y Burnham (1991) EASY%Ro. 213
Figura 111. Graficas de calibración, porosidad, permeabilidad y presión, Pozo Cacanapo-1. 214
Figura 112. Línea sísmica L-2 utilizada para el modelado en la Cuenca de Sabinas. 215
Figura 113. Distribución del flujo de calor utilizado en el modelado de la línea sísmica L-2. 216
Figura 114. Evolución de la tasa de transformación de las rocas madres con los flujos de calor calibrados en la línea sísmica L-2. 217
Figura 115. Evolución de la expulsión de hidrocarburos de las rocas madres y migración de hidrocarburos entre las rocas madres por medio de la fracturación. 218
Figura 116. Evolución de la composición de las acumulaciones y de la migración del gas y del aceite con el tiempo. 219
Figura 117**.** Funcionamiento de los sistemas petroleros de los 3 pozos estudiados considerando la taza de transformación y la expulsión de las rocas madres. 220
Figura 118. Modelado de la migración del Aceite, CH4 y el CO2 en la Cuenca de Sabinas, sector de las minas de carbón CACANAPO. 220
Figura 119. Principales parámetros físicos, (base y cima de la unidad, espesor total, edad de depósito y litología de cada formación), utilizados para la estimación del flujo de calor, en los pozos Cacanapo-1, Minero-1 y Carbon-1, en la Cuenca de Sabinas. 223
Figura 120. Parámetros de compactación y porosidad utilizados para el cálculo de la subsidencia tectónica y total. 224
Figura 121. Interface de entrada para calcular las curvas de subsidencia tectónica y termal, decompactacion de las unidades analizadas, (Back-Stripping). 224
Figura 122. Curvas de subsidencia tectónica y subsidencia total, obtenidas de la interface de entrada de la figura 121, para los tres pozos analizados. 225
Figura 123. Ábacos para la estimación del flujo de calor, utilizados en el método de Royden. Estimación de flujo de calor para los tres pozos de la cuneca de Sabinas. 225
Figura 124. Parámetros físicos y geoquímicos para la construcción del modelo 1D, de los pozos Cacanapo-1, Carbon-1 y Minero-1. 227
Figura 125. Parámetros de calibración temperatura y reflectancia para los pozos analizados para la estimación de flujo de calor mediante el método de los ábacos de Royden L (1986). 228
Figura 126. Diagrama pseudo Van Krevelen obtenido a partir de los resultados de Rock Eval®.6, (IO vs. IH), para las formaciones La Casita y La Pena. 231
Figura 127. Pseudo van Krevelen, para lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga. 232
Figura 128. Clasificación para lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga, en la cuenca de Chihuahua, en base al contenido de TOC contra S2. 233
Figura 129. Diagrama pseudo van Krevelen de los carbones de la Formación Ojinaga. 234
Figura 130. Relación entre TOC y S2, para las muestras de carbón de la Formación San Carlos, Cuenca de Chihuahua. Total organic carbon (TOC; wt. %), Remainining hydrocarbon potential (S2; mg HC/g rock). 235
Figura 131. Relación reflectancia de la vitrinita contra el índice de hidrogeno, para las muestras las formaciones Ojinaga y San Carlos de la Cuenca de Chihuahua. Measured Vitrinite Reflectance (Ro, %), Índice de Hidrogeno (HI; mg HC/g TOC) 236

Figura 132. (A) Índice de producción (PI) contra Tmax °C, y (B) índice de producción contra reflectancia de la vitrinita, para las muestras de la Cuenca de Chihuahua (De La O y Martínez, 2013, en este trabajo).....237
Figura 133. Distribución espacial de valores de carbón orgánico total (%TOC), para la Formación San Carlos en la Cuenca de Chihuahua. 238
Figura 134. Distribución de isovalores dé %Ro, para las carbones de la Formación San Carlos. 239
Figura 135. Distribución de isovalores de carbón orgánico total %TOC, para las muestras de la Formación Ojinaga.....240
Figura 136. Distribución de isovalores del poder reflector de la vitrinita (%Ro), en las muestras de la Formación Ojinaga. 241
Figura 137. Plano de isovalores de generación de gas metano para las muestras de la Cuenca Chihuahua.....242
Figura 138. Diagrama Van Krevelen donde se muestra las relaciones H/C y O/C corregidas del cálculo de la ceniza y la humedad de la Cuenca de Chihuahua. (De La O-Martínez, 2013, en este trabajo). 244
Figura 139. Histogramas representativos de cada una de las zonas estudiadas. Sierra Rica, Jaso y Nuevo lajitas en la Cuenca de Chihuahua. 247
Figura 140. Clasificación de los carbones y lutitas carbonosas de la cuenca de Chihuahua, únicamente en base a los resultados dereflectancia. 248
Figura 141. Microfotografías 1 (A, B, E y F). Maceral de tipo III (cutinita) encontrados en muestras de la Cuenca de Chihuahua. (De La O y Martínez, 2012, en este trabajo).* Fotos tomadas con un Microscopio Zeiss Imager A1m Vg1, Pico de excitación xenón centrado a 365 nm, observación en aire. 249
Figura 142. Microfotografías 2 (C, G, D y H). Diversos macerales de tipo III (carbón) encontrados en muestras de la Cuenca de Chihuahua.* Fotos tomadas con un Microscopio Zeiss Imager A1m Vg1, pico de excitación de fluorescencia centrado a 365 nm, observación en aire.....249
Figura 143. Microfotografías 1, 2 y 3. Se puede observar la preservación del kerógeno, (MO), en contacto con pirita frambiodal en un medio anóxico. MEB, Hitachi S-4800.....251
Figura 144. Microfotografías 1, 2, 3 y 4, se observa cristales de pirita frambiodal sobre cristales de barita; además se tiene el espectrograma de la fotografía B. MEB, Hitachi S-4800. 251
Figura 145. Microfotografías 1, 2, 3 y 4. Se puede observar la presencia del kerógeno de la roca madre de la formación La Casita en un medio anóxico. (De La O-Martínez, 2012, en este trabajo). MEB, Hitachi S-4800. 252
Figura 146. Microfotografías 9, 10 y 11. Se puede observar la presencia de bitúmenes en las fracturas. MEB, Hitachi S-4800. 252
Figura 147. Localización del pozo Apache-1, círculo rojo, y su relación con las zonas estudiadas. 254
Figura 148. Principales parámetros físicos para la construcción del Pozo Apache-1. (De La O y Martínez, 2012, en este trabajo).....255
Figura 149. A y B. Gráficas de calibración térmica de reflectancia %Ro, para el Pozo Apache-1.....256
Figura 150. Modelo de generación de hidrocarburos para el pozo Apache-1. Donde se muestras las zonas de generación de hidrocarburos para cada formación La Casita La Peña e Eagle Ford. 258
Figura 151. Construccion de la curva de flujo de calor. Pozo Apache-1. 259

Índice de tablas

Tabla 1. Clasificación de los grupos macerales del carbón, Según Comité Internacional de Petrología del Carbón (ICCP), 1963,71 y 75. ANEXO 3 362
Tabla 3. Denota las principales características del carbón en la diferentes subcuencas de Sabinas, según Flores-Galicia, 2001. 125
Tabla 3.1. Composición en porcentaje del gas en subcuencas de Sabinas. 127
Tabla 3.2. Valores isotópicos de gas recuperado en minas de la Cuenca de Sabinas. 128
Tabla 3.3. Principales características geoquímicas que integran a las rocas generadoras en la cuenca de Sabinas: 129
Tabla 3.4.- Resultados de Pirolisis Rock-Eval6, en muestras de carbones de la sub- cuenca Ojinaga, donde se observan los resultados de los picos S1, S2, S3, Tmax °C, así como los índices de IH e IO, como los parámetros más importantes de este análisis, también se añadió la columna de medición de %Ro, lo que nos permite realizar una evaluación del potencial en hidrocarburos, (aceite y gas), en la zona de estudio. 153
Tabla 4. Sitios de muestreo para carbón mineral en diferentes subcuencas de la Cuenca de Sabinas, con espesores del manto, profundidad y tipo de obra minera. ANEXO 3 ...363
Tabla 4.1. Principales sitios de muestreo por gas de carbón mineral en la Cuenca de Sabinas. ANEXO 3 364
Tabla 4.2. Muestras de afloramientos colectadas en la Cuenca de Chihuahua, carbón, lutitas carbonosas, y rocas generadoras. ANEXO 3.....365
Tabla 4.3. Localidades muestreadas por gas de carbón en la Cuenca de Chihuahua.....165
Tabla 5. Resultados de la Pirólisis efectuada a las muestras de la Cuenca de Sabinas. TOC = wt. % total organic carbón, S1, S2 = mg hydrocarbóns, S3 = mg CO2, IH = hydrogen Index (S2*100/TOC), OI = Oxygen Index (S3*100/ TOC), PI=Production Index (S1 /(S1+S2)) , %Ro medido, (INCAR). ANEXO 3 366
Tabla 5.1. Muestras que sirvieron de base para realizar el plano de distribución de espesores en la Cuenca de Sabinas.....367
Tabla 5.2. Muestras la producción de metano estimado a partir del porcentaje de liptinita determinado para la Cuenca de Sabinas. CH4 m3/t= volumen de metano estimado, Tmax °C, +temperatura máxima de pirolisis en °C, IH= índice de hidrogeno, %Vit.Cal= % de vitrinita calculado, %Lip. Cal.= % liptinita calculado, %Iner. Cal= % de intertinita calculado. ANEXO 3 368
Tabla 5.3. Resultados de la estimación de gas en mantos de carbón, subcuencas de Sabinas. ANEXO 3 182
Tabla 5.4 Resultados del análisis elemental, humedad y ceniza para las muestras en la Cuenca de Sabinas. wt.% = weight percent,* Laboratorios del SGM, Centro Experimental, Chihuahua. ANEXO 3.....369
Tabla 5.5. Concentraciones de metano detectadas en ppm y en ‰, y relaciones isotópicas δ13C, δD en muestras de gas de carbón analizadas en la Cuenca de Sabinas. "-----" = no detectado. ANEXO 3 370
Tabla 5.6. Resultados isotópicos del gas metano en muestras de pozos profundos perforados en la Cuenca de Sabinas. (Análisis proporcionados por Martínez, 2012). ANEXO 3 371
Tabla 5.7. Resultados isotópicos de muestras de gas metano en pozos para el área de Piedras Negras (Martínez, 2012). ANEXO 3 372
Tabla 5.8 Resultados de la refelctancia medida en vitrinitas, en carbones de la Cuenca de Sabinas. %Ro= random reflectancia, Puntos= número de puntos medidos, dst= desviación estándar. ANEXO 3.....373
Tabla 5.9. Composición mineralógica de las facies en las formaciones consideradas en el modelado. ANEXO 3 374
Tabla 5.10. Resultados de la evolución del flujo de calor en el tiempo, estimado para los pozo

de la Cuenca de Sabinas, mediante el método de Royden L. (1986), y comparado con los valores del modelo de McKenzie incluido en el programa PetroMod V11 ANEXO 3.....226

Tabla 6. Resultados obtenidos de la pirolisis efectuada a las muestras de la Cuenca de Chihuahua. TOC = wt. % total organic carbón, S1, S2 = mg hydrocarbóns, S3 = mg CO2, IH = hydrogen Index (S2*100/TOC), OI = Oxygen Index (S3*100/ TOC), PI=Production Index (S1 /(S1+S2)) , %Ro medido (INCAR). ANEXO 3 375-376

Tabla 6.1. Resultados para la estimación de producción de metano en base a los análisis elementales, Rock-Eval y de porcentajes de macerales estimados para las formaciones San Carlos y Ojinaga en muestras de la Cuenca de Chihuahua. ANEXO 3 377

Tabla 6.2.- Resultados del análisis elemental, de humedad y ceniza en las muestras de la Cuenca de Chihuahua.* Laboratorios del SGM, Centro Experimental. Chihuahua. ANEXO 3 378

Tabla 6.3. Relación de muestras con gas de carbón capturados con isotubos de la Cuenca de Chihuahua. Análisis realizados en el Laboratorio de Biogeoquímica de Isótopos Estables Instituto Andaluz de Ciencias de la Tierra, Granada, España. 245

Tabla 6.4, valores de reflectancia, número de puntos y desviación estándar para las muestras de Chihuahua. %Ro= random reflectancia, No Pts = número de puntos medidos, dst= desviación estándar, -----, = centro experimental Chihuahua. ANEXO 3 379

Anexos.

Anexo 1.- Tablas de resultados obtenidas con el programa creado en Visual Basic® 6, para la estimación de la producción de gas metano en las cuencas de Sabinas y Chihuahua. Obtenido a partir de los resultados de los diferentes análisis realizados.

Anexo 2, fichas resumen por cuenca, donde se integra la información de petrografía; como poder reflector, histograma para cada una de las muestras, resumen estadístico por muestra y microfotografías en luz reflejada y fluorescente, también se agrega la información obtenida de los análisis Rock Eval 6, así como se integra un análisis del kerógeno y a partir de estos datos, se integra en un pequeño reporte de petrografía orgánica, por cada muestra analizada.

Anexo 3. Tablas de resultados de los diferentes análisis realizados para las cuencas de Sabinas y Chihuahua, (Rock Eval, análisis elemental, análisis inmediato, reflectancia de la vitrinita e isotopos de gas).

Anexo 4. Resultado de tablas y figuras obtenidas de la interpretación de imágenes de macerales en carbones y lutitas carbonosas de las cuencas de sabinas y Chihuahua. (Capitulo 2, subcapítulo 2.5.5). Donde se muestra el porcentaje de macerales teórico obtenido, litotipos reflectancia teórica obtenida para cada una de las muestras analizadas mediante esta técnica.

Anexo 5. Resultados del modelado de las líneas sísmicas interpretadas para la Cuenca de Sabinas. Donde se muestran las zonas de migración de hidrocarburos hacia la superficie y hacia los carbones de la cuenca de Sabinas.

Anexo 6. Programa informático creado para la estimación de gas metano, utilizado en este trabajo para calcular la generación de metano.

Tabla de resultados obtenidos para la generación de gas metano, Cuenca de Sabinas.

MUESTRA	%PRV.bibliio	%PRV.sgm	PRV.medidc	Tmax-Analisis	%COT-Analisis	%COT inicial	IH-Analisis	IHo-Inicial	Tasa Transf.	CH4.bibliio	CH4-SGM	CH4-Medida	Paleotem-Bostick	HC Prod (KgHC/tonRoca)	%-Vitr	%-Lip	%-Inert	H/C	O/C
MEZ-01	0.951	0.576	1.13	472	26.02	28.476	642	852	24.647	0	2.89	1.1	125	2.025	73.1	3.4	23.3	0.721	0.158
JUN 1 Y2	1.033	0.68	1.15	463	48.52	55.073	462	700	34	0	3.62	1.57	126	3.448	80.5	1.3	18	0.704	0.14
MINA EL ALAMO	0.9	0.689	1.05	459	30.02	35.477	477	851	43.948	0	2.44	0	120	2.721	86	5.5	8.4	0.743	0.132
POZO SARALI	0.728	0.494	1	458	44.14	51.694	438	752	41.755	0	0.98	0	116	3.109	86.2	3.5	10.2	0.786	0.168
ALDINO	1.014	0.422	1.25	474	24.14	26.355	680	895	24.022	0	4.3	4.05	132	2.274	59.1	0.6	40.2	0.692	0.207
MUPO-01	0.809	0.392	0.95	462	36.06	42.475	386	679	43.151	0	2.35	0	112	2.654	70.1	1.8	28	0.747	0.209
POZO-18	0.698	0.294	1	453	47.58	57.018	448	850	47.294	0	1.62	0	116	4.185	69.4	1.3	29.2	0.767	0.255
NAR-01	0.959	0.437	1.08	462	35.48	40.374	585	895	34.636	0	3.8	0.29	122	3.51	64.7	0.7	34.5	0.708	0.199
POZO FLOR	1.123	0.44	1.2	471	39.82	45.318	473	724	34.668	1.13	5.15	2.84	129	3.174	52.9	0.5	46.5	0.666	0.205
PRG-01	0.958	0.44	1.05	468	25.34	29.435	482	800	39.75	0	3.58	0	120	2.167	65.3	0.5	34.1	0.708	0.198
STD-01	0.851	0.403	1.2	472	26.72	29.802	634	900	29.555	0	2.57	2.53	129	2.318	71.2	0.1	28.5	0.735	0.207
EL AGUILA	0.647	0.385	0.95	458	33.25	40.293	448	895	49.944	0	0.6	0	112	3.055	88.3	0.3	11.2	0.801	0.203
ALPHA-01	0.902	0.521	1.45	473	26.99	29.433	579	759	23.715	0	2.62	8.75	142	1.888	78.6	0.3	20.9	0.731	0.17
DIS-01	1.269	0.551	1.16	484	21.98	26.449	391	756	48.28	4.27	5.56	1.79	127	1.799	50.1	1.4	48.3	0.641	0.177
OBAY-01	0.462	0.356	0.8	439	44.06	54.954	297	685	56.642	0	0	0	100	2.475	91	7.2	1.7	0.876	0.201
GAL-01	0.832	0.645	1.1	462	31.15	34.187	635	851	25.381	0	1.69	0.57	123	2.411	90.6	4.4	4.8	0.762	0.137
OAS-01	1.24	0.665	1.53	489	37.52	44.398	384	689	44.267	3.67	5.37	12.28	146	2.83	53.7	5	41.1	0.652	0.151
BALUARTE	0.524	0.411	1.35	474	27.86	34.316	277	599	53.756	0	0	3.89	137	1.125	89.9	7.7	2.2	0.857	0.182
TITA-01	1.045	0.626	1.18	474	28.75	35.116	362	751	51.797	0	3.41	1.97	128	2.12	64.7	5.7	29.5	0.698	0.151
CAS-1	0.832	0.2	1	478	5.18	7.16	17	81	79.012	0	0	0	116	0.003	0	0	0	1.53	0.273
CLOETE	0.771	0.504	0.95	461	42.35	48.423	487	759	35.836	0	1.47	0	112	3.14	89.1	0.6	10.2	0.771	0.168
ELB-01	0.929	0.456	1.23	480	19.3	20.609	672	821	18.148	0	2.55	2.64	131	1.21	68.9	0.7	30.3	0.718	0.191
FC-01	0.93	0.602	1.25	468	30.7	34.318	566	810	30.123	0	2.58	3.4	132	2.248	76.8	3.9	19.1	0.729	0.151
ESB-01	1.169	0.772	1.3	466	33.81	40.765	389	759	48.748	2.02	4.67	5.12	135	2.836	78.4	0.6	20.8	0.673	0.13

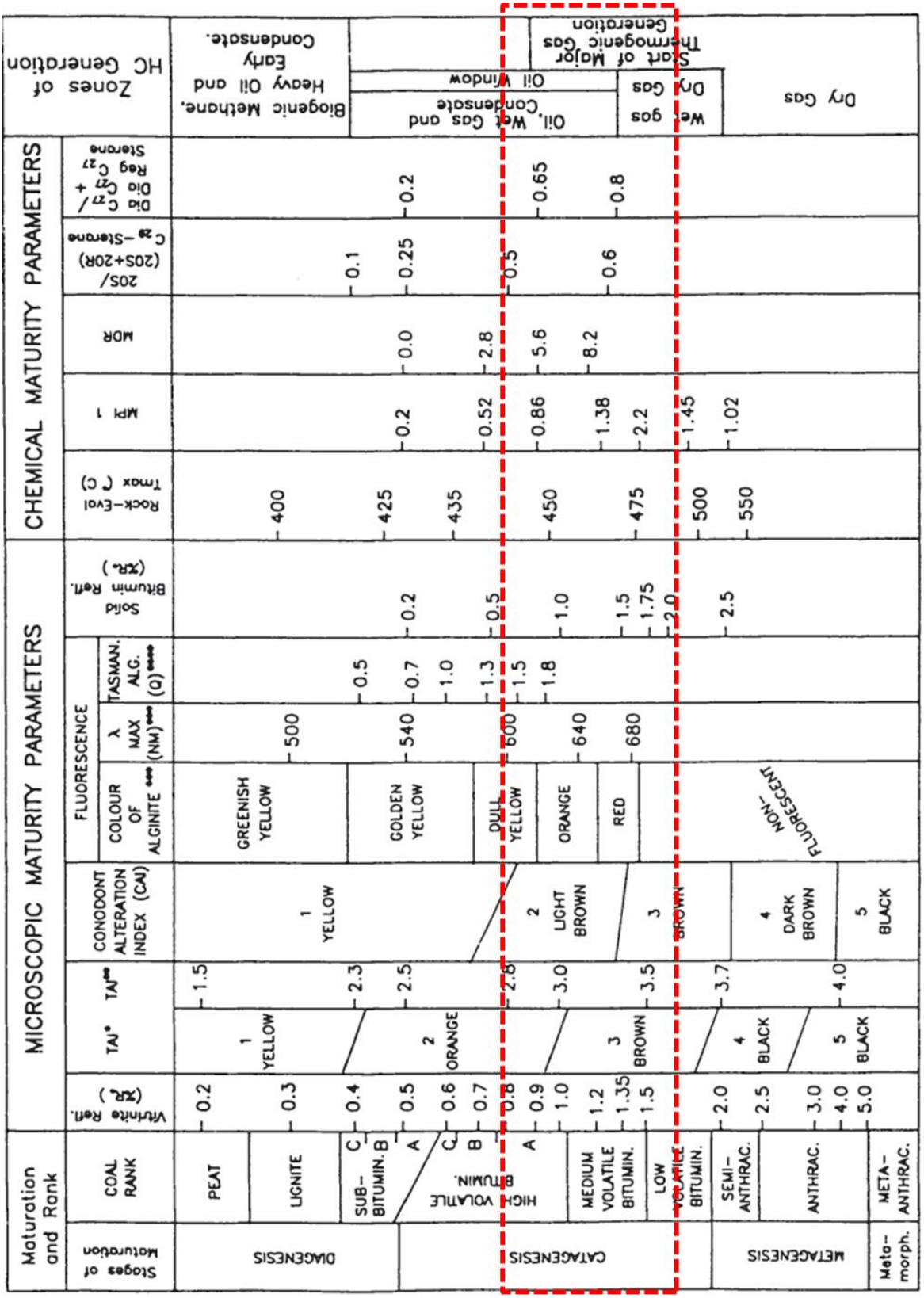
Tabla de resultados obtenidos para la generación de gas metano Cuenca de Chihuahua.

MUESTRA	PRV-medido	Tmax-Analisis	%COT-Analisis	%COT inicial	%C/puro	%H/puro	%O/puro	IH-Calc	IH-Analisis	IHo-Inicial	CH4-SGM	CH4-Medida	Paleotem-Bostick	HC Prod (KgHC/tonRoca)	%Vitr	%Lipt	%Inert	H/C	O/C
ING-1	0.95	464	23.56	33.818	72.073	4.468	23.458	477	10	75	1.19	0	112	0.102	65.9	0.8	33.1	0.743	0.244
JAS-7	0.5	428	19.5	24.928	72.164	5.219	22.616	455	51	135	0	0	67	0.087	98.7	0.4	0.7	0.867	0.235
JAS-9	0.42	439	2.44	3.465	56.607	23.788	19.603	261	13	84	0	0	55	0.055	0	0	0	5.042	0.259
LAJ-1	0.57	431	7.62	9.367	68.725	7.818	23.455	280	113	242	0	0	76	0.026	0	0	0	1.365	0.255
JASO-5	0.47	442	2.5	3.649	66.007	7.641	26.35	267	6	60	0	0	63	0	0	0	0	1.389	0.299
JASO-1	0.45	443	8.31	11.859	70.95	7.376	21.673	336	10	69	0	0	59	0.007	0	0	0	1.247	0.229
JASO-2	0.55	436	3.81	5.428	69.082	7.701	23.216	294	8	54	0	0	74	0.001	0	0	0	1.337	0.252
JASO-3	0.44	431	9.21	12.14	69.446	7.23	23.323	335	27	87	0	0	58	0.015	0	0	0	1.249	0.251
JASO-4	0.57	437	3.68	5.427	71.363	7.613	21.022	322	4	50	0	0	76	0.001	0	0	0	1.28	0.22
P	0.53	424	5.43	7.585	75.801	4.761	19.436	476	16	85	0.23	0	71	0.004	70.3	3.9	25.7	0.753	0.192
PH04	2	593	0.77	1.174	67.624	3.639	28.735	490	1	60	0.62	3.71	165	0	23	5.7	71.2	0.645	0.318
PH05	0.87	599	0.8	1.23	72.362	4.701	22.935	471	0	50	0.12	0	106	0	67	4.5	28.3	0.779	0.237
PH06	1.85	454	0.65	0.923	69.9	5.223	24.875	448	13	85	0	2.2	160	0	95.8	2.8	1.2	0.896	0.266
PH02	1.6	460	1.74	2.209	68.79	3.508	27.7	494	73	186	0.76	1.72	149	0.003	28	0.6	71.2	0.612	0.302
COF-1	0.95	587	21.68	30.471	68.318	4.196	27.485	478	13	74	0.91	0	112	0.061	59	0.7	40.2	0.737	0.301
COF-2	1.02	585	36.86	52.224	72.279	3.489	24.23	497	11	69	4.88	0	117	0.2	23.1	0.7	76	0.579	0.251
COF-3	1.55	606	30.74	46.733	67.047	3.394	29.558	495	1	45	2.33	4.52	147	0.052	25.5	0.4	73.9	0.607	0.33
COF-5	0.72	605	4.61	6.817	67.08	4.571	28.348	465	3	40	0.05	0	93	0.005	69.4	3.9	26.6	0.817	0.316
COF-6	0.3	448	27.84	29.905	70.603	4.185	25.21	482	122	152	3.19	0	31	0.369	35.3	9.1	55.4	0.711	0.267
COF-12	0.43	426	7.44	9.307	69.43	5.198	25.371	448	96	225	0	0	56	0.013	80.6	8.8	10.5	0.898	0.274
COF-13	0.82	428	6.21	8.334	68.625	7.709	23.664	289	53	195	0	0	102	0.019	0	0	0	1.348	0.258
COF-14	0.5	443	2.33	3.328	63.829	7.234	28.936	283	15	105	0	0	67	0.003	0	0	0	1.359	0.339
COF-16	0.46	432	4.91	6.759	63.402	5.736	30.86	397	31	142	0	0	61	0.007	0	0	0	1.085	0.365
COF-17	0.42	434	10.32	12.932	68.395	7.108	24.495	336	85	201	0	0	55	0.023	0	0	0	1.247	0.268
COF-18	0.49	445	1.81	2.681	66.666	7.526	25.806	285	6	84	0	0	65	0	0	0	0	1.354	0.29
COF-19	0.72	418	14.07	16.911	71.574	7.084	21.34	361	130	250	0	0	93	0.093	0	0	0	1.187	0.223
COF-20	0.37	420	18.53	22.365	73.869	7.824	18.305	326	76	149	0	0	46	0.04	0	0	0	1.271	0.185
TOF-10	0.47	459	32.23	38.178	76.913	5.136	17.95	468	167	301	0.28	0	63	0.432	78	7.8	14.1	0.801	0.175

CUENCA DE SABINAS

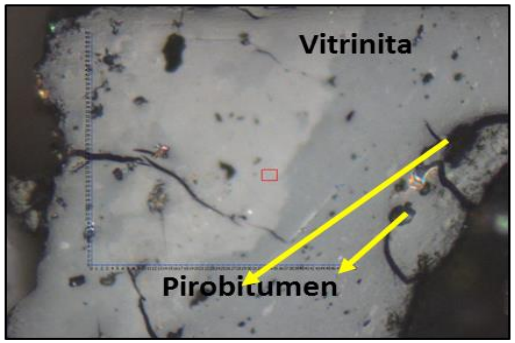
CATALOGO DE MUESTRAS

Fichas resumen Cuenca de Sabinas

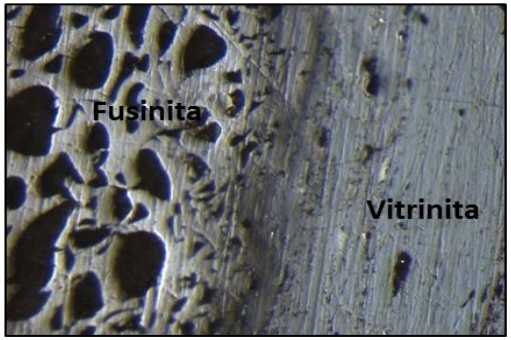


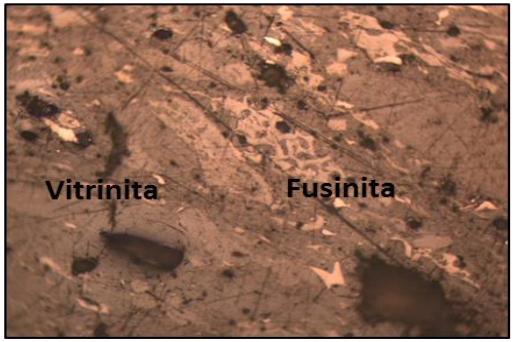
Calcificación del carbón, (recuadro rojo) en muestras analizadas de la Cuenca de Sabinas, en base a diferentes parámetros obtenidos mediante análisis de laboratorio.

Muestra : ALPHA-1, SABINAS

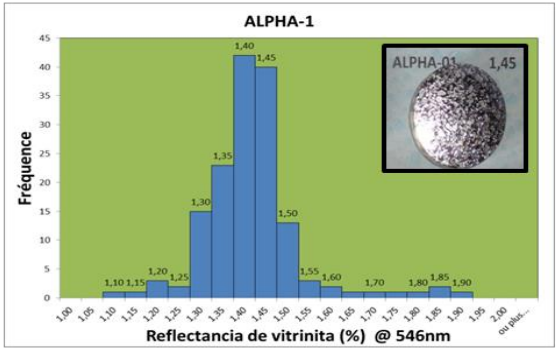


Luz Reflejada





Organic Petrography Rapport*



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	1.087
Maximum R_o (%)	1.850
Number of points	152
Standard deviation	0.1123
Mean Ro value of vitrinite (%)*	**1,395**

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

Roca reservorio, se observa materia continental tipo III, carbón, una población de vitrinita

Oil / Gas Window *: Se encuentra en la ventana de aceite-gas, principalmente gas*

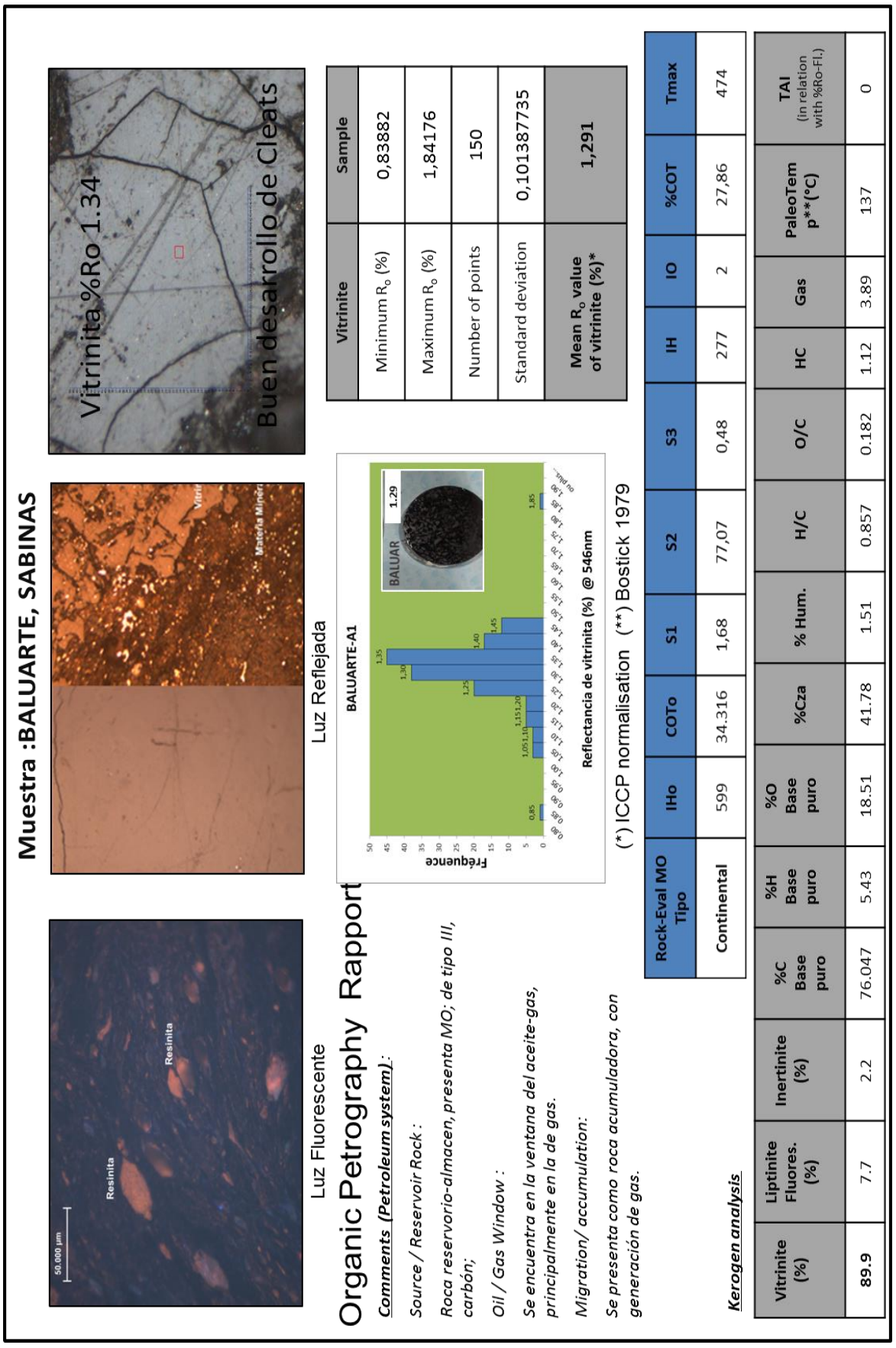
Migration/ accumulation:

Los picos S1 y S2, presentan buenos valores, acumuladora de gas principalmente termogénico

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	759	29.43	2,01	156.32	0.45	579	2	26.99	473

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC (KgHC/tonRoC)	Gas	Paleo Temp*(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
78.6	0.3	20.9	66,06	4,03	2,82	20,83	1,12	0.731	0,17	1.88	2.62	142	0



Organic Petrography Rapport

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

Roca reservorio-almacen, presenta MO; de tipo III, carbón;

Oil / Gas Window :

Se encuentra en la ventana del aceite-gas, principalmente en la de gas.

Migration/ accumulation:

Se presenta como roca acumuladora, con generación de gas.

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,83882
Maximum R_o (%)	1,84176
Number of points	150
Standard deviation	0,101387735
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1,291**

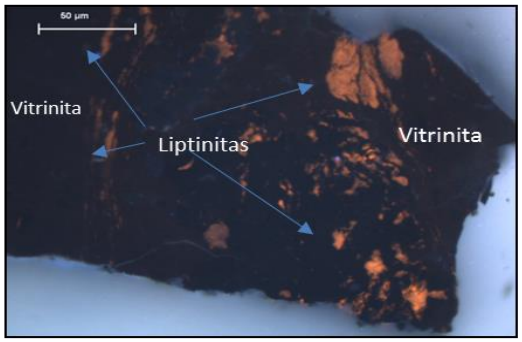
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	599	34.316	1,68	77,07	0,48	277	2	27,86	474

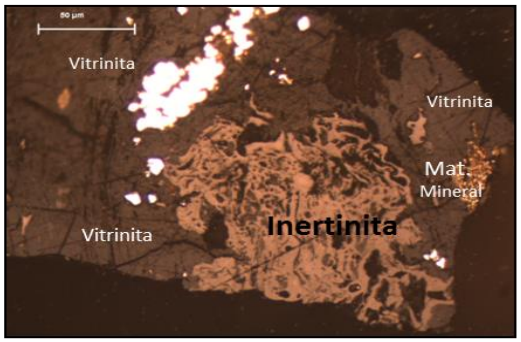
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTem p**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
89.9	7.7	2.2	76.047	5.43	18.51	41.78	1.51	0.857	0.182	1.12	3.89	137	0

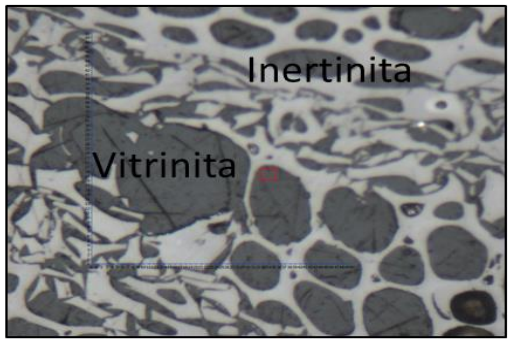
Muestra :CLOETE CENTRO, SABINAS



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

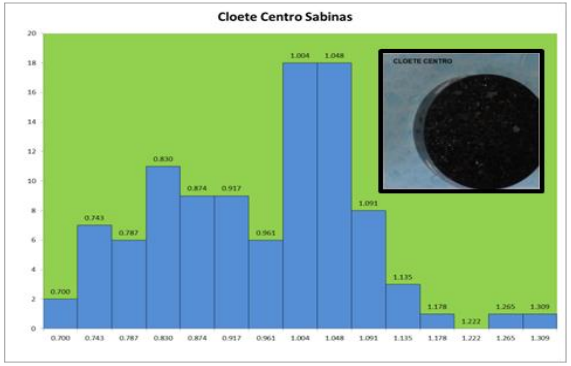
Es una roca generadora-reservorio, con materia organica de tipo III, carbón.

Oil / Gas Window :

Se encuentra en la ventana de aceite-gas, principalmente en la de aceite.

Migration/ accumulation:

Es una roca generadora de gas, con producción de este.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

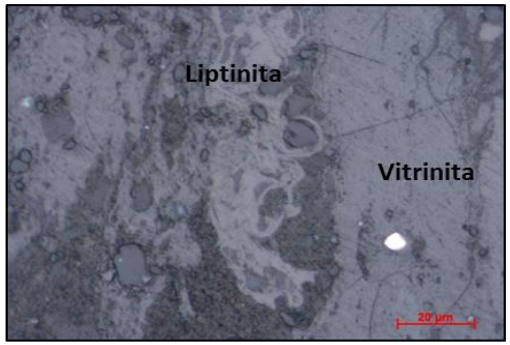
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,6780
Maximum R_o (%)	1,330
Number of points	100
Standard deviation	0,1254
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0,95**

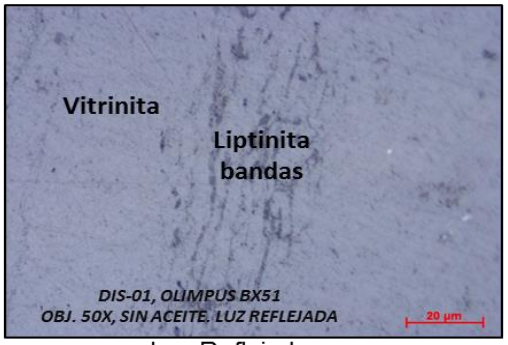
Kerogen analysis

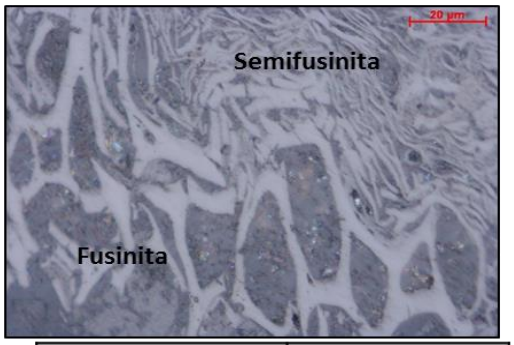
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	759	48.42	4,35	206,44	0,84	487	2	42,35	461

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp** (°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
89.10	0.6	10.2	77.56	4.98	14.44	18.58	1.52	0.771	0.168	3.14	1.47	112	0

Muestra :DIS-01, SABINAS







Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

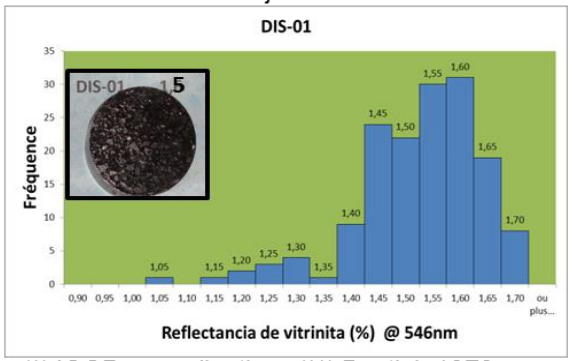
Se observa materia orgánica tipo III, Roca genradora-almacenadora, carbon.

Oil / Gas Window :

Se encuentra en la ventana del aceite-gas húmedo.

Migration/ accumulation:

Acumuladora de gas principalmente.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

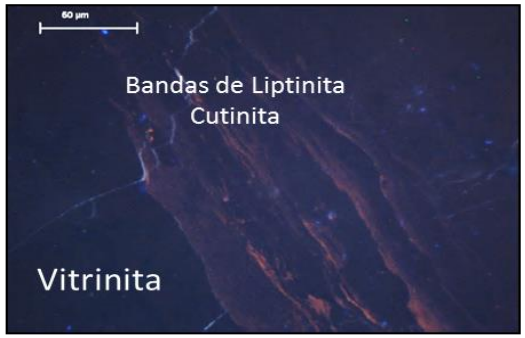
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	1,116
Maximum R_o (%)	1,69467
Number of points	154
Standard deviation	0,10625416
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1,50**

Kerogen analysis

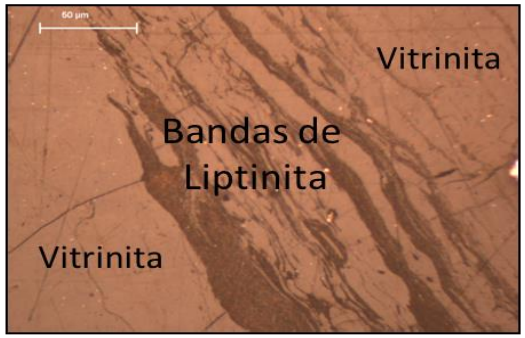
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	895	26.44	0,80	85,97	0,41	391	2	21,98	484

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
50.1	1.4	48.3	77.54	4.12	18.31	15,87	0,56	0,64	0,177	1.79	5.56	169	0

Muestra :EL AGUILA, SABINAS



Luz Fluorescente



Luz Reflejada

Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

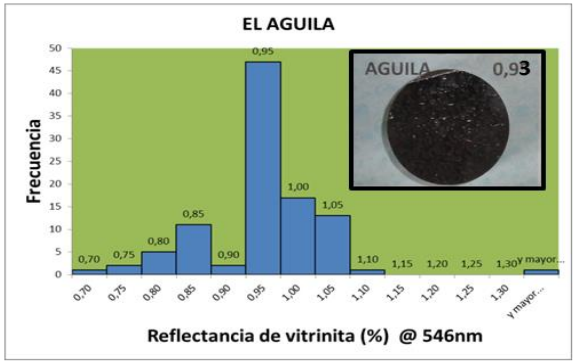
Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock : Materia orgánica tipo III, generadora-almacenadora, carbón.

Oil / Gas Window : Ventana del aceite, no esta produciendo gas, liptinita muy baja en %.

Migration/ accumulation:

El Pico S2 indica escasa producción de HC, posiblemente este acumulando gas migrado.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,62
Maximum R_o (%)	1,43579
Number of points	101
Standard deviation	0,0927
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0,93**

Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	895	40.29	4,76	149	0,39	448	1	33,25	458

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
88.3	0.3	11.2	74.70	4.99	20.30	23,19	1,18	0,8	0,20	3.05	0	163	0

Organic Petrography Rapport*

(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,9809
Maximum R_o (%)	1,51761
Number of points	150
Standard deviation	0,077032169
Mean R_o value of vitrinite (%)*	1,247032133

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :
Roca madre/almacen, MO tipo III, carbón.
Oil / Gas Window : ventana del aceite-gas, generando gas.
Migration/ accumulation: acumuladora de gas.

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	759	40.76	2,25	131,60	0,46	389	1	33,81	466

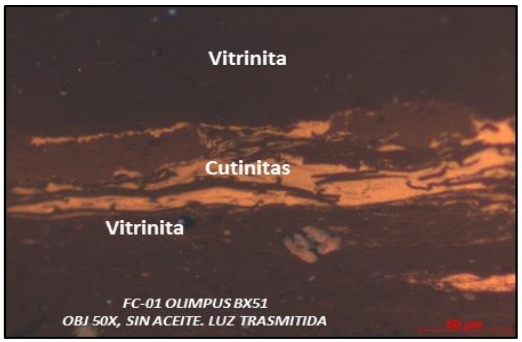
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTem p**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
78.4	0.6	20.8	81.33	4.65	14.098	10,5	0,71	0,67	0,13	2.83	5.16	168	0

Muestra :FC-01, SABINAS

Luz Fluorescente

Luz Reflejada



Slide (Florescence Transmission Light)

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

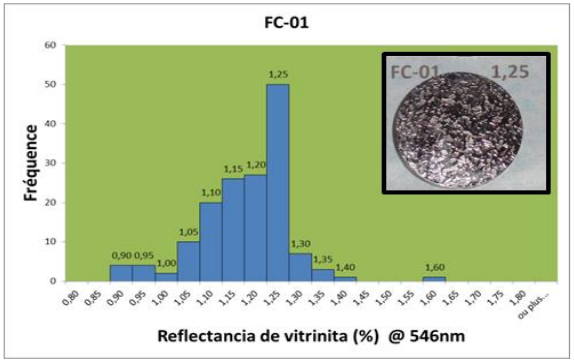
Roca generadora/almacenadora, MO tipo III, carbón.

Oil / Gas Window :

Ventana de generación de aceite/gas.

Migration/ accumulation:

Generación de gas, el pico S2 indica buen nivel de generación de HC, principalmente gas.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

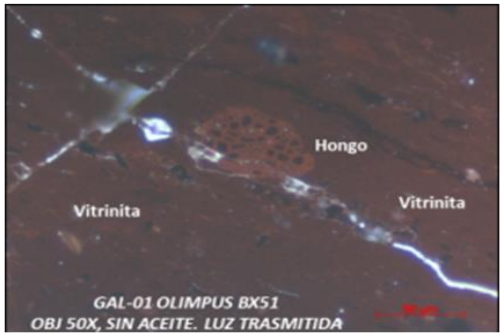
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	1,58875
Maximum R_o (%)	178,405
Number of points	155
Standard deviation	0,100716528
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0,916915584**

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	810	34.318	2,37	173,6	1,01	566	3	30,70	468

Kerogen analysis

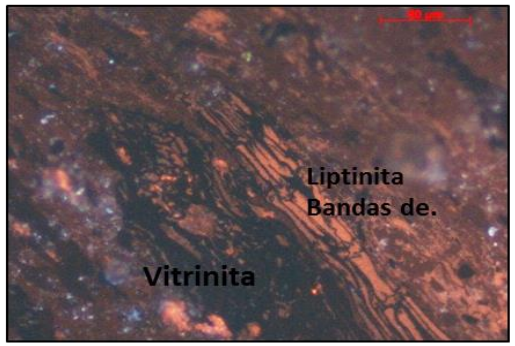
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
76.8	3.9	19.1	24.26	1.12	24.26	24.26	1.12	0.729	0.151	2.24	3.4	0	0

Muestra :GAL-01, SABINAS



Luz Fluorescente

Luz Reflejada



Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

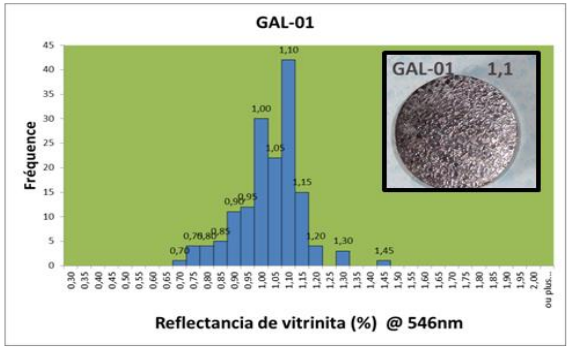
Roca generadora/almacenadora, MO tipo III, carbón.

Oil / Gas Window :

Aceite/gas, buena generación en el pico S1 y S2, buen potencial.

Migration/ accumulation:

Acumuladora principalmente.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

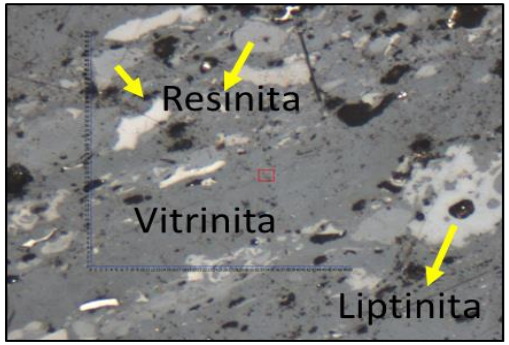
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,67314
Maximum R_o (%)	1,43486
Number of points	154
Standard deviation	0,115758333
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.20**

Kerogen analysis

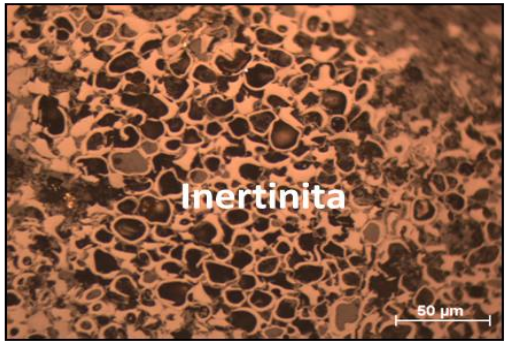
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	851	34.18	3,79	197,89	0,49	635	2	31,15	462

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
90.6	4.4	4.8	80.235	5.097	14.667	20,09	0,62	0,76	0,137	2.41	1.69	164	0

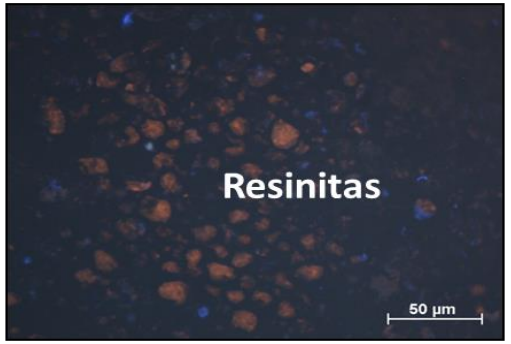
Muestra :JUN 1 Y 2, SABINAS



Luz Reflejada



Luz Reflejada



Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

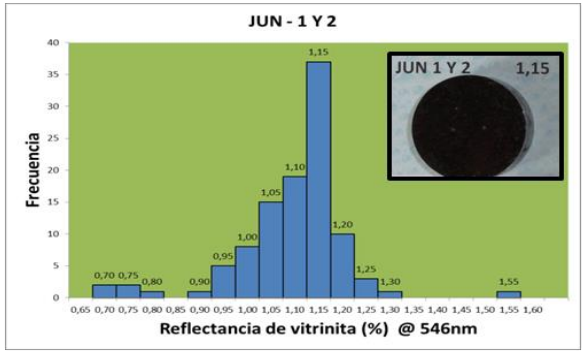
Generadora/almacenadora, MO tipo III, carbón

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite/gas, buena generación en el pico S1, y mejor en el Pico S2, buen potencial generador.

Migration/ accumulation:

Acumuladora de gas principalmente.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,68889
Maximum R_o (%)	1,55
Number of points	105
Standard deviation	0.112871517
Mean R_o value of vitrinite (%)*	1.06941781

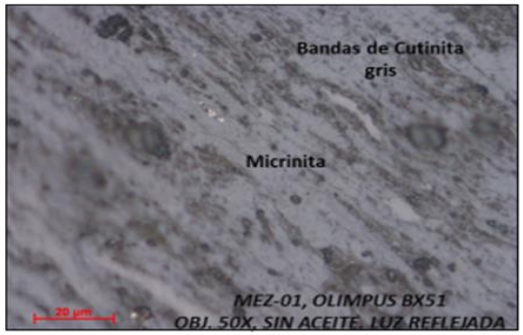
Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	700	55.07	4,13	223,96	0,87	462	2	48,52	463

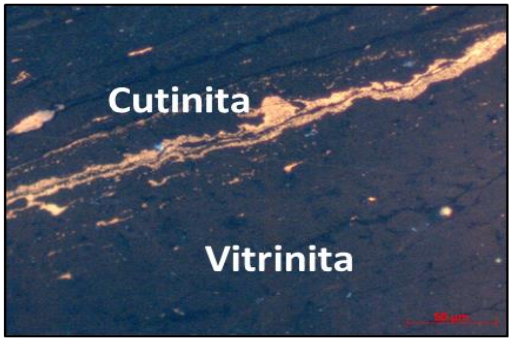
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
80.5	1.3	18	80.213	4.707	15.078	16,54	0,59	0.704	0.14	3.44	3.62	126	0

Muestra :MEZ-01, SABINAS

Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

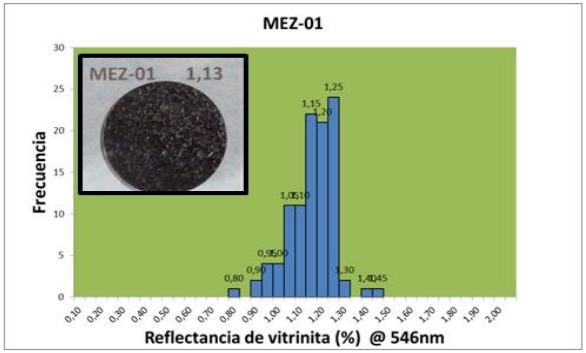
Generadora/almacenadora, MO tipo III, carbón de grado medio.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite/gas, Tmax y %Ro, son maduros.

Migration/ accumulation:

Migración y acumulación los picos S1 y S2, presentan buenos valores, de generación y de potencial generador.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

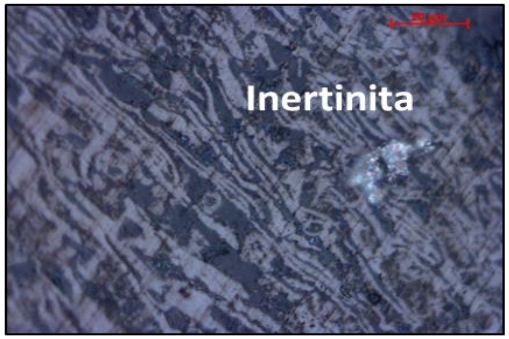
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,79487
Maximum R_o (%)	1,43077
Number of points	104
Standard deviation	0,101662464
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.131**

Kerogen analysis

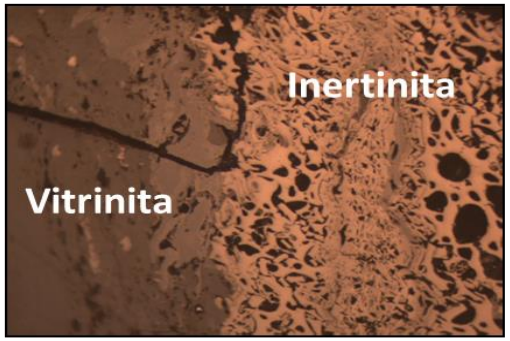
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	852	28.47	3,16	166,98	0,54	642	2	26,02	472

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
73.1	3.4	23.3	78.612	4.725	16.662	23,08	0,77	0.721	0.158	2.02	2.89	125	0

Muestra :MINA EL ALAMO, SABINAS



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

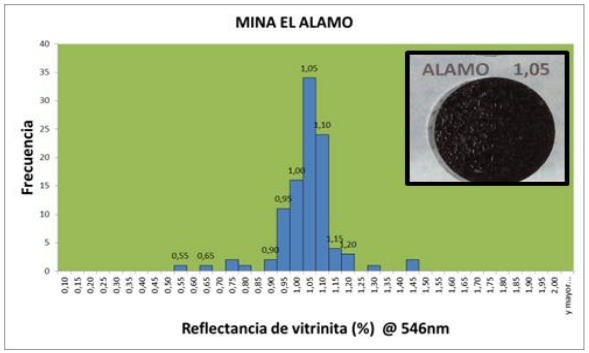
Generadora/almacenadora, carbón , materia orgánica de tipo III.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, refelctancia media 0.94.

Migration/ accumulation:

acumuladora y generadora, los picos S1 y S2 presentan buenos valores, para generar y acumular.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

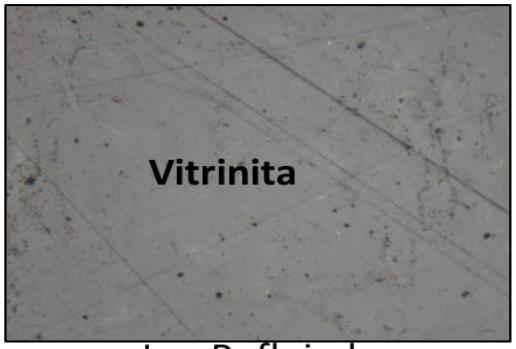
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,53143
Maximum R_o (%)	1,355146
Number of points	102
Standard deviation	0,27710267
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.94**

Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	851	35.47	2,90	143,26	0,51	477	2	30,02	459

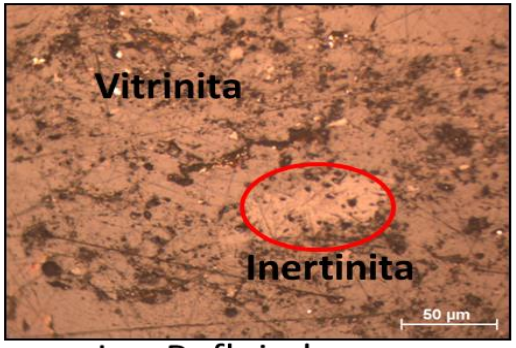
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
86	5.5	8.4	80.712	4.998	14.288	15,28	0,74	0.743	0.132	2.72	2.44	165	0

Muestra :MINA-1 ALADINO, SABINAS



Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*



Luz Reflejada

Luz Fluorescente

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

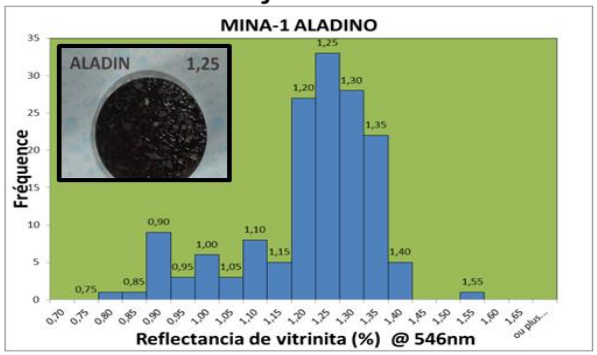
Generadora/almacenadora, materia orgánica de tipo III, carbón.

Oil / Gas Window :

Se encuentra al final de la ventana del aceite, entrando a la del gas, de acuerdo a su %Ro, y a su Tmax.

Migration/ accumulation:

Presentan los Picos S1 y S2 buenos valores para acumular y expulsar. En esta muestra en particular se detecto gran cantidad de gas en la mina, y se midió para su relación isotópica.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

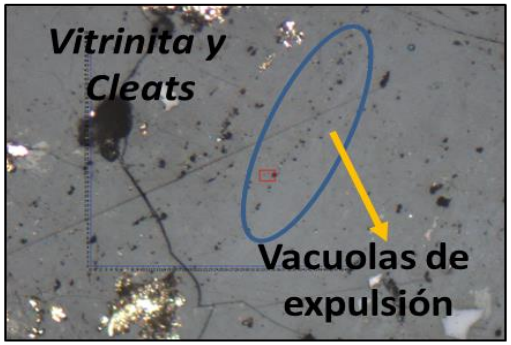
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,744
Maximum R_o (%)	1,54114
Number of points	153
Standard deviation	0,143720252
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.18**

Kerogen analysis

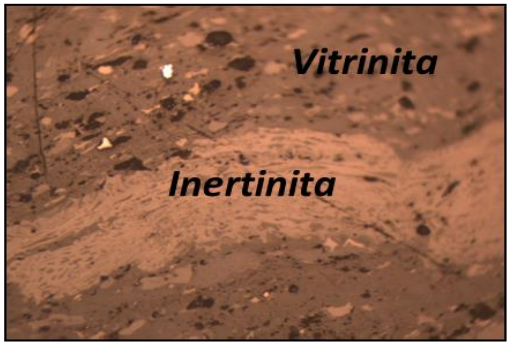
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	895	26.35	1,52	171,02	0,53	680	2	25,14	474

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
59.1	0.6	40.2	74.953	4.324	20.722	16,68	0,37	0.692	0.207	2.27	4.30	167	0

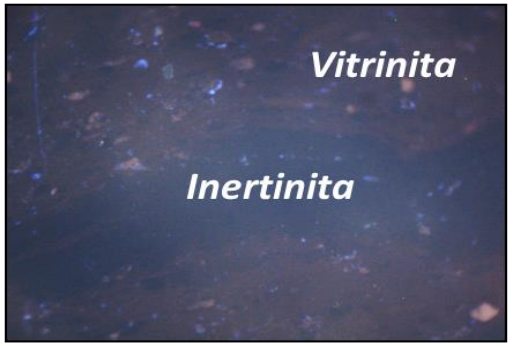
Muestra :MUPO-01, SABINAS



Luz Reflejada



Luz Reflejada



Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

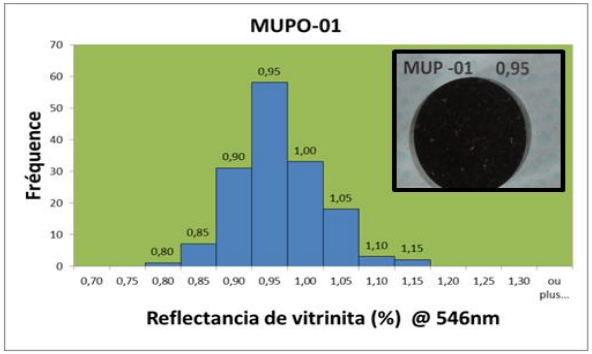
Roca generadora/almacenadora, materia orgánica tipo III y II, inmadura , carbón.

Oil / Gas Window :

Al final de la ventana del aceite.

Migration/ accumulation:

Acumuladora y generadora, los picos S1 y S2 presentan buenos valores de producción y generación.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,78412
Maximum R_o (%)	1,13059
Number of points	153
Standard deviation	0,057971126
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0.938581438

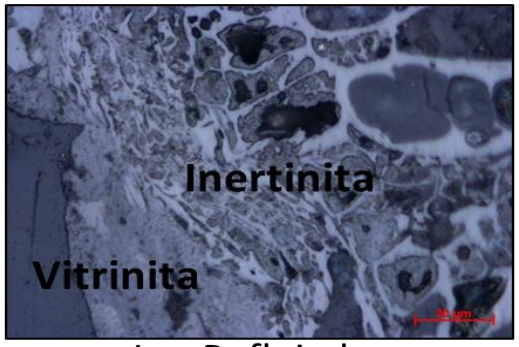
Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	679	42.47	3,95	139,24	0,57	386	2	36,06	462

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp** (°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
70.1	1.8	28	74.541	4.642	20.816	17,61	0,39	0.747	0.209	2.65	2.35	165	0

Muestra :NAR-1, SABINAS

Luz Reflejada



Luz Reflejada

Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

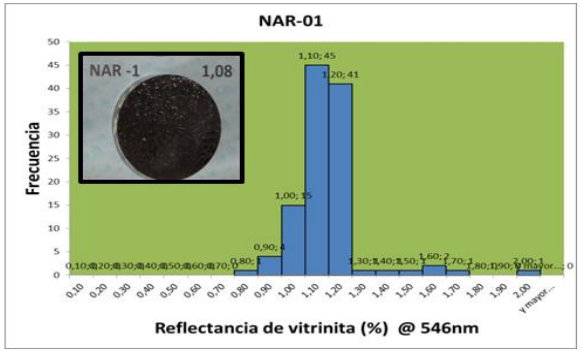
Source / Reservoir Rock :

Roca generadora/almacenadora, materia orgánica tipo III y II, carbón, reflectancia media, una sola población de acuerdo al histograma.

Oil / Gas Window : Ventana del aceite, entrando a la del gas , Tmax y %Ro, al final de la ventana del aceite

Migration/ accumulation:

S1 y S2, con buenos valores, de producción de HC, en ambos picos, por lo que se supone que esta generando y almacenando.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

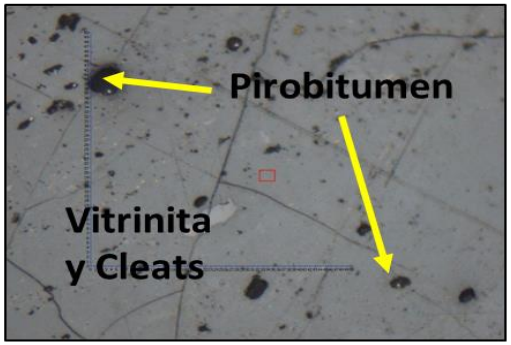
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,78316
Maximum R_o (%)	1,95789
Number of points	113
Standard deviation	0,146600421
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.08**

Kerogen analysis

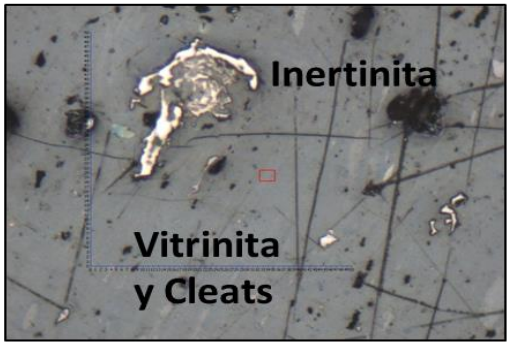
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	895	40.37	3,00	207,48	0,80	585	2	35,48	462

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
64.7	0.7	34.5	75.489	4.455	20.055	14,35	1,18	0.708	0.199	3.51	3.8	167	0

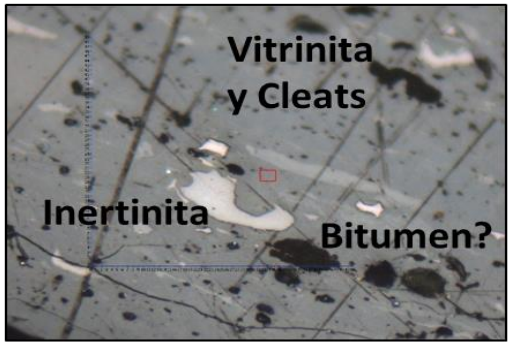
Muestra :OAS-01, SABINAS



Luz Reflejada



Luz Reflejada



Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

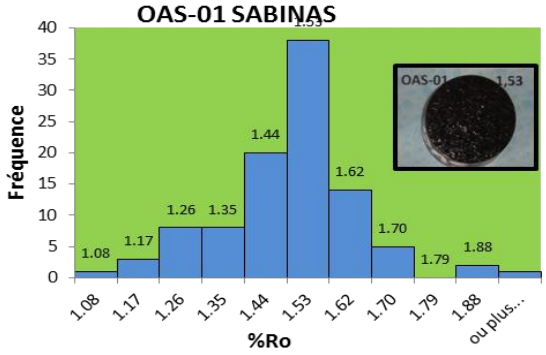
Roca genradora/almacenadora, materia orgánica tipo III y II, carbón, con una sola población bien distribuida.

Oil / Gas Window :

Inicio de la ventana de gas, %Ro elevado, así como Tmax.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 con buenos valores, que indica generación y acumulación, principalmente de gas.



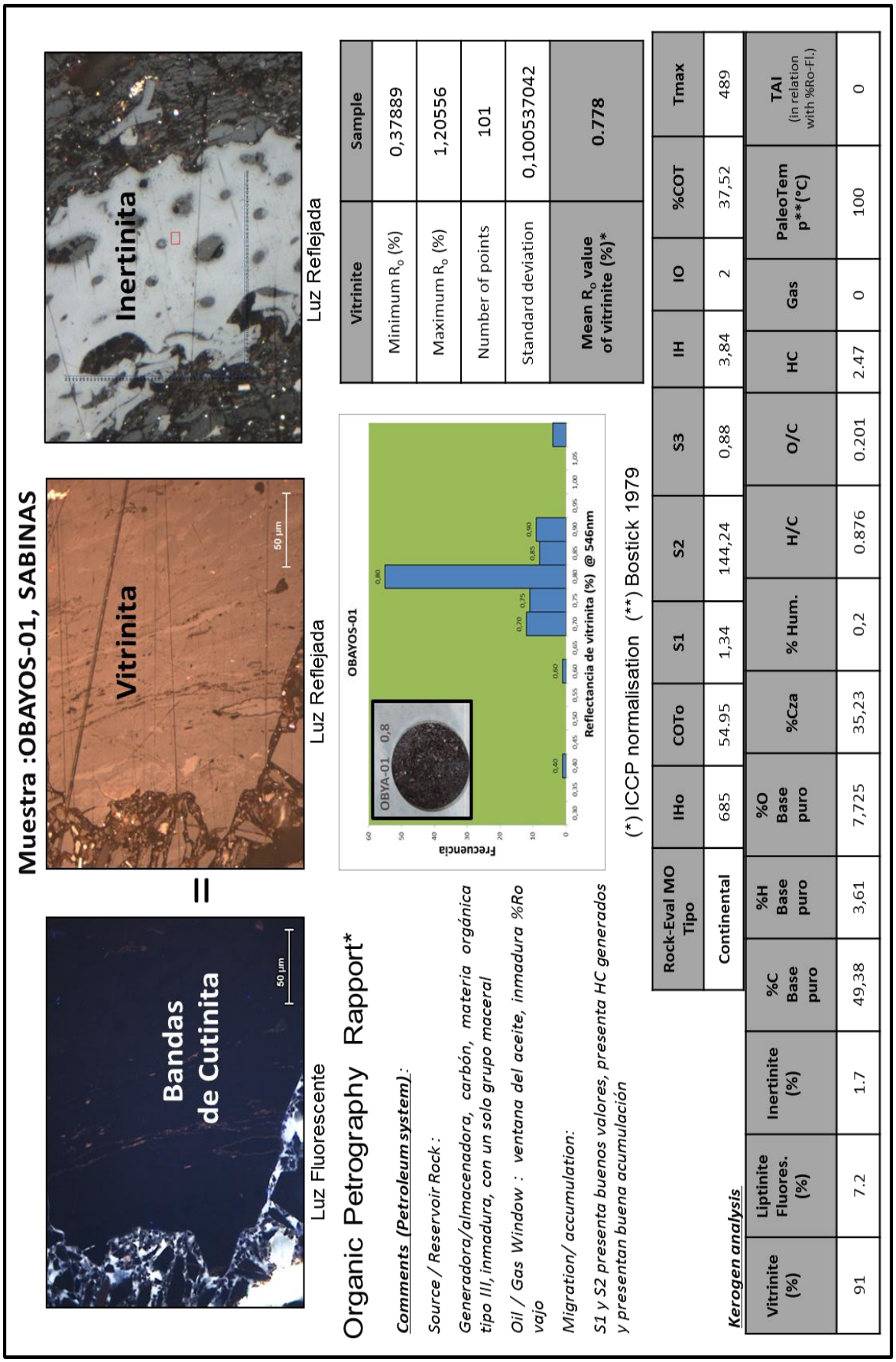
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	1.08103
Maximum R_o (%)	1.97128
Number of points	100
Standard deviation	0.15323045
Mean R_o value of vitrinite (%)*	1.4527064

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	689	44.39	1,34	144,24	0,88	3,84	2	37,52	489

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
53.7	5	41.1	79.566	4.327	16.106	15.13	0.99	0.652	0.151	2.83	5.37	146	0



Organic Petrography Rapport*

***Comments (Petroleum system)**:*

Source / Reservoir Rock :

Generadora/almacenadora, carbón, materia orgánica tipo III, inmadura, con un solo grupo maceral

Oil / Gas Window : ventana del aceite, inmadura %Ro vajo

Migration/ accumulation:

S1 y S2 presenta buenos valores, presenta HC generados y presentan buena acumulación

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,37889
Maximum R_o (%)	1,20556
Number of points	101
Standard deviation	0,100537042
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.778**

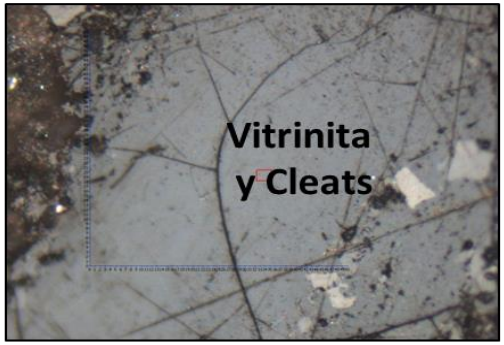
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	685	54.95	1,34	144,24	0,88	3,84	2	37,52	489

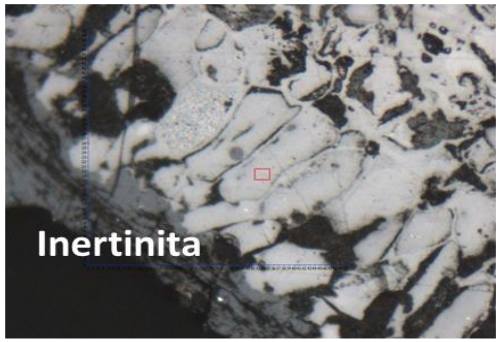
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTem p**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
91	7.2	1.7	49,38	3,61	7,725	35,23	0,2	0.876	0.201	2.47	0	100	0

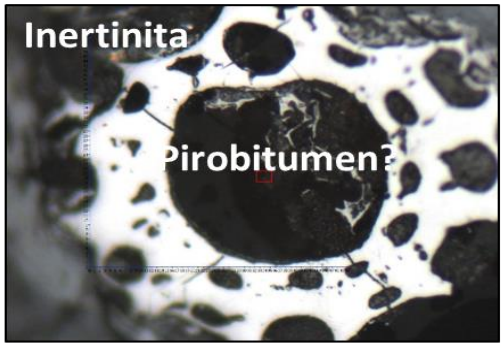
Muestra :POZO FLORIDA, SABINAS



Luz Reflejada



Luz Reflejada



Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

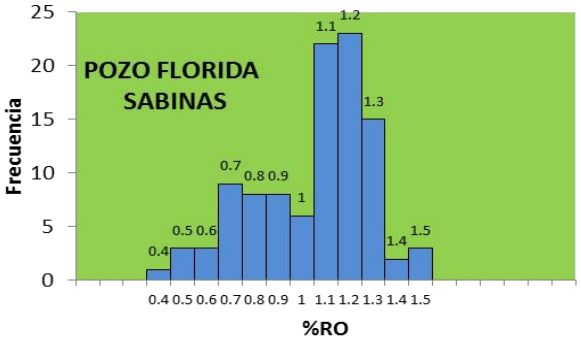
Generadora/almacenadora, materia orgánica tipo III y II, con al menos dos poblaciones de vitrinita

Oil / Gas Window :

Inmadura, en la ventana del aceite.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 con buenos valores lo que indica producción y generación de HC, gas principalmente.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

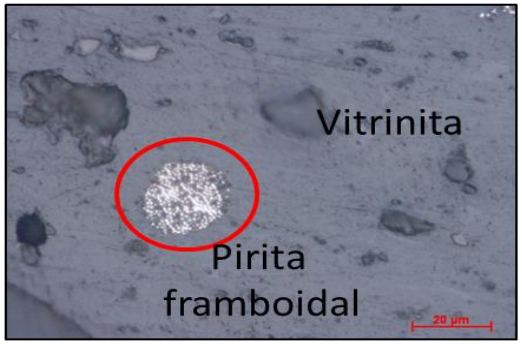
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,38381
Maximum R_o (%)	1,44667
Number of points	103
Standard deviation	0.247845592
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.998**

Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	724	45.38	2,79	188,53	0,94	473	2	39,82	471

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
52.9	0.5	46.5	75.223	4.18	20.595	14,77	0,53	0.666	0.205	3.17	5.15	129	0

Muestra :POZO SARALI, SABINAS



Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

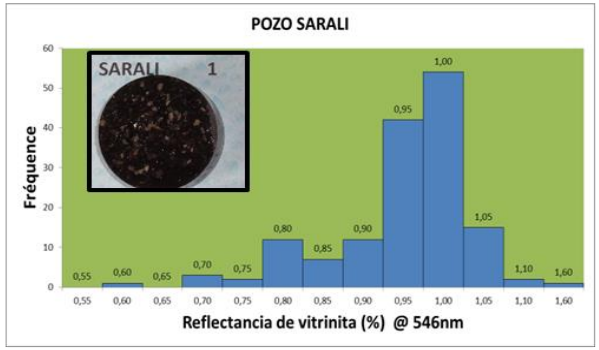
Reservorio/almacen, materia orgánica tipo III y II, carbón con una población de vitrinita

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, inmadura.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 presentan buenos valores para producir y acumular gas principalmente.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

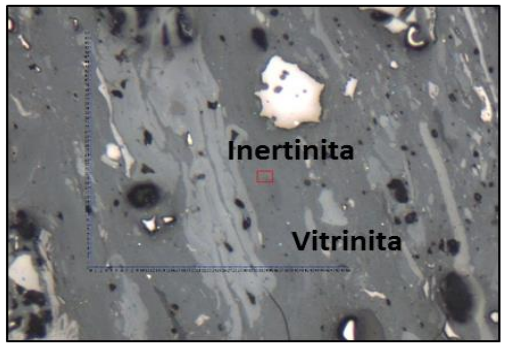
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0.6
Maximum R_o (%)	1.6
Number of points	151
Standard deviation	0.10178035
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0.93165563

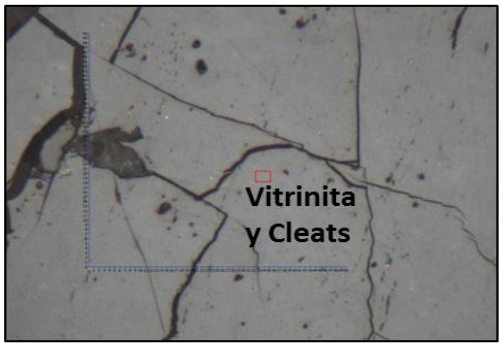
Kerogen analysis

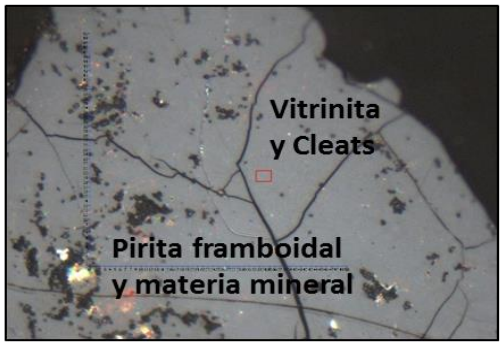
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	752	51.69	4,17	213,13	0,58	483	1	44,14	458

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
86.2	3.5	10.2	77.543	5.08	17.376	24,14	0,61	0.786	0.168	3.10	0.98	116	0

Muestra :POZO-18, SABINAS







Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

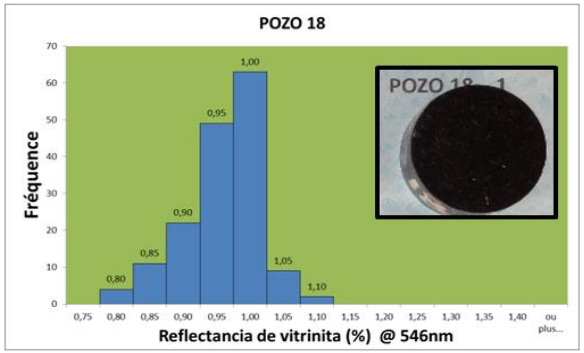
reservorio/almacen, materia orgánica tipo III y II, carbón.

Oil / Gas Window :

Inmadura, ventana del aceite .

Migration/ accumulation:

Acumuladora y productora, con buenos valores de S1 y S2.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

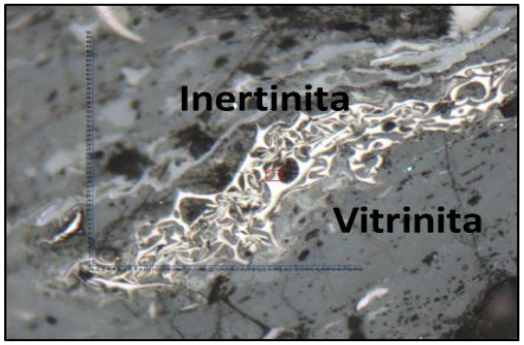
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0.8
Maximum R_o (%)	1.08
Number of points	160
Standard deviation	0.056991669
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.936**

Kerogen analysis

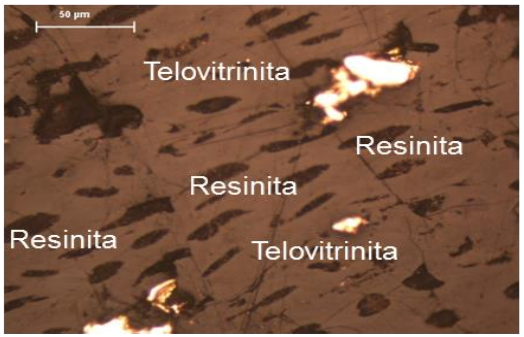
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	850	57.018	3,06	213,38	109	448	2	47,58	453

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
69.4	1.3	29.2	71.17	4.549	24.28	24,54	1,63	0.767	0.255	4.18	1.62	116	0

Muestra :PRG-01, SABINAS

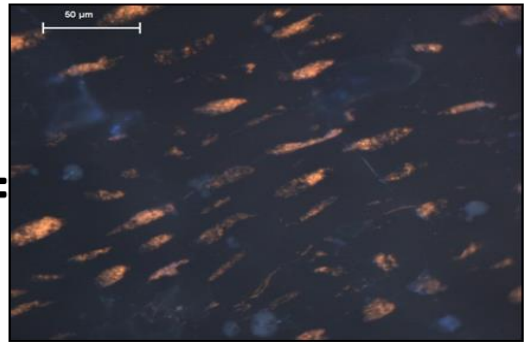


Luz Reflejada



Luz Reflejada

=



Luz Fluorecente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

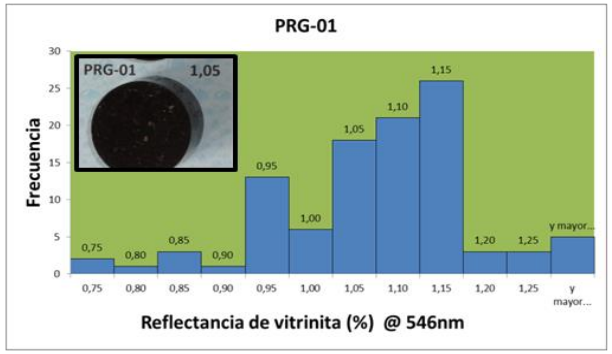
generadora/almacenadora, materia orgánica de tipo III y II, carbón, al menos dos poblaciones de vitrinita.

Oil / Gas Window :

ventana del aceite, entrando a la ventana del gas.

Migration/ accumulation:

S1 y S2, presenta valores medios, con buena posibilidad de producción y acumulación.



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,65263
Maximum R_o (%)	1,37053
Number of points	103
Standard deviation	0,119384297
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.053**

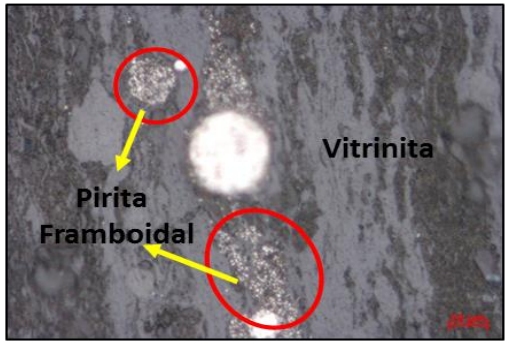
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	800	29.43	1,98	122,01	0,59	482	2	25,34	468

Kerogen analysis

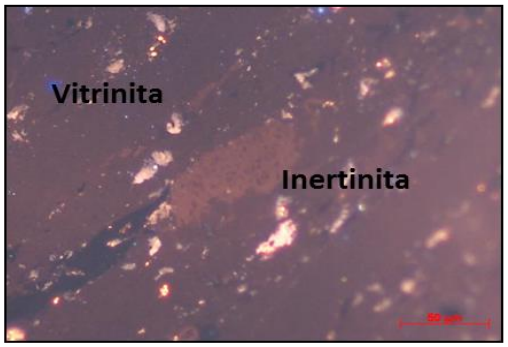
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
65.3	0.5	34.1	75.548	4.462	19.989	17,7	0,7	0.708	0.198	2.16	3.58	120	0

Muestra :STD-01, SABINAS



Luz Reflejada

Luz Reflejada



Luz Fluorecente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

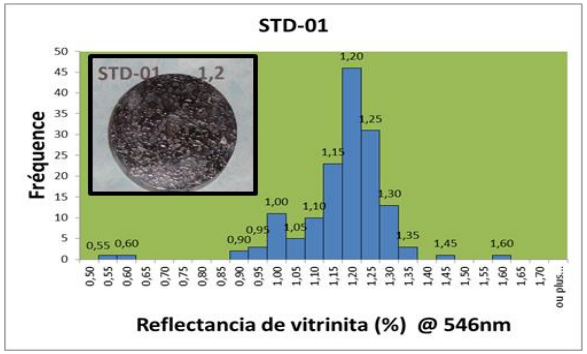
Reservorio/almacen, materia orgánica tipo III y II, carbones, con al menos dos poblaciones de vitrinita.

Oil / Gas Window :

entrando a la ventana del gas, madura, con un Tmax de la ventana del gas seco.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 con valores buenos para acumular y producir.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

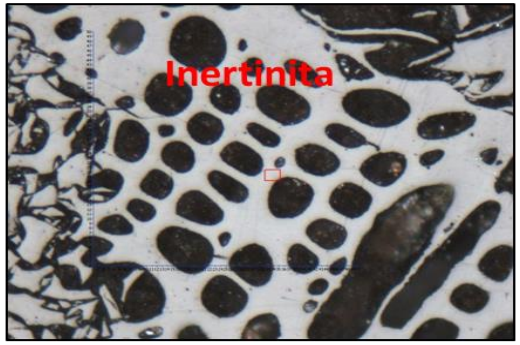
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,52
Maximum R_o (%)	1,56
Number of points	151
Standard deviation	0,123980487
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.15**

Kerogen analysis

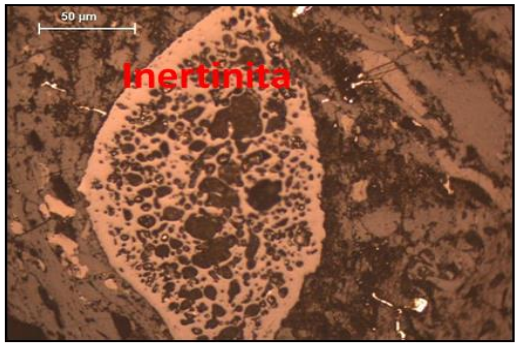
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	900	29.80	2,15	169,50	0,69	634	3	26,72	472

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp** (°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
71.2	0.1	28.5	74.712	4.578	20.708	21,65	1,26	0.735	0.207	2.31	2.57	166	0

Muestra :TITA-01, SABINAS

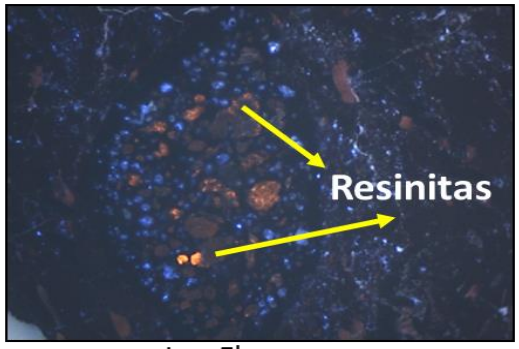


Luz Reflejada



Luz Reflejada

=



Luz Fluorecente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

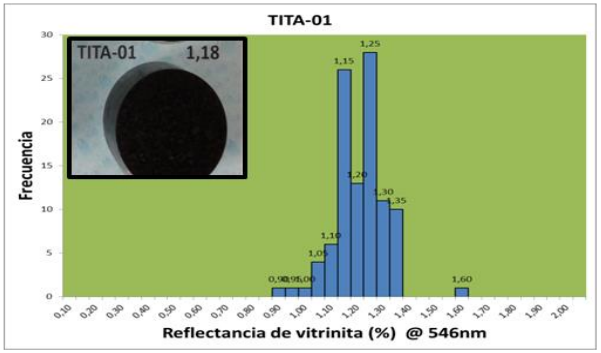
Generadora/almacenadora. MO. Tipo III, con una población de vitrinita, carbon.

Oil / Gas Window :

ventana del aceite, entrando a a ventana de gas.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 presenta buenos valores S1 y S2, genera y acumula.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,85846
Maximum R_o (%)	1,58974
Number of points	102
Standard deviation	0,096737192
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**1.18**

Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	751	35.11	1,80	104,17	0,53	362	2	28,75	474

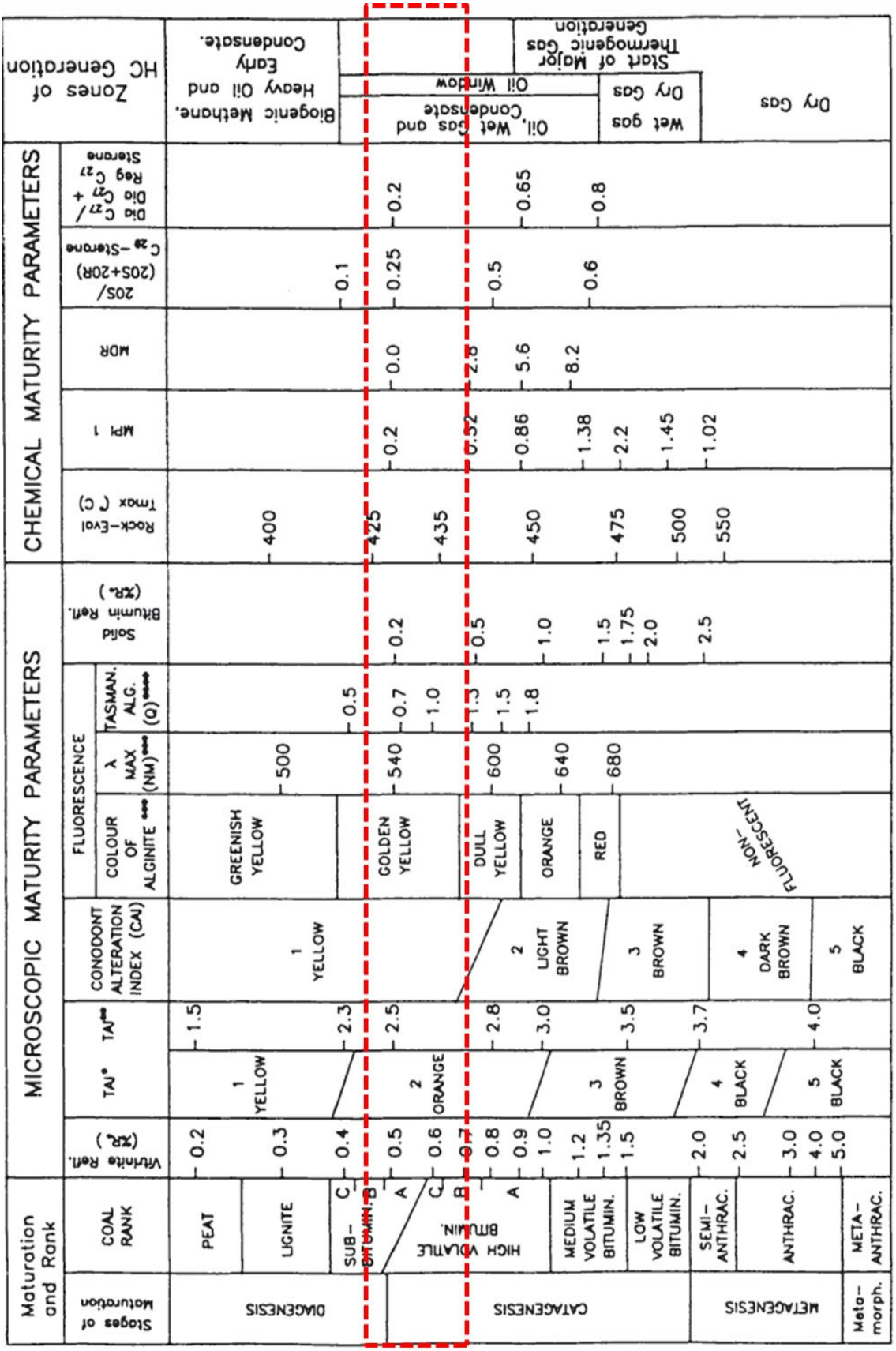
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
64.7	5.7	29.5	79.377	4.621	16.001	26.16	1.19	0.698	0.151	2.12	3.41	128	0

Francisco De La O Burrola.École doctorale: RP2E (Ressources, Produits, Procédés et Environnements). Collegium Sciences et Technologies. Laboratoire GeoRessources, BP 70239, 54506 Vandoeuvre-lès-Nancy. Servicio Geológico Mexicano, Mexique.

CUENCA DE CHIHUAHUA

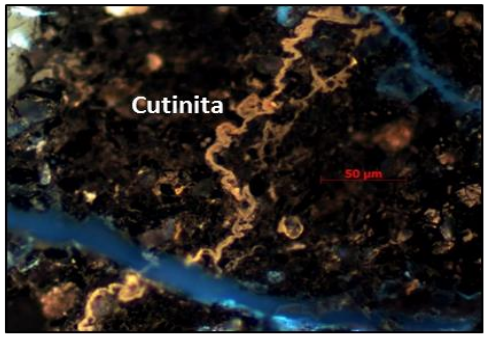
CATALOGO DE MUESTRAS

En este anexo 2, se presenta un catálogo de las fichas resumen más representativo, y que integra la mayoría de los resultados obtenidos a partir de los diferentes métodos analíticos utilizados para caracterizar el kerogeno analizado

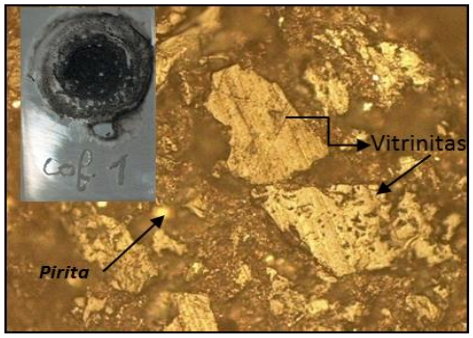

Maturation and Rank
Stages of Maturation
DIAGENESIS
CATAGENESIS
METAGENESIS
Meta-morph.
COAL RANK
PEAT
LIGNITE
SUB-BITUMIN. C
SUB-BITUMIN. B
HIGH VOLATILE BITUMIN. A
HIGH VOLATILE BITUMIN. C
HIGH VOLATILE BITUMIN. B
MEDIUM VOLATILE BITUMIN.
LOW VOLATILE BITUMIN.
SEMI-ANTHRAC.
ANTHRAC.
META-ANTHRAC.
Vitrinite Refl. (%Rr)
0.2
0.3
0.4
0.5
0.6
0.7
0.8
0.9
1.0
1.2
1.35
1.5
2.0
2.5
3.0
4.0
5.0
MICROSCOPIC MATURITY PARAMETERS
TAI*
1 YELLOW
2 ORANGE
3 BROWN
4 BLACK
5 BLACK
TAI**
1.5
2.3
2.5
2.8
3.0
3.5
3.7
4.0
CONODONT ALTERATION INDEX (CAI)
1 YELLOW
2 LIGHT BROWN
3 BROWN
4 DARK BROWN
5 BLACK
FLUORESCENCE
COLOUR OF ALGINITE ***
GREENISH YELLOW
GOLDEN YELLOW
DULL YELLOW
ORANGE
RED
NON-FLUORESCENT
λ MAX (NM)***
500
540
600
640
680
TASMAN. ALG. (Q)****
0.5
0.7
1.0
1.3
1.5
1.8
Solid Bitumin Refl. (%Rr)
0.2
0.5
1.0
1.5
1.75
2.0
2.5
CHEMICAL MATURITY PARAMETERS
Rock-Eval Tmax (°C)
400
425
435
450
475
500
550
MPI 1
0.2
0.52
0.86
1.38
2.2
1.45
1.02
MDR
0.0
2.8
5.6
8.2
20S/(20S+20R) C29-Sterane
0.1
0.25
0.5
0.6
Dia C27/Dia C27 + Reg C27 Sterane
0.2
0.65
0.8
Zones of HC Generation
Biogenic Methane, Heavy Oil and Early Condensate.
Oil, Wet Gas and Condensate
Oil Window
Wet gas
Dry Gas
Start of Major Thermogenic Gas Generation
Dry Gas

Fichas resumen cuenca de Chihuahua.

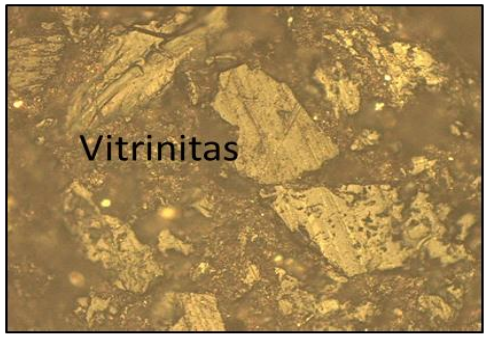
Muestra: COF-01 CHIHUAHUA



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

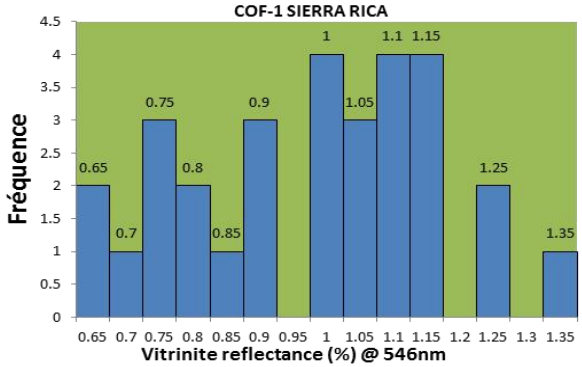
Roca madre/reservorio, materia organica continental, tipo III, carbon de bajo rango sub-bituminoso, con al menos dos poblaciones de vitrinita

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, entrando a la ventana de gas,

Migration/ accumulation:

S1 nulo, posible roca acumuladora, IH Nulo.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

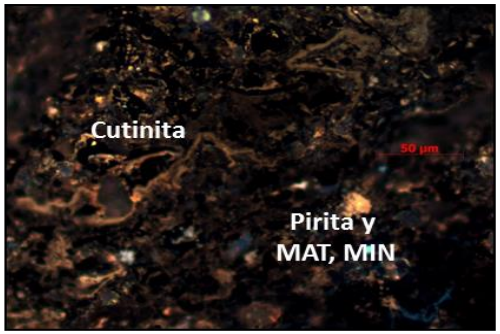
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,62
Maximum R_o (%)	1,32
Number of points	30
Standard deviation	0,1848
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,959

Kerogen analysis

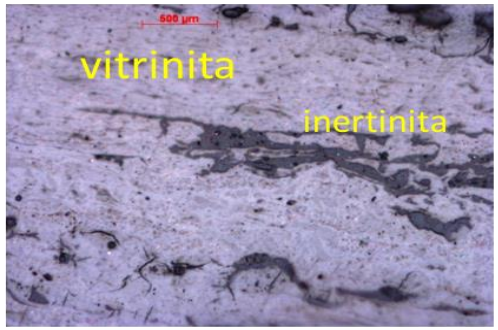
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	13	30,471	0.02	2,84	5,49	13	25	21,68	587

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
59	0,7	40,2	68,31	4,19	27,48	53,05	9,49	0,73	0,3	0,061	0,91	74	0

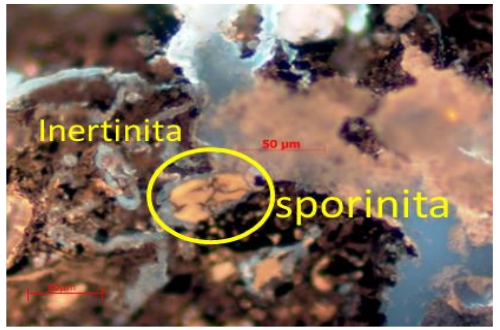
Muestra: COF-02, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

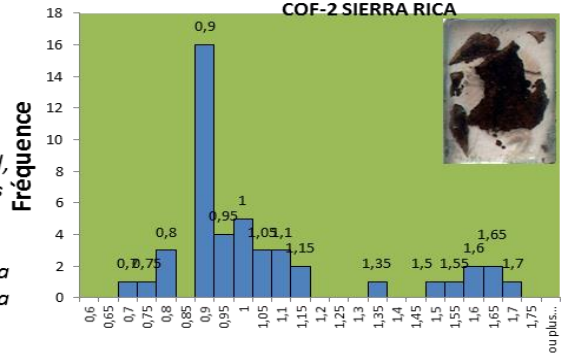
Roca madre/reservorio, materia organica continental, tipo III, carbón bituminoso, dos poblaciones de vitrinitas

Oil / Gas Window :

Saliendo de la ventana del aceite, entrando a la ventana de gas, generando hidrocarburos biogénico?, con una producción de gas de 4,92 ml³/mg roca.

Migration/ accumulation:

S1 nulo, roca acumuladora débil.



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,67082
Maximum R_o (%)	1,66689
Number of points	46
Standard deviation	0,262212
Mean R_o value of vitrinite (%)*	1,026

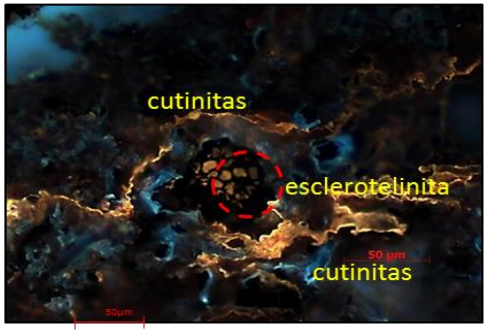
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	69	52,224	0,04	4,24	16,89	11	46	38,86	585

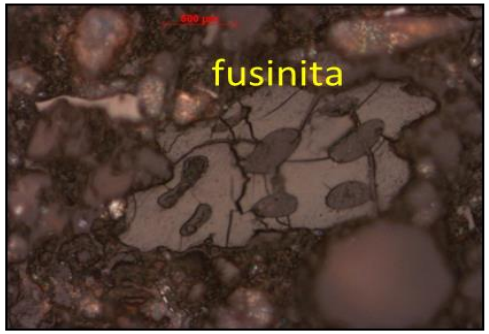
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
23,1	0,7	76	72,3	3,47	24,22	32,8	12,03	0,57	0,25	0,2	4,88	74	0

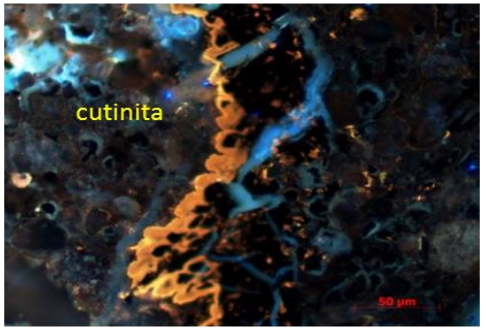
Muestra: COF-03, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Fluorescente

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

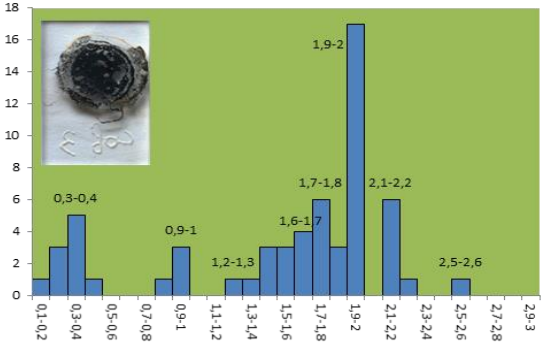
Roca madre/reservorio, materia organica continental, tipo III, carbón bituminoso, al menos dos poblaciones de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana del gas, buena madures térmica en %Ro y en Tmax.

Migration/ accumulation:

S1 débil, índice de producción bajo de 0,08, débil roca acumuladora



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

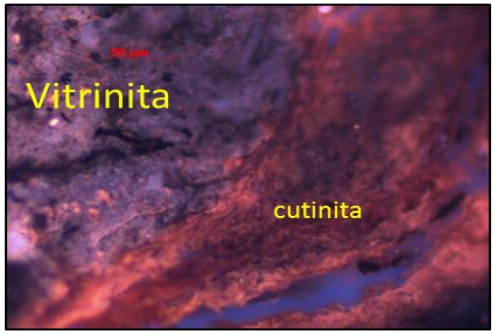
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,12828
Maximum R_o (%)	2,56131
Number of points	60
Standard deviation	0,64426
Mean R_o value of vitrinite (%)*	1,55

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	45	46,733	0,01	0,11	12,80	1	37	34,72	605

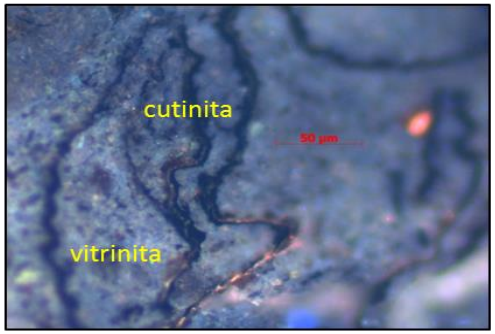
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
25,5	0,4	73,9	67,04	3,39	29,55	53,53	13,43	0,6	0,33	0,052	2,33	74	0

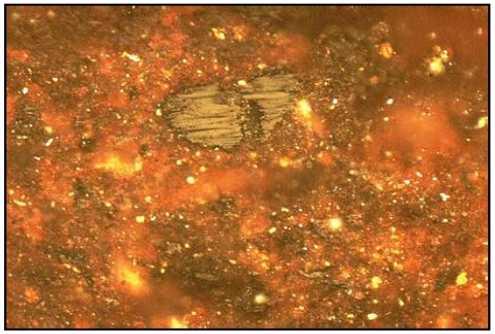
Muestra: COF-05, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

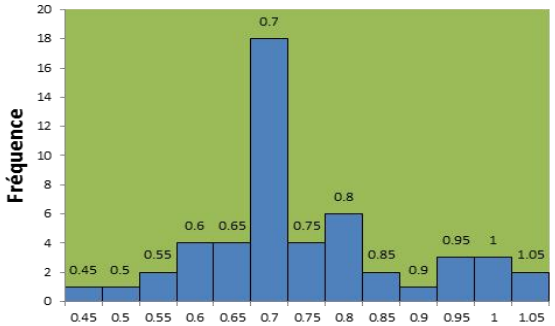
Roca madre/reservorio, materia organica continental, tipo III, carbón bituminoso.

Oil / Gas Window :

Entrando en la ventana del gas, saliendo de la ventana del aceite.

Migration/ accumulation:

S1 débil, roca a acumuladora.



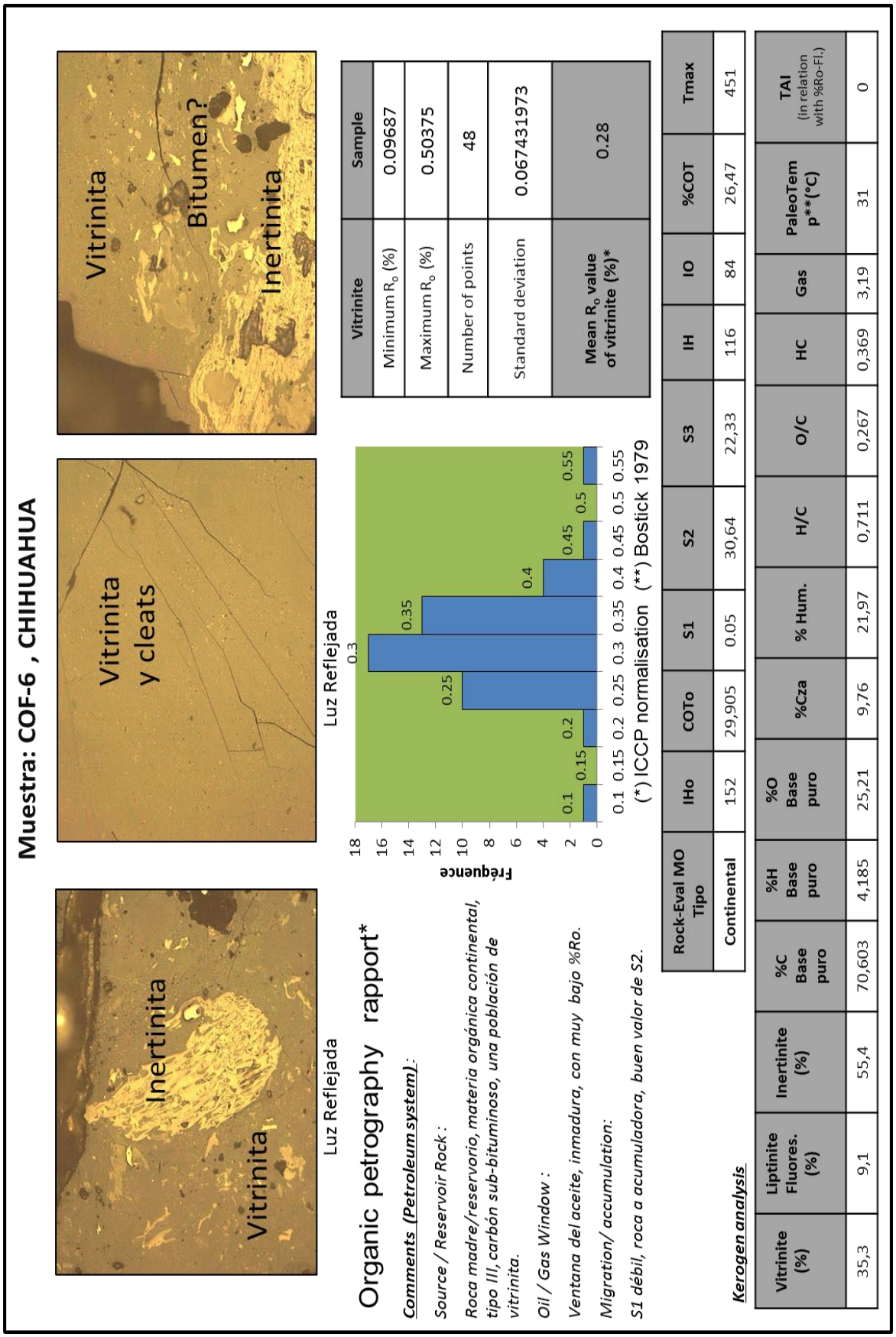
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,40656
Maximum R_o (%)	1,01639
Number of points	51
Standard deviation	0,13625
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,720

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	40	6,817	0,04	1,36	16,61	4	53	31,07	603

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
69,4	3,9	26,6	67,08	4,571	465	39,17	16,8	0,817	0,316	0,005	0,05	93	0



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0.09687
Maximum R_o (%)	0.50375
Number of points	48
Standard deviation	0.067431973
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0.28

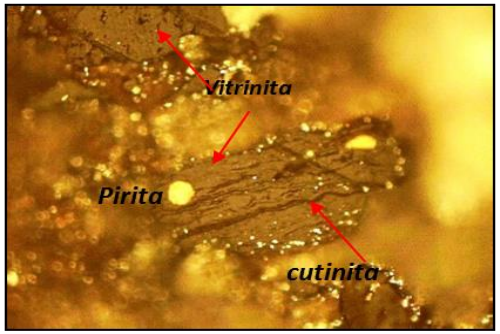
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	152	29,905	0.05	30,64	22,33	116	84	26,47	451

Kerogen analysis

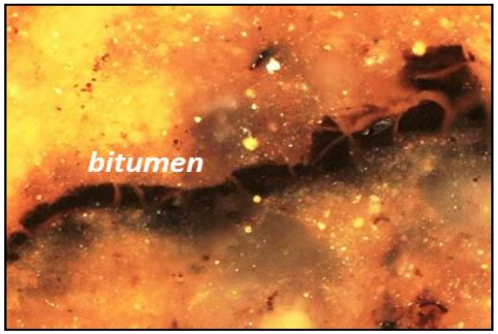
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTem p**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
35,3	9,1	55,4	70,603	4,185	25,21	9,76	21,97	0,711	0,267	0,369	3,19	31	0

Muestra: COF-12, CHIHUAHUA

Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

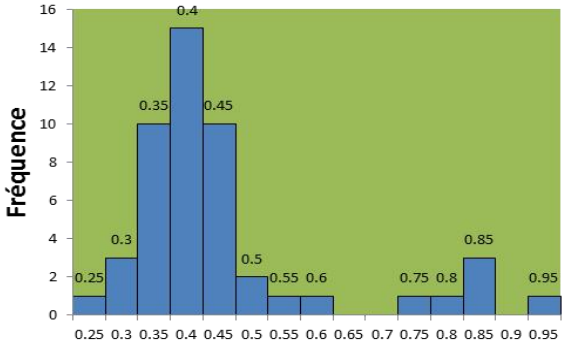
Roca madre/reservorio, materia orgánica continental, tipo III, carbón sub- bituminoso.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite.

Migration/ accumulation:

S1 débil, roca acumuladora.



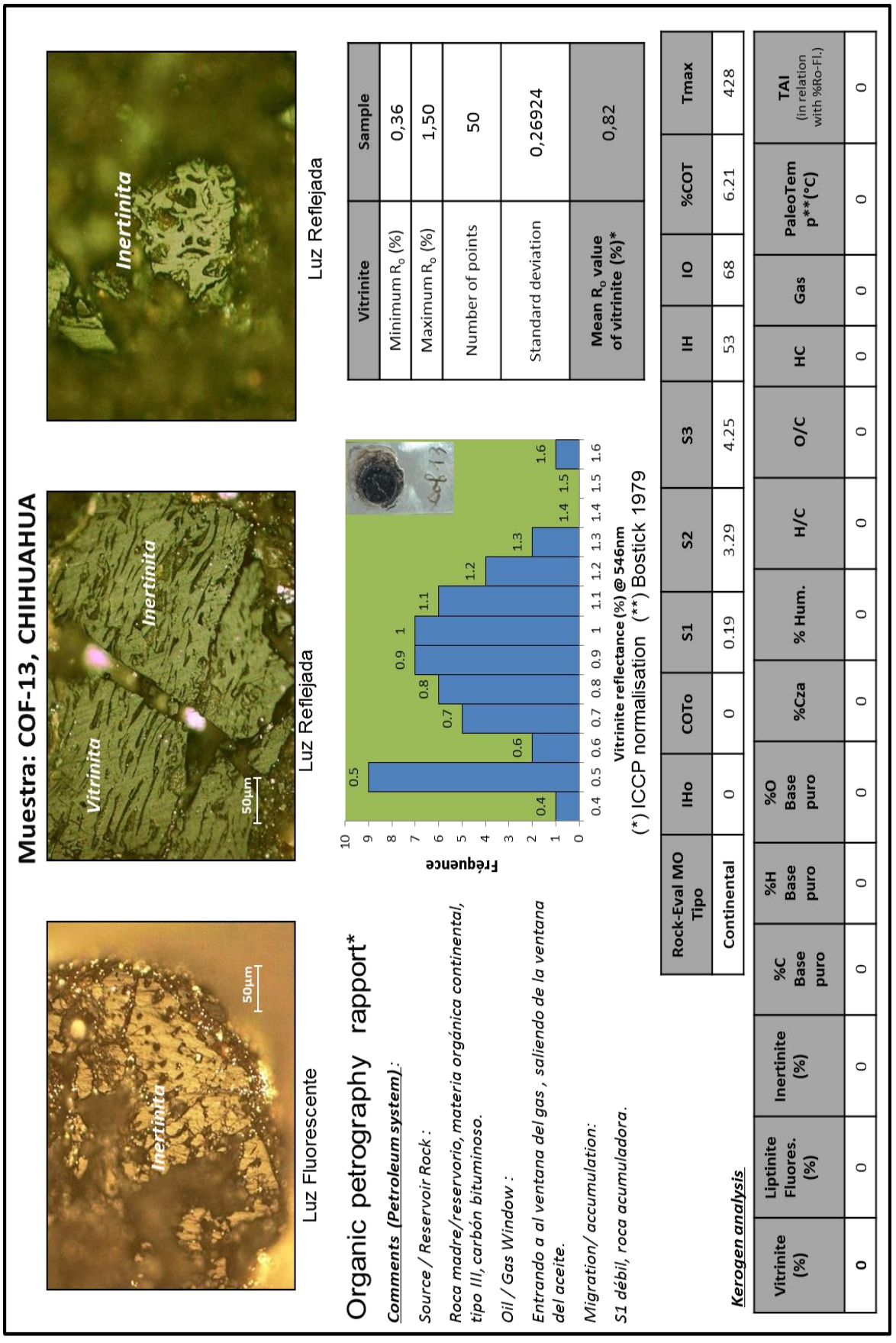
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,1
Maximum R_o (%)	0,92
Number of points	50
Standard deviation	0,16457
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,4324

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	225	9,307	0,09	7,17	6,81	96	92	7,44	426

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
80,6	8,8	10,5	69,43	5,198	25,371	73,62	6,74	8,98	0,274	0,013	0	56	0



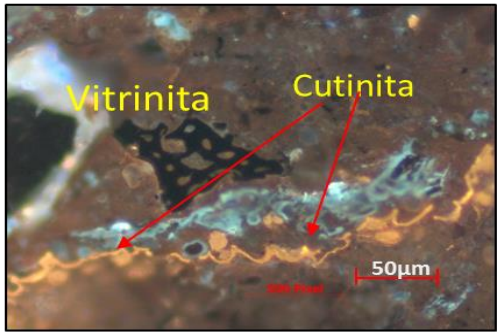
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,36
Maximum R_o (%)	1,50
Number of points	50
Standard deviation	0,26924
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0,82**

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	0	0	0.19	3.29	4.25	53	68	6.21	428

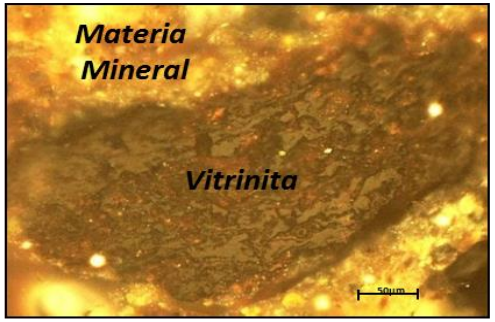
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

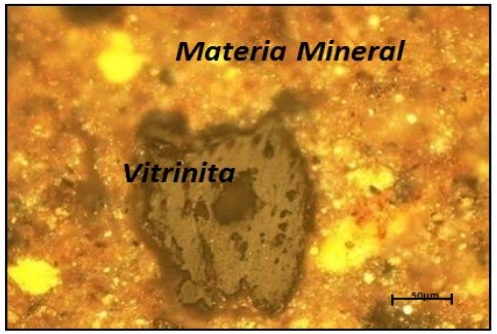
Muestra:COF-14 SABINAS



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

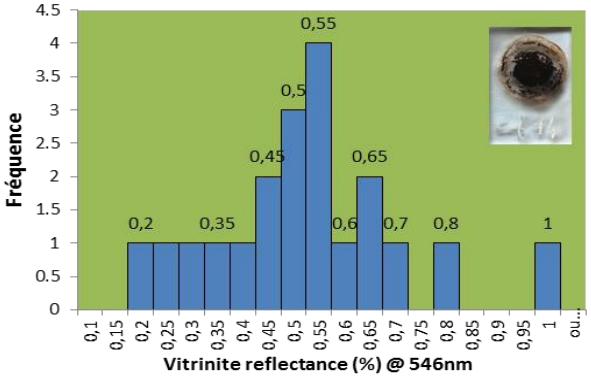
Source / Reservoir Rock :

Roca madre/reservorio, materia orgánica continental, tipo III, carbón sub-bituminoso, con dos poblaciones de macerales y pirobitumen

Oil / Gas Window :

Entrando a la ventana del gas, saliendo de la ventana del aceite.

Migration/ accumulation: S1 nulo.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,18295
Maximum R_o (%)	0,97574
Number of points	20
Standard deviation	0,1848
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,50

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	105	3,328	0.03	0.35	2.57	15	111	2.33	443

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	63,819	7,234	28,936	75,32	10,58	1,359	0,339	0,003	0	67	0

Muestra:COF-16, CHIHUAHUA

Luz Fluorescente

Luz Reflejada

Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

***Comments (Petroleum system)*:**

Source / Reservoir Rock :

Roca madre/reservorio, inmadura, materia orgánica continental, tipo III, carbón sub-bituminoso, con una población de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana aceite, inmadura bajo %Ro.

Migration/ accumulation: S1 muy débil.

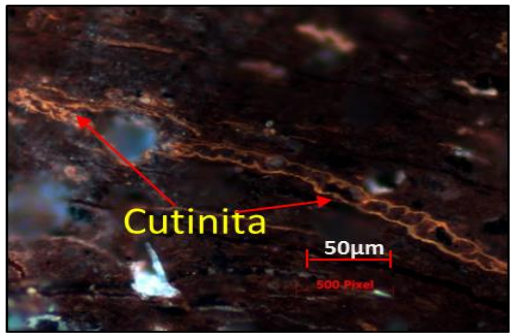
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,24
Maximum R_o (%)	2,98
Number of points	109
Standard deviation	0,422123
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,454

Kerogen analysis

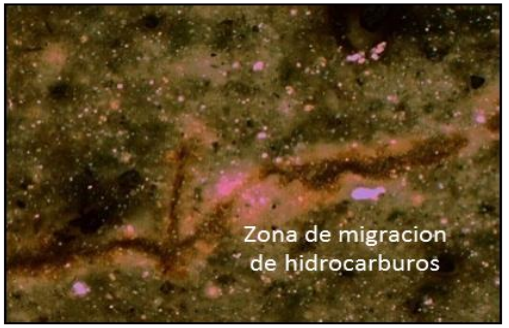
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	IHo	COTo	%Cza	S1	% Hum.	S2	H/C	S3	O/C	IH	IO	HC	Gas	%COT	PaleoTem p**(°C)	Tmax	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
Rock-Eval MO Tipo																						
Continental						142	6,759	80,21	0.02	6,34	1.51	1,085	11.61	0,365	31	2.36	0,007	0	4.91	61	432	0
0	0	0	63,402	5,736	30,86																	

Muestra : COF-17, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente

Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

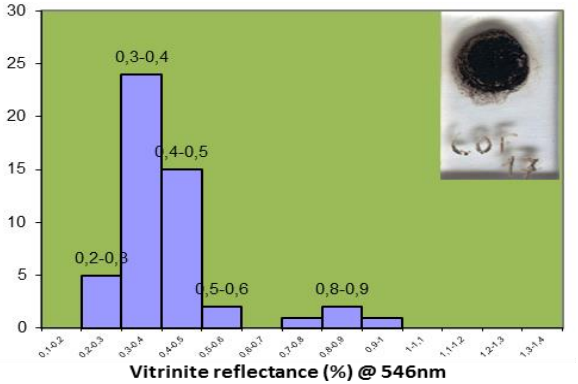
Roca madre/reservorio, materia organica continental, tipo III, carbón sub-bituminoso, inmadura, con una población de vitrinita, y pirobitumen.

Oil / Gas Window :

Entrando a ventana del aceite.

Migration/ accumulation:

S1 muy débil, 0.017.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

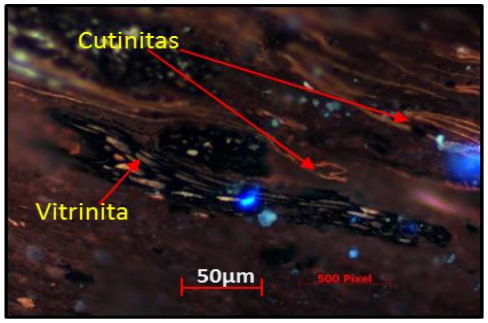
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,24393
Maximum R_o (%)	0,97574
Number of points	50
Standard deviation	0,15014
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,424

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	201	12,932	0.16	8.80	8.96	85	87	10.32	434

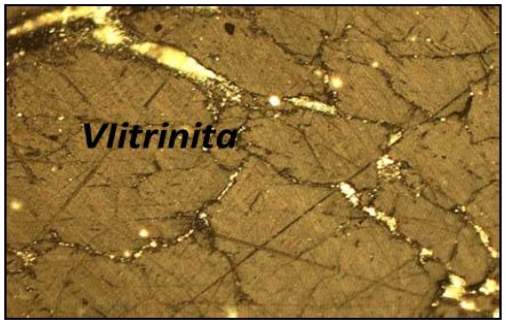
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	68,395	7,108	24,495	72,43	8,54	1,247	0,268	0,023	0	55	0

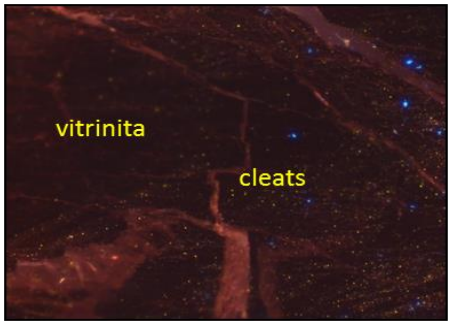
Muestra: COF-18, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente



Luz Reflejada



Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

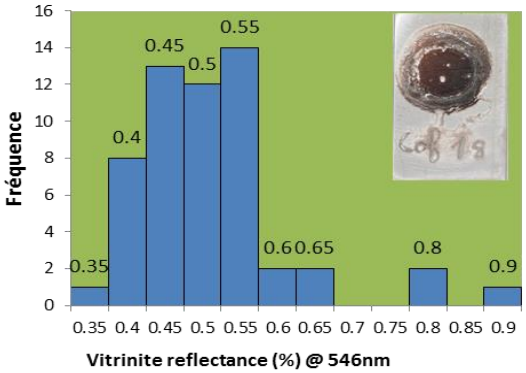
Roca madre/reservorio, materia orgánica continental, tipo III, carbón sub-bituminoso, una población de vitrinita y pirobitumen.

Oil / Gas Window :

Ventana aceite, inmadura 447 Tmax, con %Ro 0.49

Migration/ accumulation:

S1 cero, no hay acumulación.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

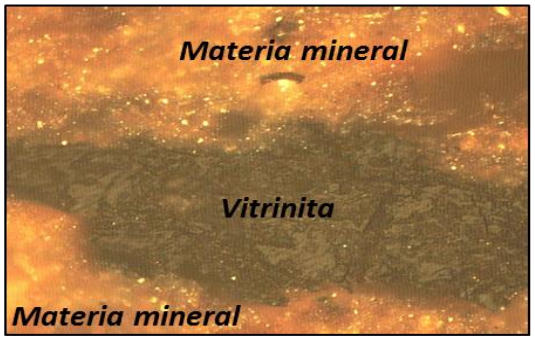
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,32069
Maximum R_o (%)	0,87655
Number of points	55
Standard deviation	0,101855748
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,490

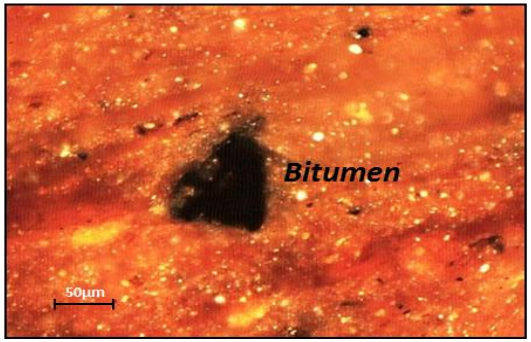
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	84	2,681	0.00	0.07	1.23	4	67	1.84	447

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	66,666	7,526	25,806	77,9	10,77	1,354	0,29	0	0	65	0

Muestra: COF-19, CHIHUAHUA





Luz Reflejada

Organic petrography rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

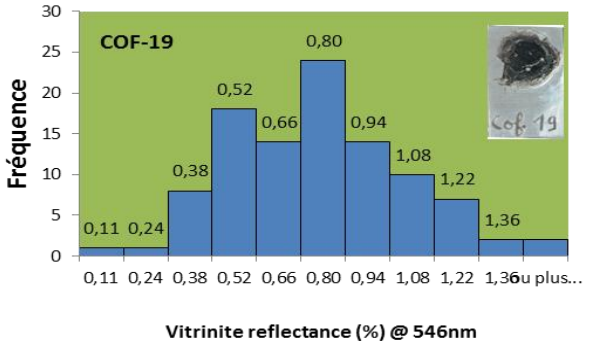
Roca madre/reservorio, materia organica continental, tipo III, carbón sub-bituminoso, inmadura, con una población de vitrinita, y pirobitumen.

Oil / Gas Window :

Entrando a la ventana del aceite.

Migration/ accumulation:

S1 débil, no hay acumulación, ni generación de hidrocarburos.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

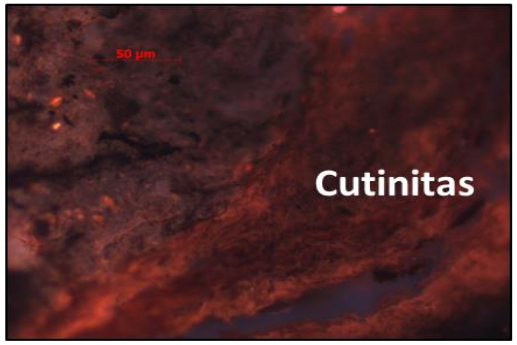
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,10508
Maximum R_o (%)	1,50426
Number of points	101
Standard deviation	0,27401
Mean R_o value of vitrinite (%)*	0,721

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	250	16,911	0.46	18.26	6.98	130	50	14,07	418

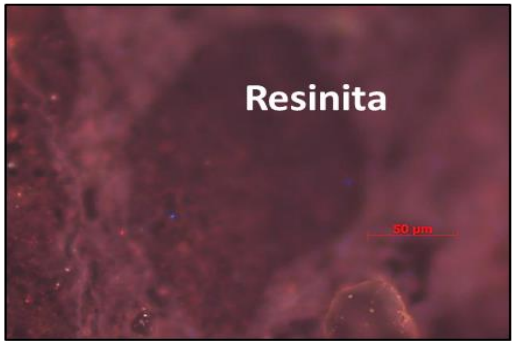
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	71,574	7,084	21,34	37,68	12,29	1,187	0,223	0,093	0	93	0

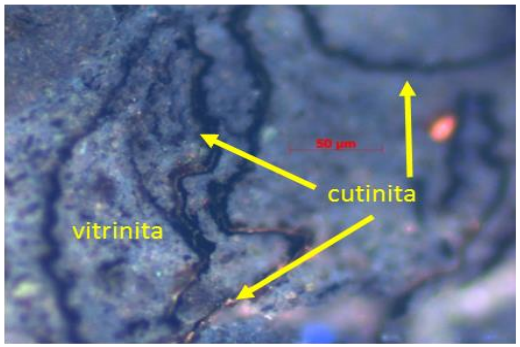
Muestra : ING-01, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente



Luz Fluorescente



Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

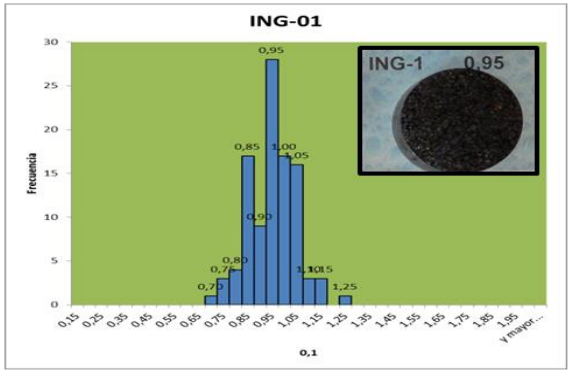
Reservorio/generadora, carbón sub-bituminoso, materia orgánica tipo III, inmadura, con al menos dos poblaciones de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, %Ro bajo, inmadura.

Migration/ accumulation:

S1 muy bajo sin generación y S2 acumuladora.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

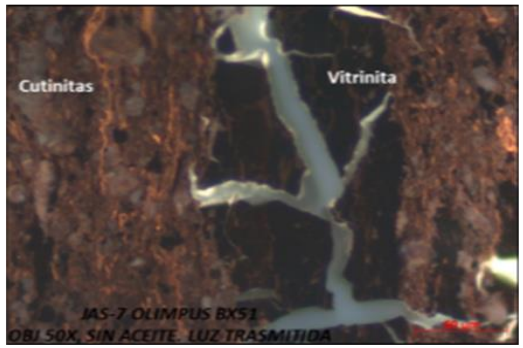
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,67027
Maximum R_o (%)	1,24
Number of points	103
Standard deviation	0,099465966
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.917**

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	75	33,818	0,05	2,26	18,08	10	77	23,56	464

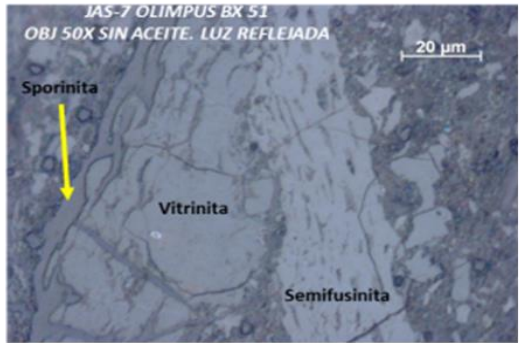
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
65,9	0,8	33,1	72,073	4,468	23,458	37,04	13,07	0,743	0,244	0,102	1,19	112	0

Muestra : JAS-7, CHIHUAHUA



Slide (Fluorescence light)



Slide (Reflection Light)

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

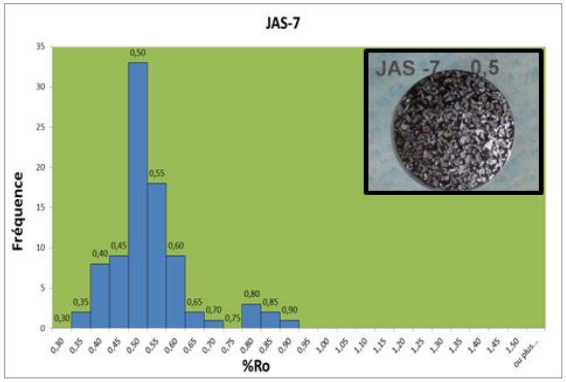
Generadora/acumuladora, carbón sub bituminoso, con una población de vitrinita, carbón inmadura con mucha ceniza.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, muy inmadura, %Ro muy bajo.

Migration/ accumulation:

Sin acumulación, S2 con buen valor para producir, gas biogénico?.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

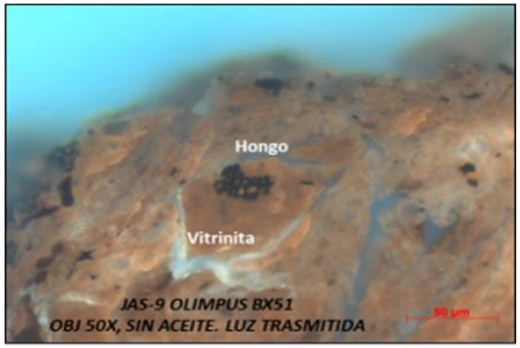
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,31939
Maximum R_o (%)	0,88303
Number of points	88
Standard deviation	0,1060372
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.50**

Kerogen analysis

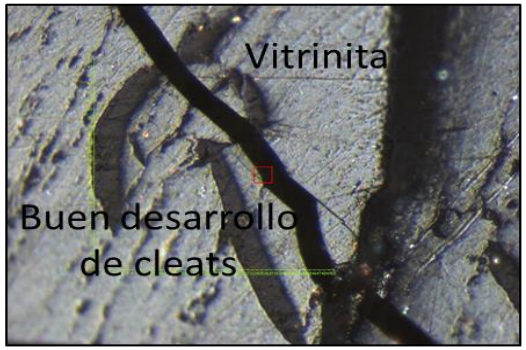
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	135	24,926	0,39	9,91	13,34	51	68	19,50	428

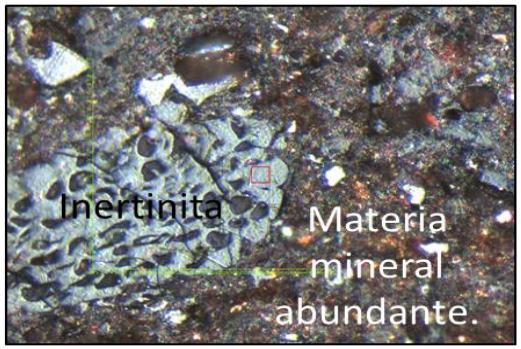
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
98,7	0,4	0,7	72,164	5,219	22,616	51,42	8,81	0,867	0,235	0,087	0	67	0

Muestra : JAS-9, CHIHUAHUA



Slide (Fluorescence light)





Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

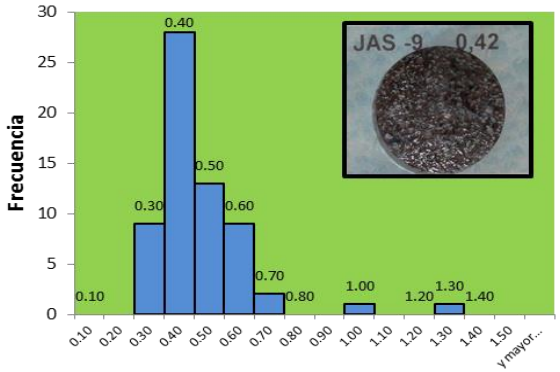
Generadora/acumuladora, materia orgánica tipo III, carbón inmaduro, una población de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite con un débil %Ro.

Migration/ accumulation:

S1 casi nulo, no hay generación, acumula gas biogénico? .



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

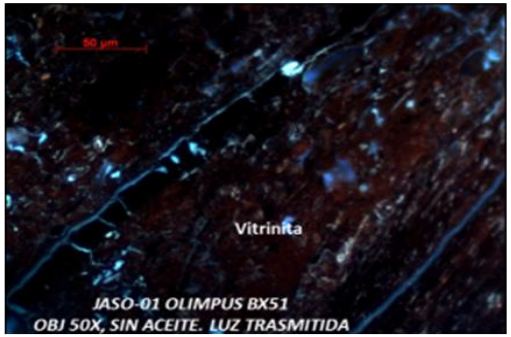
Vitrinite	Sample
Minimum Ro (%)	0.23619
Maximum Ro (%)	1.24
Number of points	63
Standard deviation	0.158869838
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.422**

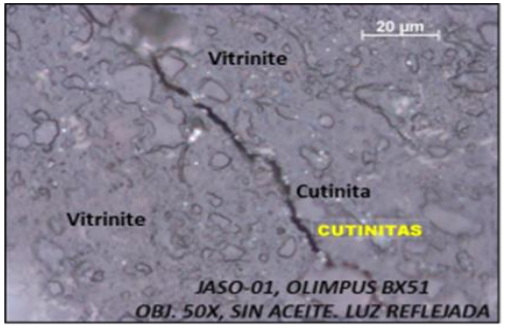
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	84	3,465	0,01	0,32	2,23	13	91	2,44	439

Kerogen analysis

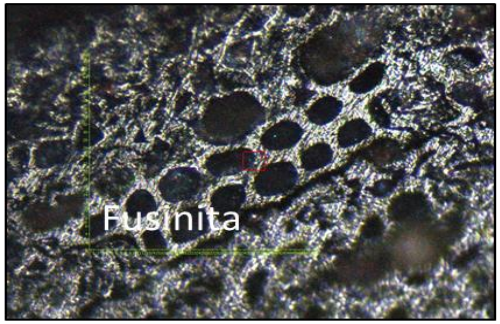
Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	56,607	23,788	19,603	81,26	7,93	5,042	0,259	0,055	0	55	0

Muestra : JASO-01, CHIHUAHUA





Luz Reflejada



Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

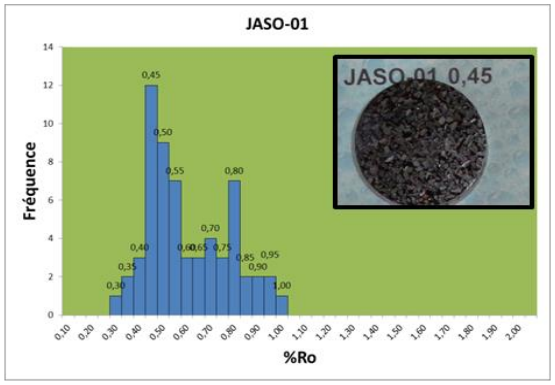
Generadora/acumuladora, carbón inmaduro, con dos poblaciones de vitrinita, materia orgánica tipo III.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, inmadura, %Ro bajo.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 bajos, sin acumulación ni generación gas biogénico?.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

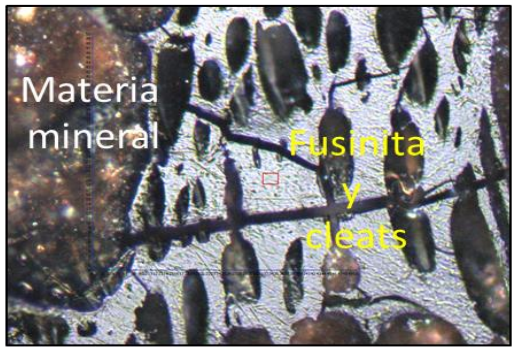
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,28343
Maximum R_o (%)	0,97429
Number of points	61
Standard deviation	0,169031282
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.579**

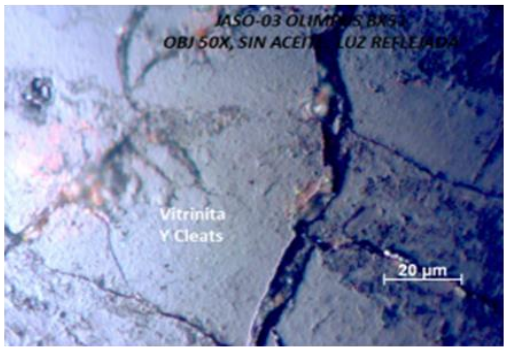
Kerogen analysis

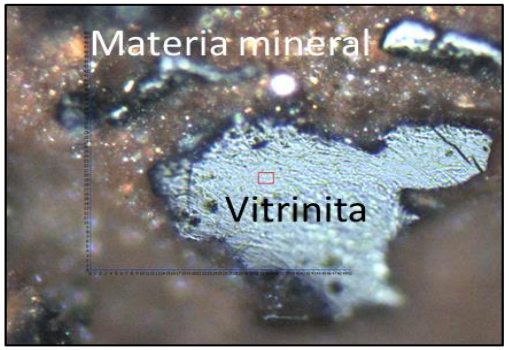
Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	69	11,859	0,05	0,82	7,25	10	87	8,31	443

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	70,95	7,376	21,673	75,1	4,24	1,247	0,229	0,007	0	59	0

Muestra : JASO-03, CHIHUAHUA







Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

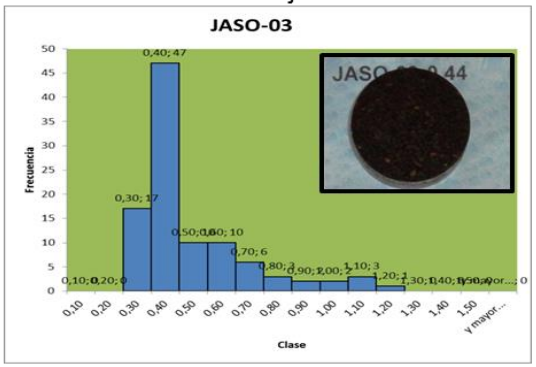
Generadora/acumuladora, carbón muy inmaduro, MO tipo III.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, %Ro t Tmax muy bajos.

Migration/ accumulation:

S1 nulo, S2 bajo acumuladora, gas biogénico?.



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,20667
Maximum R_o (%)	1,1219
Number of points	101
Standard deviation	0,194378441
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.448**

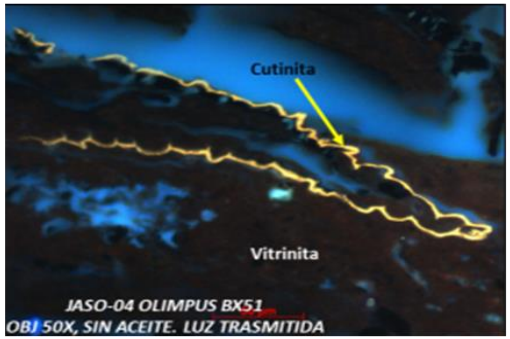
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	87	12,14	0,03	2,45	9,49	27	103	9,21	431

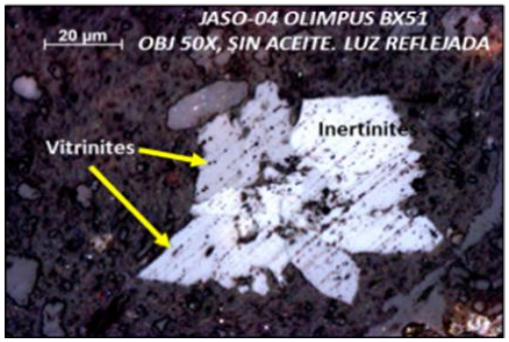
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	69,446	7,23	23,323	71,06	5,3	1,249	0,251	0,015	0	58	0

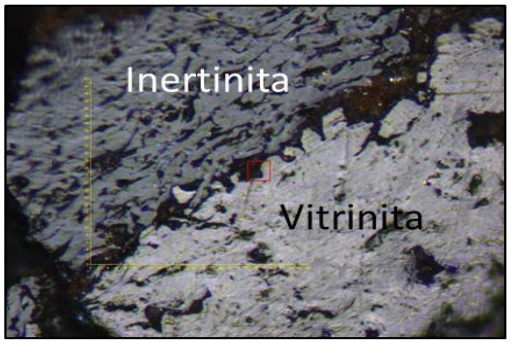
Muestra : JASO-04, CHIHUAHUA



Luz Reflejada



Luz Transmitida



Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

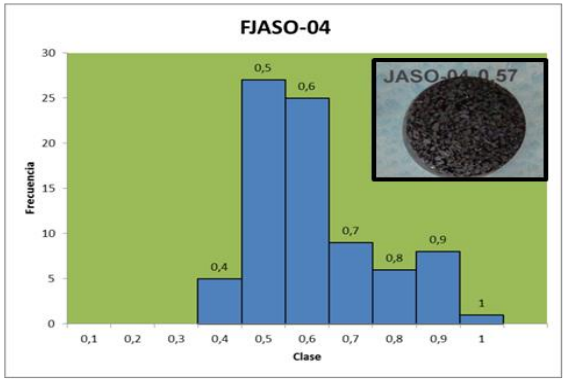
Generadora/acumuladora, materia orgánica tipo III, una sola población de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, %Ro y Tmax bajos.

Migration/ accumulation:

S1 nulo y S2 bajo, gas biogénico?.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

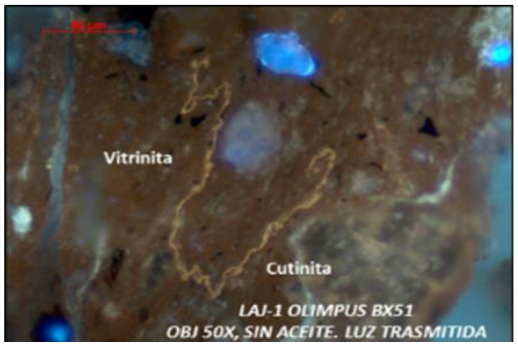
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,35895
Maximum R_o (%)	0,91368
Number of points	80
Standard deviation	0,132762859
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.573**

Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	50	5,427	0,01	0,16	5,64	4	153	3,68	437

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	71,363	7,613	21,022	82,12	5,4	1,28	0,22	0,001	0	76	0

Muestra : LAJ-1, CHIHUAHUA



Luz Fluorescente

Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

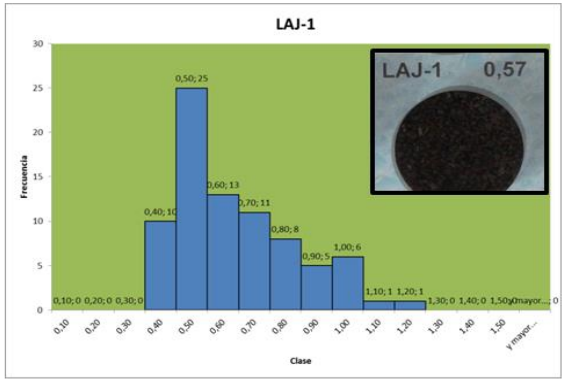
Generadora/almacenadora, carbon inmaduro, materia orgánica de tipo III, una sola población de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, bajo %Ro, asi como Tmax, inmadura.

Migration/ accumulation:

S1 nulo no hay migración, S2 buen valor acumuladora. Gas biogénico?.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

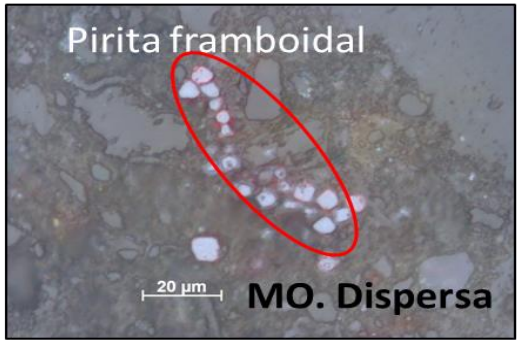
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,30162
Maximum R_o (%)	1,10595
Number of points	80
Standard deviation	0,189917477
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.578**

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	242	9,367	0,21	8,60	5,89	113	77	7,62	431

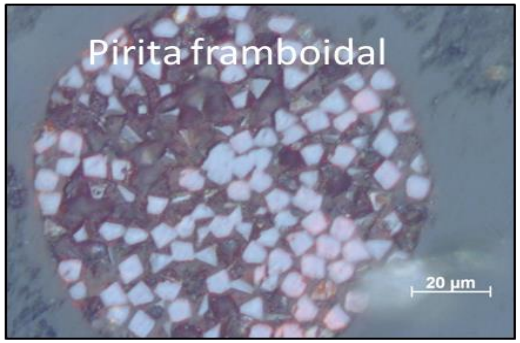
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	68,725	7,818	23,455	71,54	8,65	1,365	0,255	0,026	0	76	0

Muestra : PI-02, CHIHUAHUA



Luz Reflejada



Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

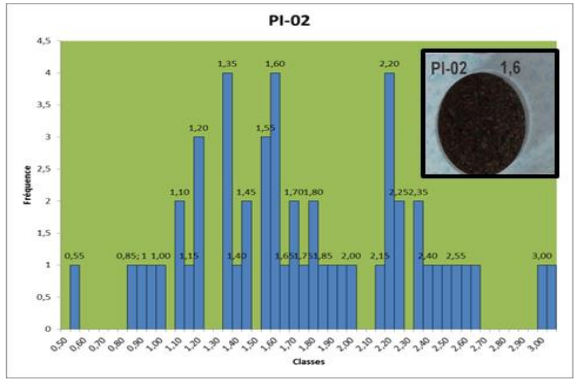
Generadora, materia orgánica dispersa, lutita carbonosa, varias poblaciones de macerales.

Oil / Gas Window :

Ventana del gas

Migration/ accumulation:

S1 nulo, S2 buen valor, acumuladora de gas termogénico, shale gas.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

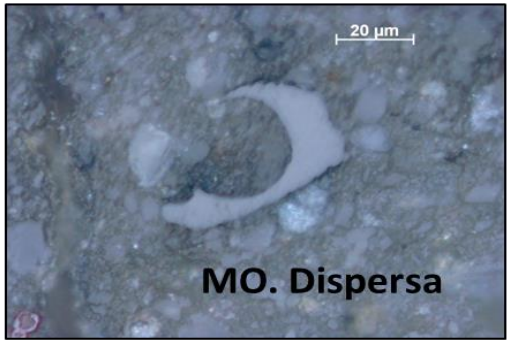
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0.52
Maximum R_o (%)	3.2
Number of points	52
Standard deviation	0.57989649
Mean R_o value of vitrinite (%)*	1.73

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	186	2,209	0,05	1,27	0,36	73	20	1,74	460

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
28	0,6	71,2	68,79	3,508	27,7	79,56	1,04	0,612	0,302	0,003	0,76	149	0

Muestra : PI-04, CHIHUAHUA



Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

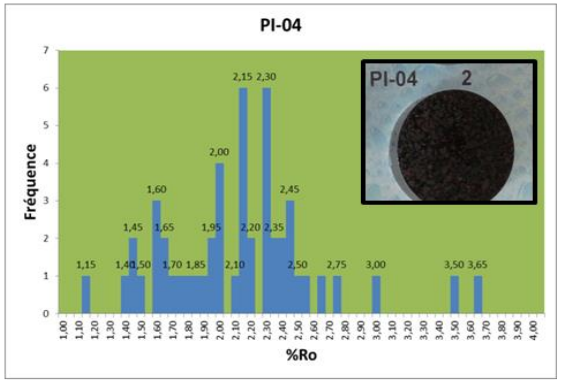
Almacenadora, materia orgánica dispersa, lutita carbonosa, varias poblaciones de macerales.

Oil / Gas Window :

Ventana del gas, %Ro alto, asi como su Tmax.

Migration/ accumulation:

Cero migración, y muy baja acumulación, gas termogénico, shale gas.



(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

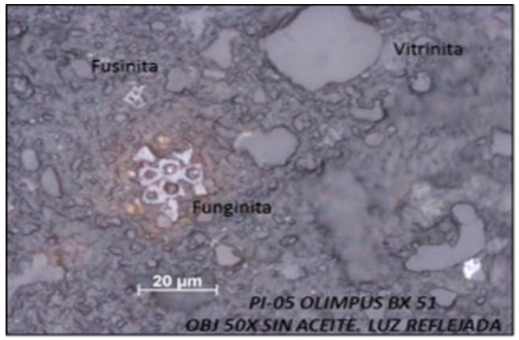
Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	1,12727
Maximum R_o (%)	3,60727
Number of points	50
Standard deviation	0,482365578
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**2.10**

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	60	1,174	0,00	0,01	0,37	1	49	0,77	593

Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
23	5,7	71,2	67,624	3,639	28,735	78,23	0,94	0,645	0,318	0	0,62	165	0

Muestra : PI-05, CHIHUAHUA



Luz Reflejada

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

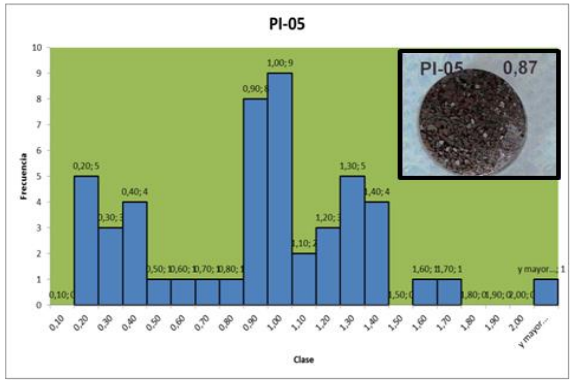
Acumuladora, materia orgánica dispersa, con al menos dos poblaciones de vitrinita, lutita carbonosa.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, entrando a la ventana de gas, %Ro bajo, pero Tmax alto.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 cero. Posiblemente genero ya todo su potencial, gas termogénico.



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,15122
Maximum R_o (%)	2,41951
Number of points	50
Standard deviation	0,461537438
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.873**

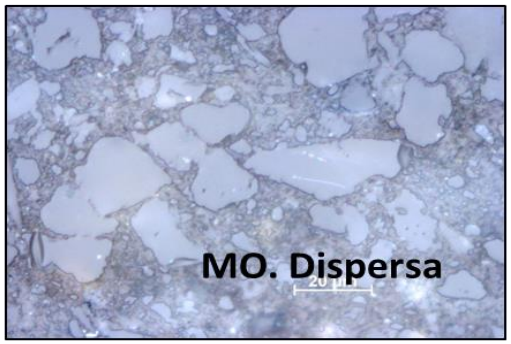
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	50	1,23	0,00	0,00	0,40	0	49	0,80	599

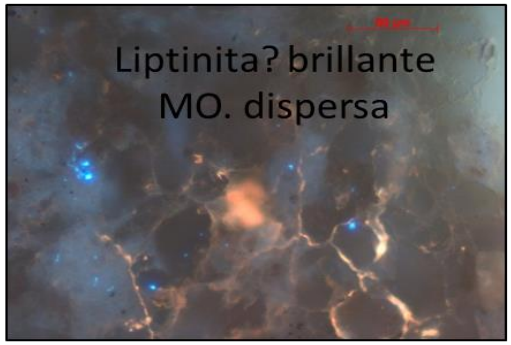
Kerogen analysis

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
67	4,5	28,3	72,362	4,701	22,935	81,91	1,08	0,779	0,237	0	0,12	106	0

Muestra : PI-06, CHIHUAHUA



Luz Reflejada



Luz Fluorescente

Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

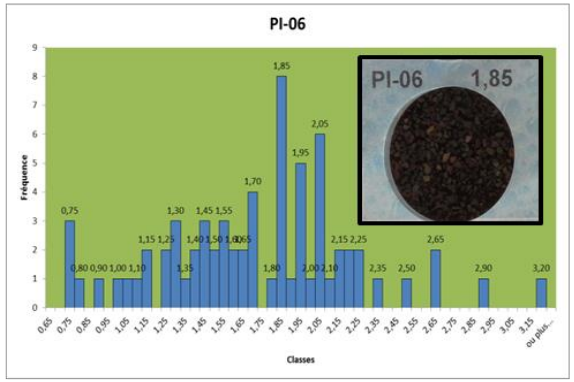
Almacenadora?, materia orgánica dispersa, con varias poblaciones de vitrinita, lutita carbonosa, con mucha ceniza.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, alta en %Ro, bajo Tmax.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 nulos, gas biogénico-termogénico?.



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,70267
Maximum R_o (%)	3,18267
Number of points	69
Standard deviation	0,502520953
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**2.10**

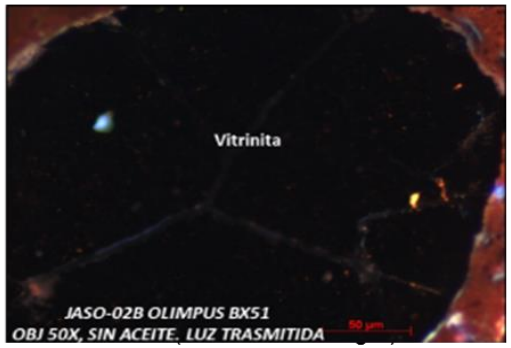
(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

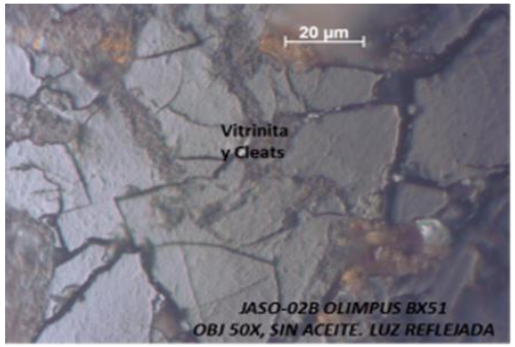
Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	85	0,923	0,00	0,08	0,27	13	41	0,65	454

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
95,8	2,8	1,2	69,9	5,223	24,875	84,19	1,25	0,896	0,266	0	0	160	0

Muestra: JASO-02, CHIHUAHUA





Organic Petrography Rapport*

Comments (Petroleum system) *:*

Source / Reservoir Rock :

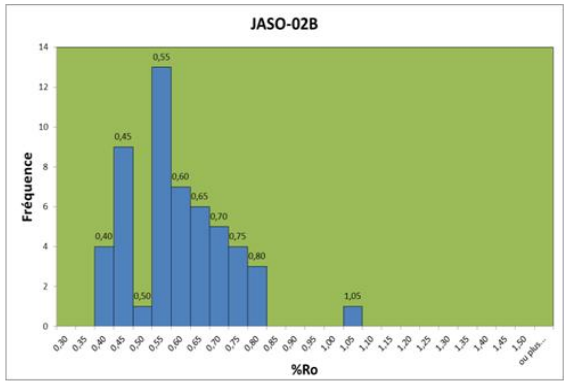
Generadora/almacenadora, MO. Tipo III, carbón de bajo rango, dos poblaciones de vitrinita.

Oil / Gas Window :

Ventana del aceite, bajo rango de %Ro y de Tmax.

Migration/ accumulation:

S1 y S2 nulos no hay generación ni almacen, gas biogénico?.



Vitrinite	Sample
Minimum R_o (%)	0,35942
Maximum R_o (%)	1,00638
Number of points	53
Standard deviation	0,125030497
Mean R_o value of vitrinite (%)*	**0.56**

(*) ICCP normalisation (**) Bostick 1979

Kerogen analysis

Rock-Eval MO Tipo	IHo	COTo	S1	S2	S3	IH	IO	%COT	Tmax
Continental	54	5,428	0,01	0,29	3,86	8	101	3,81	436

Vitrinite (%)	Liptinite Fluores. (%)	Inertinite (%)	%C Base puro	%H Base puro	%O Base puro	%Cza	% Hum.	H/C	O/C	HC	Gas	PaleoTemp**(°C)	TAI (in relation with %Ro-Fl.)
0	0	0	69,082	7,701	23,216	84,51	3,02	1,337	0,252	0,001	0	74	0

Anexo 3. Tablas de resultados de los diferentes análisis realizados en las cuencas de Sabinas y Chihuahua, también se anexan las tablas sobre las diferentes bases de datos construidas para el muestreo en cada una de las cuencas analizadas en este trabajo.

GRUPO MACERAL	MACERALES	SUBMACERALES	ORIGEN
VITRINITA	Telinita	Telinita – 1	Madera y cortezas de
		Telinita – 2	Lepidodendron Sigilaria y helechos en estado fresco
	Colinita	Telocolinita	
		Vitrodetrinita	
		Desmocolinita	Madera y cortezas gelificadas.
		Corpocolinita	
	Vitrodetrinita		Geles húmicos
INERTINITA	Fusinita	Pirofusinita	Madera y corteza carbonizada o fuertemente oxidada antes de enterrarse.
		Degradofusinita	
	Semifusinita		
	Macrinita		Materia granular del protoplasma. Material de hongos.
	Micrinita		
	Esclerotinita (Funginita)		
	Secretinita		
	Inertodetrinita		
LIPTINITA(EXCINITA)	Esporinita		Agujas, cutículas y esporas
	Subertinita		Plantas resinosas
	Resinita		Algas
	Alginita		Bacterias
	Liptodetrinita		
	Fluorinita		Origen secundario
	Bituminita		
	Exudatinita		

Tabla 1. Clasificación de los grupos macerales del carbón, Según Comité Internacional de Petrología del Carbón (ICCP), 1963,71 y 75.

CLAVE	X	Y	OBRA	ESP. m	PROF. m.	SUBCUENCA
1A	284460	3018176	Mina de Arrastre	0,75	75	El Baluarte
MINA-I	270211	3073126	Pozo	1,5	70	Sabinas
1B	263417	3096510	Mina de Arrastre	1,7	65	Sabinas
1C	283069	3092926	Pozo	1,1	38	Sabinas
MEZ 01	292271	3077177	Pozo	0,7	40	Sabinas
CLOETE 01	283351	3089680	Pozo	1,8	84	Sabinas
STD 1	265888	3060833	Mina de Arrastre	1,2	764	Saltillito –Lampacitos
TITA-01	275972	3066500	Tajo	2,2	35	Sabinas
FLOR-01	266788	3060053	Pozo	0,45	50	Saltillito –Lampacitos
OAS-01	246780	3092211	Tajo	0,8	20	Esperanza
REB-01	259930	3063130	Pozo	1.5	83	Saltillito –Lampacitos
MUP-02	314801	3044632	Tajo	0,85	30	San Patricio
PROG -01	302245	3032910	Pozo	2,1	70	Saltillito –Lampacitos
JUN-I	262923	3097913	Pozo	1,5	30	Sabinas
JUN-II	262923	3097913	Pozo	1,5	30	Sabinas
FC-I	261976	3097209	Pozo	1,6	30	Sabinas
NAR-I	261976	3097209	Pozo	1,65	30	Sabinas
MIG-I	286880	3084770	Pozo	1,4	70	Sabinas
CLOE-I	283456	3089825	Pozo	1,8	78	Sabinas
POZO 18	280002	3094000	Pozo	1	30	Sabinas
EL AGILA	283108	3093663	Pozo	3,1	24	Sabinas
POZO AGUJITA	286677	3088207	Pozo	1,6	35	Sabinas
MUP 01	314101	3044473	Tajo	0,8	35	Sabinas

Tabla 4. Sitios de muestreo para carbón mineral en diferentes subcuencas de la Cuenca de Sabinas, con espesores del manto, profundidad y tipo de obra minera.

CLAVE	X	Y	ESP. m	PROF. m	SUBCUENCAS
EMJ-01	263003	3097755	1,4	30	Sabinas
EPC-01	279951	3092972	0,55	40	Sabinas
EAA-01	286372	3088902	1	15	Sabinas
EAD-01	302070	3032035	1,4	76	Saltillito –Lampacitos
ESI-01	274845	3097660	0,15	30	Sabinas
EAV-01	270212	3073118	1,4	95	Sabinas
EDB-01	287072	3088341	1,3	31	Sabinas
EMS-01	267698	3059919	1,3	80	Saltillito –Lampacitos
EPS-01	283247	3057623	0,85	46	Saltillito –Lampacitos
EMB-01	293302	3076598	0,3	30	Sabinas
EM2-01	265873	3078577	1,3	21	Sabinas
EPG-01	283118	3093732	2,4	32	Sabinas
EMZ-01	288141	3083962	1,1	52	Sabinas
ETM-01	302687	3071592	1	20	Sabinas
ELA-01	276526	3026027	0,3	30	Saltillito –Lampacitos
ESA-01	270601	3038962	0,3	25	Saltillito –Lampacitos
ESR-01	276637	3058366	1	20	Saltillito –Lampacitos
EEA-01	280027	3094009	0,9	30	Sabinas
EPI-01	272904	3070653	3	336	Sabinas
1A	284460	3018176	0,75	75	El Baluarte
MINA-I	270211	3073126	1,5	70	Sabinas
1B	263417	3096510	1,7	65	Sabinas
MEZ 01	292271	3077177	0,7	40	Sabinas
REB-01	259930	3063130	1.5	83	Saltillito-Lampacitos
ELS-001	263006	3098199	0,7	50 M	Sabinas
EPL-002	283074	3092929	0,9	54 M	Sabinas
EPP-003	262592	3040606	2.5	55	Sabinas
ERR-004	302100	3032447	1.5	74	Sabinas
ECC-005	283355	3089687	84	0,7	Sabinas
MM7G-01	279141	3056460	Frente Larga	250	Saltillito –Lampacitos
MM7G-02	279141	3056460	Frente Larga	250	Saltillito –Lampacitos
MM7G-03	279141	3056460	Frente Larga	250	Saltillito –Lampacitos
MM7G-04	279141	3056460	Frente Larga	250	Saltillito –Lampacitos
MM7G-05	279141	3056460	Saliendo La mina	120	Saltillito –Lampacitos
MM5G-1	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM5G-2	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM5G-3	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM5G-4	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM5G-5	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM5G-6	274424	3087804	Intermedio	330	Sabinas
MM5G-7	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM5G-8	274424	3087804	Barreno Horizontal	330	Sabinas
MM7G6	274424	3087804	Desgasificación	330	Sabinas
MM5G10	274424	3087804	Tiro Vertical	330	Sabinas
MM7G8	274424	3087804	Desgasificación	330	Sabinas
MM5G-11	274424	3087804	Tiro Vertical	330	Sabinas
MM7G7	274424	3087804	Desgasificación	330	Sabinas
MM7G6	274424	3087804	Barreno Carbón	330	Sabinas
MM5G-9	274424	3087804	Tiro Vertical	Zona de desgasificación	Sabinas

Tabla 4.1. Principales sitios de muestreo por gas de carbón mineral en la Cuenca de Sabinas.

MUETRA	X	Y	FM.	TIPO DE MUETRA	MUESTRA	X	Y	FM.	TIPO DE MUETRA
ING/1	576934	3230955	San Carlos	Carbón	PI-02	508736	3343048	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JAS/7	552097	3260215	San Carlos	Carbón	SGM-M1	521946	3342409	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JAS-9	548746	3265974	San Carlos	Carbón	CD-051	531020	3269198	Ojinaga	Lu: Carbonosa
LAJ/1	619058	3223283	San Carlos	Carbón	CDO-053	527709	3264144	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JASO-1	538077	3278147	San Carlos	Carbón	CDO-063	513431	3272194	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JASO-2	534474	3279768	San Carlos	Carbón	CDO-064	528326	3268015	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JASO-3	535924	3282290	San Carlos	Carbón	EC039	510220	3273089	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JASO-4	533109	3282027	San Carlos	Carbón	EC051	529767	3291561	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JASO-5	548179	3266242	San Carlos	Carbón	EC052	531384	3294849	Ojinaga	Lu: Carbonosa
JASO-6	552460	3260058	San Carlos	Carbón	EC053	489881	3268981	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-1	580439	3225622	San Carlos	Carbón	EC060	530378	3295471	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-2	580439	3225622	San Carlos	Carbón	EC061	530092	3295396	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-3	583669	3233493	San Carlos	Carbón	EC067	519483	3344333	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-5	576938	3230956	San Carlos	Carbón	EC-156	507439	3274074	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-6	556261	3230763	San Carlos	Carbón	EC58	530179	3295703	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-7	556261	3230763	San Carlos	Carbón	JH-215	528790	3267964	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-8	583687	3233523	San Carlos	Carbón	EC-083	522638	3330580	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-10	576839	3231108	San Carlos	Carbón	EC-086	522275	3331266	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-12	617154	3226038	San Carlos	Carbón	EC-087	522493	3331133	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-13	617154	3226038	San Carlos	Carbón	EC-104	522738	3341647	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-14	617231	3225985	San Carlos	Carbón	EC-115	521661	3322150	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-16	616252	3225346	San Carlos	Carbón	EC-128	520290	3343162	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-17	619137	3223329	San Carlos	Carbón	EC-131	517381	3355068	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-18	619137	3223329	San Carlos	Carbón	EC-134	521255	3344643	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-19	619077	3223303	San Carlos	Carbón	EC-140	522793	3341533	Ojinaga	Lu: Carbonosa
COF-20	619077	3223303	San Carlos	Carbón	EC-150	516778	3335773	Ojinaga	Lu: Carbonosa
TOF-10	576839	3231108	San Carlos	Carbón	EC-151	516778	3335773	Ojinaga	Lu: Carbonosa
F34	552092	3260215	San Carlos	Carbón	PI-01A	509080	3343136	Peña	Roca Generadora
F59	536597	3280899	San Carlos	Carbón	PI-03	508754	3342883	Peña	Roca Generadora
F63	527940	3283047	San Carlos	Carbón	PI-3	508754	3342883	Peña	Roca Generadora
F64	534610	3284541	San Carlos	Carbón	F-12	517998	3252272	Peña	Roca Generadora
F65	532455	3282062	San Carlos	Carbón	F15	518009	3252329	Peña	Roca Generadora
F66	551555	3260716	San Carlos	Carbón	EC026	475310	3324543	Peña	Roca Generadora
F67	548744	3265977	San Carlos	Carbón	EC035	469192	3310141	Peña	Roca Generadora
F68	548945	3265105	San Carlos	Carbón	JHR-053	489881	3268981	Peña	Roca Generadora
MADROÑO-01	580601	3225658	San Carlos	Carbón	JHR194	489976	3269108	Peña	Roca Generadora
MADROÑO-02	580601	3225658	San Carlos	Carbón	JHR201	489938	3268984	Peña	Roca Generadora
COF-11	584128	3232217	San Carlos	Carbón	JHR203	489882	3268947	Peña	Roca Generadora
EC-152	516778	3335773	Ojinaga	Lutita	JHR208	489823	3268893	Peña	Roca Generadora
EC-153	523853	3344856	Ojinaga	Lutita	JHR209	489793	3268836	Peña	Roca Generadora
EC/155	523871	3345196	Ojinaga	Lutita	JHR211	489776	3268812	Peña	Roca Generadora
EC-089	520642	3323305	Ojinaga	Lutita	F-16	518005	3252342	Casita	Roca Generadora
GE-15	521985	3341401	Ojinaga	Lutita	F28	500564	3247702	Casita	Roca Generadora
PI-01	509080	3343136	Ojinaga	Lutita	F29	534515	3279816	Casita	Roca Generadora
PI-04	508338	3342695	Ojinaga	Lutita	F30	535938	3282307	Casita	Roca Generadora
PI-05	508354	3342676	Ojinaga	Lutita	F31	533119	3282027	Casita	Roca Generadora
PI-06	508369	3342677	Ojinaga	Lutita	F32	548160	3266279	Casita	Roca Generadora
PI-07	506635	3342107	Ojinaga	Lutita	F33	552459	3260060	Casita	Roca Generadora

Tabla 4.2. Muestras de afloramientos colectadas en la Cuenca de Chihuahua, carbón, lutitas carbonosas, y rocas generadoras. (De La O et Martínez, 2012, en este trabajo).

MUESTRA	X	Y	%Ro	TOC	IH	IO	Tmax	S1	S2	S3	IP
MEZ-01	292271	3077177	1.13	26.02	642	2	472	3.16	166.98	0.54	0.019
JUN-1 Y 2	262923	3097913	1.15	48.52	462	2	463	4.13	223.96	0.87	0.018
MINA EL ALAMO	263417	3096510	1.05	30.02	477	2	459	2.9	143.26	0.51	0.02
POZO SARALI	283069	3092926	1	44.14	483	1	458	4.17	213.13	0.58	0.019
ALADINO	270211	3073126	1.25	25.14	680	2	474	1.52	171.02	0.53	0.009
MUPO-01	314101	3044473	0.95	36.06	386	2	462	3.95	139.24	0.57	0.028
POZO 18	280002	3094000	1	47.58	448	2	453	3.06	213.38	1.09	0.014
NAR-01	261976	3097209	1.08	35.48	585	2	462	3	207.48	0.8	0.014
POZO FLOR	266788	3060053	1.2	39.82	473	2	471	2.79	188.53	0.94	0.015
PRG-01	302245	3032910	1.05	25.34	482	2	468	1.98	122.01	0.59	0.016
STD-01	265888	3060833	1.2	26.72	634	3	472	2.15	169.5	0.69	0.013
EL AGUILA	283108	3093663	0.95	33.25	448	1	458	4.76	149	0.39	0.031
ALPHA 01	292614	3071999	1.45	26.99	579	2	473	2.01	156.32	0.45	0.013
DIS-01	277797	29992516	1.16	21.98	391	2	484	0.8	85.97	0.41	0.009
OBAY-01	265554	3040589	0.8	44.06	297	1	439	2.43	130.95	0.58	0.018
GAL-01	286947	3076834	1.1	31.15	635	2	462	3.79	197.89	0.49	0.019
ESB-01	257708	3058429	1.3	0.98	25	44	456	0.05	0.24	0.43	0.185
OAS-01	246780	3092211	1.53	37.52	384	2	489	1.34	144.24	0.88	0.009
BALUARTE	284460	3018176	1.35	27.86	277	2	474	1.68	77.07	0.48	0.021
TITA-01	275972	3066500	1.18	28.75	362	2	474	1.8	104.17	0.53	0.017
CAS-1	262722	3032503	1	5.18	17	43	478	0.01	0.88	2.22	0.012
CLOETE	283456	3089825	0.95	42.35	487	2	461	4.35	206.44	0.84	0.021
ELB-1	264355	3076834	---	19.3	672	2	480	0.82	129.79	0.46	0.006
FC01	261976	3097209	1.25	30.7	566	3	468	2.37	173.76	1.01	0.013
MIG-1	286880	3084770	1.03	28.63	532	1	470	2.08	152.2	0.39	0.013

Tabla 5. Resultados de la Pirólisis efectuada a las muestras de la Cuenca de Sabinas. TOC = wt. % total organic carbón, S1, S2 = mg hydrocarbóns, S3 = mg CO2, IH = hydrogen Index (S2*100/TOC), OI = Oxygen Index (S3*100/ TOC), PI=Production Index (S1 /(S1+S2)) , %Ro medido, (INCAR).

CLAVE	X	Y	ESP EN MTS	PROF.	SUB-CUENCA
1A	284460	3018176	0.75	75	EL BALUARTE
1B	263417	3096510	1.7	65	SABINAS
1C	283064	3092926	1.1	38	SABINAS
MEZ 01	292271	3077177	0.7	40	SABINAS
CLOETE 01	283355	3089680	1.8	84	SABINAS
STD 1	265888	3060833	1.2	76	SALTILLITO -LAPACITOS
TITA-01	275972	3066500	2.2	35	SABINAS
FLOR-01	266788	3060053	0.45	50	SALTILLITO -LAPACITOS
OAS-01	246780	3092211	0.8	20	ESPERANZA
REB-01	259930	3063130	1.5	83	SALTILLITO-LAPACITOS
MUP-02	314801	3044632	0.85	30	SAN PATRICIO
PROG -01	302245	3032910	2.1	70	SALTILLITO-LAPACITOS
JUN-I	262923	3097913	1.5	30	SABINAS
jun-02	262923	3097913	1.5	30	SABINAS
FC-I	261976	3097209	1.6	30	SABINAS
NAR-I	261976	3097209	1.65	30	SABINAS
MIG-I	286880	3084770	1.4	70	SABINAS
CLOE-I	283456	3089825	1.8	78	SABINAS
POZO 18	280002	3094000	1	30	SABINAS
EL AGILA	283108	3093663	3.1	24	SABINAS
POZO AGUJITA	286677	3088207	1.2	35	SABINAS
MUP 01	314101	3044473	0.8	35	SABINAS
EJ-01	263003	3097755	1.4	30	SABINAS
EPC-01	279951	3092972	0.55	40	SABINAS
EAA-01	286372	3088902	1	15	SABINAS
EAD-01	302070	3032035	1.4	76	SALTILLITO - LAPACITO
ESI-01	274845	3097660	0.6	30	SABINAS
EAV-01	270212	3073118	1.4	95	SABINAS
EDB-01	287072	3088341	1.3	31	SABINAS
ES-01	267698	3059919	1.3	80	SALTILLITO - LAPACITO
EPS-01	283247	3057623	0.85	46	SALTILLITO - LAPACITO
EB-01	293302	3076598	0.65	30	SABINAS
E2-01	265873	3078577	1.3	21	SABINAS
EPG-01	283118	3093732	2.4	32	SABINAS
EZ-01	288141	3083962	1.1	52	SABINAS
ET-01	302687	3071592	1	20	SABINAS
ELA-01	276526	3026027	0.65	30	SALTILLITO - LAPACITO
ESA-01	270601	3038962	0.65	25	SALTILLITO - LAPACITO
ESR-01	276637	3058366	1	20	SALTILLITO - LAPACITO
EEA-01	280027	3094009	0.9	30	SABINAS
ELP-01	272343	3061524	0.7	25	SALTILLITO - LAPACITO
EPI-01	272904	3070653	3	336	SABINAS
1A	284460	3018176	0.75	75	EL BALUARTE
MINA-I	270211	3073126	1.5	70	SABINAS
1B	263417	3096510	1.7	65	SABINAS
EZ 01	292271	3077177	0.7	40	SABINAS
REB-01	259930	3063130	1.5	83	SALTILLITO-LAPACITOS
ELS-001	263006	3098199	0.7	50	SALTILLITO-LAPACITOS
EPL-002	283074	3092929	0.9	54	SALTILLITO-LAPACITOS
EPP-003	262592	3040606	2.5	55	SALTILLITO-LAPACITOS
ERR-004	302100	3032447	1.5	74	SALTILLITO-LAPACITOS
ECC-005	283355	3089687	1	84	SALTILLITO-LAPACITOS
EP-006	243328	3076685	1	25	SALTILLITO-LAPACITOS
7G-01	279141	3056460	1.5	250	SALTILLITO-LAPACITO
7G-02	279141	3056460	1.5	250	SALTILLITO-LAPACITO
5G-1	274424	3087804	1.5	330	SUBCUENCA SABINAS
PROMEDIO			**1.2875**	**65**	

Tabla 5.1. Muestras que sirvieron de base para realizar el plano de distribución de espesores en la Cuenca de Sabinas.

Muestra	X	Y	CH4 m3/t	Tmax	IH	%Vit. Cal.	%Lip. Cal.	%Iner. Cal.
MEZ-01	292271	3077177	2.89	472	642	73.1	3.4	23.3
JUN 1 Y 2	262923	3097913	3.62	463	462	80.5	1.3	18
EL ALAMO	263417	3096510	2.44	459	477	86	5.5	8.4
POZO SARALI	283069	3092926	0.98	458	438	86.2	3.5	10.2
ALDINO	270211	3073126	4.3	474	680	59.1	0.6	40.2
MUPO-01	314101	3044473	2.35	462	386	70.1	1.8	28
POZO-18	280002	3094000	1.62	453	448	69.4	1.3	29.2
NAR-01	261976	3097209	3.8	462	585	64.7	0.7	34.5
POZO FLOR	266788	3060053	5.15	471	473	52.9	0.5	46.5
PRG-01	302245	3032910	3.58	468	482	65.3	0.5	34.1
STD-01	265888	3060833	2.57	472	634	71.2	0.1	28.5
EL AGUILA	283108	3093663	0.6	458	448	88.3	0.3	11.2
ALPHA-01	292614	3071999	2.62	473	579	78.6	0.3	20.9
DIS-01	277797	2999251	5.56	484	391	50.1	1.4	48.3
OBAY-01	265554	3040589	0	439	297	91	7.2	1.7
GAL-01	286947	3076834	1.69	462	635	90.6	4.4	4.8
OAS-01	246780	3092211	5.37	489	384	53.7	5	41.1
BALUARTE	284460	3018176	0	474	277	89.9	7.7	2.2
TITA-01	275972	3066500	3.41	474	362	64.7	5.7	29.5
CLOETE	283456	3089825	1.47	461	487	89.1	0.6	10.2
ELB-01	264355	3076834	2.55	480	672	68.9	0.7	30.3
FC-01	261976	3097209	2.58	468	566	76.8	3.9	19.1
ESB-01	257708	3058429	4.67	466	389	78.4	0.6	20.8

Tabla 5.2. Muestras la producción de metano estimado a partir del porcentaje de liptinita determinado para la Cuenca de Sabinas.. CH4 m3/t= volumen de metano estimado, Tmax °C, +temperatura máxima de pirolisis en °C, IH= índice de hidrogeno, %Vit.Cal= % de vitrinita calculado, %Lip. Cal.= % liptinita calculado, %Iner. Cal= % de intertinita calculado.

MUESTRA	Nitrógeno wt.%	Carbono wt.%	Hidrogeno wt.%	Oxigeno wt.%	Azufre wt.%	CENZ* wt.%	HUM.* wt.%	HUM+CENZ wt.%
MEZ-01	1,24	66,05	3,98	3,30	0,59	23,08	0,77	23,85
JUN-1 Y 2	1,18	72,24	4,24	3,94	0,30	16,54	0,59	17,13
EL ALAMO	1,20	73,15	4,53	3,79	1,62	15,28	0,74	16,02
SARALI	1,12	62,43	4,09	4,42	4,62	24,14	0,61	24,75
ALADINO	1,22	72,63	4,19	3,39	0,33	16,68	0,37	17,05
MUPO-01	1,35	69,04	4,30	3,46	1,54	17,61	0,39	18,00
POZO 18	1,09	61,79	3,96	6,81	1,46	24,54	1,63	26,17
NAR-01	1,22	73,70	4,35	3,82	0,53	14,35	1,18	15,53
POZO FLOR	1,20	73,26	4,08	2,60	<0,05	14,77	0,53	15,30
PRG-01	1,26	69,92	4,14	3,19	1,69	17,70	0,70	18,40
STD-01	0,96	64,94	3,99	3,60	1,27	21,65	1,26	22,91
EL AGUILA	1,11	63,62	4,25	4,45	0,91	23,19	1,18	24,37
ALPHA 01	1,04	66,06	4,03	2,82	0,19	20,83	-1,12	19,71
DIS-01	0,98	70,21	3,75	2,80	<0,05	15,87	0,56	16,43
OBAY-01	0,73	49,38	3,61	7,73	3,77	35,23	0,20	35,43
GAL-01	1,01	66,87	4,25	2,59	<0,05	20,09	0,62	20,71
ESB-01	1,10	74,98	4,21	2,86	0,61	10,50	-0,71	9,79
OAS-01	0,95	74,10	4,03	2,90	1,53	15,13	0,99	16,12
BALUARTE	0,78	42,12	3,01	3,93	1,49	41,78	1,51	43,29
TITA-01	1,01	62,36	3,74	4,79	0,98	26,16	1,19	27,35
CAS-1	0,27	5,49	0,70	6,02	2,04	85,24	2,56	87,80
CLOETE	1,14	66,70	4,29	4,34	3,18	18,58	1,52	20,10
ELB-1	0,88	54,83	3,28	3,95	1,62	35,12	1,10	36,22
FC01	1,06	64,53	3,92	3,95	0,83	24,26	1,12	25,38
MIG-1	1,05	67,81	3,96	4,10	2,15	22,82	0,98	23,80

Tabla 5.4 Resultados del análisis elemental, humedad y ceniza para las muestras en la Cuenca de Sabinas. wt.% = weight percent,* Laboratorios del SGM, Centro Experimental, Chihuahua.

CLAVE	X	Y	ESP. m	PROF. m	SUBCUENCA	ppm CH_4	CH_4 (%)	$\delta^{13}C$ ‰ (V-PDB)	δD (V-SMOW)
EPC-01	279951	3092972	0,55	40	Sabinas	1.9	< 0.2 %	----------	----------
EAA-01	286372	3088902	1,0	15	Sabinas	2.07	< 0.2 %	----------	----------
ESI-01	274845	3097660	0,15	30	Sabinas	2.01	< 0.2 %	----------	----------
EAV-01	270212	3073118	1,40	95	Sabinas	2.18	< 0.2 %	----------	----------
EDB-01	287072	3088341	1,30	31	Sabinas	1.89	< 0.2 %	----------	----------
EMS-01	267698	3059919	1,30	80	Saltillito-Lampacito	1.84	< 0.2 %	----------	----------
EPS-01	283247	3057623	0,85	46	Saltillito-Lampacito	2.23	< 0.2 %	----------	----------
EM2-01	265873	3078577	1,30	21	Sabinas	2.14	< 0.2 %	----------	----------
EPG-01	283118	3093732	2,40	32	Sabinas	1.79	< 0.2 %	----------	----------
EMZ-01	288141	3083962	1,10	52	Sabinas	2.05	< 0.2 %	----------	----------
ETM-01	302687	3071592	1	20	Sabinas	1.84	< 0.2 %	----------	----------
ELA-01	276526	3026027	0,30	30	Saltillito-Lampacito	2.26	< 0.2 %	----------	----------
ESA-01	270601	3038962	0,30	25	Saltillito-Lampacito	2.07	< 0.2 %	----------	----------
ESR-01	276637	3058366	1	20	Saltillito-Lampacito	1.79	< 0.2 %	----------	----------
EEA-01	280027	3094009	0,90	30	Sabinas	2.02	< 0.2 %	----------	----------
ELP-01	272349	3061524	0,70	25	Saltillito-Lampacito	1.74	< 0.2 %	----------	----------
1A	284460	3018176	0,75	75	El Baluarte	1.94	< 0.2 %	----------	----------
1B	263417	3096510	1,70	65	Sabinas	1.92	< 0.2 %	----------	----------
MEZ 01	292271	3077177	0,70	40	Sabinas	2.12	< 0.2 %	----------	----------
ELS-001	263006	3098199	,70	50	Sabinas	1.84	< 0.2 %	----------	----------
EPL-002	283074	3092929	,90	54	Sabinas	1.7	< 0.2 %	----------	----------
ERR-004	302100	3032447	1.5	74	Saltillito-Lampacito	1.67	< 0.2 %	----------	----------
EPM-006	243328	3076685	0.45	25	Sabinas	1.94	< 0.2 %	----------	----------
MM7G-01	279141	3056460	3.1	250	Saltillito-Lampacito	1.68	< 0.2 %	----------	----------
MM7G-02	279141	3056460	3.1	250	Saltillito-Lampacito	1.66	< 0.2 %	----------	----------
MM7G-03	279141	3056460	3.5	250	Saltillito-Lampacito	3.11	< 0.2 %	----------	----------
MM5G-5	274424	3087804	1.7	330	Sabinas	1.98	< 0.2 %	----------	----------
MM5G-6	274424	3087804	1.7	330	Sabinas	1.81	< 0.2 %	----------	----------
MM5G-7	274424	3087804	0.4	330	Sabinas	1.75	< 0.2 %	----------	----------
MM5G-8	274424	3087804	0.4	330	Sabinas	1.84	< 0.2 %	----------	----------
MM7G8	274424	3087804	superficie	330	Saltillito-Lampacito	1.73	< 0.2 %	----------	----------
MM5G-11	274424	3087804	superficie	330	Sabinas	1.7	< 0.2 %	----------	----------
MM7G7	279141	3056460	superficie	330	Saltillito-Lampacito	1.71	< 0.2 %	----------	----------
EMJ-01	263003	3097755	1,40	30	Sabinas	1.66	0.24	-24.13	----------
EAD-01	302070	3032035	1,40	76	Saltillito-Lampacito	1.74	< 0.2 %	----------	----------
EPI-01	272904	3070653	3,0	336	Sabinas	1.73	< 0.2 %	----------	----------
MINA-I	270211	3073126	1,50	70	Sabinas	15.61	15.61	-42.019	-169.01
REB-01	259930	3063130	1.5	83	Saltillito-Lampacito	1.75	0.21	-24.43	----------
ELS-001	263006	3098199	,70	50 M	Sabinas	1.67	< 0.2 %	----------	----------
EPL-002	283074	3092929	,90	54 M	Sabinas	1.81	< 0.2 %	----------	----------
EPP-003	262592	3040606	2.5	56	Saltillito-Lampacito	1.97	< 0.2 %	----------	----------
EPM-006	243328	3076685	2.5	,45	Saltillito-Lampacito	1.67	< 0.2 %	----------	----------
MM7G-04	279141	3056460	1.6	250	Saltillito-Lampacito	1.68	< 0.2 %	----------	----------
MM7G-05	279141	3056460	1.6	100	Saltillito-Lampacito	1.65	< 0.2 %	----------	----------
MM7G6	279141	3056460	superficie	330	Saltillito-Lampacito	13.41	13.41	-37.21	-148.18
MM5G10	274424	3087804	superficie	330	Sabinas	2.42	< 0.2 %	----------	----------
MM7G6	279141	3056460	superficie	250	Saltillito-Lampacito	11.28	11.28	-39.72	-162.96
MM5G-9	274424	3087804	superficie	250	Sabinas	4.07	0.61	-38.38	----------

Tabla 5.5. Concentraciones de metano detectadas en ppm y en **‰**, y relaciones isotópicas **$\delta^{13}C$, δD** en muestras de gas de carbón analizadas en la Cuenca de Sabinas. "-----"= no detectado.

Cuenca	Pozos		%Gas		Composición Isotópica (0/00)			
		%CO2	%CH4	δ13C CO2	δ 13C Metano	δ 13C Etano	δ 13C 2-1	δ 13H Metano
SABINAS	SB1		99.36		-26.17	-32.57		
SABINAS	SB2	0.51	95.00	-6.37	-28.11	-35.18	-7.07	-139.00
SABINAS	SB3		99.90		-28.07	-30.84	-2.77	-133.30
SABINAS	SB4				-26.32	-32.34		
SABINAS	SB5	0.19	99.59		-25.67		25.67	
SABINAS	SB6		98.00		-26.23	-32.56		-121.26
SABINAS	SB7		99.60		-25.76	-28.95		-143.80
SABINAS	SB8		99.59		-25.79	-34.41		
SABINAS	SB9		99.55		-25.25	-31.74		-135.10
SABINAS	SB10		99.58		-26			
SABINAS	SB11	0.48	99.27		-25.14		25.14	
SABINAS	SB12	0.00	0.00	-3.9	-26.04		26.04	
SABINAS	SB13		99.67		-25.29	-32.23		-117.10
SABINAS	SB14	0.084	97.20	-14.93	-25.52	-31.31	-5.79	-124.00
SABINAS	SB15	0.11	98.00	-23.78	-30.06	-39.93	-9.87	-115.00
SABINAS	SB16	0.57	99.13		-29.99		29.99	
SABINAS	SB17	0.43	99.37		-25.27		25.27	
SABINAS	SB18		99.79		-25.84	-29.8	-3.96	
SABINAS	SB19		99.80		-25		25.00	-124.00
SABINAS	SB20		99.80		-25.12	-29.42	-4.30	-128.10
SABINAS	SB21		99.80		-25.7	-30.17		-125.80
SABINAS	SB22	0.27	96.50	-5.73	-25.42	-29.95	-4.53	-157.00
SABINAS	SB23		99.79		-24.62			-138.70
SABINAS	SB24		99.78		-24.93	-29.54		-118.30
SABINAS	SB25	0.93	98.82	-12.51	-26.17		26.17	
SABINAS	SB26	0.39	97.72		-26.05		26.05	
SABINAS	SB27		99.58		-26.2			
SABINAS	SB28		99.60		-25.85			
SABINAS	SB29		99.60		-26.18	-32.65		-131.40
SABINAS	SB30		99.57		-26.21	-33.98		-136.20
SABINAS	SB31		99.58		-26.02	-32.2		-148.30

Tabla 5.6. Resultados isotópicos del gas metano en muestras de pozos profundos perforados en la Cuenca de Sabinas. (Análisis proporcionados por Martínez, 2012).

Zona	Pozos		%Gas		Composición Isotópica(0/00)			
		%CO2	%CH4	δ13C CO2	δ 13C Metano	δ 13C Etano	δ 13C 2-1	δ 13H Metano
P. NEGRAS	PN1	0.76	93.17		-38.2	-20.54	17.66	
P. NEGRAS	PN2		89.68		-40.51	-26.21		-224.50
P. NEGRAS	PN3		89.68		-40.51	-26.21		-144.40
P. NEGRAS	PN4	0.47	92.80	-18.42	-38.43	-21.68	16.75	-143.00
P. NEGRAS	PN5		93.61	-7.41	-38.32	-22.22		
P. NEGRAS	PN6	2.01	87.78		-39.87	-22.81	17.06	
P. NEGRAS	PN7		87.53		-40.73	-25.22		
P. NEGRAS	PN8	0.86	95.37		-36.48	-19.19	17.29	
P. NEGRAS	PN9		95.73		-36.64	-19.31		-134.10
P. NEGRAS	PN10	0.19	89.61		-39.22	-28.99	10.23	
P. NEGRAS	PN11	0	92.54		-40.78	-24.23	16.55	
P. NEGRAS	PN12		91.76		-40.59	-26.2		
P. NEGRAS	PN13				-38.48	-22.31		
P. NEGRAS	PN14	0.09	82.19		-50.62	-31.92	18.7	
P. NEGRAS	PN15		83.39		-42.08	-26.04		-196.10
P. NEGRAS	PN16	0.57	90.63		-38.46	-21.42	17.04	
P. NEGRAS	PN17		88.20	-8.28	-39.16	-22.63		
P. NEGRAS	PN18	0.09	58.56		-47.13		47.13	
P. NEGRAS	PN19		99.20		-47.36	-28.71		
P. NEGRAS	PN20	0	0.00		-47.36		43.36	
P. NEGRAS	PN21	1.39	98.27	-11.97	-33.18		33.18	
P. NEGRAS	PN22		99.63		-33.65	-34.55		-133.30
P. NEGRAS	PN23	41.3	58.25	-3.77	-25.41		25.41	
P. NEGRAS	PN24	0.31	94.00	-3.36	-39.97	-22.55	17.42	147
P. NEGRAS	PN25		94.98					
P. NEGRAS	PN26	0.88	93.23	-11.93	-39.19	-21.94	17.25	

Tabla 5.7. Resultados isotópicos de muestras de gas metano en pozos para el área de Piedras Negras (Análisis proporcionados por Martínez, 2012).

Muestra	X	Y	Puntos	%Ro	dst	Muestra	X	Y	Puntos	%Ro	dst
EDB-01	287072	3088341	169	1,1	0.1393	ESA-01	270601	3038962	152	1,2	0.0928
JUN 1 Y 2	262923	3097913	105	1,06	0.1128	ESB-01	257708	3058429	150	1,24	0.077
ALADINO	270211	3073126	153	1,18	0.1437	ESI-01	274845	3097660	154	0,9	0.1268
ALPHA-1	292614	3071999	152	1,39	0.1123	ESR-01	276637	3058366	170	1,2	0.088
BALUARTE-01	284460	3018176	150	1,35	0.0113	ETM-01	302687	3071592	154	1,2	0.124
CAS-1	262722	3032503	68	1,27	0.836	FC-01	261976	3097209	155	1,25	0.1
CLOETE CENTRO	283456	3089825	100	0.95	0.1254	FC-01	261976	3097209	155	0,91	0.1
DIS-01	277797	29992516	154	1,5	0.1062	GAL-1	286947	3076834	154	1,2	0.1157
EAA-01	286372	3088902	152	0,9	0.1017	MEZ-01	292271	3077177	104	1,31	0.1016
EAD-01	302070	3032035	158	1,25	0.103	MIG-1	286880	3084770	109	1,03	0.2081
EAV-01	270212	3073118	144	1,25	0.1092	MINA ELAMO	263417	3096510	102	0,94	0.2771
EEA-01	280027	3094009	150	1	0.08	MUP-01	314101	3044473	153	0,94	0.0579
EL AGUILA	283108	3093663	101	0,93	0.0927	NAR-1	261976	3097209	113	1,08	0.1466
ELA-01	276526	3026027	185	1,45	0.1533	OAS-01	246780	3092211	100	1,45	0.1532
ELP-01	272349	3061524	156	1,25	0.0922	OBYA-01	265554	3040589	101	0,77	0.1005
EM2-01	265873	3078577	170	1,2	0.0674	P0Z0 SARALI	283069	3092926	151	0,93	0.1017
EMB-01	293302	3076598	140	1,5	0.0546	P0Z0/18	280002	3094000	160	0,93	0.0566
EMS-01	267698	3059919	150	1,25	0.0876	FLORIDA	266788	3060053	103	0,98	0.2478
EPC-01	279951	3092972	122	1,1	0.0144	PRG-01	302245	3032910	103	1,05	0.1193
EPG-01	283118	3093732	152	1	0.0893	SIL-1	276975	2993639	110	1,6	0,19985
EPS-01	283247	3057623	163	1,25	0.1122	STD-1	265888	3060833	151	1,1	0.1239
						TITA-01	275972	3066500	102	1,18	0.0967
						PROMEDIO	**DE**	**%Ro**		**1,209**	

Tabla 5.8 Resultados de la refelctancia medida en vitrinitas, en carbones de la Cuenca de Sabinas. %Ro= random reflectancia, Puntos= número de puntos medidos, dst= desviación estándar.

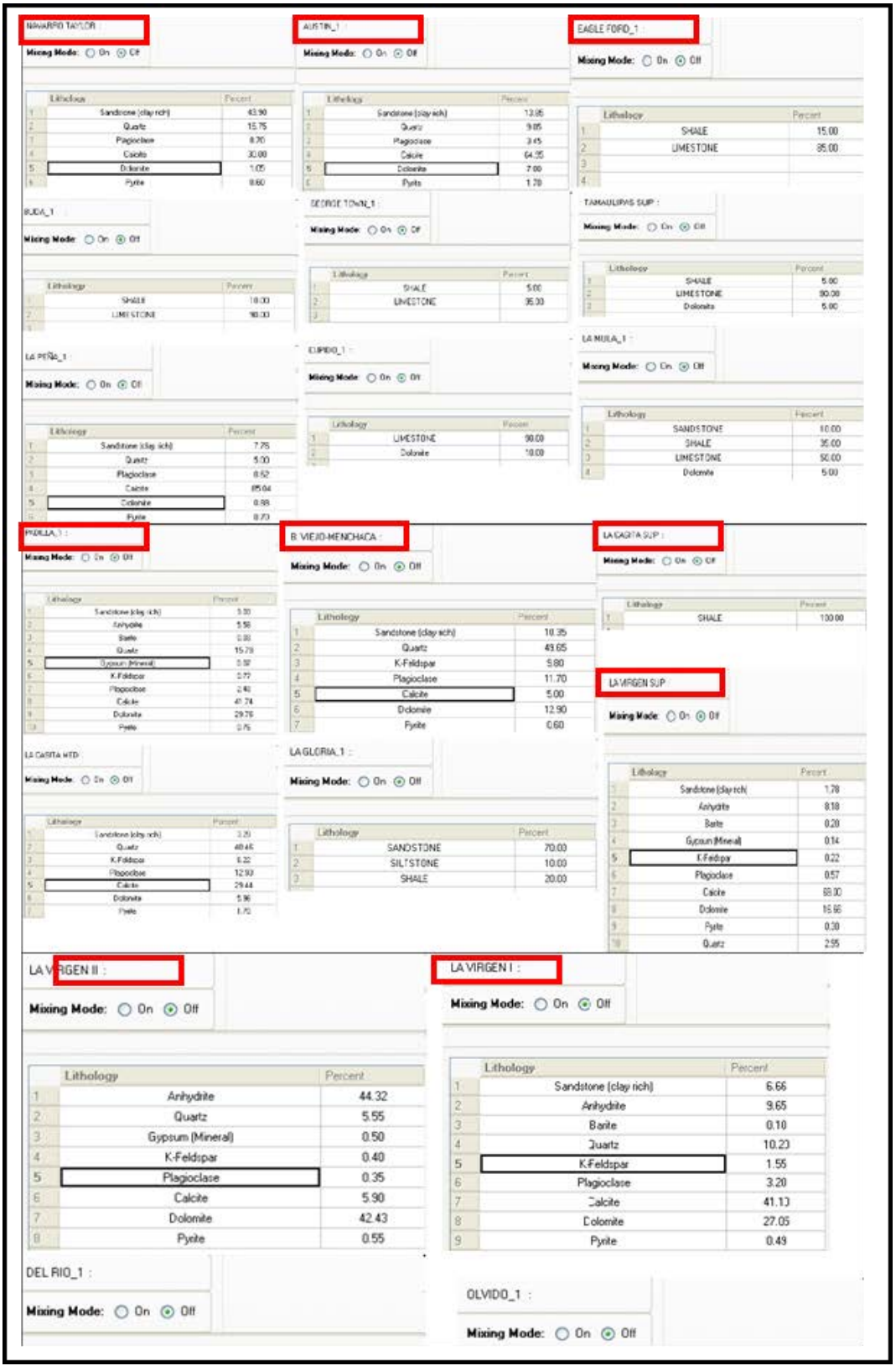


Tabla 5.9. Composición mineralógica de las facies en las formaciones consideradas en el modelado.

Tabla 6

Muestra	X	Y	FM.	%Ro	TOC	IH	IO	Tmax	S1	S2	S3
F-16	518005	3252342	Casita	1,05	0,55	9	66	441	0,00	0,05	0,36
F28	500564	3247702	Casita	-	8,04	7	77	443	0,06	0,60	6,21
F29	534515	3279816	Casita	-	8,37	7	81	436	0,04	0,60	6,76
F30	535938	3282307	Casita	-	18,71	14	77	426	0,10	2,71	14,45
F31	533119	3282027	Casita	-	4,66	4	124	436	0,03	0,21	5,76
F32	548160	3266279	Casita	-	2,37	8	124	443	0,05	0,20	2,92
F33	552459	3260060	Casita	-	8,60	29	70	421	0,10	2,46	6,05
PI-01	509080	3343136	Ojinaga	1,60	0,37	13	114	454	0,01	0,05	0,42
Pl-04	508338	3342695	Ojinaga	2,00	0,77	1	49	593	0,00	0,01	0,37
PI-05	508354	3342676	Ojinaga	0,87	0,80	0	49	599	0,00	0,01	0,40
PI-06	508369	3342677	Ojinaga	1,85	0,65	13	41	454	0,00	0,08	0,27
PI-07	506635	3342107	Ojinaga	1,50	0,54	4	60	505	0,01	0,02	0,32
PI-02	508736	3343048	Ojinaga	1,60	1,74	73	20	460	0,05	1,27	0,36
EC-083	522638	3330580	Ojinaga	-	0,50	4	117	479	0,07	0,02	0,59
EC-086	522275	3331266	Ojinaga	-	0,64	2	37	493	0,09	0,01	0,24
EC-087	522493	3331133	Ojinaga	-	0,57	2	83	485	0,04	0,01	0,47
EC-104	522738	3341647	Ojinaga	-	1,43	2	57	405	0,05	0,03	0,82
EC-115	521661	3322150	Ojinaga	-	1,64	162	67	441	0,24	2,65	1,10
EC-128	520290	3343162	Ojinaga	-	0,41	28	107	462	0,12	0,11	0,44
EC-131	517381	3355068	Ojinaga	-	0,98	93	77	442	0,08	0,90	0,75
EC-134	521255	3344643	Ojinaga	-	0,60	151	94	439	0,18	0,90	0,57
EC-140	522793	3341533	Ojinaga	-	1,17	32	66	365	0,13	0,37	0,77
EC-150	516778	3335773	Ojinaga	-	0,34	3	192	457	0,04	0,01	0,65
EC-151	516778	3335773	Ojinaga	-	0,64	10	106	451	0,09	0,06	0,69
EC-152	516778	3335773	Ojinaga	-	0,77	1	88	493	0,01	0,01	0,68
EC-153	523853	3344856	Ojinaga	-	0,55	11	101	454	0,01	0,06	0,56
EC/155	523871	3345196	Ojinaga	-	0,90	21	89	407	0,01	0,19	0,81
EC-089	520642	3323305	Ojinaga	-	0,71	3	74	603	0,09	0,02	0,52
GE-15	521985	3341401	Ojinaga	-	2,09	342	46	432	0,12	7,14	0,97
CD-051	531020	3269198	Ojinaga	-	0,83	80	80	443	0,00	0,66	0,66
CDO-053	527709	3264144	Ojinaga	1,04	2,09	81	42	450	0,04	1,68	0,87
CDO-063	513431	3272194	Ojinaga	1,08	1,10	133	50	448	0,04	1,47	0,55
CDO-064	528326	3268015	Ojinaga	0,94	2,50	227	45	437	0,04	5,67	1,13
EC039	510220	3273089	Ojinaga	-	1,24	0	56	499	0,00	0,10	0,70
EC051	529767	3291561	Ojinaga	-	0,23	34	181	454	0,03	0,08	0,41
EC052	531384	3294849	Ojinaga	-	0,63	25	81	495	0,04	0,16	0,51
EC053	489881	3268981	Ojinaga	-	1,28	18	36	485	0,06	0,23	0,46
EC060	530378	3295471	Ojinaga	-	0,03	419	773	568	0,03	0,12	0,22
EC061	530092	3295396	Ojinaga	-	1,50	11	59	442	0,07	0,16	0,88
EC067	519483	3344333	Ojinaga	-	2,21	100	35	452	0,42	2,20	0,76
EC-156	507439	3274074	Ojinaga	0,70	0,55	7	102	511	0,00	0,04	0,56
EC58	530179	3295703	Ojinaga	-	1,33	17	76	429	0,06	0,23	1,01
JH-215	528790	3267964	Ojinaga	1,26	1,48	323	21	436	0,11	4,79	0,31
SGM-M1	521946	3342409	Ojinaga	0,99	0,45	5	89	600	0,00	0,02	0,40
PI-01A	509080	3343136	Peña	-	0,30	14	89	462	0,00	0,04	0,26
PI-03	508754	3342883	Peña	-	0,43	0	65	587	0,00	0,00	0,28
PI-3	508754	3342883	Peña	-	0,46	0	100	338	0,00	0,00	0,46
EC026	475310	3324543	Peña	-	0,17	36	223	481	0,02	0,06	0,37
EC035	469192	3310141	Peña	-	3,26	30	30	461	0,23	0,98	0,99
F-12	517998	3252272	Peña	1,17	0,64	15	54	349	0,05	0,10	0,34
F15	518009	3252329	Peña	-	0,65	0	71	-42	0,00	0,00	0,46
JHR-053	489881	3268981	Peña	-	0,57	32	66	511	0,03	0,19	0,38

Continuación Tabla 6

Muestra	X	Y	FM.	%Ro	TOC	IH	IO	Tmax	S1	S2	S3
JHR194	489976	3269108	Peña	1,86	0,94	16	52	590	0,02	0,15	0,49
JHR201	489938	3268984	Peña	2,16	1,34	13	21	601	0,04	0,17	0,28
JHR203	489882	3268947	Peña	2,13	1,25	12	19	601	0,06	0,15	0,24
JHR208	489823	3268893	Peña	2,40	0,52	23	62	516	0,03	0,12	0,32
JHR209	489793	3268836	Peña	2,18	0,66	26	45	519	0,03	0,17	0,29
JHR211	489776	3268812	Peña	1,62	0,77	24	50	510	0,03	0,19	0,39
ING/1	576934	3230955	San Carlos	0,95	23,56	10	77	464	0,05	2,26	18,08
JAS/7	552097	3260215	San Carlos	0,50	19,50	51	68	428	0,39	9,91	13,34
JAS-9	548746	3265974	San Carlos	0,42	2,44	13	91	439	0,01	0,32	2,23
LAJ/1	619058	3223283	San Carlos	0,57	7,62	113	77	431	0,21	8,60	5,89
JASO-1	538077	3278147	San Carlos	0,45	8,31	10	87	443	0,05	0,82	7,25
JASO-2	534474	3279768	San Carlos	0,55	3,81	8	101	436	0,01	0,29	3,86
JASO-3	535924	3282290	San Carlos	0,44	9,21	27	103	431	0,03	2,45	9,49
JASO-4	533109	3282027	San Carlos	0,57	3,68	4	153	437	0,01	0,16	5,64
JASO-5	548179	3266242	San Carlos	0,47	2,50	6	120	442	0,00	0,15	3,01
JASO-6	552460	3260058	San Carlos	0,53	5,43	16	83	424	0,02	0,89	4,49
COF-1	580439	3225622	San Carlos	0,95	21,68	13	25	587	0,02	2,84	5,49
COF-2	580439	3225622	San Carlos	1,02	36,86	11	46	585	0,04	4,24	16,89
COF-3	583669	3233493	San Carlos	1,55	*30,47*	*1*	*60*	*606*	*0,01*	*0,16*	*18,29*
COF-5	576938	3230956	San Carlos	0,72	*4,61*	*3*	*59*	*605*	*0,00*	*0,15*	*2,74*
COF-6	556261	3230763	San Carlos	0,30	27,84	122	65	448	0,05	34,04	18,07
COF-7	556261	3230763	San Carlos	0,28	31,82	130	50	449	0,07	41,22	15,86
COF-8	583687	3233523	San Carlos	1,44	*1,53*	*1*	*60*	*517*	*0,00*	*0,01*	*0,92*
COF-10	576839	3231108	San Carlos	0,41	1,19	9	69	434	0,00	0,11	0,82
COF-12	617154	3226038	San Carlos	0,43	7,44	96	92	426	0,09	7,17	6,81
COF-13	617154	3226038	San Carlos	0,82	6,21	53	68	428	0,19	3,29	4,25
COF-14	617231	3225985	San Carlos	0,50	2,33	15	111	443	0,03	0,35	2,57
COF-16	616252	3225346	San Carlos	0,46	4,91	31	236	432	0,02	1,51	11,61
COF-17	619137	3223329	San Carlos	0,42	10,32	85	87	434	0,16	8,80	8,96
COF-18	619137	3223329	San Carlos	0,49	*1,81*	*6*	*92*	*445*	*0,00*	*0,11*	*1,66*
COF-19	619077	3223303	San Carlos	0,72	14,07	130	50	418	0,46	18,26	6,98
COF-20	619077	3223303	San Carlos	0,37	18,53	76	79	420	0,32	14,01	14,56
TOF-10	576839	3231108	San Carlos	0,47	32,23	167	4	459	0,58	53,78	1,39
COF-11	584128	3232217	San Carlos	-	*0,38*	*0*	*0*	*447*	*0,00*	*0,00*	*0,00*
F34	552092	3260215	San Carlos	-	36,71	62	54	429	0,93	22,84	19,93
F59	536597	3280899	San Carlos	-	28,27	12	82	438	0,08	3,49	23,06
F63	527940	3283047	San Carlos	-	0,99	12	68	497	0,03	0,12	0,68
F64	534610	3284541	San Carlos	-	6,85	11	74	448	0,03	0,76	5,08
F65	532455	3282062	San Carlos	0,65	6,69	6	105	442	0,06	0,38	7,02
F66	551555	3260716	San Carlos	0,60	21,90	70	50	425	0,62	15,25	10,98
F67	548744	3265977	San Carlos	-	1,81	11	102	443	0,04	0,20	1,85
F68	548945	3265105	San Carlos	0,44	5,62	128	42	436	0,11	7,19	2,34
MADRONO-01	580601	3225658	San Carlos	0,95	32,71	8	48	534	0,00	2,52	15,60
MADRONO-02	580601	3225658	San Carlos	1,05	42,43	40	35	448	0,01	17,13	14,70
MINA-3 MARIAS	629925	3224564	Benevides	-	2,09	628	54	430	1,95	13,14	1,14

Tabla 6. Resultados obtenidos de la pirolisis efectuada a las muestras de la Cuenca de Chihuahua.. TOC = wt. % total organic carbón, S1, S2 = mg hydrocarbóns, S3 = mg CO2, IH = hydrogen Index (S2*100/TOC), OI = Oxygen Index (S3*100/ TOC), PI=Production Index (S1 /(S1+S2)) , %Ro medido (INCAR).

MUESTRA	X	Y	CH4	%Vitrinita	%Liptinita	%Inertinita
ING-1	576934	3230955	1.19	65.90	0.80	33.10
JAS-7	552097	3260215	0.00	98.70	0.40	0.70
JAS-9	548746	3265974	0.00	0.00	0.00	0.00
LAJ-1	619058	3223283	0.00	0.00	0.00	0.00
JASO-5	548179	3266242	0.00	0.00	0.00	0.00
JASO-1	538077	3278147	0.00	0.00	0.00	0.00
JASO-2	534474	3279768	0.00	0.00	0.00	0.00
JASO-3	535924	3282290	0.00	0.00	0.00	0.00
JASO-4	533109	3282027	0.00	0.00	0.00	0.00
PI-01	552460	3260058	0.23	70.30	3.90	25.70
PI-04	508338	3342695	3.71	23.00	5.70	71.20
PI-05	508354	3342676	0.12	67.00	4.50	28.30
PI-06	508369	3342677	2.20	95.80	2.80	1.20
PI-02	508736	3343048	1.72	28.00	0.60	71.20
COF-1	580439	3225622	0.00	59.00	0.70	40.20
COF-2	580439	3225622	0.19	23.10	0.70	76.00
COF-3	583669	3233493	4.88	25.50	0.40	73.90
COF-5	576938	3230956	4.52	69.40	3.90	26.60
COF-6	556261	3230763	0.05	35.30	9.10	55.40
COF-12	617154	3226038	3.19	80.60	8.80	10.50
COF-13	617154	3226038	0.00	0.00	0.00	0.00
COF-14	617231	3225985	0.00	0.00	0.00	0.00
COF-16	616252	3225346	0.00	0.00	0.00	0.00
COF-17	619137	3223329	0.00	0.00	0.00	0.00
COF-18	619137	3223329	0.00	0.00	0.00	0.00
COF-19	619077	3223303	0.00	0.00	0.00	0.00
COF-20	619077	3223303	0.00	0.00	0.00	0.00
TOF-10	576839	3231108	0.28	78.00	7.80	14.10

Tabla 6.1. Resultados para la estimación de producción de metano en base a los análisis elementales, Rock-Eval y de porcentajes de macerales estimados para las formaciones San Carlos y Ojinaga en muestras de la Cuenca de Chihuahua.

MUESTRA	N	C	H	O	S	CENZ	HUM	H+CEZ	C SECO	H SECO	O SECO	H/C	O/C
ING-1	0,71	32,26	2,22	20,04	1,33	37,04	13,07	50,11	37,11	2,55	23,05	0,83	0,47
JAS-7	0,62	20,74	2,15	0,05	2,16	51,42	8,81	60,23	22,74	2,35	0,05	1,24	0,00
JAS-9	0,17	2,57	1,08	8,18	1,01	81,26	7,93	89,19	2,79	1,17	8,88	5,02	2,39
LAJ-1	0,32	8,79	1,52	7,72	<0,05	71,54	8,65	80,19	9,62	1,66	8,45	2,08	0,66
JASO-1	0,37	9,33	0,97	10,73	<0,05	75,10	4,54	79,64	9,77	1,01	11,24	1,24	0,86
JASO-2	<0,05	6,10	0,91	6,78	<0,05	84,51	3,02	87,53	6,28	0,94	6,99	1,79	0,83
JASO-3	0,13	11,91	1,24	14,21	<0,05	71,08	5,30	76,38	12,57	1,30	15,01	1,24	0,90
JASO-4	<0,05	6,28	1,07	9,29	<0,05	82,12	5,40	87,52	6,64	1,13	9,82	2,04	1,11
JASO-5	<0,05	5,01	1,06	8,86	<0,05	83,52	5,82	89,34	5,32	1,12	9,40	2,53	1,33
JASO-6	0,06	7,80	1,17	10,53	<0,05	79,63	5,92	85,55	8,29	1,24	11,19	1,79	1,01
PI-01	<0,05	5,11	0,47	3,22	<0,05	93,45	0,34	93,79	5,12	0,47	3,23	1,10	0,47
PI-04	<0,05	7,06	0,38	13,66	<0,05	78,23	0,94	79,17	7,13	0,38	13,79	0,64	1,45
PI-05	<0,05	6,31	0,41	10,78	<0,05	81,91	1,08	82,99	6,37	0,41	10,90	0,77	1,28
PI-06	<0,05	5,62	0,42	8,59	<0,05	84,19	1,25	85,44	5,69	0,43	8,70	0,90	1,15
PI-07	<0,05	1,86	0,60	6,14	<0,05	89,48	1,06	90,54	1,87	0,61	6,20	3,88	2,48
PI-02	<0,05	7,45	0,38	11,27	<0,05	79,56	1,04	80,60	7,52	0,38	11,39	0,61	1,14
COF-1	0,47	21,65	1,33	8,71	0,69	53,05	9,49	62,54	23,91	1,47	9,62	0,74	0,30
COF-2	0,84	43,91	2,12	14,72	0,78	32,80	12,03	44,83	49,91	2,40	16,73	0,58	0,25
COF-3	0,48	21,73	1,11	9,58	0,81	53,53	13,43	66,96	25,10	1,28	11,07	0,61	0,33
COF-5	0,53	18,93	1,39	14,58	0,68	39,17	16,80	55,97	22,75	1,67	17,52	0,88	0,58
COF-6	1,82	59,54	3,53	21,26	<0,05	9,78	21,97	31,75	76,30	4,52	27,25	0,71	0,27
COF-7	1,79	59,05	3,76	20,98	<0,05	13,11	21,11	34,22	74,84	4,76	26,59	0,76	0,27
COF-8	<0,05	0,28	0,51	4,13	<0,05	88,01	5,06	93,07	0,29	0,54	4,35	21,86	11,06
COF-10	<0,05	1,04	0,37	6,40	<0,05	83,02	10,57	93,59	1,16	0,41	7,15	4,23	4,63
COF-12	0,35	5,61	0,71	7,04	<0,05	73,62	6,74	80,36	6,01	0,76	7,54	1,52	0,94
COF-13	0,36	8,99	1,18	8,51	<0,05	67,08	7,32	74,40	9,69	1,27	9,18	1,57	0,71
COF-14	0,21	0,36	1,06	8,35	<0,05	75,32	10,58	85,90	0,40	1,19	9,33	35,83	17,63
COF-16	0,36	0,81	0,58	6,21	<0,05	80,21	6,34	86,55	0,86	0,61	6,63	8,52	5,75
COF-17	0,28	6,10	1,07	8,59	<0,05	72,43	8,54	80,97	6,67	1,17	9,39	2,10	1,06
COF-18	<0,05	2,29	1,14	7,26	<0,05	77,90	10,77	88,67	2,56	1,28	8,13	5,99	2,38
COF-19	0,51	16,77	1,76	14,67	<0,05	37,68	12,29	49,97	19,11	2,01	16,73	1,26	0,66
COF-20	0,39	10,29	1,45	11,21	<0,05	57,59	10,82	68,41	11,53	1,62	12,57	1,69	0,82
TOF-04	0,51	27,95	2,03	6,99	<0,05	58,05	3,16	61,21	28,86	2,10	7,21	0,87	0,19
EC-083	<0,05	2,88	0,57	8,59	<0,05	85,42	1,21	86,63	2,91	0,58	8,70	2,38	2,24
EC-086	<0,05	2,13	0,63	6,12	<0,05	88,23	2,04	90,27	2,17	0,64	6,25	3,52	2,15
EC-087	<0,05	2,57	0,37	7,68	<0,05	86,90	1,19	88,09	2,60	0,37	7,77	1,70	2,24
EC-104	<0,05	3,90	0,53	10,47	<0,05	84,93	2,00	86,93	3,97	0,54	10,68	1,63	2,02
EC-115	<0,05	5,93	0,62	14,07	<0,05	77,89	1,46	79,35	6,02	0,62	14,28	1,24	1,78
EC-128	<0,05	1,35	0,31	5,01	<0,05	90,68	1,27	91,95	1,37	0,31	5,07	2,71	2,78
EC-131	<0,05	3,30	0,70	9,48	<0,05	84,04	1,79	85,83	3,36	0,71	9,65	2,53	2,16
EC-134	<0,05	7,05	0,32	18,94	<0,05	72,47	0,83	73,30	7,11	0,32	19,10	0,54	2,01
EC-140	<0,05	4,14	0,24	10,25	<0,05	83,97	0,38	84,35	4,15	0,24	10,29	0,68	1,86
EC-150	<0,05	4,79	0,30	13,73	<0,05	79,96	0,16	80,12	4,79	0,30	13,75	0,75	2,15
EC-151	<0,05	3,83	0,56	11,03	<0,05	83,27	0,82	84,09	3,86	0,56	11,12	1,76	2,16
EC-152	<0,05	5,73	0,55	15,82	<0,05	76,19	1,58	77,77	5,82	0,55	16,07	1,14	2,07
EC-153	<0,05	5,11	0,47	9,54	<0,05	85,12	0,74	85,86	5,14	0,47	9,61	1,10	1,40
EC-155	<0,05	7,06	0,41	13,42	<0,05	78,45	1,54	79,99	7,17	0,41	13,62	0,69	1,43
EC-189	<0,05	7,09	0,40	17,70	<0,05	73,36	0,69	74,05	7,14	0,40	17,82	0,67	1,87
GE-15	<0,05	6,27	0,68	14,74	<0,05	78,32	1,04	79,36	6,33	0,68	14,89	1,29	1,76
PI-01A	<0,05	3,65	0,40	3,96	<0,05	92,46	0,27	92,73	3,65	0,40	3,97	1,30	0,81
PI-03	<0,05	5,06	0,41	10,03	<0,05	83,80	0,01	83,81	5,06	0,41	10,03	0,97	1,49
PI-3	<0,05	6,87	0,41	8,58	<0,05	84,67	1,78	86,45	6,99	0,42	8,74	0,72	0,94

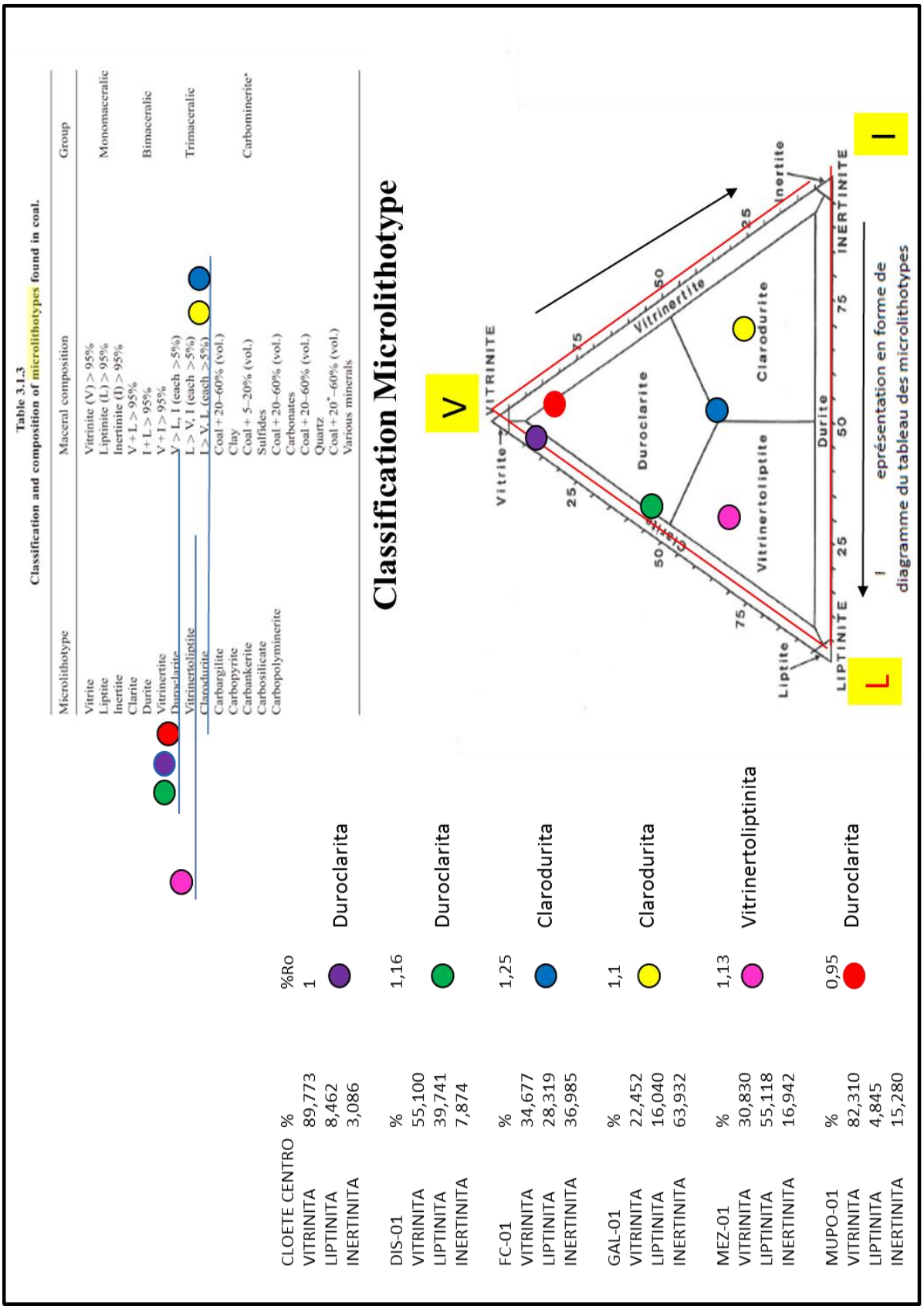
Tabla 6.2.- Resultados del análisis elemental, de humedad y ceniza en las muestras de la Cuenca de Chihuahua.* Laboratorios del SGM, Centro Experimental. Chihuahua..

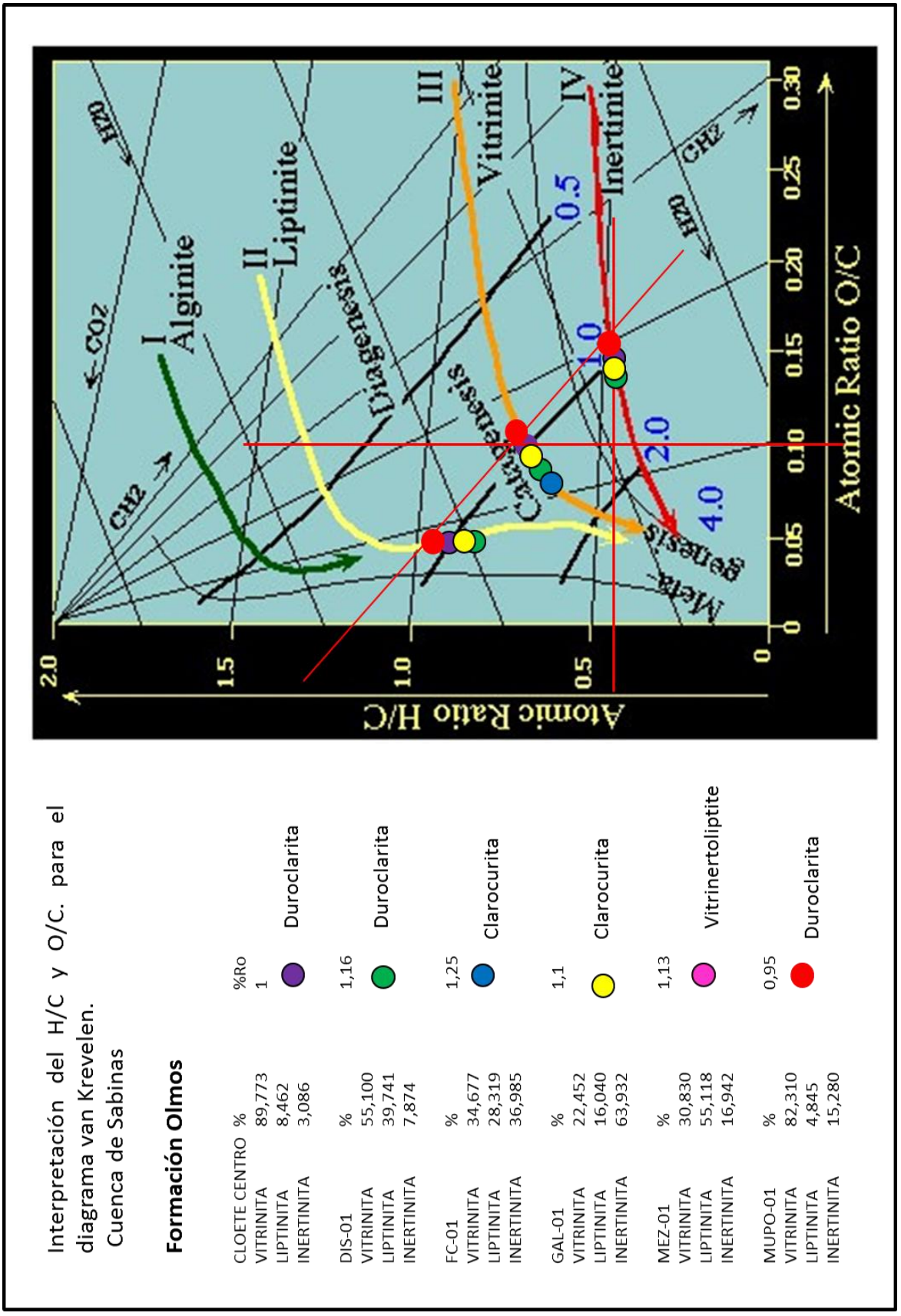
Muestra	FM.	%Ro	No Pts	Ds	Muestra	FM.	%Ro	No Pts	Ds
ING/1	San Carlos	0,91	103	0,099466	JASO-1	San Carlos	0,57	61	0,1690
COF-1	San Carlos	0,97	29	0,17644	JASO-2	San Carlos	0,56	53	0,1250
COF-2	San Carlos	1,12	49	0,41510	JASO-3	San Carlos	0,44	101	0,1944
COF-3	San Carlos	1,58	59	0,62185	JASO-4	San Carlos	0,57	80	0,1328
COF-5	San Carlos	0,92	103	0,09947	JASO-5	San Carlos	0,47	----	----
COF-6	San Carlos	0,30	----	----	JASO-6	San Carlos	0,53	100	0,1823
COF-7	San Carlos	0,28	48	0,06743	JASO-8	San Carlos	0,43	51	0,1730
COF-8	San Carlos	1,44	50	0,82750	JAS/7	San Carlos	0,50	88	0,1060
COF-10	San Carlos	0,41	50	0,10766	JAS-9	San Carlos	0,42	63	0,1589
TOF-10	San Carlos	0,47	29	0,34755	F65	San Carlos	0,65	----	----
MADRONO-01	San Carlos	0,95	121	0,13644	F66	San Carlos	0,60	----	----
MADRONO-02	San Carlos	1,02	154	0,18391	F68	San Carlos	0,44	----	----
Carbón	**S. Rica**	**0,86**	**promédio**		**Carbón**	**Jaso**	**0,52**	**promédio**	
LAJ/1	San Carlos	0,57	80	0,189917	PI-01	Ojinaga	1,27	50	0,4162
COF-12	San Carlos	0,43	50	0,16457	Pl-04	Ojinaga	2,10	50	0,4824
COF-13	San Carlos	0,82	50	0,26924	PI-05	Ojinaga	0,87	50	0,4615
COF-14	San Carlos	0,50	20	0,18482	PI-06	Ojinaga	1,70	69	0,5025
COF15	San Carlos	0,35		0,12157	PI-07	Ojinaga	1,30	50	0,2810
COF-16	San Carlos	0,47	60	0,45884	PI-02	Ojinaga	1,73	52	0,5799
COF-17	San Carlos	0,42	50	0,15015	CDO-053	Ojinaga	1,04	----	----
COF-18	San Carlos	0,49	55	0,10186	CDO-063	Ojinaga	1,08	----	----
COF-19	San Carlos	0,72	101	0,27402	CDO-064	Ojinaga	0,94	----	----
COF-20	San Carlos	0,37	50	0,13379	EC-156	Ojinaga	0,70	8	0,1118
Carbón	**N. Lajitas**	**0,51**	**promédio**		JH-215	Ojinaga	1,26		
F-16	Casita	1,01	11	0,420608	SGM-M1	Ojinaga	0,99	50	0,2904
F-12	Peña	1,05	56	0,503244	**Lutitas**	**Ojinaga**	**1,25**	**promédio**	
JHR194	Peña	1,86	----	----	JHR203	Peña	2,13	----	----
JHR201	Peña	2,16	----	----	JHR208	Peña	2,40	----	----
JHR211	Peña	1,62	----	----	JHR209	Peña	2,18	----	----

Tabla 6.4, valores de reflectancia, número de puntos y desviación estándar para las muestras de Chihuahua. %Ro= random reflectancia, No Pts = número de puntos medidos, dst= desviación estándar, -----, = centro experimental Chihuahua.

Anexo 4. Resultados de la interpretación y análisis de imágenes de macerales de carbón y lutitas carbonosas, en esta parte del trabajo solamente se seleccionaron 6 muestras representativas de cada una de las cuencas analizadas. Los resultados obtenidos se presentan en tres figuras y tablas para cada una de las impetraciones realizadas, concluyendo que los resultados obtenidos mediante esta técnica de análisis se ajustan a los resultados obtenidos mediante resultados de laboratorio, capítulos 5 y 6, principalmente en lo que se refiere al origen del kerogeno analizado, que corresponde en todos los casos a materia orgánica de tipo III, al poder reflector de la vitrinita y al balance de masas H/C y O/C, estos tres parámetros interpretados se ajustan a los obtenidos mediante análisis de laboratorio y de medición directa del poder reflector de la vitrinita.

Cuenca de Sabinas. Clasificación de los litotipos en las muestras seleccionadas.




Interpretación del H/C y O/C. para el diagrama van Krevelen.
Cuenca de Sabinas
Formación Olmos
Atomic Ratio H/C
Atomic Ratio O/C
I Alginite
II Liptinite
III Vitrinite
IV Inertinite
Diagenesis
Catagenesis
Metagenesis
H2O
CO2
CH2
0.5
1.0
2.0
4.0
CLOETE CENTRO % %Ro
VITRINITA 89,773 1 Duroclarita
LIPTINITA 8,462
INERTINITA 3,086
DIS-01 % 1,16
VITRINITA 55,100 Duroclarita
LIPTINITA 39,741
INERTINITA 7,874
FC-01 % 1,25
VITRINITA 34,677 Clarocurita
LIPTINITA 28,319
INERTINITA 36,985
GAL-01 % 1,1
VITRINITA 22,452 Clarocurita
LIPTINITA 16,040
INERTINITA 63,932
MEZ-01 % 1,13
VITRINITA 30,830 Vitrinertoliptite
LIPTINITA 55,118
INERTINITA 16,942
MUPO-01 % 0,95
VITRINITA 82,310 Duroclarita
LIPTINITA 4,845
INERTINITA 15,280

Carbones de la Cuenca de Sabinas.
Analizados e interpretados mediante imágenes de macerales.

Formación Olmos

CLOETE CENTRO	H/C	O/C
VITRINITA	0,7185356	0,09860214
DIS-01	H/C	O/C
VITRINITA	0,6863232	0,08008669
FC-01	H/C	O/C
VITRINITA	0,7933685	0,09541395
GAL-01	H/C	O/C
VITRINITA	0,5699056	0,1175712
MEZ-01	H/C	O/C
VITRINITA	0,7072456	0,07847362
LIPTINITA		
INERTINITA		
MUPO-01	H/C	O/C
VITRINITA	0,7305845	0,1747229
INERTINITA		

Resultado de la interpretación de H/C y O/C, diagrama van Krevelen. Cuenca de Sabinas, la mayoría de las muestras están en la zona madura o de catagenesis, sobre la rama de MO, tipo III, una muestra esta casi en el limite catagenesis diagenesis y una muestra mas esta fuera de la línea de carbones en la zona de catagenesis.

Estos resultados interpretados a través de imágenes de macerales se ajustan a los resultados obtenidos mediante análisis de laboratorio, (capitulo 5).

Cuenca de Chihuahua. Clasificación de los litotipos en las muestras seleccionadas.

Interpretación y clasificación de macerales por medio de imágenes de macerales del carbón y de lutitas carbonosas.

Carbones de la Cuenca de Chihuahua, Mexico.

Formación San Carlos y Ojinaga

JASO-01	%	0,45
VITRINITA	24,411	
LIPTINITA	68,667	
INERTINITA	9,674	

Clarodurita

JASO-04	%	0,57
VITRINITA	55,725	
LIPTINITA	36,045	
INERTINITA	9,782	

Duroclarita

JAS-7	%	0,5
VITRINITA	35,597	
LIPTINITA	51,573	
INERTINITA	15,112	

Clarodurita

PI-07	%	1,5
VITRINITA	62,211	
LIPTINITA	29,730	
INERTINITA	5,223	

Duroclarita

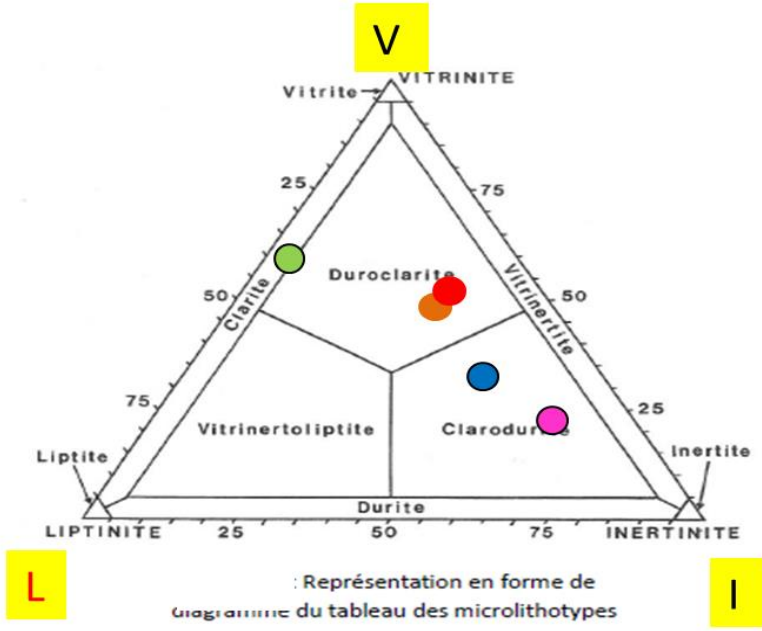
PI-05	%	0,87
VITRINITA	51,554	
LIPTINITA	14,810	
INERTINITA	36,832	

Duroclarita

Table 3.1.3
Classification and composition of microlithotypes found in coal.

Microlithotype	Maceral composition	Group
Vitrite	Vitrinite (V) > 95%	
Liptite	Liptinite (L) > 95%	Monomaceralic
Inertite	Inertinite (I) > 95%	
Clarite	V + L > 95%	
Durite	I + L > 95%	Bimaceralic
Vitrinertite	V + I > 95%	
Duroclarite	V > L, I (each >5%)	
Vitrinertoliptite	L > V, I (each >5%)	Trimaceralic
Clarodurite	I > V, L (each >5%)	
Carbargilite	Coal + 20–60% (vol.)	
Carbopyrite	Clay	
Carbankerite	Coal + 5–20% (vol.)	Carbominerite*
Carbosilicate	Sulfides	
Carbopolyminerite	Coal + 20–60% (vol.)	
	Carbonates	
	Coal + 20–60% (vol.)	
	Quartz	
	Coal + 20*–60% (vol.)	
	Various minerals	

Classification Microlithotype

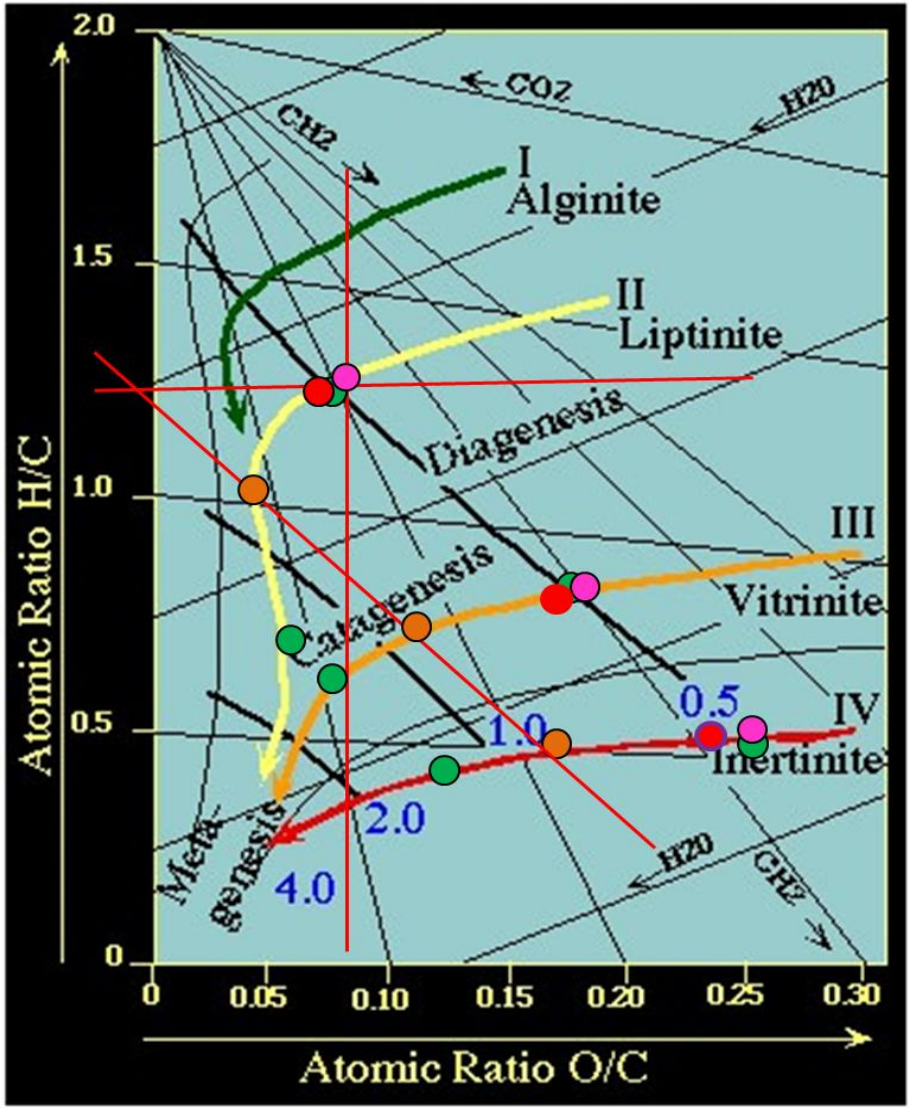


: Représentation en forme de diagramme du tableau des microlithotypes

Interpretación del H/C y O/C. para el diagrama van Krevelen. Carbón y lutitas carbonosas.
Cuenca de Chihuahua

Formación San Carlos y Ojinaga

JASO-01	%	0,45
VITRINITA	24,411	
LIPTINITA	68,667	Clarodurita
INERTINITA	9,674	
JASO-04	%	0,57
VITRINITA	55,725	
LIPTINITA	36,045	Duroclarita
INERTINITA	9,782	
JAS-7	%	0,5
VITRINITA	35,597	
LIPTINITA	51,573	Clarodurita
INERTINITA	15,112	
PI-07	%	1,5
VITRINITA	62,211	
LIPTINITA	29,730	Duroclarita
INERTINITA	5,223	
PI-05	%	0,87
VITRINITA	51,554	
LIPTINITA	14,810	Duroclarita
INERTINITA	36,832	

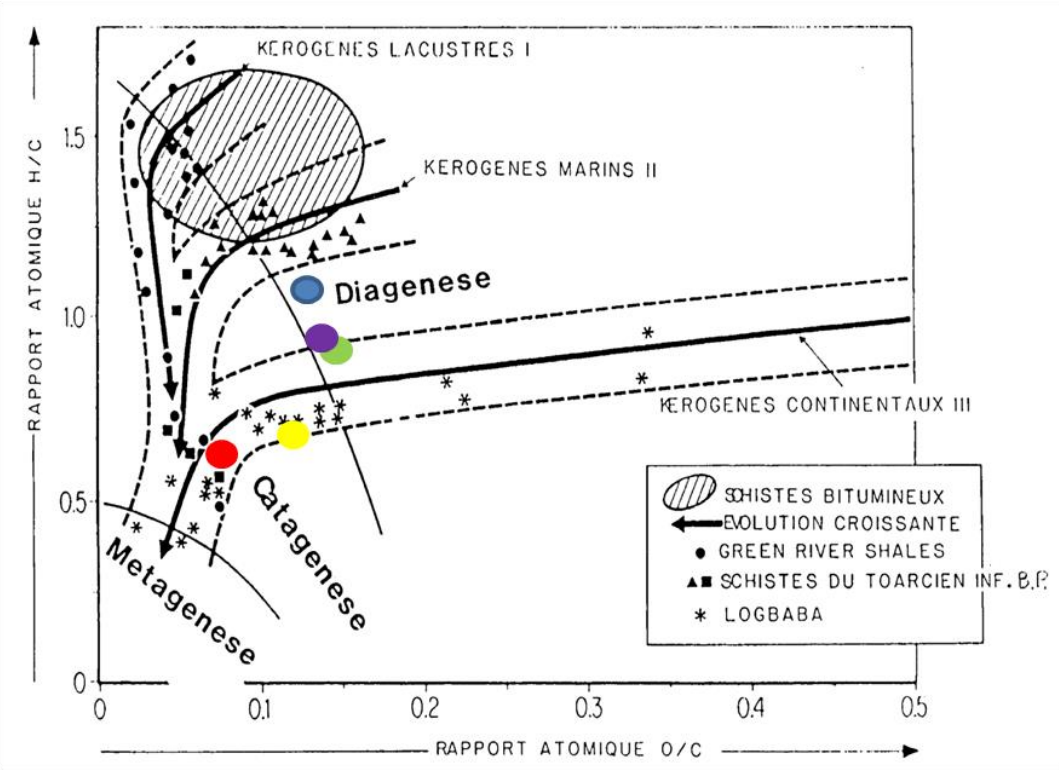


Carbones y lutitas carbonosas de la Cuenca de Chihuahua.
Formaciones San Carlos y Ojinaga

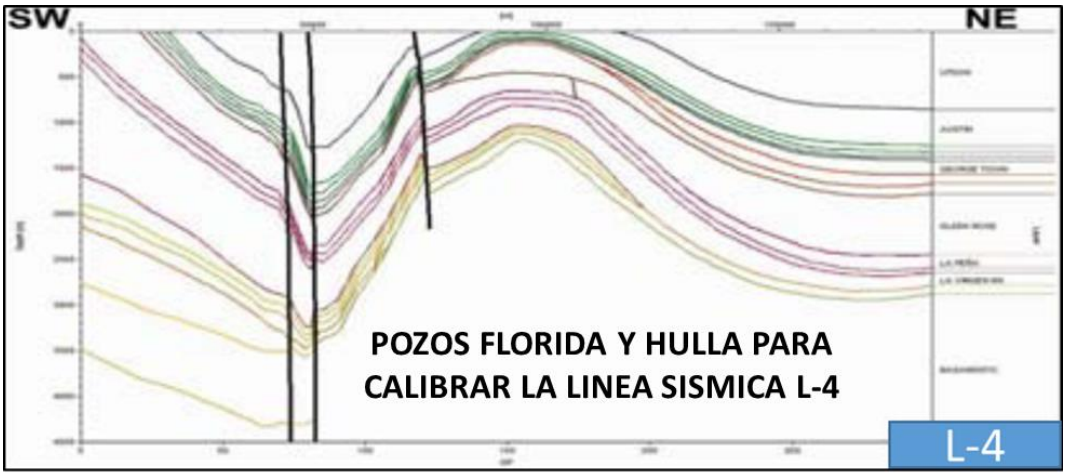
JASO-01	H/C	O/C
VITRINITA	1,1050513	0,1230584
LIPTINITA		
INERTINITA		
JASO-04	H/C	O/C
VITRINITA	0,8908851	0,1434408
LIPTINITA		
INERTINITA		
JAS-7	H/C	O/C
VITRINITA	0,9275485	0,13486132
LIPTINITA		
INERTINITA		
PI-07	H/C	O/C
VITRINITA	0,602268	0,067131
LIPTINITA		
INERTINITA		
PI-05	H/C	O/C
VITRINITA	0,7078654	0,1264326
LIPTINITA		
INERTINITA		

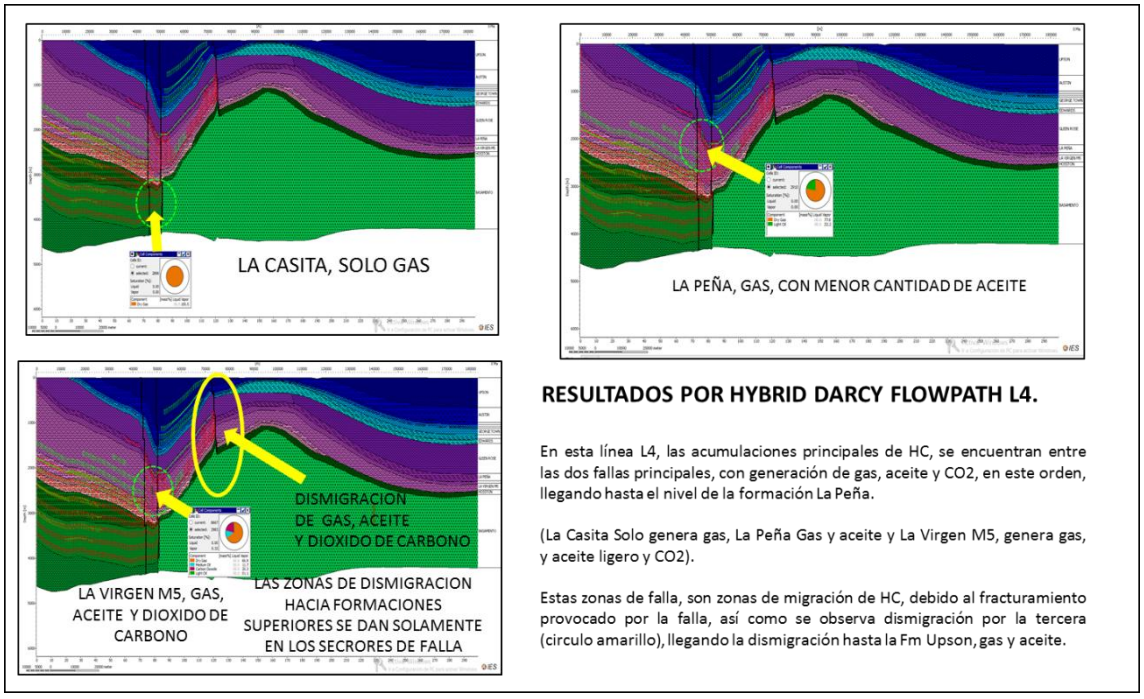
Resultado de la interpretación de H/C y O/C, diagrama van Krevelen. Cuenca de Chihuahua, tres de la las muestras se encuentran en etapa inmadura o diagenesis, sobre la rama de MO, tipo III, dos muestras están en la etapa madura o de catagenesis.

Estos resultados interpretados a través de imágenes de macerales se ajustan a los resultados obtenidos mediante análisis de laboratorio, (capitulo 6).



Anexo 5. Resultados del modelado numérico 2D, de las líneas sísmicas seleccionadas es este trabajo, para interpretar zonas de dismigración de HC hacia la superficie, o hasta llegar a los carbones de la Formación Olmos.





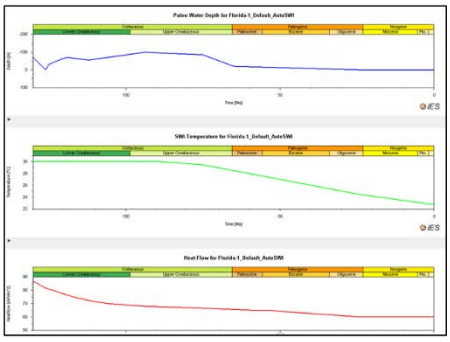
Anexo 5. La interpretación y modelado de esta línea sísmica, (L-4), muestra los sectores donde se puede apreciar la migración de HC, hacia las formaciones superiores, estas se dan principalmente por los sectores de las zonas de falla. En rojo son los vectores de gas, en verde son los vectores de aceite, los círculos amarillos indican las principales rutas de migración.

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Erosion	0	0	0	1800	65.50	49.00	49.00	24.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Navarro- Taylor	0	260	260	0	83.50	65.50	0.00	0.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Austin	260	436	176	0	89.00	83.50	0.00	0.00	SB_AUSTIN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Eagle Ford	436	713	277	0	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	0.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	400.00
Buda - Del Rio	713	769	56	0	104.00	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
George Town	769	883	114	0	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Tamaulipas Sup.	883	1357	474	0	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Peña	1357	1424	67	0	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	0.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	500.00
Cupido	1424	1557	133	0	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M5	1557	2153	596	0	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M2	2153	2344	191	0	124.20	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M1	2344	2520	176	0	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2520	2643	123	0	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	Seal Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2643	2758	115	0	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Source Rock	3.00	Pepper&Corvi(1995)_TIIIH(DE)_SABINAS_BASSIN	300.00
						130.00							

Age [Ma]	PWD [m]
0.00	0
24.00	0
65.00	-20
75.00	-85
89.00	-95
93.50	-100
112.00	-55
119.00	-70
121.00	-60
125.00	-30
126.00	0
130.00	-70

Age [Ma]	SWIT [°C]
0.00	22.74
24.00	24.43
65.00	28.47
75.00	29.45
89.00	30.00
93.50	30.00
112.00	30.00
119.00	30.00
121.00	30.00
125.00	30.00
126.00	30.00
130.00	30.00

Age [Ma]	HF [mW/m^2]
0.00	60.00
24.00	60.00
49.00	64.00
53.48	65.00
58.72	65.00
80.13	67.00
93.96	68.00
105.80	70.00
111.30	72.00
116.93	74.89
126.15	81.81
130.00	86.71



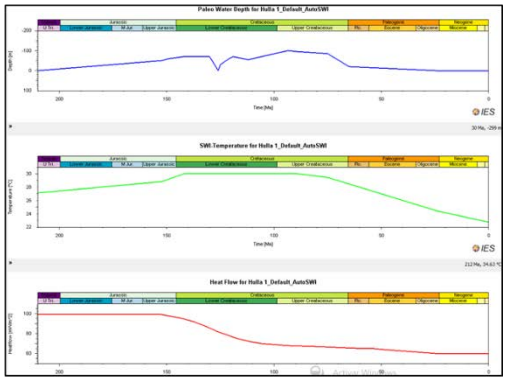
Anexo 5.1. Principales parámetros petrofísicos utilizados para la construcción y calibración de los modelos 2D, utilizando como base los parámetros petrofísicos del pozo Florida-1.

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI [mgHC/gTOC]
Erosion	0	0	0	1420	65.50	49.00	49.00	24.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Navarro Taylor	0	408	408	0	83.50	65.50	0.00	0.00	SB_NAVARRO_TAYLOR	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Austin	408	779	371	0	89.00	83.50	0.00	0.00	SB_AUSTIN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Eagle Ford	779	845	66	0	93.50	89.00	0.00	0.00	SB_EAGLE FORD	Source Rock	0.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	500.00
Buda-Del Rio	845	908	63	0	104.00	93.50	0.00	0.00	SB_BUDA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
George Town	908	1025	117	0	110.00	104.00	0.00	0.00	SB_GEORGE TOWN	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Tamaulipas Superior	1025	1489	464	0	112.00	110.00	0.00	0.00	SB_UPPER TAMAULIPAS	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Peña	1489	1560	71	0	119.00	112.00	0.00	0.00	SB_LA PEÑA	Source Rock	0.00	Martinez (2012)_T2(LaPena_EFord-Sabinas)	400.00
Cupido	1560	1680	120	0	121.00	119.00	0.00	0.00	SB_CUPIDO	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M5	1680	1870	190	0	121.80	121.00	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M5	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M2	1870	2460	590	0	124.20	121.80	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M2	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Virgen M1	2460	2522	62	0	125.00	124.20	0.00	0.00	SB_LA VIRGEN M1	Seal Rock	0.00	none	0.00
La Mula	2522	2645	123	0	126.00	125.00	0.00	0.00	SB_LA MULA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
Padilla	2645	2746	101	0	130.00	126.00	0.00	0.00	SB_PADILLA	Overburden Rock	3.00	Pepper&Corvi(1995)_TIIIH(DE)_SABINAS_BASSIN	300.00
Barril Viejo-Menchaca	2746	3080	334	0	142.00	130.00	0.00	0.00	SB_BARRIL VIEJO	Reservoir Rock	0.00	none	0.00
La Casita sup	3080	3150	70	0	144.90	142.00	0.00	0.00	SB_UPPER LA CASITA	Overburden Rock	0.00	none	0.00
La Casita med	3150	3207	57	0	147.10	144.90	0.00	0.00	SB_MIDDLE LA CASITA	Source Rock	4.00	Martinez (2012)_T3(Casita-Sabinas)	400.00
Lechos Rojos	3207	3334	127	0	210.00	147.10	0.00	0.00	SB_RED BEDS	Overburden Rock	0.00	none	0.00
						210.00							

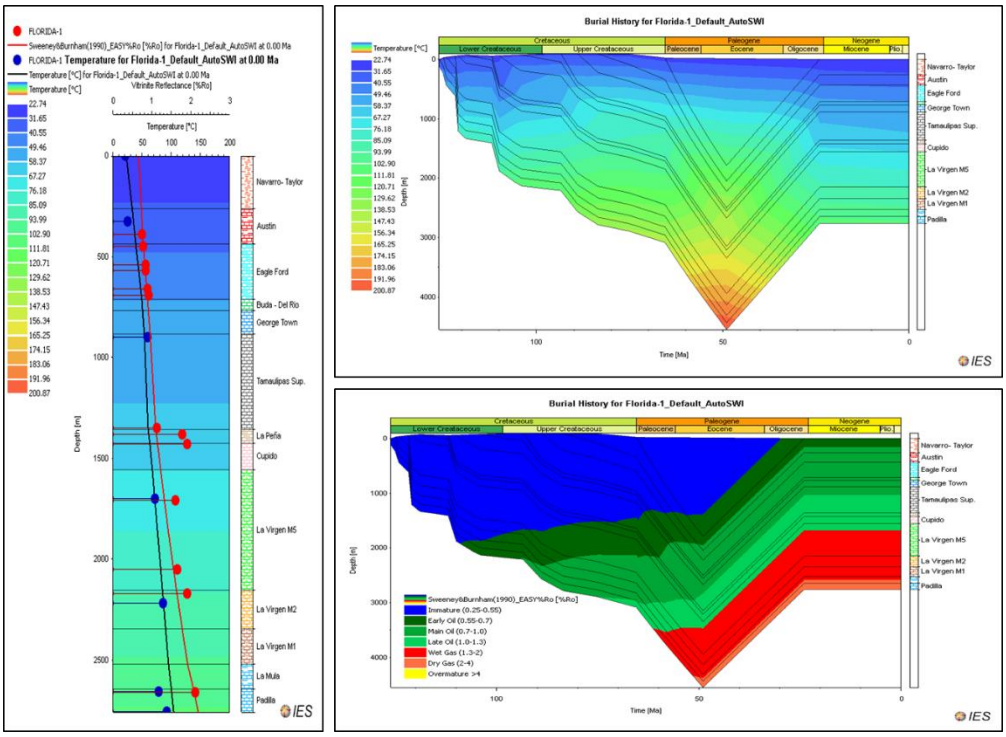
Age [Ma]	PWD [m]
0.00	0
24.00	0
65.00	-20
75.00	-85
89.00	-95
93.50	-100
112.00	-55
119.00	-70
121.00	-60
125.00	-30
126.00	0
130.00	-70
142.00	-70
149.00	-60
152.50	-50
210.00	0

Age [Ma]	SWIT [°C]
0.00	22.74
24.00	24.43
65.00	28.47
75.00	29.45
89.00	30.00
93.50	30.00
112.00	30.00
119.00	30.00
121.00	30.00
125.00	30.00
126.00	30.00
130.00	30.00
142.00	30.00
149.00	29.20
152.50	28.82
210.00	27.13

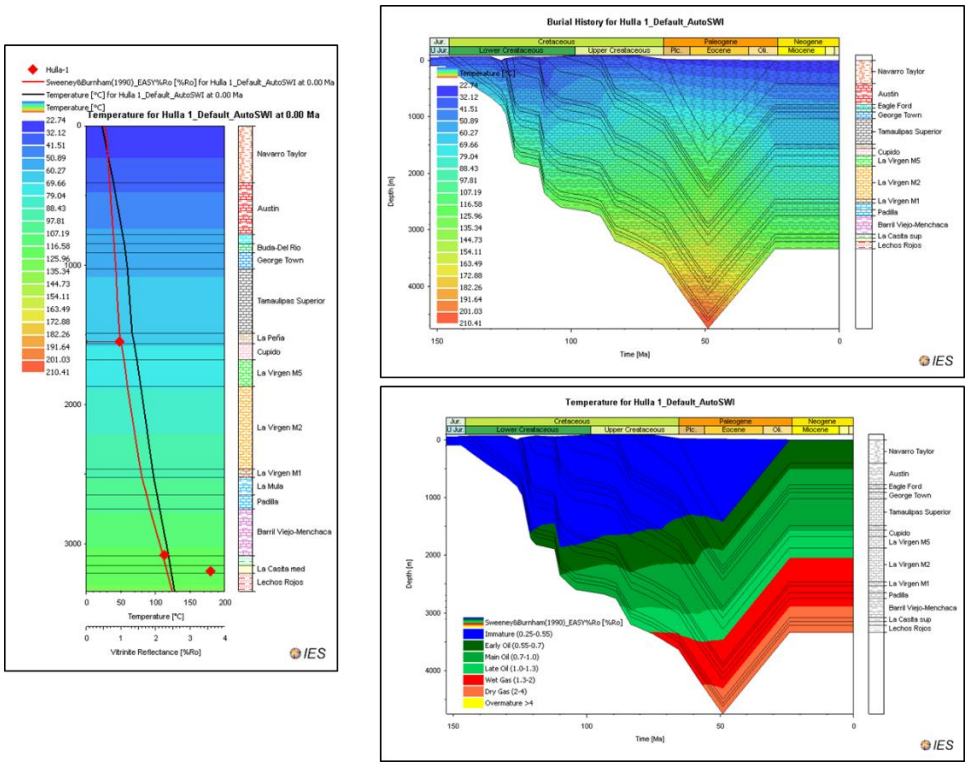
Age [Ma]	HF [mW/m^2]
0.00	60.00
24.00	60.00
49.00	64.00
53.48	65.00
58.72	65.00
80.13	67.00
93.96	68.00
105.80	70.00
111.30	72.00
116.93	74.89
126.15	81.81
131.26	86.71
137.02	91.61
143.80	95.65
152.50	99.00
210.00	99.00



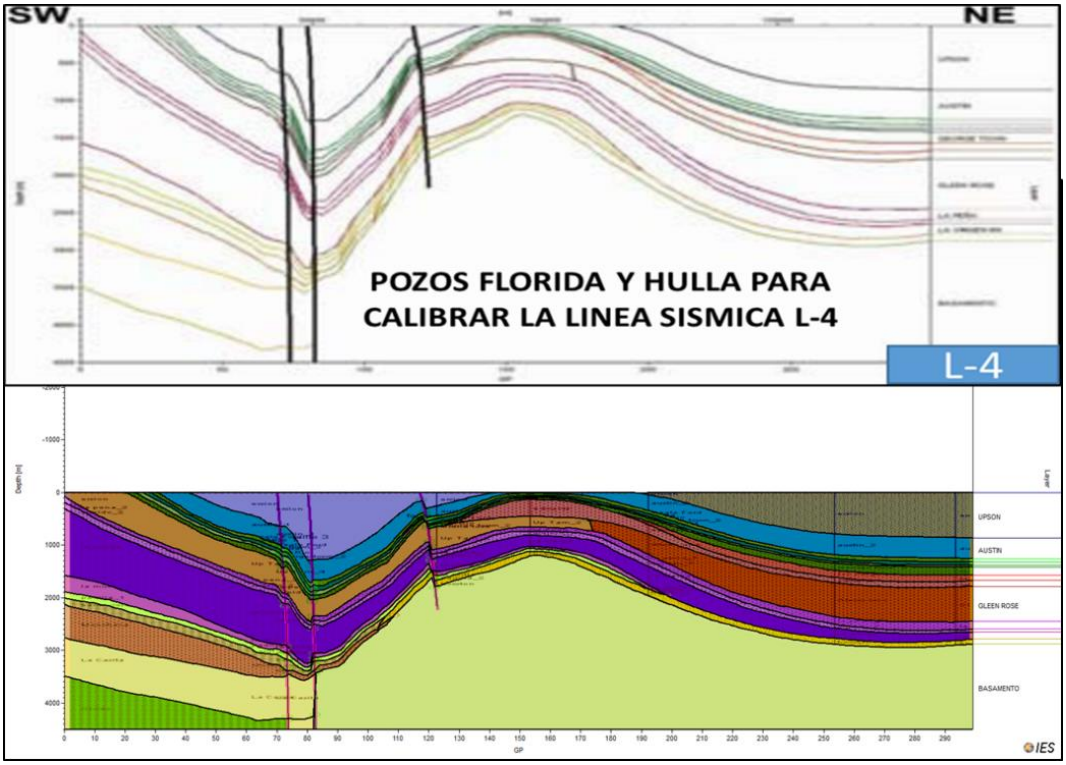
Anexo 5.2. Principales parámetros petrofísicos utilizados para la construcción y calibración de los modelos 2D, utilizando como base los parámetros petrofísicos del pozo Hulla-1.



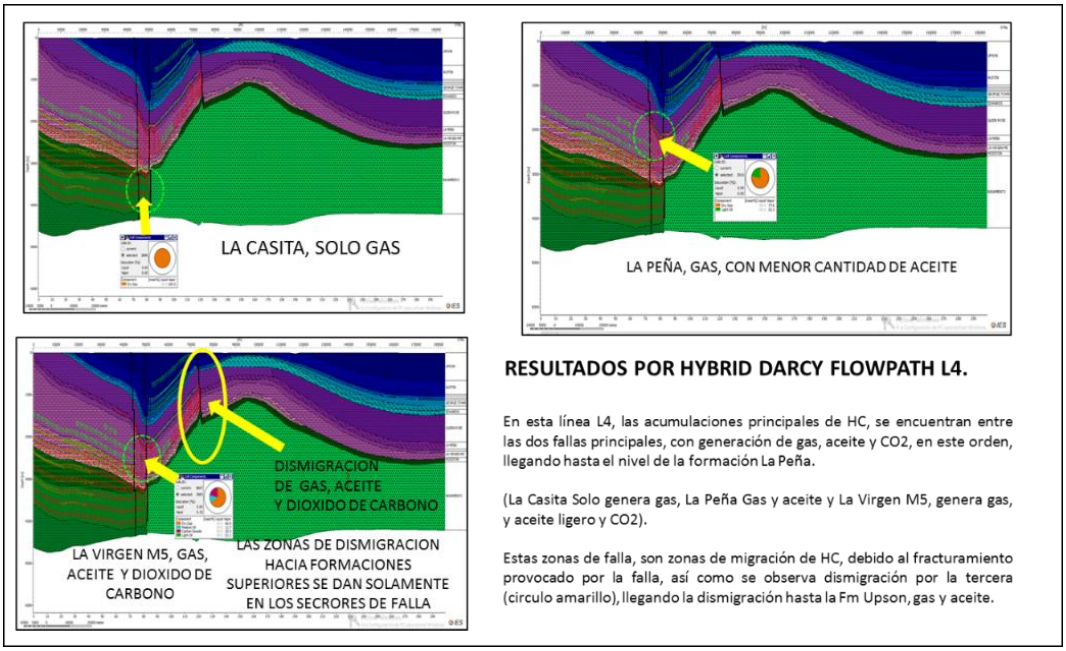
Anexo 5.3. Parámetros de Calibración 1D, del pozo Florida-1, curvas en azul son temperaturas de pozo, y en rojo son valores de reflectancia, ambas curvas se ajustan a los parámetros seleccionados para su calibración.



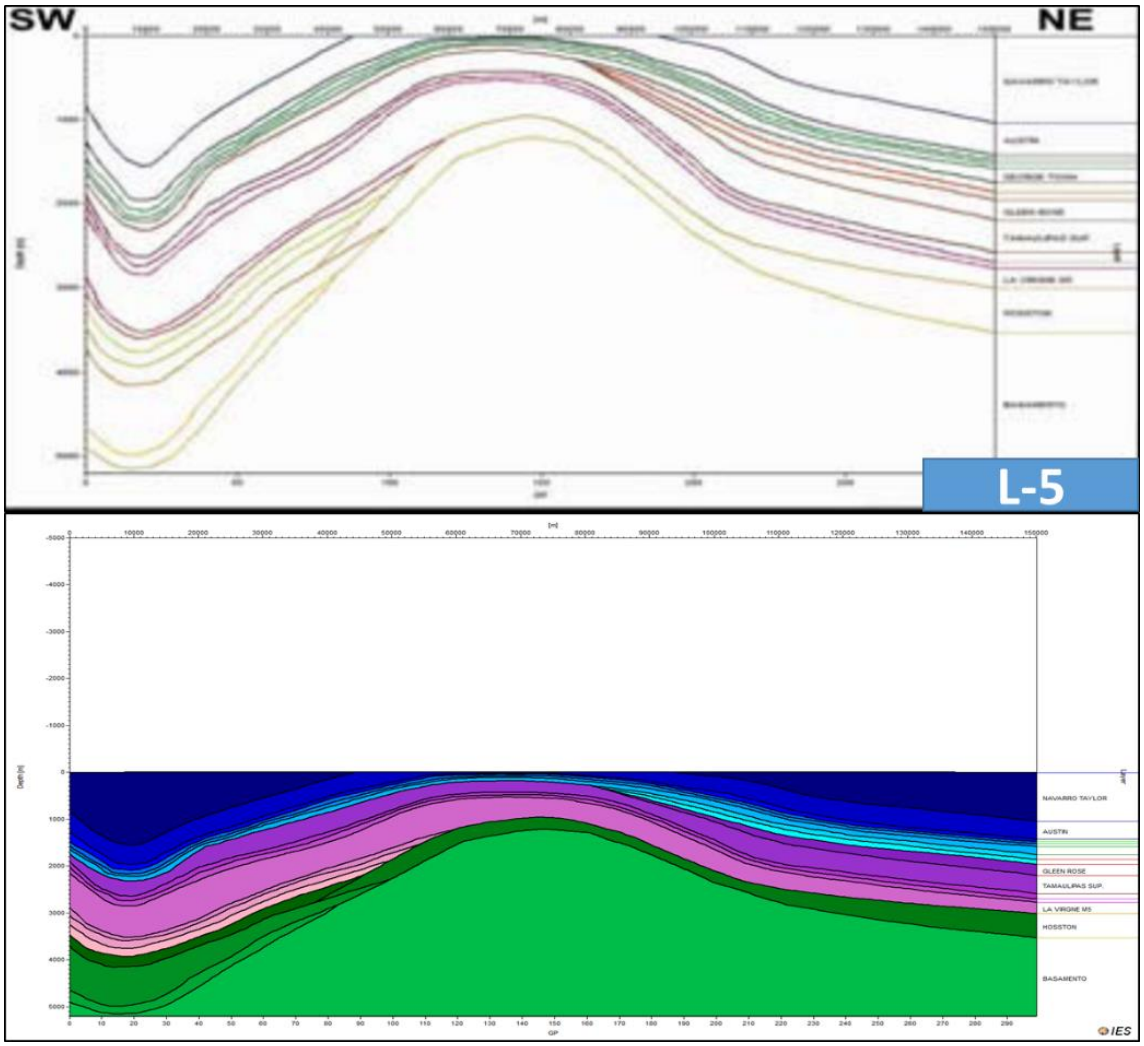
Anexo 5.4. Parámetros de Calibración 1D, del pozo hulla-1, la curvas en negro es temperatura de pozo, pero no se contó con este parámetro, en rojo son valores de reflectancia, los valores de reflectancia se ajustan a la curva para su calibración.



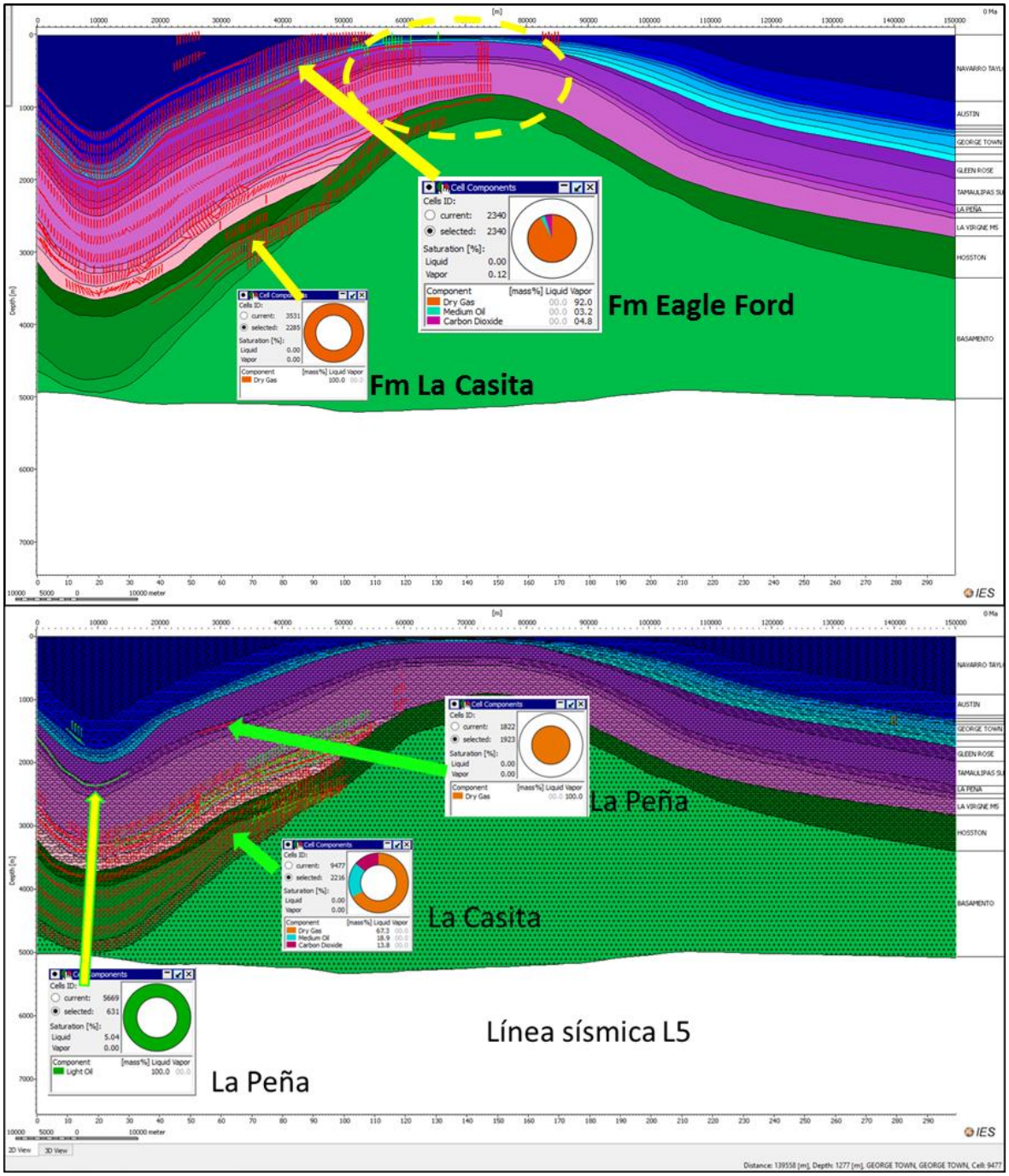
Anexo 5.5. Interpretación de la línea sísmica 4, calibrada con los datos petrofísicos y geoquímicos de los pozos Florida -1 y Hulla-1



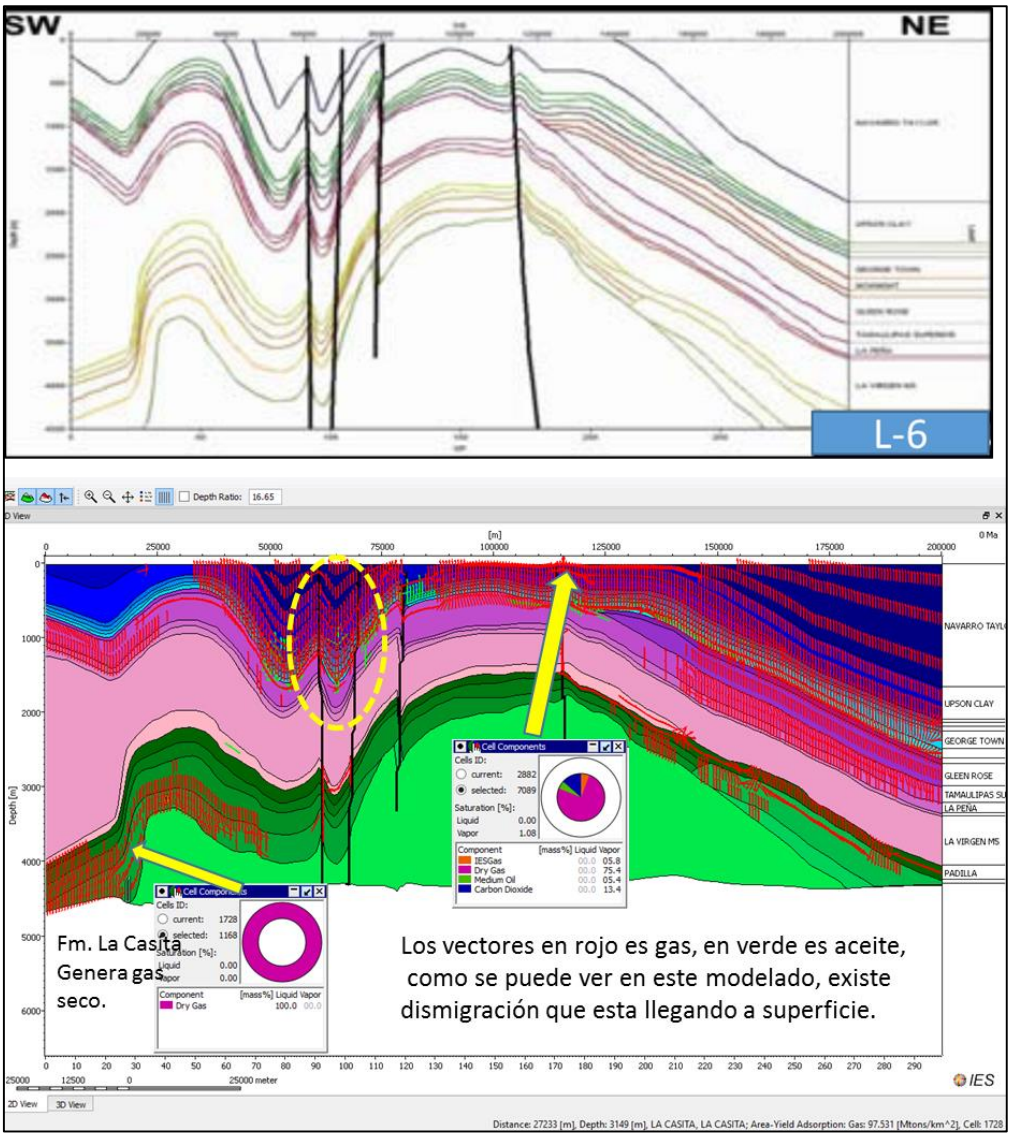
Anexo 5.6. La interpretación y modelado de esta línea sísmica, (L-4), muestra los sectores donde se puede apreciar la migración hacia las formaciones superiores, estas se dan principalmente por los sectores de las zonas de falla. En rojo son los vectores de gas, en verde son los vectores de aceite, los círculos amarillos indican las principales rutas de migración.



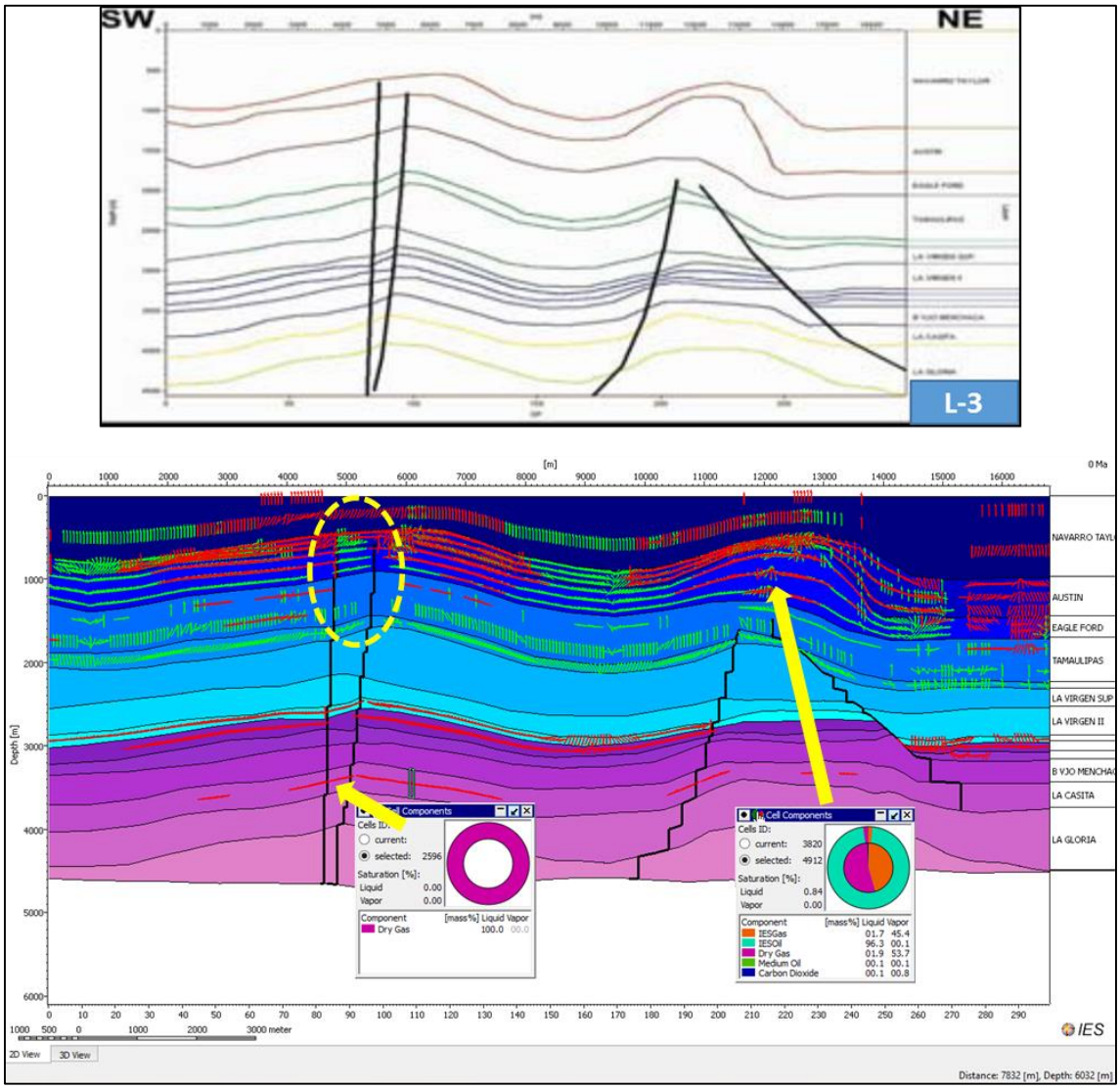
Anexo 5.7. Interpretación de la línea sísmica L-5, con PetroMod



Anexo 5.8. Interpretación de la línea sísmica L-5, donde se puede observar que las principales formaciones productoras de hidrocarburos de la cuenca, se encuentran produciendo principalmente gas, y aceite en menor proporción; los vectores de migración se observa que son principalmente gas, el cual está migrando por la parte superior del sinclinal, circulo amarillo, y parte de este gas está llegando hasta los carbones de la Formación Olmos.



Anexo 5.9. En el modelado de esta línea sísmica, (L-6), se puede corroborar la dismigración, principalmente de gas a las formaciones de superficie, y la principal zona de migración son los sectores de falla, circulo amarillo. También se puede corroborar que la Formación La Casita está generando solamente gas seco.



Anexo 5.10. En la interpretación y modelado de la línea sísmica (L-3), se muestra los sectores de migración del gas y del aceite hacia las formaciones superiores del modelo, (circulo amarillo), que se presenta principalmente sobre los sectores de falla. La formación La Casita se encuentra generando solamente gas seco, mientras que la formación Eagle Ford se encuentra generando gas y aceita.

Todos los modelos fueron interpretados mediante el método de migración de Hibrid (Darcy y Flowpath), para la generación y migración de hidrocarburos.

Anexo 6. Programa informático creado en Visual Basic 6, para la estimación de generación de gas metano a partir de capas de carbón y lutitas carbonosas.

"Programa para la estimación de generación de gas metano".

```
Dim i As Integer
Dim valeur As String
Dim nfilenum As Integer
Dim HC, OC, H, O, Ob, Hb, Cb, Tot, Totb, Hm, S, Cnd, PRV, Pcs, Pci As Double
Private Sub Command1_Click()
HC = Val(Text1.Text)
OC = Val(Text2.Text)
Hm = Val(Text3.Text)
Cnd = Val(Text4.Text)
'****************************************
C = 100 / (1 + (HC + 16 * OC) / 12)
H = HC * C / 12
O = 16 * OC * C / 12
Text5 = Str(Int(C * 100) / 100)
Text6 = Str(Int(H * 100) / 100)
Text7 = Str(Int(O * 100) / 100)
'****************************************
Cb = C * (1 - (Cnd + Hm) / 100)
Hb = H * (1 - (Cnd + Hm) / 100)
Ob = O * (1 - (Cnd + Hm) / 100)
Text8 = Str(Int(Cb * 100) / 100)
Text9 = Str(Int(Hb * 100) / 100)
Text10 = Str(Int(Ob * 100) / 100)
Text11 = Int(12 * Exp(-3.3 * HC) * 100) / 100
'************************************************
S = 0
Psc 80 * C = 340 * (H - O / 8) + 20 * S
Pci = Pcs - (54 * H) + 6 * Hm
Text12 = Int(Pcs)
Text13 = Int(Pci)
Pcs = Pcs * (1 - (Hm + Cnd) / 100)
Pci = Pci * (1 - (Hm + Cnd) / 100)
Text14 = Int(Pcs)
Text15 = Int(Pci)
'************************************************
Text17 = Str(Int(C + H + O) * 100) / 100)
Text18 = Str(Int(Cb + Hb + Ob) * 100) / 100)
End Sub
Public Sub Command2_Click()
nfilenum = FreeFile
Open Text13.Text For Binary Access Write As nfilenum
valeur = "PRV; H/C; O/C; %Cpur; %Hpur;"
valeur = valeur + " %Opur; %Cbrut; %Cbrut; %Hbrut;"
valeur = valeur + " %Obrut; %Cendres; %Humidité"
valeur = valeur + Chr(13) + Chr(10)
'PRV = Val (Text11)
HC = Val(Text1)
OC = Val(Text2)
C = Val(Text5)
H = Val(Text6)
O = Val(Text7)
Cb = Val(Text8)
Hb = Val(Text9)
Ob = Val(Text10)
Cnd = Val(Text4)
Hm = Val(Text3)
valeur = valeur + Text11 + ";" + Str(HC) + ";" + Str(OC)
valeur = valeur + ";" + Str(C) + ";" + Str(H) + ";"
valeur = valeur + Str(O) + ";" + Str(Cb) + ";" + Str(Hb)
valeur = valeur + ";" + Str(Ob) + ";" + Str(Cnd) + ";" + Str(Hb)
valeur = valeur + Chr(13) + Chr(10)
Put #nfilenum, 1, valeur
Close nfilenuim
End Sub
```

Résumé.

Une étude de caractérisation intégrée de pétrographie et géochimie organique a été réalisée dans les bassins de Sabinas et Chihuahua au Nord-Est du Mexique. Ces informations ont permis une modélisation numérique de la formation du gaz en considérant la subsidence thermique des charbons et des schistes à gaz.

Les objectifs de cette thèse sont les suivants:

- Mise en place d'une méthodologie de caractérisation des roches étudiées
- Estimation du potentiel générateur de gaz et sa distribution régionale
- Estimation des ressources en gaz méthane

Pour le développement de ce projet, nous avons mené une campagne intensive d'échantillonnage représentatif des charbons, shales carbonés et gaz «in situ». Pour le bassin de Sabinas nous avons étudié 97 échantillons et 114 pour le bassin de Chihuahua.

Les analyses effectuées sur l'ensemble des échantillons ont permis de caractériser la roche, les kérogènes, les huiles et les gaz. La méthodologie utilisée permet de croiser les informations pétrographiques et géochimiques pour pouvoir analyser le système pétrolier par modélisation numérique. Les analyses réalisées sont: réflectance% Ro, analyse élémentaire et immédiate, Rock Eval6 ® (Bulk Rock), δ13C, δD, (gaz de charbon), microscopie électronique à balayage, analyse d'images, analyse des macéraux et inclusions fluides.

Un programme informatique a été construit afin de croiser l'information des analyses des échantillons avec celle des expériences de maturation artificielle en laboratoire. Cette démarche nous à permis d'estimer les ressources en gaz méthane à la fois généré par les charbons et les shales gas.

Les principaux résultats obtenus pour le bassin de Sabinas sont les suivants:

- Le kérogène de la matière organique (MO) des charbons est de type III. Un mélange de type III et de type II forme la matière organique des shales gas.
- Les valeurs élevées d'IH des charbons, de 227 à 667 (avec une moyenne de 456) sont pour la première fois signalées dans le bassin de Sabinas.
- Les valeurs de réflectance des charbons varient de 0,8 à 1,5% PRV, avec une moyenne de 1,22% PRV.
- Les sous-bassins du nord sont les plus riches en matière organique avec des valeurs de 32 à 45% de COT.
- Une cartographie du gaz de charbon a été réalisée. Les courbes d'isovaleurs pour les quantités estimées de méthane ont défini deux zones de production avec des valeurs maximales: 3.9 à 5.5 m^3 / t de charbon.
- Une estimation théorique de la production de gaz de charbon dans le bassin montre des ressources de l'ordre de 221 361 milliards de pieds cubes PC.
- Les valeurs isotopiques mesurées à partir des échantillons de gaz «in situ» indiquent une origine thermogénique.

Les principaux résultats obtenus pour le bassin de Chihuahua sont les suivants:

- Le kérogène de charbons de la formation San Carlos est de type III.
- La plupart des échantillons de la formation San Carlos sont au début de la fenêtre à huile avec un taux de production d'hydrocarbures faible.
- Les plus grands isovaleurs de TOC%, (19 à 42%) pour la formation de San Carlos

sont situé vers la région de Sierra Rica.

- Les valeurs les plus basses en % TOC (3,7 à 7,45) sont situées dans la région de Jaso.
- Dans la région de Nuevo Lajitas, la richesse en % TOC est considérée comme intermédiaire.
- La région de Sierra Rica montre une production de gaz méthane, avec des valeurs estimées de 0,56 à 2,98 m^3 / t. Ce gaz est associé avec des couches de charbon de la formation San Carlos.
- Les zones Jaso et Nuevo Lajitas présentent une faible production de gaz méthane, avec des valeurs allant de 0,1 à un maximum 0,47 m^3 / t.
- La matière organique des shales carbonés de la formation Ojinaga correspond à une mélange de kérogènes de type II et III. Leur maturité se situe dans la fenêtre à gaz humide et gaz sec.
- La formation Ojinaga montre des bons niveaux de transformation de kérogène, avec une formation de méthane de l'ordre de 0,19 à 2,19 m^3 /t.
- Les formations La Casita et La Peña, sont dans la fenêtre à gaz humide, avec de faibles niveaux d'hydrocarbures libres.

En conclusion, parmi les deux bassins étudiés, c'est le bassin de Sabinas qui génère le plus de gaz à exploitation industriel. Cependant les roches mères du bassin de Chihuahua de type non conventionnel (gaz de schiste) montrent un bon potentiel pétrolier.

La méthodologie utilisée pour l'étude des kérogènes et des gaz dans les deux bassins est à notre avis la plus appropriée pour répondre aux objectifs proposés dans ce travail de thèse. Celle-ci permet de caractériser l'évolution thermique des charbons, shales gas (gaz de schiste), et roches mères pétrolières.

Mots-clés: bassins sédimentaires Sabinas-Chihuahua, charbon, shale gas, matière organique, kérogène, pétrographie organique, Rock Eval, isotopes, gaz méthane.

Abstract.

This comprehensive characterization study was performed using organic petrology and geochemistry conducted in the Sabinas basin and Chihuahua in northern Mexico. This information allowed a numerical modeling of gas formation, considering the thermal subsidence of coal and carbonaceous shales.

The objectives of this thesis are:

- Establish a characterization methodology for the studied rocks
- Estimate potential gas generator and its regional distribution
- Estimate the methane gas resources

For the development of this project, we conducted an intensive campaign representative sampling of coal, carbonaceous shales and coal gas "in situ". For the Sabinas basin were studied 97 samples and 114 samples in the basin of Chihuahua.

The analyses carried out that were used on the samples analyzed allowed to characterize the kerogen and gas. The methodology used to cross petrographic and geochemical information to analyze the petroleum system by numerical modeling. Analyses were: Petrographic, reflectance %Ro, elemental analysis and immediate, Rock Eval6 ® (Bulk rock), isotopic analysis, δ13C, δ D, (coal gas), scanning electron microscopy, image analysis and analysis of macerals fluid inclusions.

The analyzes that were used on the samples allowed to characterize the sample, the kerogen and gas. The methodology used to cross petrographic and geochemical information for analyze the oil system by numerical modeling. Analyses were: Petrographic, reflectance% Ro, elemental analysis and immediate, Rock Eval6 ® (Bulk rock), isotopic analysis, d13C, dD, (coal gas), scanning electron microscopy, image analysis and analysis of macerals fluid inclusions

A computer program was constructed to cross the information with the analysis of samples of artificial maturation experiments in the laboratory. This approach allowed estimation of methane gas resources generated by coal and carbonaceous shales.

The main results obtained for Sabinas Basin were:

- The kerogen of the organic matter (OM) of the coals is of type III. A mixture of type II and III form the organic matter shale gas type.
- High values of IH, in coals of 227-667, (average of 456), is the first time reported in the Sabinas Basin.
- The reflectance values of coals ranging from: 0.8 to 1.5% PRV, with an average of 1.22% PRV.
- The sub-basins of the north, are the richest organic, with values of 32 to 45% TOC.
- We conducted a mapping of coal gas. Isovalues curves for the estimated quantities of methane, defined two areas producing maximum values: 3.9 to 5.5 m3 / t of coal.
- Theoretical estimation of coal gas generation in Sabinas basin sample order resources: PC 221 361 Bcf.
- The isotopic values measured from samples of coal gas "in situ", indicate a thermogenic origin.

The main results for the basin of Chihuahua are:

- The kerogen of the coals of the San Carlos Formation is of type III.
- Most of the samples of the Formation San Carlos, are at the beginning of the window of the oil with a hydrocarbon production rate low.
- The greatest isovalues of %TOC, (19 to 42%) for the San Carlos Formation, is located toward the Sierra Rica.
- The lowest values in %TOC (3.7 to 7.45), are located in the area of Jaso.
- In the area of Nuevo Lajitas, wealth in% TOC is considered intermediate
- The Sierra Rica shows a generation of methane gas, with estimated values of 0.56 to 2.98 m3 / t. This gas is associated with coal seams San Carlos Formation.
- The zones Jaso and Nuevo Lajitas, presenting low estimates for generating methane gas, with values of: 0.1 to a maximum 0.47 m3 / t.
- The organic matter of carbonaceous shales Ojinaga Formation correspond to a mixture of kerogen types II and III, the thermal maturity is located in the window of the wet gas to dry gas.
- Ojinaga Formation has good levels of kerogen transformation, generating gas of the order of 0.19 to 2.19 m3 / t.
- The formations La Casita and La Peña, are in the wet gas window, with low levels of free hydrocarbons.

In conclusion, between the two basins studied, the Sabinas basin, generates more gas for industrial exploitation. However, the rocks of the basin of Chihuahua unconventional types (shale gas) show good potential for hydrocarbon generation.

The methodology used for the study of kerogen and gas in the two basins is in our opinion the most appropriate to meet the objectives proposed in this thesis. This allows to characterize the thermal evolution of coal, carbonaceous shale (shale gas), coal gas and hydrocarbon source rocks.

Keywords: Sabinas-Chihuahua sedimentary basins, coal, carbonaceous shale, organic matter, kerogen, petrography, Rock Eval, isotopes, methane gas.

Resumen.

Este estudio de caracterización integral se realizó mediante petrología y geoquímica orgánica, se llevó a cabo en las cuencas de Sabinas y Chihuahua en el noreste de México. Esta información permitió una modelización numérica de la formación de gas, considerando la subsidencia térmica de carbón y de lutitas carbonosas.

Los objetivos de esta tesis son:

- Establecer una metodología de caracterización para las rocas estudiadas
- Estimar el potencial generador en gas y su distribución regional
- Estimar los recursos en gas metano

Para el desarrollo de este proyecto, se realizó una campaña intensiva de muestreo representativo de carbón, lutitas carbonosas y gas de carbón "in situ". Para la cuenca de Sabinas se estudiaron 97 muestras y 114 de la Cuenca de Chihuahua.

Los análisis efectuados que se utilizaron sobre las muestras estudiadas permitieron caracterizar el kerógeno y gas. La metodología utilizada permite cruzar la información petrográfica y geoquímica para analizar el sistema petrolero por modelización numérica. Los análisis efectuados fueron: Petrográficos, de reflectancia %Ro, análisis elemental e inmediato, Rock Eval6® (Bulk rock), Análisis isotópicos, δ13C, δD, (gas de carbón), microscopia electrónica de barrido, análisis de imágenes de macerales y análisis de inclusiones fluidas

Un programa informático fue construido para cruzar la información de los análisis de muestras con la información obtenida por maduración artificial en el laboratorio. Este enfoque permitió estimar los recursos de gas metano generado por el carbón y lutitas carbonosas.

Los principales resultados que se obtuvieron para la Cuenca de Sabinas fueron:

- El kerogeno de la materia orgánica (MO), de los carbones es de tipo III. Una mezcla de tipo II y III forma la materia orgánica de tipo shale gas.
- Los valores altos de IH, en los carbones, de 227 a 667, (con un promedio de 456), es la primera vez que se reportan en la Cuenca de Sabinas.
- Los valores de reflectancia de los carbones van de: 0.8 a 1.5 de %PRV, con un promedio de 1.22 de %PRV.
- Las subcuencas de la parte norte, son las de mayor riqueza orgánica, con valores de: 32 a 45 de %TOC.
- Se realizó una cartografía del gas de carbón. 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^3/t de carbón.
- La estimación teórica de generación gas de carbón, en la cuneca de Sabinas muestra recursos del orden de: 221.361 PC Bcf.
- Los valores isotópicos medidos a partir de muestras de gas de carbón “in situ”, indican un origen termogénico.

Los principales resultados obtenidos para la cuenca de Chihuahua son los siguientes:

- El kerogeno de los carbones de La Formación San Carlos es de tipo III.
- La mayoría de las muestras de la Formación San Carlos, se encuentran al inicio de la ventana del aceite con un índice de producción en hidrocarburos débil.

- 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.
- En la zona de Nuevo Lajitas, la riqueza en %TOC se considera intermedia
- La zona de Sierra Rica, muestra una generación de gas metano, con valores estimados de: 0.56 a 2.98 m^3/t. Este gas está asociado a mantos de carbón de la Formación San Carlos.
- Las zonas, Jaso y Nuevo Lajitas, presentación estimaciones bajas para la generación de gas metano, con valores de: 0.1 a un máximo 0.47 m^3/t.
- La materia orgánica de las lutitas carbonosas de la Formación Ojinaga corresponden a una mezcla de kerogeno de tipo II y III, la madurez térmica está situada en la ventana del gas húmedo a gas seco.
- La Formación Ojinaga presenta buenos niveles de transformación de kerógeno, con una generación de del orden de: 0.19 a 2.19 m^3/t.
- Las formaciones La Casita y La Peña, se encuentran en la ventana del gas húmedo, con bajos niveles de hidrocarburos libres.

En conclusión, entre las dos cuencas estudiadas, la cuenca de Sabinas, genera más gas para la explotación industrial. Sin embargo, las rocas de la cuenca de Chihuahua de tipos no convencional (shale gas) muestran un buen potencial para la generación de hidrocarburos.

La metodología utilizada para el estudio de kerógeno y gas en las dos cuencas es en nuestra opinión la más adecuada para satisfacer los objetivos propuesto en esta tesis. Esto permite caracterizar la evolución térmica de carbón, lutitas carbonosas (shale gas), gas de carbón y las rocas generadoras de hidrocarburos.

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