

Universidad Autónoma de Coahuila

Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios



**“EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN
CAPAS DE CARBÓN DE LA FORMACIÓN OLMOS, CUENCA DE SABINAS,
NORESTE DE MEXICO.”**

TESIS

Que como requisito parcial para obtener el grado de:

Doctor en Ciencias

Presenta:

GENARO DE LA ROSA RODRIGUEZ

Arteaga, Coahuila, México

Abril de 2026

Universidad Autónoma de Coahuila

Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios



**“EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN
CAPAS DE CARBÓN DE LA FORMACIÓN OLMOS, CUENCA DE SABINAS,
NORESTE DE MEXICO.”**

TESIS

Que como requisito parcial para obtener el grado de:

Doctor en Ciencias

Generación:

2022-2025

Presenta:

GENARO DE LA ROSA RODRIGUEZ

Dirigida por el siguiente comité:

Director interno: Dr. Juan Josué Enciso Cárdenas

Directora externa: Dra. Cristina Fernanda Alves Rodrigues

Codirector interno: Dr. Luis Fernando Camacho Ortegón

Asesor interno: Dr. Sergio Enrique Flores Villaseñor

Arteaga, Coahuila, México,

Abril de 2026



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE COAHUILA
Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios



Arteaga, Coahuila, México a 13 de abril de 2026

Núcleo Académico Básico del Doctorado en Ciencias
Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios
Universidad Autónoma de Coahuila

At'n. Coordinación del programa

Por este conducto le informo que, después de revisar cuidadosamente la tesis de: GENARO DE LA ROSA RODRIGUEZ (04187070), titulada:

**EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN
CAPAS DE CARBÓN DE LA FORMACIÓN OLMOS, CUENCA DE SABINAS,
NORESTE DE MEXICO**

Se declara que es un trabajo de investigación que cuenta con el rigor teórico-metodológico necesario para que sea sustentado en defensa oral o examen de grado ante un sínodo, de acuerdo con lo estipulado en el artículo 464 del Reglamento Académico General de la UAdeC.

ATENTAMENTE

El Comité de Tesis:

Dr. Juan Josué Enciso Cárdenas
Director interno de tesis

Dra. Cristina Fernanda Alves Rodrigues
Directora externa de tesis

Dr. Luis Fernando Camacho Ortegón
Codirector interno de tesis

Dr. Sergio Enrique Flores Villaseñor
Asesor interno de tesis



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE COAHUILA
Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios



El Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios de la
Universidad Autónoma de Coahuila, hace constar que la tesis titulada

**“EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE CO₂ EN CAPAS DE
CARBÓN DE LA FORMACIÓN OLMOS, CUENCA DE SABINAS, NORESTE DE
MEXICO”**

Realizada por: GENARO DE LA ROSA RODRIGUEZ (04187070)

Alumno de la generación 2022-2025, ha sido dirigida por:

Director: Dr. Juan Josué Enciso Cárdenas
Interno Universidad Autónoma de Coahuila
Directora Dra. Cristina Fernanda Alves Rodrigues
Externa: Universidade Fernando Pessoa
Codirector: Dr. Luis Fernando Camacho Ortégón
Interno Universidad Autónoma de Coahuila
Asesor: Dr. Sergio Enrique Flores Villaseñor
Interno Universidad Autónoma de Coahuila

Misma que la avala como requisito parcial para la obtención del grado académico de:

Doctor en Ciencias

En virtud de haber cumplido íntegramente con los requisitos marcados en el Reglamento Académico
General de la UAdeC vigente, podrá sustentarse ante el sínodo, quedando integrado por:

Presidente: Dr. Adrián Amilcare González Ibarra
Universidad Autónoma de Coahuila
Secretario: Dr. Eduardo González Partida
Universidad Nacional Autónoma de México, Juriquilla
Vocal: Dr. Kinardo Flores Castro | Universidad Autónoma del
Estado de Hidalgo

La presente se expide en la ciudad de Arteaga, Coahuila, México a los 12 días del mes de mayo
de 2026.

Atentamente

“En el Bien Fincamos el Saber”

Dra. Josefina Rodríguez González
Directora





DECLARACIÓN DE INTEGRIDAD ACADÉMICA

Por este medio yo, **Genaro de la Rosa Rodríguez**, declaro que esta tesis es un trabajo original y totalmente de mi autoría; que se condujo en todo momento con integridad, bajo los lineamientos del Reglamento de Ética y Conducta de la Universidad Autónoma de Coahuila (artículos 25, 26 y 27). Así mismo, que los datos personales de los participantes han sido tratados de conformidad con la declaración de privacidad de la UAdC. De igual forma, estoy de acuerdo en que esta tesis sea resguardada en los repositorios institucionales y puesta para su consulta en las plataformas oficiales, de conformidad con el artículo 465 del Reglamento Académico General de la UAdC.

Confirmando que no he recurrido al plagio total o parcial por cualquier medio o a cualquier forma de falsificación de los resultados en el proceso de elaboración de esta tesis, así como haber dado el crédito respectivo y citado a los autores que se tomaron como referencia.

Declaro que partes de la presente tesis han sido presentadas en actividades académicas como proyectos de investigación, ponencias y memoria en congresos, seminarios y conferencias y publicadas en artículos científicos, divulgación y capítulo de libro.

A T E N T A M E N T E

Genaro de la Rosa Rodríguez

Matrícula: 04187070

E-mail:

genaro_rodriguez@uadec.edu.mx



Dedicatoria

A mi Dios todo poderoso que me bendice ilumina y guía en todo momento... Gracias a Dios por todo.

A mis amados padres y hermanos:

Genaro de la Rosa Barreto y Maricela Rodríguez Buentello, Maricela, Edgar Humberto Héctor Eduardo y Gloria Guadalupe.

A mi amada familia:

Damaris Nathaly Salas Gutiérrez, Gisell Alejandra Zarazúa Salas y Jesús Genaro de la Rosa Salas.

A mis suegros:

Juan Manuel Salas Castellanos y Nora Gutiérrez Guerrero (descanse en paz).

A mi estimada abuela:

Bertha Alicia Gutiérrez Guerrero

A mis apreciados pastores de la Iglesia Cristiana Los Amigos:

Sergio Javier Ayala Reyes y María Luisa Corpus Rodríguez

A mis estimados amigos y colegas:

José Abdón Gauna Arista
Carlos Alberto Ramos Frausto
Alejandro Velázquez Quiroz
Enrique de Luna Guerrero.



Agradecimientos

Agradezco a Dios, quien es el creador del cielo y de la tierra, y que bajo su ley se rige el comportamiento de los seres humanos y el desarrollo de todas nuestras acciones y acontecimientos que marcan nuestras vidas. Gracias por concederme la sabiduría, los medios, las oportunidades y la fortaleza necesaria en culminar esta importante meta personal y profesional.

De forma especial agradezco profundamente a mis queridos Padres, Maricela Rodríguez Buentello y Genaro de la Rosa Barreto, por haberme inculcado los valores más invaluable y por brindarme siempre su apoyo incondicional, interminables consejos y estar siempre pendiente en mi toma de decisiones para enfrentar y lograr importantes retos profesionales en mi vida, por la confianza que siempre depositaron en mí para continuar con mis estudios científicos, que ahora constituyen el legado más grande que pudiera recibir y por lo cual viviré siempre agradecido, los amo mucho.

Un agradecimiento también especial a mi amada y hermosa familia, especialmente a mi esposa Damaris Nathaly Salas Gutiérrez y mis hijos Gisell Alejandra Zarazúa Salas y Jesús Genaro de la Rosa Salas, quienes fueron mi principal fuente de motivación en continuar mis estudios de posgrado, por entender y comprender los momentos de mi ausencia en algunas ocasiones, el respaldo económico, anímico y moral recibido en situaciones difíciles, pero pienso que al final del día, esto fortalece aún más nuestra relación familiar y genera retos aún más alcanzables por las enseñanzas a través de las experiencias vividas, valoro sinceramente y reconozco cada uno de los esfuerzos realizados, confianza y atenciones en todo momento para lograr el objetivo, los amo mucho.

La elaboración de la presente tesis sólo ha sido posible gracias a la suma de esfuerzos, amable colaboración y ayuda de distintas personas con las que viviré siempre agradecido. Por ello agradezco de manera muy particular a mis maestros del programa de Doctorado en Ciencias (DOCI), directores, codirectores y asesores de tesis, que, gracias a sus conocimientos,



asesorías y consejos, porque ahora hacen de mí un Investigador competente con los más grandes principios éticos y morales.

Gracias al Profesor y Doctor Juan Josué Enciso Cárdenas, por su confianza y por haberme ofrecido la oportunidad de trabajar bajo su mentoría y supervisión como Director en el proyecto de tesis, ahora en mi etapa de estudios de doctorado, valoro y reconozco su gran apoyo por buscar siempre los medios y las oportunidades a través de convenios y convocatorias para lograr proyectos que financiaron el desarrollo de las actividades de la tesis, pero sobre todo quiero agradecerle su apoyo incondicional, tiempo y las motivaciones que siempre me alentaron a levantarme y continuar superando grandes retos.

Gracias al Profesor y Doctor Luis Fernando Camacho Ortegón, por su confianza y por haberme brindado nuevamente la oportunidad y todas las facilidades para realizar mis estudios de posgrado, por sus valiosos consejos, importantes aportes en la investigación y sobre todo el respaldo para facilitar los recursos materiales que permitieron llevar a cabo las actividades de campo, la preparación y análisis de las muestras en los laboratorios físico-químicos del carbón en el Centro de Investigación en Geociencias Aplicadas, obteniendo resultados que sin lugar a dudas fueron de gran relevancia y soporte científico para el proyecto.

Agradezco al Ing. Hilario Cadena Cantú, M.C. Oscar Martínez Zarate (+), M.C. Irma Fabiola Ibarra Aquino, M.C. Jordan Ortiz Treviño y el personal auxiliar, que brindaron el soporte técnico y logístico en la preparación y análisis de las muestras en los laboratorios del CIGA-UAdC.

Un profundo agradecimiento hasta el otro lado del mundo, dirigido para la Dra. Cristina Fernanda Alves Rodrigues, por su confianza y aceptar la propuesta para trabajar bajo su cotutela, por haber compartido sus conocimientos, experiencia y orientación que sin duda me ayudaron a incrementar la calidad de los resultados, mediante sus grandes aportes científicos, pero sobre todo por el alto grado de exigencia en el desarrollo de los productos académicos derivados de la presente investigación. Por ello gracias especialmente por la supervisión y



generación de resultados en los ensayos de sorción (adsorción/desorción) en el laboratorio de la Universidade Fernando Pessoa (UFP) de Oporto, Portugal, Muito Obrigado.

Caro Profesor Manuel Lemos de Sousa, mi enorme gratitud por la invitación recibida y tener el honor de conocerle, por la confianza en aceptar el proyecto de tesis, sus gestiones pertinentes para lograr la autorización del convenio general y convenio específico de cotutela entre la UAdeC y la UFP, que sin duda fortalecen los lazos de colaboración y respaldo de las actividades desarrolladas, pero lo más importante, gracias por los conocimientos, enseñanzas científicas y experiencias compartidas en la temática del carbón y sobre su gran trayectoria en el ICCP. Por todos aquellos momentos compartidos durante mi estancia en la ciudad de Oporto, Portugal, Muito Obrigado. En enero del año 2023, por primera vez tuve la gran oportunidad de viajar y conocer Oporto mediante una estancia científica internacional, fue una experiencia increíble en mi vida que nunca olvidaré y que aún llevo muy presente en mi mente y mi corazón, una ciudad que enamora por su historia, tradición, cultura, arquitectura, gastronomía, seguridad y sobre todo por su gente amable, íntegra y servicial, características que de manera indirecta me inspiró y motivó durante el desarrollo de las actividades del proyecto, por lo que si tuviera otras oportunidades de volver a Europa sin duda consideraría nuevamente regresar y disfrutar de la esencia de Oporto.

MSc Patricia Moreira, muchas gracias por tus amables atenciones y orientación durante mi estancia en Oporto, y especialmente agradecer tu disposición y llevar a cabo de manera muy profesional la preparación y ensayos de adsorción/desorción de las muestras de carbón en el laboratório da Unidade de Investigação I3ID de la Fundação e Universidade Fernando Pessoa para poder desarrollar mi trabajo científico, Muito Obrigado.

Un agradecimiento especial para la Dra. Josefina Guadalupe Rodríguez González, Directora del Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios (CEII), por las amables atenciones en las gestiones y respaldo para participar en convocatorias, resultando favorecido en el Programa de Movilidad Estudiantil para la formación académica en la Universidade Fernando Pessoa, y en la Presea Lobo 2024 en la categoría Actividades Académicas. Así mismo agradezco a la Dra. Karen Nathiely Ramírez Guzmán, Coordinadora del Doctorado



en Ciencias, por su apoyo en la gestión y proceso del Programa Nacional de Becas de Estudios de Posgrado.

La atención y disposición para revisar el presente documento de tesis fue muy importante por lo que agradezco al Dr. Miguel Velázquez Manzanares, Dr. Kinardo Flores Castro, Dr. Adrián Amilcare González Ibarra y Dr. Eduardo Gonzalez Partida quienes contribuyeron en aportar sus comentarios y observaciones para mejorar la calidad del documento.

Agradezco al Maestro Juan José Guajardo Lara, Director de la Escuela Superior de Ingeniería Lic. Adolfo López Mateos, por su apoyo y confianza en facilitar el uso y manejo del microscopio para estudios de petrografía orgánica de las muestras del proyecto de investigación.

La actividad de campo fue una actividad muy importante en el presente proyecto de tesis por lo que agradezco al Ing. Juan José López Reyna, Ing. Melchor Múzquiz Vázquez, Ing. José Juan Mucio Chacón (+), las amables gestiones en los permisos para acceder a las minas de carbón de obra a cielo abierto para realizar el reconocimiento geológico y muestreo.

Se agradece ampliamente a la Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI) por el apoyo económico otorgado a través del Programa Nacional de Becas de Estudios de Posgrado, que sin duda representa una gran motivación y apoyo en el desarrollo de las actividades en mi proyecto de tesis. Se agradece el apoyo de beca por medio del proyecto IMPULSA-UAdeC 2024-59 que permitió cubrir los gastos para participar en mi primer congreso internacional 75th ICCP Meeting and Symposium Organic Petrology: Research and Applications for the 21st Century en Oviedo, España. Así mismo, extendiendo el agradecimiento al Consejo Estatal de Ciencia y Tecnología de Coahuila (COECYT), por el financiamiento al proyecto COECYT-FONCYT COAH-2022-C19-C148, bajo el cual, se llevaron a cabo las actividades de campo, estudios experimentales y una estancia científica internacional para alcanzar los objetivos del presente proyecto.



Agradezco a los estudiantes de la Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo (UAEH) del programa de Ingeniería en Geología Ambiental, Jesica Juárez Fuentes y Abraham Hinojosa Espinosa, por su valiosa colaboración durante las actividades de campo y laboratorio, contribuyendo de manera significativa al cumplimiento de los objetivos planteados en la presente investigación.

Agradezco al Dr. Luis Martínez Ortigón y a la M.C. Diana Margarita Garza Cavazos, por su colaboración en la capacitación brindada sobre el uso y manejo del software PetroMod y al M.C. Diego de Jesús Martínez Hernández por su apoyo en el manejo del software Argis y Surfer, los cuales fueron utilizados durante la metodología y generación de información para incrementar los aportes científicos presentados en el proyecto de tesis.

Se agradece a la Lic. Laura Luz Pérez Castro, Directora Académica y al Dr. Sergio Villarreal Cárdenas, Rector de la Universidad Tecnológica de la Región Carbonífera (UTRC) por el apoyo, confianza y respaldo durante mi etapa de estudios de maestría y ahora en las actividades desarrolladas en mis estudios de doctorado.

Durante mi etapa de estudios de doctorado, siempre tuve el respaldo de instituciones, empresarios y amigos que reconocen el esfuerzo, dedicación y confianza en un servidor, por lo que agradezco al Ing. Luis Humberto Vázquez Sanmiguel, presidente del Consejo Directivo Nacional (CDN) bienio 2022-2024, al Ing. Rubén del Pozo Mendoza, presidente del CDN bienio 2024-2026 y al Dr. Arturo Bueno Tokunaga, presidente del Distrito La Carbonífera de la Asociación de Ingenieros de Minas, Metalurgistas y Geólogos de México (AIMMGM). Así mismo, agradezco al Ing. Fernando Mendoza Bernal (Director General de FERVIM Ingeniería), Ing. Alberto Ramos Jiménez (Director de Minera RAMOS SA de CV), Lic. Jesús Herrera Ortega (Director General de Detector Exploraciones) y especialmente a los ingenieros Damaso Iribarren Moreno, Aureliano Valdez Bernal, Alfredo Valdez Treviño, Silverio Romero Gracia, Manuel Aguilar Dávila, Hilario Mendoza Bernal, Omar Corral Olivares y Fernando Flores Escobedo asociados de la AIMMGM a quienes estimo ya que por iniciativa propia se sumaron en apoyarme durante mi actividad de estancia internacional del proyecto de investigación en la ciudad de Oporto, Portugal.



La elaboración del presente trabajo de tesis doctoral y sus actividades ha contado con el valioso apoyo y generosidad de las siguientes instituciones:

La Universidad Autónoma de Coahuila por brindarme la oportunidad de ingresar al programa de Doctorado en Ciencias que se imparte en el Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios.	 UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE COAHUILA
El Centro de Estudios e Investigaciones Interdisciplinarios de la UAdeC, por brindarme las herramientas teóricas y metodológicas durante la formación académica y el desarrollo de la investigación científica del presente trabajo de tesis.	
El Centro de Investigación en Geociencias Aplicadas de la UAdeC, que corresponde al centro donde se desarrolló el presente trabajo de investigación, brindando el acceso a los diferentes laboratorios para la caracterización de muestras del proyecto.	
La Universidade Fernando Pessoa (UFP), por la oportunidad de ingresar al programa de Doutoramento em Ciências da Terra, Especialidade: Transição Energética e Geologia: Sequestro Geológica de CO₂ e Armazenamento Subterrâneo de Energia, mediante el convenio específico de cotutela y el apoyo brindado para el desarrollo del presente proyecto a través de su infraestructura científica y tecnológica. Así mismo, este producto fue beneficiado por el financiamiento MARE - Referencia: UID/04292/2025 DOI: https://doi.org/10.54499/UID/04292/2025 y ARNET - Referencia: LA/P/0069/2020 DOI: https://doi.org/10.54499/LA/P/0069/2020	



La Secretaría de Ciencia, Humanidades, Tecnología e Innovación (SECIHTI), por el apoyo económico otorgado a través del Programa Nacional de Becas de Estudios de Posgrado, así como también por el apoyo de Estancias Sabáticas Vinculadas a la Consolidación de Grupos de Investigación mediante el proyecto 11038806, “Estudio de las propiedades de adsorción/desorción de gas en muestras de carbón y su aplicación al almacenamiento geológico de CO₂ y aprovechamiento sustentable del CBM, Región Carbonífera de Coahuila, NE de México”.	
La Dirección de Investigación y Posgrado de la UAdeC, a través del Proyecto Impulsa 059 denominado "Evaluación de la madurez térmica del carbón para la estimación del potencial de almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂) en la Cuenca de Sabinas. Una alternativa sustentable para el aprovechamiento del carbón en México", por el financiamiento para participar en el 75th ICCP Metting en Oviedo, España.	
Al Consejo Estatal de Ciencia y Tecnología de Coahuila (COECYT), por el financiamiento al proyecto COECYT-FONCYT COAH-2022-C19-C148, actividades de campo, estudios experimentales y estancia científica internacional en la UFP.	
La Coordinación General de Relaciones Internacionales de la UAdeC, por el respaldo financiero a través del Programa de Movilidad Académica Internacional.	



A la **Asociación de Ingenieros de Minas, Metalurgistas y Geólogos de México (AIMMGM)**, a través del Consejo Directivo Nacional y Distrito La Carbonífera, por el financiamiento en la estancia científica internacional en la UFP.





Resumen

La presente investigación se centra en el estudio del carbón proveniente de cinco minas a cielo abierto de la Formación Olmos, ubicada en la Cuenca de Sabinas, en el noreste de México. La Formación Olmos corresponde a una secuencia sedimentaria con un espesor promedio de 175 m, constituida por cinco miembros principales. El miembro uno se caracteriza por intercalaciones de lutita, arenisca y capas de carbón. El objetivo principal es evaluar la capacidad de almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO_2) en las capas de carbón de la Formación Olmos como un reservorio no convencional. Para el desarrollo de este trabajo, se llevó a cabo una campaña de muestreo fue en la que se recolectaron de 21 muestras distribuidas en cinco subcuencas dentro de la Cuenca de Sabinas. La clasificación, la caracterización petrográfica, el escenario paleoambiental y el potencial de almacenamiento de CO_2 en el carbón, son presentados basados en estudios físico-químicos, en particular petrografía orgánica, análisis próximos y ensayos de sorción. Los resultados petrográficos indicaron contenidos altos en vitrinita (74%lmm a 87%lmm), en comparación con los contenidos del grupo de la inertinita (12%lmm a 25%lmm) y la liptinita (1%lmm a 4%lmm), mientras que los valores de la reflectancia de la vitrinita (0.90% a 1.41%) indican una madurez media, lo que clasifica al carbón en el rango de bituminoso. Los resultados de los ensayos de sorción (adsorción/desorción) realizados en carbones de las subcuencas, revelaron contenidos de gas CO_2 entre 504.08 scf/ton y 657.86 scf/ton, a presiones de 605.93 psi y 568.65 psi, respectivamente. Estos resultados sugieren que la adsorción del gas aumenta cuando aumenta la maduración del carbón aumenta y que la composición maceral en el proceso de sorción está estrechamente relacionada con el contenido de vitrinita y su capacidad de almacenamiento de gas. En este trabajo, secciones geológicas e información de pozos de exploración fueron utilizados para definir áreas de más de 300 m con presencia de capas de carbón como propuesta favorable para el almacenamiento de CO_2 , por lo que se delimitó un área total de 2,529,106,981 m^2 y se calculó un potencial de almacenamiento de CO_2 de 43,541,059,503 toneladas equivalentes de CO_2 en las cinco subcuencas de carbón. Este estudio permitió concluir que la Formación Olmos, en la Cuenca de Sabinas, tiene características apropiadas como reservorio en las capas de carbón, que pueden ser consideradas como un recurso que se puede potencialmente aprovechar de manera integral para la inyección y almacenamiento de CO_2 , así como para las técnicas avanzadas de recuperación de hidrocarburos. Los resultados obtenidos representan los primeros estudios sobre esta temática y un avance científico significativo en el conocimiento de las propiedades y la capacidad del carbón para el almacenamiento geológico de CO_2 en la Cuenca de Sabinas.



Abstract

This study focuses on coal from five open-pit mines in the Olmos Formation of the Sabinas Basin in northeastern Mexico. The Olmos Formation corresponds to a sedimentary sequence averaging 175 m in thickness, consisting of five main members. Member one is characterised by intercalations layers of shale, sandstone and coal. The main objective is to evaluate the geological storage capacity of carbon dioxide (CO₂) in the coal beds of the Olmos Formation as an unconventional reservoir. During the development of this study, a sampling campaign was carried out, resulting in the collection of 21 samples distributed across five sub-basins within the Sabinas Basin. The classification, petrographic characterisation, palaeoenvironmental setting and CO₂ storage potential of the coal are presented, based on physicochemical studies, namely organic petrography, proximate analysis, and sorption tests. The petrographic results indicated a high vitrinite content (74%lmm to 87%lmm) compared to the inertinite (12%lmm to 25%lmm) and liptinite (1%lmm to 4%lmm) groups. Meanwhile, vitrinite reflectance values (0.90% to 1.41%) indicate medium maturity, classifying the coal as bituminous. The adsorption/desorption data from the sub-basins revealed CO₂ gas storage capacities ranging from 504.08 scf/ton to 657.86 scf/ton at 605.93 psi and 568.65 psi, respectively. The results suggest that gas adsorption increases with coal maturity and the mineral composition in the sorption process is directly related to vitrinite content and gas storage capacity. In this study, geological sections and information from exploration wells were used to identify areas of coal bed presence greater than 300 m as favorable locations for CO₂ storage. A total area of 2,529,106,981 m² was therefore defined, with a calculated CO₂ storage potential of 43,541,059,503 tons of CO₂ equivalent within the five coal sub-basins. This study concluded that the Olmos Formation in the Sabinas Basin has the suitable characteristics as a coal bed reservoir, which could potentially be exploited for the injection and storage of CO₂, as well as for advanced hydrocarbon recovery techniques. The results obtained represent the first studies on the topic, marking a significant scientific advance in our understanding of coal's properties and capacity for CO₂ geological storage in the Sabinas Basin.



Resumo

A presente investigação centra-se no estudo do carvão proveniente de cinco minas a céu aberto da Formação Olmos, na Bacia de Sabinas, no nordeste do México. A Formação Olmos corresponde a uma sequência sedimentar com uma espessura média de 175 m, constituída por cinco membros principais. O primeiro membro é caracterizado por intercalações de *shale*, arenito e camadas de carvão. O objetivo principal consiste em avaliar a capacidade de armazenamento geológico de dióxido de carbono (CO₂) nas camadas de carvão da Formação Olmos como reservatório não-convencional. Para o efeito, foi realizada uma campanha de amostragem que resultou na recolha de 21 amostras distribuídas por cinco sub-bacias dentro da Bacia de Sabinas. A classificação, a caracterização petrográfica, o ambiente paleoambiental e o potencial de armazenamento de CO₂ dos carvões analisados são apresentados com base em estudos físico-químicos, nomeadamente petrografia orgânica, análise imediata, e ensaios de sorção. Os resultados petrográficos indicaram teores elevados em vitrinite (74%lmm a 87%lmm) em comparação com os teores em inertinite (9%lmm a 17%lmm) e em liptinite (1%lmm a 4%lmm), enquanto que os valores do poder refletor da vitrinite (0.90% a 1.41%) indicam um grão de incarbonização médio, permitindo classificar o carvão como betuminoso. Os resultados dos ensaios de sorção (adsorção/dessorção) nas sub-bacias revelaram teores de gás CO₂ entre 504.08 scf/ton e 657,86 scf/ton a pressões de 605.93 psi e 568.65 psi, respetivamente. Os resultados permitiram concluir que a adsorção de gás aumenta com a maturação do carvão e que a composição maceral no processo de sorção está intimamente relacionada com o conteúdo em vitrinite e a sua capacidade de armazenamento de gás. Neste trabalho, foram utilizadas secções geológicas e informações de poços de exploração para definir áreas com mais de 300 m de camadas de carvão. Esta proposta é favorável para o armazenamento de CO₂, e a área total delimitada é de 2,529,106,981 m². O potencial de armazenamento de CO₂ calculado é de 43,541,059,503 toneladas equivalentes de CO₂ nas cinco sub-bacias de carvão. Este estudo permitiu concluir que a Formação Olmos, na Bacia de Sabinas, possui características adequadas como reservatório nas camadas de carvão. Este carvão pode ser considerado um recurso a ser potencialmente aproveitado para a injeção e o armazenamento de CO₂ e, adicionalmente, para técnicas avançadas de recuperação de hidrocarbonetos. Os resultados obtidos representam os primeiros estudos sobre o tema e um avanço científico significativo no que se refere ao conhecimento das propriedades e da capacidade do carvão para o armazenamento geológico de CO₂ na Bacia de Sabinas.



Índice general

Dedicatoria.....	ii
Agradecimientos	iii
Resumen	xi
Abstract.....	xii
Resumo	xiii
1. Introducción.....	2
1.1. Antecedentes.....	2
1.2. Justificación	6
1.3. Planteamiento del Problema	7
1.4. Hipótesis	8
1.5. Objetivos.....	8
1.5.1. Objetivo General.....	8
1.5.2. Objetivos Específicos	9
2. Marco Teórico	11
2.1. Caracterización del carbón	11
2.2. Facies de deposición del carbón	18
2.3. Aspectos para considerar en el almacenamiento geológico de CO ₂	23
3. Marco geológico	34
3.1. Evolución tectono-sedimentaria de la Cuenca de Sabinas	34
3.2. Estratigrafía de la Cuenca de Sabinas	38
3.3. Ambiente de depósito de la Formación Olmos y geología local.....	51
4. Metodología y técnicas analíticas.....	55
4.1. Metodología.....	55



4.1.1. Trabajo de campo	55
4.1.2. Técnicas analíticas para la caracterización del carbón	56
4.1.3. Procesamiento y modelado de la información.....	56
4.1.4. Integración e interpretación de resultados	57
4.2. Técnicas analíticas aplicadas a la caracterización del carbón	57
4.2.1. Preparación de las muestras.....	59
4.2.2. Análisis próximo y elemental	59
4.2.3. Petrografía orgánica.....	61
4.2.4. Ensayos de sorción de CO ₂ (adsorción/desorción).....	64
4.3. Procesamiento y modelado de la información.....	71
4.3.1. Construcción de la base de datos	71
4.3.2. Modelado Geológico	72
4.3.3. Modelado PetroMod	72
4.4. Integración e interpretación de resultados	77
4.4.1. Las características del carbón	78
4.4.2. La capacidad de adsorción de CO ₂	78
4.4.3. Potencial de almacenamiento de CO ₂	78
5. Resultados.....	81
5.1. Trabajo de campo	81
5.2. Caracterización del carbón	87
5.2.1. Análisis Próximo y Elemental	87
5.2.2. Petrografía orgánica.....	89
5.2.3. Ensayos de sorción de CO ₂ (adsorción/desorción).....	91
5.3. Modelado en ArcMap.....	97
5.4. Modelado en PetroMod 1D	103



6. Integración e interpretación de resultados	119
6.1. Características del carbón	119
6.2. Ambiente de depósito del carbón	121
6.3. Capacidad de almacenamiento de CO ₂	133
6.4. Evaluación del potencial de almacenamiento de CO ₂	135
7. Conclusiones y recomendaciones	148
7.1. Conclusiones	148
7.2. Recomendaciones	150
8. Referencias bibliográficas	153
9. Anexos	182
9.1. Actividad de geología de campo	182
9.2. Reflectogramas	187
9.3. Composición maceral	198
9.4. Fotomicrografías	209
9.5. Presiones de isothermas de CO ₂ en la Cuenca de Sabinas	230
9.6. Pozos modelados en PetroMod	235

Índice de Figuras

Figura 1. Esquema de la formación del carbón en términos de rango (serie de coalificación). C – Carbono, H – Hidrógeno, O- Oxígeno (Modificado de Pajares y Díez, 2014; Suarez Ruiz et al., 2019).	12
Figura 2. Fotomicrografías de carbón en sección pulida bajo inmersión en aceite, $\hat{R}_a$ (%) – Valor medio del poder reflector aleatorio de la vitrinita, en porcentaje. (A) Colotelinita, en la parte superior se puede observar semifusinita e inertodetrinita, Cuenca de Santa Susana. $\hat{R}_a=1.55\%$ (B) Fusinita: Degradofusinita con cavidades celulares sin rellenar. (C) Esporinita: aspecto general de un carbón rico en esporinita representando una trimacerita constituida por	



una asociación de colodetrinita, inertodetrinita, semifusinita y esporinita. Carbones de Figueira (Plano inclinado 115), Paraná, Brasil. $\bar{R}_a=0.54\%$ (D) Mismo campo representado en C observada en fluorescencia (Lemos de Sousa et al., 2012).....	15
Figura 3. Diagrama de facies del carbón, Índice de Gelificación (<i>Gelification Index</i> , GI) e Índice de Preservación de Tejidos (<i>Tissue Preservation Index</i> , TPI) (Diessel, 1986, 1992; Lemos de Sousa et al., 2012; Suárez-Ruiz et al., 2012).	19
Figura 4. Diagrama de paleoambiente del carbón, Índice de Agua Subterránea (<i>Groundwater Index</i> , GWI) e Índice de Vegetación (<i>Vegetation Index</i> , VI) (Calder, 1991; Lemos de Sousa et al., 2012; Suárez-Ruiz et al., 2012).	20
Figura 5. Diagrama ternario propuesto por Mukhopadhyay (1986) indicando los ambientes en los que se formaron la turba y de los tipos de vegetación.	22
Figura 6. Diagrama ternario indicando los ambientes óxicos y anóxicos que prevalecieron en durante la formación de la turba (Singh y Singh, 1996; Panda et al., 2022).	23
Figura 7. Opciones para almacenar CO ₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas (Cook, 1999; Metz, 2005).....	26
Figura 8. (a) Ilustración esquemática del almacenamiento de CO ₂ en depósitos subterráneos de carbón. Geometría generalizada de las grietas en el carbón, (b) Vista en sección transversal (Laubach et al., 1998). (c) Clasificación de las fracturas en corte transversal. La disposición óptima para un pozo horizontal con la conexión hidráulica asociada a las fracturas frontales se indica en (b) (Thomas, 2013; Masum et al., 2022).	28
Figura 9. Adsorción absoluta de gas puro en metros cúbicos por tonelada (m ³ /ton) en carbones Tiffany (Tiffany Coals) a 55°C (Gasem et al., 2002; Metz, 2005).....	30
Figura 10. Configuración estructural de la Cuenca de Sabinas durante el Jurásico medio (modificado de Eguiluz, 2001).	35
Figura 11. Mapa geológico regional y localización de las subcuencas de carbón. Aluvión (al), conglomerado oligomíctico (Cgo), conglomerado polimíctico (Cgp), basalto (B), caliza (Cz), traquita (Tr), arenisca (Ar), Lutita (Lu), lodolita (Ld), limolita (Lm), granodiorita (Gd), diorita (D), dolomita (Do), yeso (Y) (modificado a partir de SGM (2008a; 2008b).....	41
Figura 12. Esquema de distribución y ambientes de depósito de la Formación Olmos (Maastrichtiano Inferior) en la Cuenca de Sabinas (Recuperado de Demetrio-Santamaria, 1990).....	52



Figura 13. Columna litoestratigráfica en las subcuencas de carbón del Noreste de México (modificado de Valdez-Moreno, 2001).	53
Figura 14. Técnicas de caracterización del carbón aplicadas en el proyecto de investigación.	58
Figura 15. Proceso de preparación de muestras de carbón en el Laboratorio de Litopreparación del CIGA-UAdC.	59
Figura 16. Microscopio óptico para estudios de petrográfica orgánica.....	64
Figura 17. Instrumento de medición de adsorción/desorción de gases por el método termovolumétrico en el laboratorio de la Universidade Fernando Pessoa.....	68
Figura 18. Registro de los datos en el software de los ensayos de adsorción/desorción de gases de la UFP.	68
Figura 19. Construcción de facies litológicas para la Cuenca de Sabinas en el editor de litología del PetroMod 2012.	74
Figura 20. Catálogo y características de modelos cinéticos del PetroMod 2012.	75
Figura 21. Paleotemperatura de superficie en función de la latitud desde el Carbonífero hasta el Cuaternario (Wigrala, 1989). Los colores representan la variación de las isothermas, en curso del tiempo de acuerdo a la latitud. La escala de temperatura está definida en grados centígrados (°C). La línea negra indica la evolución de la temperatura en la interfase agua-sedimento, para Norte América Latitud 23° Norte (ubicación geográfica actual de la Cuenca de Sabinas).....	76
Figura 22. Parámetros de las condiciones de frontera para la construcción del flujo térmico de los pozos.	77
Figura 23. Dato del parámetro de reflectancia de la vitrinita para calibrar el modelo.	77
Figura 24. Localización y vías de acceso de los puntos de muestreo de las capas de carbón en las áreas del proyecto de investigación.....	81
Figura 25. A - Muestreo en el afloramiento de lutita y arenisca con intercalaciones de las capas de carbón en la Mina Santa Isabel y B - columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo en la Formación Olmos.....	82
Figura 26. A- Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de capas de carbón en la Mina Palo blanco (Subcuenca Saltillo-Lampacitos) y B - columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo del carbón.....	83



Figura 27. A - Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de las capas de carbón en la Mina Minely (Subcuenca Adjuntas) y B – columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo de capas de carbón.	84
Figura 28. A - Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de capas de carbón en la Mina SIGNUM (Subcuenca Las Esperanzas) y B - columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo de carbón de la Formación Olmos.	85
Figura 29. A - Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de capas de carbón en la Mina Canesa (Subcuenca San Patricio) y B - columna litoestratigráfica con la ubicación de muestreo de las capas de carbón.....	86
Figura 30. Fotomicrografías de carbón de la Formación Olmos, bajo luz blanca reflejada y fluorescente. Muestra SA-01-M2: A, B) colodetrinita con inertodetrinita y fluorescencia de la materia mineral. Muestra AD-01-M1: C, D) fusinita sin fluorescencia dentro de sus huecos. Muestra SL-01-M1: E, F) fusinita mostrando fluorescencia de la materia mineral dentro de sus huecos. Muestra SP-01-M7: G) colodetrinita con inertodetrinita. Muestra ES-01-M1: H) colotelinita. Muestra ES-01-M3: I, J) colotelinita sin fluorescencia. Muestra SA-01-M4: K) colotelinita con arcillas finamente dispersas. Muestra SP-01-M4: L) pirita framboidal asociada a la colotelinita.....	91
Figura 31. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO ₂ en la muestra SA-01-M1 (Subcuenca Sabinas).....	94
Figura 32. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO ₂ en la muestra SL-01-M3 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).....	95
Figura 33. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO ₂ en la muestra AD-01-M1 (Subcuenca Adjuntas).	95
Figura 34. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO ₂ en la muestra ES-01-M3 (Subcuenca Las Esperanzas).	96
Figura 35. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO ₂ en la muestra SP-01-M7 (Subcuenca San Patricio).	96
Figura 36. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón en la Subcuenca Sabinas.	97
Figura 37. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca Saltillito-Lampacitos.....	98



Figura 38. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca Adjuntas.	99
Figura 39. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca Las Esperanzas.	100
Figura 40. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca San Patricio.	101
Figura 41. Parámetros de entrada del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).	103
Figura 42. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).	104
Figura 43. Condiciones de frontera del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).	104
Figura 44. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).	105
Figura 45. Datos de entrada del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).	106
Figura 46. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).	106
Figura 47. Condiciones de frontera del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).	107
Figura 48. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos). ..	107
Figura 49. Datos de entrada del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).	108
Figura 50. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).	108
Figura 51. Condiciones de frontera del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).	109
Figura 52. Calibración del modelo con reflectancia y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).	110
Figura 53. Datos de entrada del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).	111
Figura 54. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).	111
Figura 55. Condiciones de frontera del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).	112
Figura 56. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).	113
Figura 57. Datos de entrada del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).	114



Figura 58. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).	114
Figura 59. Condiciones de frontera del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).	115
Figura 60. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).	116
Figura 61. Clasificación de los carbones de la Formación Olmos en el área de estudio, de acuerdo con la norma ISO 11760 (2005).	121
Figura 62. (A) Facies de carbón a partir del Índice de Preservación de Tejidos (IPT) y el Índice de Gelificación (IG) (adaptado de Diessel 1992; Singh, 2020), (B) diagrama del Índice de Vegetación (IV) y el Índice de Influencia del Agua (IA) (según Calder et al., 1991), (C) diagrama ternario de Mukhopadhyay (1986) y (D) diagrama ternario de Singh y Singh (1996) en relación con el ambiente deposicional y el tipo de turbera en la Formación Olmos en el noreste de México.	131
Figura 63. Análogos de turberas reotróficas (<i>rheotrophic</i>), mesotróficas (<i>mesotrophic</i>) y ombrotróficas (<i>ombrotrophic</i>) para las subcuencas carboníferas en el Noreste de México (modificado de Greb et al. 2002; Patria & Anggara, 2022).	132
Figura 64. Curvas isotérmicas de adsorción de CO ₂ en las muestras de carbón con respecto a la presión y su contenido de gas CO ₂ .	135
Figura 65. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Sabinas.	136
Figura 66. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Sabinas.	137
Figura 67. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Saltillo-Lampacitos.	138
Figura 68. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Saltillo-Lampacitos.	139
Figura 69. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Adjuntas.	140
Figura 70. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Adjuntas.	141
Figura 71. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Las Esperanzas.	142
Figura 72. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Las Esperanzas.	143



Figura 73. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca San Patricio.....	144
Figura 74. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca San Patricio.	145

Índice de Tablas

Tabla 1. Modelos de Isotermas para la determinación del contenido de gas (modificado de Yee et al 1993; Rodrigues, 2002; Enciso-Cárdenas, 2015).....	66
Tabla 2. Resultados de los análisis próximos y elementales de las muestras de carbón de la Formación Olmos. Bs – Base seca, P.C – Poder calorífico, C – Carbono, H – Hidrógeno, N – Nitrógeno, S – Azufre, O – Oxígeno.	88
Tabla 3. Resultados petrográficos orgánicos (en base con materia mineral) y valores de índices petrográficos (I.P) en muestras de carbón de la Formación Olmos. TE-Telinita; CT-Colotelinita; CD-Colodetrinita; VD-Vitrodetrinita; CG-Corpogelinita; GE-Gelinita; V-Vitrinita total; FU-Fusinita; SF-Semifusinita; FG- Funginita; SE-Secrenita; MA-Macrinita; MI-Micrinita; ID-Inertodetrinita; I-Inertinita total; CU-Cutinita; SU-Suberinita; ES-Esporinita; RE-Resinita; EX-Exsudatinita; CL-Clorofilinita; AL-Alginita; LI-Liptodetrinita; BI-Bituminita; L-Liptinita total; AR-Arcilla; PI-Pirita; MC-Minerales carbonatados; MM-Materia mineral total; IG-Índice de gelificación; IPT-Índice de preservación de tejidos; IA-Índice de influencia del agua; IV-Índice de vegetación; RV _m - Reflectancia de la vitrinita media.	90
Tabla 4. Presiones de adsorción/desorción con inyección de CO ₂ en las muestras de carbón de la Formación Olmos. PFA – Presión Final de Adsorción, PFD – Presión Final de desorción.....	92
Tabla 5. Ecuaciones de Langmuir determinadas para las muestras de carbón de la Cuenca de Sabinas.....	93
Tabla 6. Resultados de las presiones de sorción y valores de volumen de gas sorbido de CO ₂ obtenidas en las muestras de carbón de la Cuenca de Sabinas.	94
Tabla 7. Estimación de las áreas potenciales para el almacenamiento geológico de CO ₂ en cinco subcuencas de carbón.....	102



Tabla 8. Presiones de poro y volumen de adsorción de CO ₂ de los pozos modelados en PetroMod.	117
Tabla 9. Resultados de composición maceral (en base, libre de materia mineral), contenido de ceniza para clasificar el grado, composición petrográfica y categoría de las muestras de carbón de la Formación Olmos en el área de estudio con base a la ISO 11760 (2005). V-Vitrinita total; I-Inertinita total; L-Liptinita total; RV _m - Reflectancia de la vitrinita media.	120
Tabla 10. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Sabinas.	137
Tabla 11. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Saltillito-Lampacitos.	139
Tabla 12. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Adjuntas.	141
Tabla 13. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca Las Esperanzas.	143
Tabla 14. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO ₂ en la Subcuenca San Patricio.	145
Tabla 15. Relación las toneladas equivalentes de CO ₂ en las subcuencas de carbón con respecto a las emisiones de CO ₂ anual nacional y estatal.....	146



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN



1. Introducción

1.1. Antecedentes

En las últimas 4 décadas, las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero (GEI) han alcanzado los niveles más altos de la historia, pasando de 340 ppm en 1980 a 420 ppm en la actualidad, provocando un efecto de calentamiento acelerado sobre el clima, al que se atribuyen alteraciones globales como el aumento del nivel del mar, calentamiento y acidificación de los océanos, disminución de zonas glaciares y temperaturas superficiales más elevadas (Aminu et al., 2017; Ghiat y Al-Ansari, 2021; IPCC, 2023; NOAA, 2024; WMO, 2024). Los impactos del cambio climático han activado un mecanismo de perturbación de los ecosistemas naturales y las sociedades, generando cambios significativos en la gestión de los recursos naturales y los patrones de habitabilidad (Aminu et al., 2017; Ghiat y Al-Ansari, 2021). La temperatura superficial media mundial es 1 °C más alta que el nivel preindustrial, y más del 30 % del aumento de la temperatura se debe a las emisiones de CO₂ derivadas de la quema de carbón (Global Energy and CO₂ Status Report, 2019; Cheng, et al., 2021).

El aumento del CO₂ atmosférico y su relación con el calentamiento global ha convertido la gestión de este gas en un tema de interés global, por lo que el almacenamiento geológico de CO₂ representa una alternativa estratégica para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, ya que permite disminuir la concentración atmosférica del CO₂ (Sampath et al., 2020; Abid et al., 2021, Cheng, et al., 2021; Ghiat & Al-Ansari, 2021; Sun et al., 2021).

En este contexto, existen diversas opciones para el almacenamiento geológico de CO₂ las cuales corresponden: a) yacimientos agotados de aceite y gas, b) *shale* gas, C) acuíferos salinos profundos, d) capas no extraíbles de carbón, e) cavidades salinas y f) basaltos (Metz, 2005; Ibrahim y Nasr-El-Din, 2018; Ramos et al., 2018).



Desde esta perspectiva, las capas de carbón económicamente no explotables por los métodos tradicionales de minería, se convierten en estructuras geológicas ideales para el almacenamiento debido a las siguientes consideraciones:

- El carbón es un medio microporoso cuya capacidad de adsorción del CO_2 es mayor que del metano (CH_4) a la misma presión (Cai et al., 2018). El CH_4 puede ser reemplazado por CO_2 , mejorando la tasa de recuperación de metano de las capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés) y aumentando los ingresos económicos.
- Una gran cantidad de minas de carbón han sido cerradas o abandonadas, por lo que los recursos no se están explotando por completo. De acuerdo con estadísticas (Cheng, et al., 2021), en China se han cerrado más de 7,100 minas de carbón, lo que representa casi 500,000 millones de metros cúbicos (m^3) de recursos de CBM. La mayoría de las minas de carbón no se han desarrollado, lo que supone un desperdicio de recursos y puede provocar problemas ambientales y de seguridad. El desarrollo de las minas abandonadas permite hacer un uso racional de los recursos de metano de las capas de carbón, sino también encontrar una manera de las empresas se reconstruyan.
- La mayoría de las centrales eléctricas están ubicadas en los suburbios y cerca de las minas de carbón. El CO_2 generado por la quema de carbón se puede utilizarse cerca, reduciendo así los costos de transporte (Cheng, et al., 2021).

El almacenamiento de CO_2 , en combinación con la producción mejorada de metano en capas de carbón (por sus siglas en inglés, ECBM), representa una opción potencialmente atractiva debido a que por cada molécula de CH_4 producida, se pueden almacenar al menos dos moléculas de CO_2 en la matriz de carbón (White et al., 2005). Por mencionar algunos casos de éxito, entre 1998 y 2005 se implementaron cinco proyectos de almacenamiento geológico de CO_2 -ECBM en yacimientos de carbón de Canadá (Fenn Big Valley), Polonia (Recopol), China (Qinshui Basin) y Japón (CSEMP y Yubari) (Metz, 2005).

A nivel global, la producción de carbón ha mostrado un crecimiento sostenido, para dimensionar su importancia, en 2010, la producción mundial de carbón fue de $7,229 \times 10^6$ t, de las cuales $5,294 \times 10^6$ t correspondieron a carbón térmico, 891×10^6 t a carbón de coque y 938×10^6 t a transacciones de comercialización internacional (Lemos de Sousa et al., 2012).



En 2018, la demanda de carbón aumentó un 0.7% respecto al período 2015-2016, lo que representó el 26% del consumo global de energía primaria, situándose en primera posición, con un 38% para la generación de energía eléctrica a nivel mundial (Cornot-Gandolphe, 2019).

A nivel mundial, China figura como el principal productor de carbón, seguida de países como India, Indonesia, Estados Unidos, Australia y Rusia (BP, 2022; IEA, 2022; EI, 2023). La industria del carbón China contribuye con el 47% de la producción mundial de carbón; al tiempo que su consumo representa el 50% (SE, 2022). En 2020, las reservas mundiales de carbón ascendieron a 1,074 millones de toneladas, de las cuales la mayor parte se concentraban en los siguientes países: Estados Unidos (24%), Rusia (15%), Australia (14%) y China (13%). La mayor parte de estas reservas son de antracita y carbón bituminoso (BP, 2021; SE, 2022).

En México, la Región Carbonífera de Coahuila es la más importante del país, aportando prácticamente el 100% de la producción nacional de carbón. En 2019, la producción anual fue de 6,175,726 de toneladas, mientras que en 2020 fue de 5,963,306 toneladas (CAMIMEX, 2023). Destacando que la producción de carbón para esta región, se destina principalmente a los procesos de generación de energía eléctrica y acero (SE, 2022). Esta región se ubica en la zona norte-central del Estado de Coahuila y se extiende hacia el oriente hasta incluir una pequeña área del Estado de Nuevo León (Robeck et al., 1956; Flores-Galicia, 1988; Flores-Espinoza, 1989; Brizuela, 1992).

A pesar de que el carbón se considera un recurso altamente contaminante, cuando se utiliza en procesos de combustión, sus reservas representan un alto potencial para el almacenamiento geológico de CO₂. En este sentido, los yacimientos de carbón en México poseen el potencial suficiente para generar valor agregado y sustentabilidad a esta industria, atendiendo de manera positiva a lo dispuesto en el tratado 2030 firmado recientemente por México en Europa (ONU, 2015).



Por otra parte, técnicamente las propiedades de sorción de gas del carbón han sido estudiadas ampliamente por diversos autores, quienes han determinado los factores que influyen en la capacidad de almacenamiento de gas. Algunos autores afirman que la capacidad de adsorción del carbón disminuye con el aumento de la temperatura y el contenido en materia mineral (Mavor et al., 1990; Stevenson et al., 1991; Beamish y Crosdale, 1993; Greaves et al., 1993; Lamberson y Bustin, 1993; Crosdale, 1996; Clarkson y Bustin, 2000; Rodrigues y Lemos de Sousa, 2002; Ottiger et al., 2008; Xiang et al., 2014). Además, indican que la capacidad de adsorción aumenta con la presión, el contenido de vitrinita y el rango de carbón (Rodrigues, 2018).

El rango de profundidad óptimo para la adsorción de CO₂ en capas de carbón corresponde a un intervalo entre 700 y 1,300 m (Welkenhuysen et al., 2011). Algunos autores, como Piessens y Duser (2003) y Jalili (2011), sugieren que el almacenamiento de CO₂ en capas de carbón debe efectuarse a una profundidad mínima de 500 m. Otros autores afirman que la ventana de profundidad óptima se sitúa entre 300 y 1,500 m (Gale, 2004; Laenen y Hildenbrand, 2005; Katyal et al., 2007; Tang et al., 2014; Sarhosis et al., 2016; Shi et al., 2019).

El escenario geológico de la Cuenca de Sabinas, caracterizado por capas profundas e inexplorables económicamente mediante técnicas convencionales, ofrece un potencial significativo para el almacenamiento de CO₂, aprovechando tecnologías ECBM implementadas en otros países con grandes reservas de carbón (Enciso-Cárdenas, 2015). Sin embargo, se carece de información detallada sobre las propiedades de las capas de carbón de esta cuenca para evaluar su capacidad de almacenamiento de gas, lo que limita la planificación de proyectos de mitigación de cambio climático.

El presente proyecto de investigación busca generar conocimiento de base mediante técnicas analíticas que permitan: i) comprender los factores que afectan la capacidad de almacenamiento de gas en el carbón, ii) identificar zonas favorables para la inyección y captura de CO₂, y iii) estimar el potencial de almacenamiento de gas de las subcuencas carboníferas. Esto contribuirá a que México desarrolle estrategias de aprovechamiento



sostenible de sus recursos energéticos, mitigando emisiones de GEI y promoviendo una economía baja en carbono, en concordancia con políticas internacionales de sustentabilidad y desarrollo energético responsable.

La situación medio ambiental y la demanda energética internacional crean un escenario en el que es necesario continuar con la extracción y el aprovechamiento de los combustibles fósiles, pero en armonía con el medio ambiente. Es así que el almacenamiento de CO₂ se convierte en una alternativa para cumplir con las políticas internacionales establecidas en materia de medio ambiente y, en nuestro caso práctico, permite posicionar a México como un país que presenta estrategias para el almacenamiento de CO₂.

1.2. Justificación

El presente trabajo de investigación representa un aporte científico relevante para la evaluación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en los yacimientos de carbón de la Cuenca de Sabinas. Tanto en México como a escala global, las emisiones de dióxido de carbono generadas por diversas actividades antropogénicas y naturales han mostrado un incremento sostenido durante los últimos 40 años, lo que ha contribuido de manera significativa al aceleramiento del cambio climático a nivel mundial. Este fenómeno ha generado alteraciones progresivas en los sistemas ambientales y socioeconómicos, evidenciando la necesidad de desarrollar e implementar estrategias tecnológicamente viables para la mitigación de gases de efecto invernadero.

Desde una perspectiva de proyección social y ambiental, este estudio se orienta a proponer una alternativa científica y tecnológica que impulse el desarrollo de proyectos enfocados en la atención de problemáticas ambientales, al tiempo que contribuye a mejorar la percepción y el desempeño ambiental de la industria del carbón, mediante el uso sostenible y responsable de los recursos disponibles. Para ello, se considera la adaptación y aplicación de tecnologías probadas internacionalmente en el ámbito del almacenamiento y aprovechamiento del CO₂.



Asimismo, el proyecto se encuentra alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), particularmente con el ODS 9: Industria, innovación e infraestructura, y el ODS 13: Acción por el clima. A nivel nacional, la investigación se vincula con los Programas Nacionales Estratégicos del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), específicamente en los ejes de Energía y cambio climático y Agentes tóxicos y procesos contaminantes. En el ámbito estatal, el proyecto se alinea con el Eje Rector 3: Desarrollo Económico Sustentable del Plan Estatal de Desarrollo 2017–2023 del Estado de Coahuila de Zaragoza.

Cabe destacar que el Estado de Coahuila presenta importantes pasivos ambientales, situándose entre las entidades con mayores emisiones de gases de efecto invernadero a nivel nacional, lo que refuerza la pertinencia regional de esta investigación. El carácter innovador del presente estudio se sustenta en el hecho de que, a nivel internacional, tanto países desarrollados como economías emergentes, entre ellos Noruega, Estados Unidos, Canadá, Japón, Argelia, Países Bajos, Polonia, China, Austria y Alemania, han intensificado el desarrollo de investigación aplicada y tecnologías avanzadas orientadas a la reducción, almacenamiento y aprovechamiento del CO₂ atmosférico, consolidando el almacenamiento geológico como una herramienta clave en las estrategias de mitigación del cambio climático.

1.3. Planteamiento del Problema

En la actualidad, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), principal gas de efecto invernadero de origen antropogénico, constituyen una problemática prioritaria a escala global debido a su papel determinante en el cambio climático y en sus impactos ambientales, económicos y sociales asociados. Durante las últimas décadas, las concentraciones atmosféricas de CO₂ han experimentado un incremento sostenido, atribuible principalmente a la quema de combustibles fósiles, los procesos industriales y los cambios en el uso del suelo. Frente a este escenario, diversos países —entre ellos Estados Unidos, Canadá, Noruega, Países Bajos, China y Japón— han desarrollado programas de investigación aplicada e implementado tecnologías de almacenamiento geológico de CO₂, orientadas a la inyección y confinamiento de grandes volúmenes de este gas en formaciones rocosas del subsuelo como una estrategia efectiva de mitigación del calentamiento global.



En contraste, en México existe una carencia significativa de información científica y técnica sobre las características geológicas, propiedades fisicoquímicas y petrográficas de las capas de carbón de la Cuenca de Sabinas, información indispensable para evaluar su potencial de almacenamiento de CO₂. Esta limitación impide, hasta el momento, la identificación de áreas favorables para el desarrollo de proyectos piloto para el almacenamiento y su aprovechamiento, así como su eventual proyección a mediano y largo plazo en la Región Carbonífera del estado de Coahuila. En este contexto, resulta fundamental generar conocimiento de base que permita sustentar la toma de decisiones técnicas, económicas y ambientales en torno al aprovechamiento sostenible de estos recursos geológicos.

1.4. Hipótesis

Los estudios realizados en cuencas carboníferas a nivel mundial han demostrado que las características fisicoquímicas y petrográficas del carbón se encuentran estrechamente relacionadas con la capacidad de almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂). Por tanto, si se estudia la Formación Olmos de la Cuenca de Sabinas, se obtendrá información científica para comprender el proceso de sorción y evaluar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en las capas de carbón de la Región Carbonífera del estado de Coahuila.

En este sentido, surge la siguiente incógnita: ¿Las capas de carbón de la Formación Olmos presentan condiciones favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ en la Cuenca de Sabinas?

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo General

Evaluar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en capas de carbón de la Formación Olmos, en la Cuenca de Sabinas, implementando una metodología integral de prospección geológica y caracterización de muestras.



1.5.2. Objetivos Específicos

1. Realizar una campaña de exploración geológica orientada a identificar y delimitar zonas representativas de muestreo de carbón en la Cuenca de Sabinas.
2. Implementar un programa de caracterización de muestras de carbón mediante el uso de técnicas analíticas de laboratorio para determinar sus propiedades fisicoquímicas, petrográficas y de sorción de gas.
3. Evaluar la capacidad de almacenamiento de CO_2 en el carbón y su relación entre las variables geológicas, fisicoquímicas, petrográficas que controlan el proceso de sorción de gas.
4. Generar modelos geológicos y geoestadísticos para la identificación y evaluación de las zonas potenciales para el almacenamiento geológico de CO_2 .



CAPÍTULO 2

MARCO TEÓRICO



2. Marco Teórico

En el presente capítulo se muestra información general sobre el carbón, los aspectos que hay que considerar en el almacenamiento geológico de CO₂ en capas de carbón, que permiten comprender y orientar sobre los conceptos teóricos sobre el tema de investigación.

2.1. Caracterización del carbón

El carbón es una «roca» sedimentaria de origen orgánico, derivada de la transformación química y física de biopolímeros vegetales debido a: (i) procesos enzimáticos mediados por microbios (biodegradación), que se producen durante la diagénesis temprana y la formación de la turba, y (ii) los efectos de la presión y la temperatura que actúan durante un largo período de tiempo (miles o millones de años) tras el enterramiento de la turba (Stach et al., 1982; Orem y Finkelman, 2003). En este último proceso, la materia orgánica, bajo la acción predominantemente de la temperatura, experimenta cambios o transformación físico-químicos y se generan hidrocarburos líquidos o gaseosos (Crosdale et al., 2008). En resumen, el carbón es un producto de procesos tanto biológicos como geológicos que actúan sobre los restos vegetales a lo largo del tiempo (Orem y Finkelman, 2003).

Suarez-Ruiz et al. (2019) describe al carbón como una roca sedimentaria orgánica y combustible de color negro, negro parduzco o marrón, con un elevado contenido en carbono y con propiedades físicas, químicas y tecnológicas que varían en función del rango (grado de evolución) que haya alcanzado a lo largo de su historia geológica. En contraste con la mayoría de las rocas inorgánicas, el carbón está compuesto predominantemente por materia orgánica, derivada en gran parte de diferentes restos vegetales (plantas superiores, helechos, hongos y algas) y tejidos variados (hojas, tallos, troncos leñosos, corteza, polen, esporas, esclerocios, resinas, etc.). Su contenido de materia mineral asociada corresponde a un rendimiento en cenizas (ISO 11760, 2005) inferior o igual al 50% de masa en base seca.



La carbonización corresponde al grado de alteración de la vegetación que forma inicialmente la turba, seguida de la transformación en lignito, carbón sub-bituminoso, bituminoso, semiantracita, antracita y meta-antracita. El grado de transformación o coalificación se denomina rango del carbón, y mediante la identificación del rango del yacimiento de carbón que se está investigando, se determinará el potencial y los intereses futuros del yacimiento (Thomas, 2013).

El proceso de carbonificación incluye inicialmente una fase bioquímica (que se produce en el pantano de turba justo después de que se hayan acumulado restos orgánicos y a muy poca profundidad) seguida de una fase geoquímica o metamorfismo del carbón. Esta segunda fase implica la mayor transformación física y química considerada irreversible desde la etapa de lignito hasta llegar al grafito siendo la etapa final del proceso de evolución orgánica (aunque no necesariamente grafito puro) (Suarez Ruiz et al., 2019). El metamorfismo del carbón podrá estar sujeta en función del calor y la presión que actúan durante un período de tiempo en una cuenca sedimentaria (Figura 1).

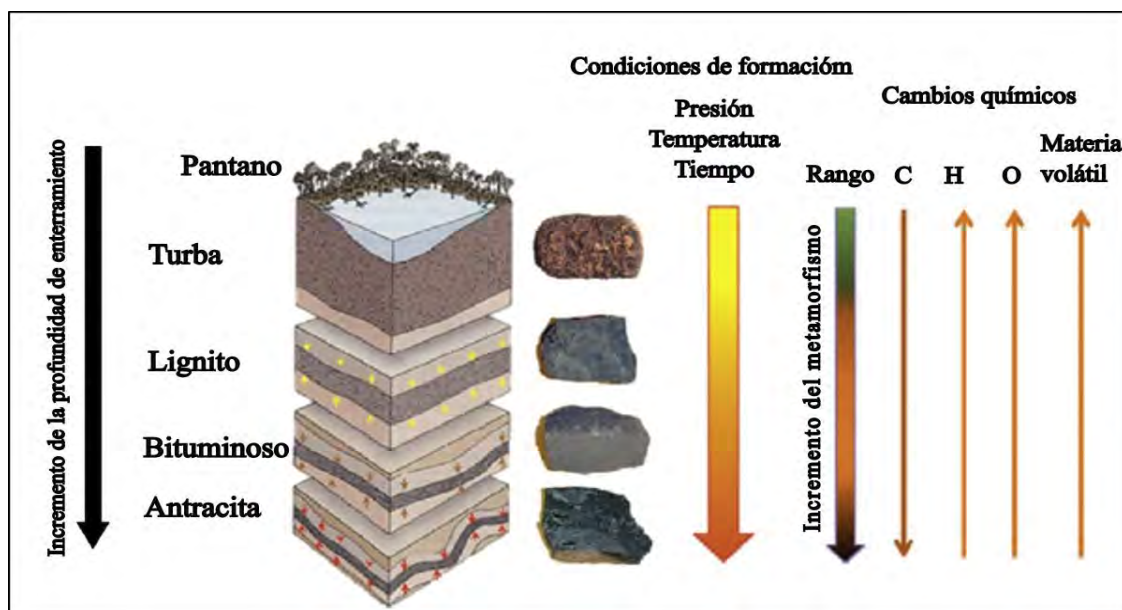


Figura 1. Esquema de la formación del carbón en términos de rango (serie de coalificación). C – Carbono, H – Hidrógeno, O- Oxígeno (Modificado de Pajares y Díez, 2014; Suarez Ruiz et al., 2019).



Los carbones se clasifican en función de tres atributos fundamentales: composición petrográfica, grado (de incarbonización o carbonización) y categoría. Estos atributos, considerados de manera conjunta y no aislada, permiten, de acuerdo con el estado actual del conocimiento, caracterizar sin ambigüedad estos combustibles sólidos (Lemos de Sousa et al., 2012).

(i) Composición petrográfica

La composición petrográfica se define en términos de los componentes microscópicos y/o macroscópicos del carbón, y se encuentra estrechamente relacionada con la naturaleza de los fragmentos vegetales originales y con las condiciones de depósito durante la formación del carbón. Dichas condiciones pueden desarrollarse en un medio húmico, caracterizado por procesos de humificación o turbificación bajo condiciones predominantemente anaeróbicas —típicas del origen de las turberas—, dando lugar a carbones húmicos; o bien en un medio dominado por procesos de putrefacción bajo condiciones esencialmente aeróbicas, que conducen a la formación de carbones sapropélicos (Lemos de Sousa et al., 2012).

Desde un punto de vista analítico, la composición petrográfica se expresa mediante los resultados del análisis maceral, particularmente en términos de la composición en grupos de macerales, es decir, los porcentajes volumétricos (libres de materia mineral) de los grupos vitrinita, liptinita e inertinita. Estos se determinan conforme a la norma ISO 7404-3 (1994), considerando las divisiones clasificatorias de vitrinita alta, moderadamente alta, media y baja (Lemos de Sousa et al., 2012)

La composición petrográfica, una de las tres características fundamentales del carbón, refleja la naturaleza de los fragmentos vegetales originales y las condiciones de depósito que dieron lugar a su formación. Estos fragmentos, denominados macerales, se agrupan en tres conjuntos principales: vitrinita, liptinita e inertinita, de acuerdo con su origen, morfología y propiedades ópticas (Van Krevelen, 1993)



Los macerales son los componentes elementales del carbón a nivel microscópico. Se trata de componentes esencialmente de origen botánico. Los criterios utilizados para la creación y definición de los macerales son variables. Así, se ha utilizado tanto el origen botánico (la esporinita y la cutinita corresponden, por ejemplo, respectivamente, a los esporos y a las cutículas) como las propiedades físicas, tales como el poder reflector (el mismo tejido vegetal puede, por ejemplo, presentar poderes reflectores distintos, correspondiendo así a tres macerales: telinita, fusinita y semifusinita), así como el grado de degradación mecánica y/o bioquímica (el mismo tejido vegetal, que presenta el mismo poder reflectante, puede, por ejemplo, presentarse en forma lenticular o, por el contrario, completamente fragmentado, correspondiendo así, respectivamente, a la fusinita y a la inertodetrinita) (Lemos de Sousa et al., 2012).

Los conocimientos sobre los macerales y la terminología utilizada para estos componentes, sus agrupaciones y subdivisiones, corresponden, naturalmente, a la evolución de los conocimientos desarrollados. Así, las terminologías establecidas en el momento de la elaboración de los manuales básicos (ICCP 1963, 1971, 1976, 1993) que han sido parcialmente revisadas en el marco del denominado «Sistema ICCP 1994» (Lemos de Sousa et al., 2012).

- Grupos de huminita-vitrinita (Figura 2A), corresponden a los componentes lignocelulósicos (tejidos y geles vegetales) que evolucionaron por gelificación en condiciones esencialmente anaeróbicas. La creciente carbonización da lugar a la evolución de los macerales del grupo de la huminita, los carbones de grado inferior, hacia los del grupo de la vitrinita, presentes en los carbones de grado medio y superior (Lemos de Sousa et al., 2012).
- Grupo de la inertinita (Figura 2B), agrupa componentes lignocelulósicos, pero que evolucionaron por fusión (o fusinización) en condiciones esencialmente oxidantes (aeróbicas). En este grupo también se incluyen los restos de hongos y secreciones oxidadas, que sufrieron condiciones de evolución idénticas. El aumento de la carbonización da lugar, a su vez, a la aparición de la micrinita como maceral de



neoformación, que se considera que solo se da en carbones de grado medio y superior (Lemos de Sousa et al., 2012).

- Grupo de la liptinita (Figura 2C, D), en el que se incluyen los componentes botánicos figurativos (como esporas, cutículas, resinas, algas, etc.) que, además de presentar una composición similar, muestran un comportamiento evolutivo idéntico durante el proceso de la carbonización. El aumento del grado de carbonización da lugar a la desaparición progresiva de ciertos macerales del grupo de la liptinita (suberinita y clorofilinita), los cuales solo se reconocen en los carbones de grado inferior. Este grupo incorpora, además, macerales cuyo origen y evolución siguen siendo objeto de debate, como la exudatinita, la fluorinita y, sobre todo, la bituminita (Lemos de Sousa et al., 2012).

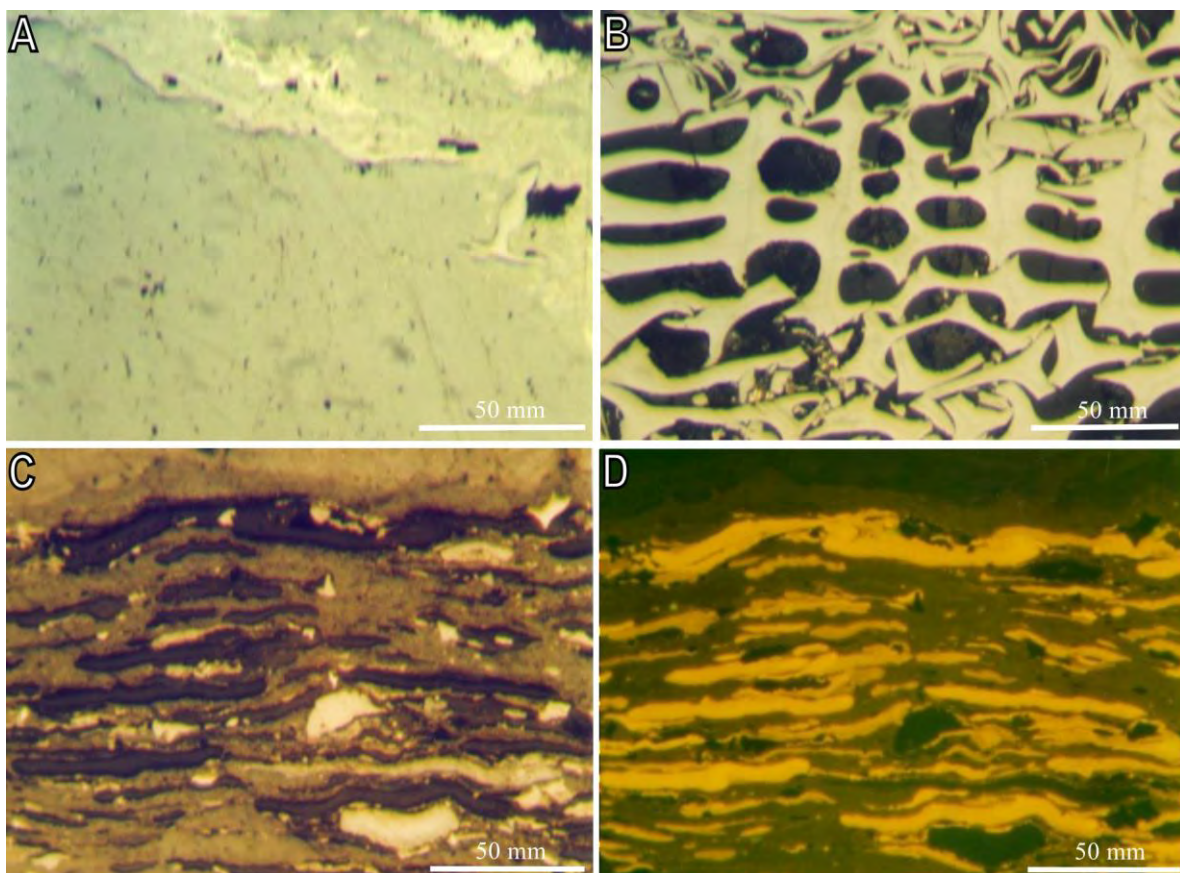


Figura 2. Fotomicrografías de carbón en sección pulida bajo inmersión en aceite, $\bar{R}_a$ (%) – Valor medio del poder reflector aleatorio de la vitrinita, en porcentaje. (A) Colotelinita, en la parte superior se puede observar semifusinita e inertodetrinita, Cuenca de Santa Susana. $\bar{R}_a=1.55\%$ (B) Fusinita: Degradofusinita con cavidades celulares sin rellenar. (C) Esporinita: aspecto general de un carbón rico en esporinita representando una



trimacerita constituida por una asociación de colodetrinita, inertodetrinita, semifusinita y esporinita. Carbones de Figueira (Plano inclinado 115), Paraná, Brasil. $\bar{R}_a=0.54\%$ (D) Mismo campo representado en C observada en fluorescencia (Lemos de Sousa et al., 2012).

(ii) Grado (o grado de incarbonización, o grado de carbonificación)

El grado de incarbonización corresponde al estado de evolución alcanzado por el carbón durante el proceso natural de carbonificación y constituye, sin duda, la característica más relevante para su clasificación esencial (Lemos de Sousa et al., 2012).

La clasificación del grado de acuerdo a la ISO 11760 (2005) tiene los siguientes límites:

- Límite inferior (frontera turba–lignito C): humedad en capa (humedad total, base tal como se muestrea) inferior al 75 % en masa.
- Límite superior (frontera antracita A–semigrafito): valor medio del poder reflector aleatorio de la vitrinita (R_v) igual o superior al 6 %, o alternativamente —y de forma preferente— valor medio del poder reflector máximo de la vitrinita igual o superior al 8 % (Lemos de Sousa et al., 2012).

Entre estos límites se reconocen diversas divisiones y subdivisiones, organizadas de la siguiente manera:

- **Carbón de grado inferior**, que incluye el lignito (grados C y B) y el carbón subbituminoso (grado A).
- **Carbón de grado medio**, correspondiente al carbón bituminoso, subdividido en los grados D, C, B y A.
- **Carbón de grado superior**, que comprende el carbón antracita, con subdivisiones en los grados C, B y A (Lemos de Sousa et al., 2012).



El poder reflector de la vitrinita es el parámetro más utilizado para determinar el grado de incarbonización. Este análisis se realiza con muestras de carbón mediante un microscopio óptico y previamente calibrado para medir el porcentaje de luz incidente reflejada en la superficie del grupo maceral de la vitrinita. Esta cantidad de luz reflejada determina la madurez térmica de la materia orgánica a la que fue sometida durante su enterramiento en la cuenca sedimentaria (McCarthy et al., 2001; Barba et al., 2020).

(iii) Categoría

La categoría del carbón se relaciona con la cantidad de materia mineral presente, constituyendo un atributo distintivo de gran importancia para su valorización industrial, ya que influye de manera directa en su capacidad de beneficio o lavabilidad (Lemos de Sousa et al., 2012).

Al igual que en la Clasificación Internacional de Carbones en Capa de la NU-CEE (UN-ECE, 1988), la categoría se define a partir del contenido de cenizas a alta temperatura, calculado sobre la base seca, en porcentaje de masa. Se consideran las siguientes divisiones clasificatorias: cenizas altas (30%-50%), moderadamente altas (20%-30%), medias (10%-20%), bajas (5%-10%) y muy bajas (0%-5%) (Lemos de Sousa et al., 2012).

Para la investigación geológica y la evaluación de la calidad de las capas de carbón en una cuenca, es importante conocer la composición cuantitativa de un carbón en términos de macerales o grupos macerales y contenido de materia mineral en algunos casos. Esto se debe a que las diferencias en la composición maceral, pueden indicar diferencias en la composición química y, en consecuencia, diferencias en las propiedades de un carbón (Suarez-Ruiz y Ward, 2008).



2.2. Facies de deposición del carbón

El concepto moderno de facies de carbón se determina a partir de las propiedades de la composición del carbón, que incluyen los litotipos del carbón, los macerales, los índices macerales y la geoquímica orgánica. El uso de datos macerales y de grupos macerales para identificar tendencias en las facies de carbón, tanto vertical como lateralmente dentro de los yacimientos de carbón, ha sido objeto de muchos estudios (Spackman, 1958; Diessel, 1961, 1982; Marchioni, 1980; von der Brelie y Wolf, 1981; George, 1982; Smyth, 1984a,b; Cameron et al., 1984; Mukhopadhyay, 1986; Littke, 1987; Littke y Ten Haven, 1989; Kalkreuth y Leckie, 1989; Strehlau, 1990; Marchioni y Kalkreuth, 1991; Esterle y Ferm, 1994; Souvik, 2016; Dai et al., 2020).

Los principales modelos utilizados en el análisis de facies de carbón son el Índice de Preservación de Tejidos (IPT o *Tissue Preservation Index*, TPI), el Índice de Gelificación (IG o *Gelification Index*, GI), el Índice de Influencia del Agua (IA o *Groundwater Index*, GWI) y el Índice de Vegetación (IV o *Vegetation Index*, VI) (Diessel, 1986). Estos modelos se basan en cantidades de constituyentes del carbón, como los macerales, y permiten determinar los paleoambientes. El diagrama GI-TPI (Figura 3) se utiliza para definir los tipos de facies de carbón y caracterizar las condiciones ambientales de deposición asociadas. El GI es la relación entre los macerales gelificados (más húmedos) y los macerales no gelificados (más secos), que refleja el nivel de la columna de agua dentro de la paleoturbera e indica la sequedad o humedad relativa de las condiciones autóctonas de formación de la turba (Diessel, 1992). El TPI se refiere a la relación entre los macerales estructurados, derivados de los tejidos, y los macerales no estructurados, y representa el grado de humificación (Diessel, 1992; Lu et al., 2017). Por lo tanto, los valores altos de GI (>1) indican un alto grado de humectación durante la acumulación de turba, mientras que los valores altos



de TPI (>1) sugieren una buena conservación de los tejidos vegetales (Teichmüller y Teichmüller, 1982; Panda et al., 2022).

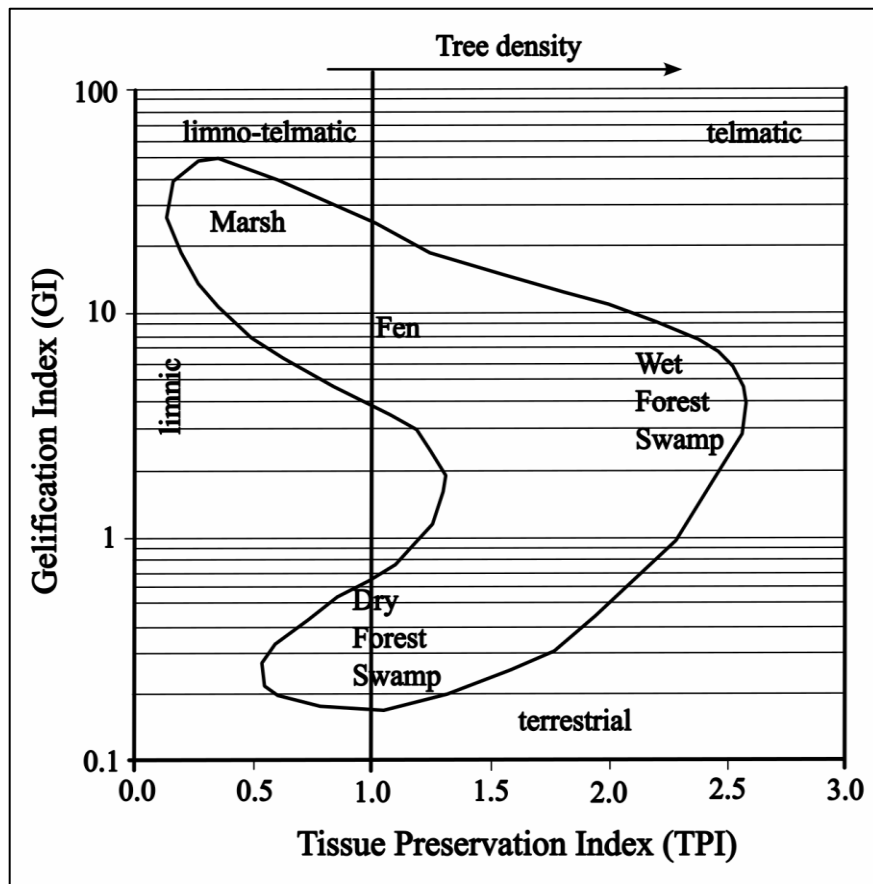


Figura 3. Diagrama de facies del carbón, Índice de Gelificación (*Gelification Index*, GI) e Índice de Preservación de Tejidos (*Tissue Preservation Index*, TPI) (Diessel, 1986, 1992; Lemos de Sousa et al., 2012; Suárez-Ruiz et al., 2012).

Los valores de GI y TPI para el presente estudio se calculan según las siguientes fórmulas:

$$GI = \frac{(vitritina + macrinita)}{(semifusinita + fusinita + inertodetrinita)}$$

$$TPI = \frac{(telinita + colotelinita + semifusinita + fusinita)}{(colodetrinita + macrinita + inertodetrinita)}$$



El diagrama GWI-VI (Figura 4) se utiliza ampliamente para determinar el tipo de vegetación original y las condiciones paleohidrológicas del ambiente deposicional (Calder et al., 1991; Panda et al., 2022). El GWI se define como la relación entre macerales altamente gelificados y débilmente gelificados (Suárez-Ruiz et al., 2012; Sen et al., 2016; Panda et al., 2022), que tiene en cuenta los geles no oxidantes, los detritos gelificados y la materia mineral frente a los tejidos gelificados, considerando que la materia mineral es en gran parte de origen detrítico, lo que indica un nivel freático más alto y la presencia de componentes fuertemente gelificados (Suárez-Ruiz et al., 2012).

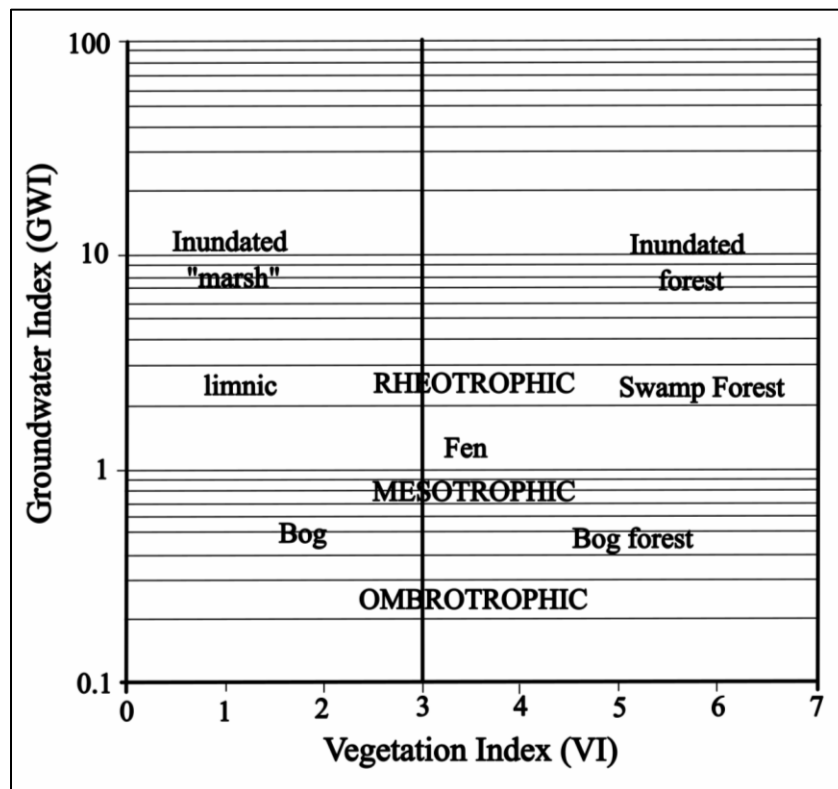


Figura 4. Diagrama de paleoambiente del carbón, Índice de Agua Subterránea (*Groundwater Index*, GWI) e Índice de Vegetación (*Vegetation Index*, VI) (Calder, 1991; Lemos de Sousa et al., 2012; Suárez-Ruiz et al., 2012).



El GWI se utiliza para evaluar las condiciones reotróficas de un ecosistema y distinguir entre diferentes regímenes hidrológicos mediante el establecimiento de umbrales específicos, ya que es una relación entre los tejidos fuertemente gelificados y los débilmente gelificados. Según el GWI, los valores inferiores a 0.5 indican zonas fuera de la influencia del nivel freático, que se asocian a zonas ombrotóricas (Suárez-Ruiz et al., 2012). Estas facies de carbón contienen menos materia mineral, ya que están alimentadas únicamente por agua de lluvia (Jasper et al., 2010). Los valores de GWI entre 0.5 y 1.0 sugieren un ambiente de transición entre las condiciones ombrotóricas y reotróficas, que se asocia típicamente a las turberas mesotróficas (Panda et al., 2022). Los valores de GWI superiores a 1 e inferiores a 3 indican ambientes de zonas limno-telmáticas asociadas a dominios reotróficos (topógenos). Por otro lado, los valores de GWI superiores a 5 indican paleoturberas caracterizadas por terrenos inundados que producen turba rica en materia mineral. Además, el VI mide el tipo de vegetación calculando la relación entre los macerales asociados a la vegetación arbórea (rica en lignina) y los derivados de la vegetación acuática y herbácea marginal (pobre en lignina) (Panda et al., 2022). Los valores de VI superiores a 3 indican una fuente de vegetación arbórea, mientras que los valores de VI inferiores a 3 representan contribuciones de vegetación herbácea (Suárez-Ruiz et al., 2012).

El GWI y el VI se calculan mediante las siguientes fórmulas:

$$GWI = \frac{(gelinita + corpogelinita + colodetrinita + materia mineral)}{(telinita + colotelinita)}$$

$$VI = \frac{(telinita + colotelinita + semifusinita + fusinita + suberinita + resinita)}{(colodetrinita + inertodetrinita + alginita + liptodetrinita + esporinita + cutinita)}$$

El diagrama ternario (Figura 5) desarrollado por Mukhopadhyay (1986) muestra los ambientes en los que se formaron la turba y de los tipos de vegetación asociados, basados en diferentes ensamblajes macerales. El vértice A del diagrama ternario representa tejidos



gelificados (telinita y colotelinita) y liptinita terrestre, reflejando un ambiente de paleoturberas boscosas donde la preservación de los tejidos es buena. El vértice B contiene macerales como vitrodetrinita, colodetrinita, corpogelinita, gelinita y liptodetrinita, que se asocian a ambientes acuáticos, sugiriendo condiciones como la ciénaga de juncos, donde la vegetación herbácea es dominante y se observan altos niveles de maceración y actividad bacteriana. El vértice C está compuesto por inertinita, lo que indica un ambiente oxidante.

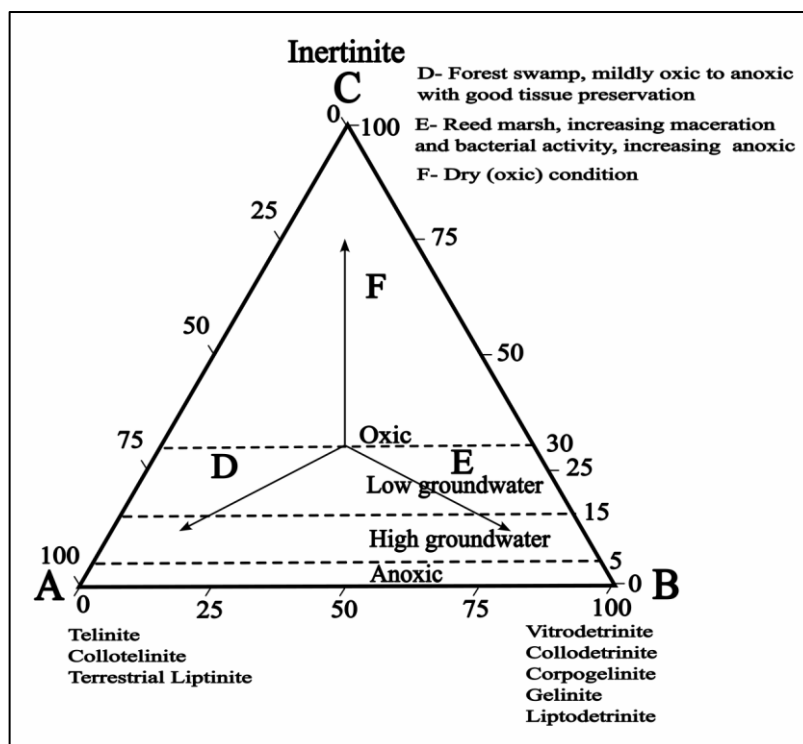


Figura 5. Diagrama ternario propuesto por Mukhopadhyay (1986) indicando los ambientes en los que se formaron la turba y de los tipos de vegetación.

Además, el gráfico ternario de vitrinita + liptinita (V + L), inertinita (I) y materia mineral (MM) indica una alternancia de condiciones deposicionales óxicas y anóxicas (Figura 6) (Singh y Singh, 1996; Panda et al., 2022).

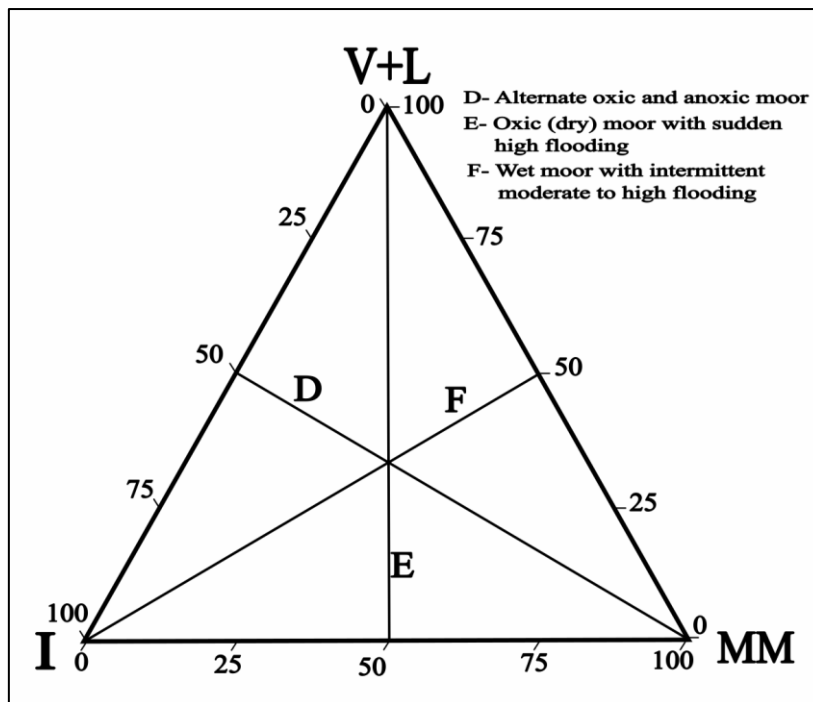


Figura 6. Diagrama ternario indicando los ambientes óxicos y anóxicos que prevalecieron en durante la formación de la turba (Singh y Singh, 1996; Panda et al., 2022).

2.3. Aspectos para considerar en el almacenamiento geológico de CO₂

2.3.1. El dióxido de carbono (CO₂) y el cambio climático

El CO₂ es un gas de efecto invernadero que se encuentra de forma natural en la atmósfera. Su concentración ha sido influenciada por las actividades humanas desde la Revolución Industrial. El uso de combustibles fósiles ha provocado un gran incremento de las emisiones de CO₂. Históricamente, se tienen registros entre 1800 y 2010, que estiman que la concentración atmosférica de CO₂ aumentó de 280 a 379 ppm (ICCP, 2007), y se ha alcanzado una concentración de 419 ppm en 2023 (Lan et al., 2024). Para el año 2024, se han estimado concentraciones de CO₂ en la atmósfera de 422 ppm, es decir, un 52 % por encima de los niveles preindustriales (periodo de 1852 a 1900) (Friedlingstein et al., 2025).



Actualmente, se considera que el cambio climático, concretamente el calentamiento global, se encuentra estrechamente relacionado con las emisiones de dióxido de carbono (CO_2), generadas especialmente por fuentes antropogénicas, como el consumo de combustibles fósiles (Constable, 2022).

Las emisiones acumuladas de CO_2 procedentes del consumo de combustibles fósiles entre el periodo de 1850 y 2023 fueron de $490 \pm 25 \text{ GtC}$ (gigatoneladas de carbono), equivalentes a $1,795.36 \pm 91.6 \text{ GtCO}_2$ (gigatoneladas de CO_2). En este período, el 46 % de las emisiones globales de CO_2 procedieron del carbón, el 35 % del petróleo, el 15 % del gas natural, el 3 % de la descomposición de carbonatos y el 1 % de la quema de gases (*flaring*). Al final del año 2023, se reportaron emisiones globales de CO_2 ligeramente superiores, un 1.4%, con respecto al año 2022, lo que supone un aumento de 0.14 GtC , hasta alcanzar $10.1 \pm 0.5 \text{ GtC}$ ($37.00 \pm 1.83 \text{ GtCO}_2$) en 2023, distribuidas entre el carbón (41 %), el petróleo (32 %), el gas natural (21 %), el cemento (4 %), la quema de gases (<1 %) y otras fuentes (<1 %) (Friedlingstein et al., 2025).

No obstante, los combustibles fósiles siguen siendo la forma dominante de energía utilizada en el mundo (86%), y representan alrededor del 75% de las emisiones antropogénicas actuales de CO_2 (IPCC, 2001c). En 2002, el consumo mundial fue de 149 Exajoules (EJ) de petróleo, 91 EJ de gas natural y 101 EJ de carbón (IEA, 2004). El consumo mundial de energía primaria creció a una tasa media del 1.4% anual entre 1990 y 1995 (1.6% anual entre 1995 y 2001). Las tasas de crecimiento fueron del 0.3% anual (0.9%) en el sector industrial, del 2.1% anual (2.2%) en el sector del transporte, del 2.7% anual (2.1%) en el sector de la construcción y del -2.4% anual (-0.8%) en el sector agrícola/otros sectores (IEA, 2003).

En este contexto, para dimensionar la importancia del carbón, el tema central de este trabajo, tan solo en 2010, el carbón representó el 28% del consumo de energía primaria a nivel mundial, de la cual el 48% correspondió al consumo de energía eléctrica. Por otro lado, el carbón sigue siendo la materia prima indispensable para la fabricación de coque metalúrgico, utilizado en los procesos de fundición en la industria siderúrgica y de la producción de acero y otras aleaciones no ferrosas. En 2010, la producción mundial de carbón fue de $7,229 \times 10^6$



t, de las cuales $5,294 \times 10^6$ t correspondieron a carbón térmico, 891×10^6 t a carbón de coque y 938×10^6 t a transacciones de comercialización internacional (Lemos de Sousa et al. 2012). Además, según el reporte “Status of global coal markets and major demand trends in key regions-2019” del Center de Energía del Institut Français des Relations Internationales (IFRI), en 2018, la demanda de carbón registró un aumento de 0.7% respecto a 2015-2016, representado un 26% de la demanda de consumo de energía primaria a nivel mundial y el 38% de la generación de energía eléctrica. Los seis países con mayor producción de carbón a nivel mundial (China, India, Estados Unidos, Indonesia, Australia y Rusia) representaron el 83% de la producción total ese mismo año (Cornot-Gandolphe, 2019). En términos generales, 2018 fue un buen año más para la industria del carbón, a pesar del compromiso establecido en el “Acuerdo de París” firmado en 2016 y conformado actualmente por una alianza de 80 países, y cuyo objetivo es erradicar el uso del carbón para el año 2030, con el fin de mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y el incremento del calentamiento global (Cornot-Gandolphe, 2019).

La captura y el almacenamiento geológico de CO_2 ofrecen una forma de evitar la emisión de CO_2 a la atmósfera, capturando el CO_2 de las principales fuentes estacionarias, transportándolo normalmente por tuberías e inyectándolo en formaciones rocosas profundas adecuadas (Metz, 2005).

El almacenamiento geológico del CO_2 puede llevarse a cabo en diversos ambientes geológicos en cuencas sedimentarias. Dentro de estas cuencas, los yacimientos de petróleo, los yacimientos de gas agotados, las capas de carbón profundas y las formaciones salinas corresponden a estructuras geológicas que favorecen la acumulación y el almacenamiento subterráneo de CO_2 (Figura 7) (Metz, 2005).

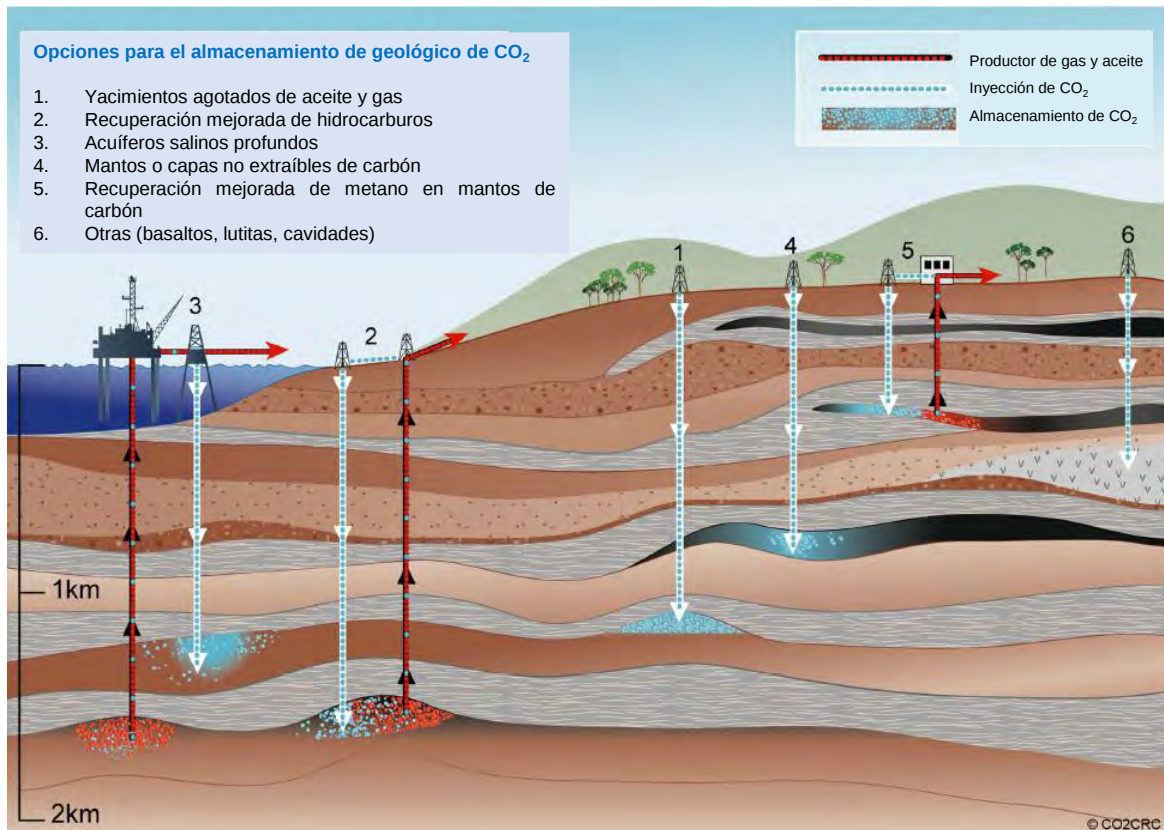


Figura 7. Opciones para almacenar CO₂ en formaciones geológicas subterráneas profundas (Cook, 1999; Metz, 2005).

Es importante mencionar que en países de la Unión Europea y América del Norte se desarrollan proyectos que pueden garantizar la sostenibilidad ambiental mediante el desarrollo tecnológico. Un ejemplo de ello es la tecnología para el secuestro de CO₂, y su inyección en las capas de carbón, que constituye una alternativa viable para contrarrestar el efecto del gas invernadero (Metz, 2005).

2.3.2. Secuestro de CO₂ en capas de carbón

El carbón presenta estructuras microporosas complejas que, debido a la existencia de energía no saturada en el área de la superficie interna de la estructura microporosa de la materia orgánica, pueden combinarse con moléculas de gas y producir fuerzas no polares, denominadas fuerzas de Van der Waals. Estas fuerzas son las responsables de producir el



efecto de adsorción del gas en la estructura microporosa de la materia orgánica. La adsorción del gas, que determina la capacidad de almacenamiento del carbón, depende de muchos factores, como el rango del carbón, la temperatura, la presión, el contenido de humedad, la composición maceral y el tipo de gas adsorbido, entre otros (Crosdale et al., 2008).

La capacidad de almacenamiento se determina comúnmente mediante ensayos de isotermas sorciones, que permiten conocer la relación de adsorción/desorción de los gases inyectados a una muestra de roca en condiciones de presión y temperatura de la capa de carbón. Por tanto, este estudio es importante para determinar el porcentaje de almacenamiento de CO₂ y CH₄ en capas de carbón (Enciso-Cárdenas, 2015), lo cual es fundamental para desarrollar estrategias eficaces de mitigación del impacto del cambio climático.

El carbón es un medio naturalmente fracturado (Figura 8a), compuesto por bloques de matriz separados por redes de fracturas bien definidas, conocidas también como *cleats* (Harpalani y Chen, 1997). La interacción fisicoquímica entre la matriz de carbón y las moléculas de gas CO₂ provoca que la matriz se hinche. Las fracturas constituyen los principales conductos para el flujo de gases y líquidos, mientras que la matriz microporosa de carbón, que presenta grandes áreas de superficies internas, proporciona el espacio necesario para la adsorción de gas (Masum et al., 2022).

Las fracturas de carbón se clasifican en fracturas frontales (*face cleats*), más continuas, y fracturas de borde (*butt cleats*), menos continuas (Figura 8b), que son mutuamente perpendiculares y, a su vez, perpendiculares al plano de estratificación (Ammosov y Eremin, 1963; Tremain et al., 1991; Laubach et al., 1998). Las fracturas frontales se extienden a lo largo de la dirección de la tensión principal horizontal máxima (Su et al., 2001) y constituyen las principales vías de flujo. Si se alinean los pozos de inyección de gas de manera que se intercepten muchas fracturas frontales, probablemente se establecerá la mejor conexión posible con estas vías de flujo dominantes (Figura 8c).

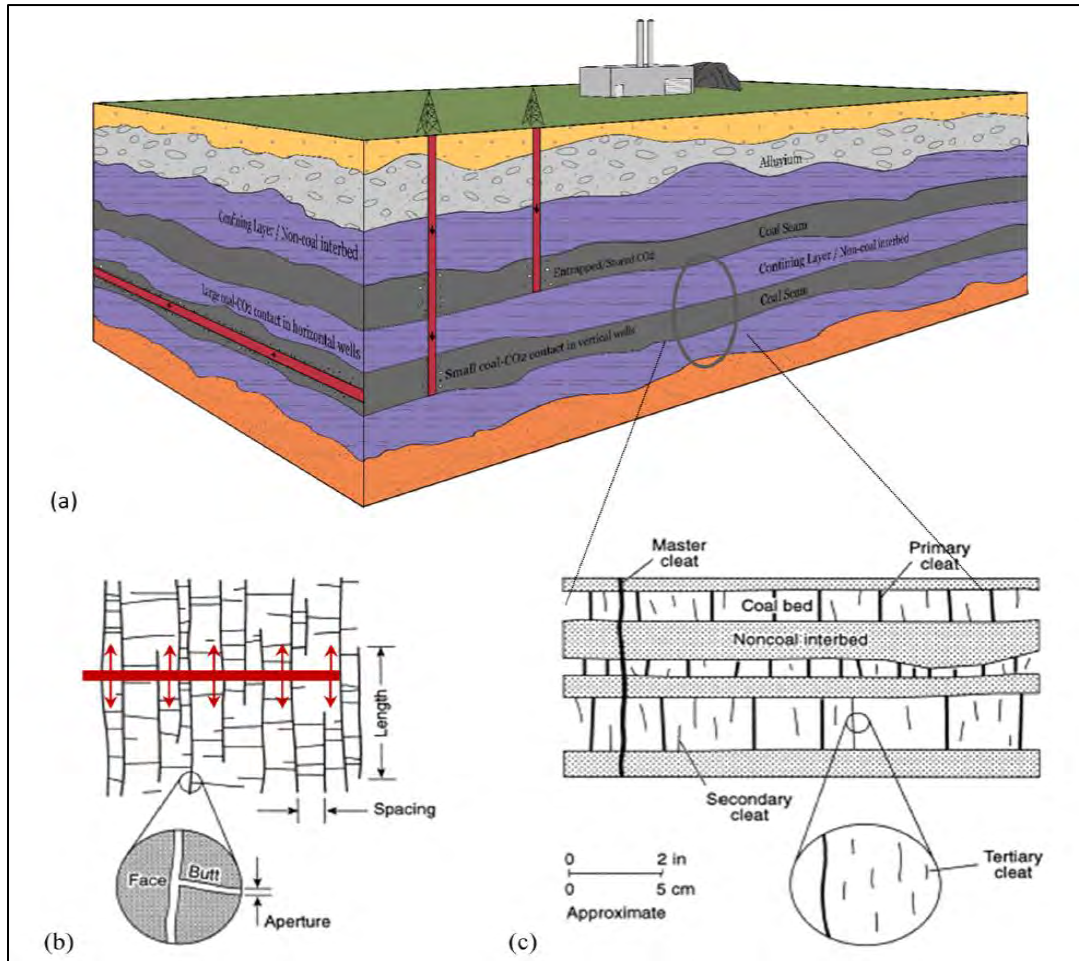


Figura 8. (a) Ilustración esquemática del almacenamiento de CO₂ en depósitos subterráneos de carbón. Geometría generalizada de las grietas en el carbón, (b) Vista en sección transversal (Laubach et al., 1998). (c) Clasificación de las fracturas en corte transversal. La disposición óptima para un pozo horizontal con la conexión hidráulica asociada a las fracturas frontales se indica en (b) (Thomas, 2013; Masum et al., 2022).

Los carbones con alta densidad de fracturas presentan un mayor grado de hinchamiento y, por su parte, la densidad de fracturas suele ser mayor en los carbones de alto rango (Perera et al., 2011). Aunque la densidad aumenta al pasar del lignito o carbón sub-bituminoso al carbón bituminoso, disminuye después hasta la antracita (Perera, 2017). El hinchamiento del carbón también sigue esta tendencia en función de su rango (Perera, 2017; Walker et al., 1988). Desde el punto de vista teórico, los depósitos de carbón de alto rango en subsuperficies más profundas parecen proporcionar un almacenamiento mejor y más seguro del CO₂ inyectado.



El hinchamiento del carbón es casi proporcional a la cantidad de CO_2 adsorbido en su matriz (White et al., 2005). El potencial de almacenamiento de CO_2 es evidente en todos los rangos de carbón. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento varía con el rango y las condiciones de operación, por ejemplo, la presión, la temperatura, contenido de humedad, entre otros. La capacidad de sorción de CO_2 de los carbones disminuye al aumentar el rango, alcanza un mínimo y vuelve a aumentar con el rango (Busch y Gensterblum, 2011). Esto se debe a que los microporos proporcionan la mayor parte de la superficie para la adsorción de gas, y la microporosidad se vuelve predominante en los carbones de alto rango.

Como se describió anteriormente, el carbón contiene fracturas (grietas) que proporcionan cierta permeabilidad al sistema de infiltración (Metz, 2005). El carbón presenta un gran número de microporos entre las fracturas por donde las moléculas de gas pueden difundirse y quedar fuertemente adsorbidas. El carbón puede adsorber físicamente diferentes gases y puede contener hasta 25 m^3 de metano por tonelada de carbón, en función de la presión a la que se encuentre la capa de carbón. Diversos estudios han demostrado que el carbón presenta mayor afinidad para adsorber CO_2 que CH_4 (Figura 9). La proporción volumétrica de adsorción de CO_2/CH_4 varía significativamente en función del grado de madurez del carbón, para la antracita (p.ej. valores cercanos a 1) y el caso de carbones de bajo rango o inmaduros, como el lignito (p.ej. valores de 10 o más).

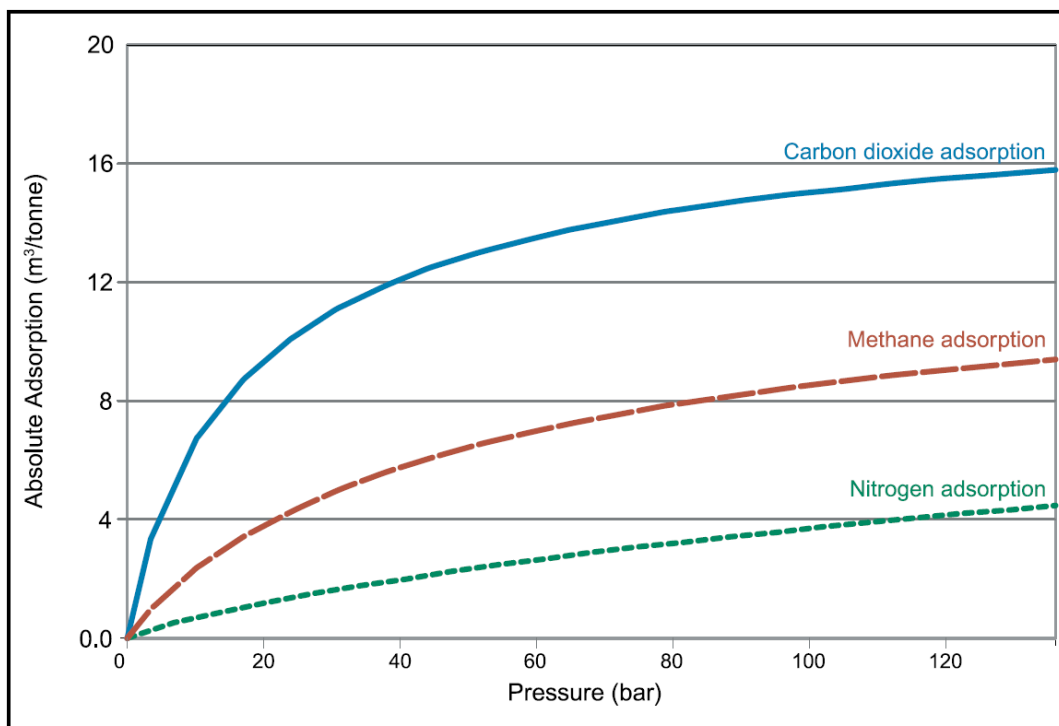


Figura 9. Adsorción absoluta de gas puro en metros cúbicos por tonelada (m^3/ton) en carbones Tiffany (Tiffany Coals) a 55°C (Gasem et al., 2002; Metz, 2005).

El proceso de sorción del CO_2 en los carbones a temperaturas y presiones superiores al punto crítico aún no está bien documentado (Larsen, 2003). Parece que la adsorción se sustituye gradualmente por la absorción y el CO_2 se difunde o “disuelve” en la estructura del carbón. Es decir, el dióxido de carbono actúa como “plastificante” del carbón, ya que reduce la temperatura necesaria para que se produzca la transición de una estructura vítrea y quebradiza a otra estructura elástica y plástica, que provoca el ablandamiento del carbón (Metz, 2005). En un caso de estudio, se interpretó que la temperatura de transición descendía de unos 400°C a 3 MPa a menos de 30°C a 5.5 MPa de presión de CO_2 (Larsen, 2003). Destacando que la temperatura de transición depende de la madurez del carbón, el contenido maceral, el contenido de cenizas y la tensión (estrés) de almacenamiento (Metz, 2005).

A pesar de que estos procesos han sido identificados, las aplicaciones prácticas del almacenamiento geológico de CO_2 en capas de carbón han sido escasamente documentadas, particularmente en proyectos que consideran la inyección exclusiva de CO_2 , sin integrar esquemas de recuperación mejorada de metano (ECBM) (Zhang et al., 2020), por lo que



existe un vacío notable en la bibliografía. Ante este reto, resulta de gran interés en avanzar hacia los aspectos tecnológicos de una nueva estrategia de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) en el carbón para superar los problemas mencionados (Masum et al., 2022).

Desde una perspectiva operativa, los primeros proyectos de inyección de CO₂ en capas de carbón emplearon predominantemente pozos verticales. Sin embargo, debido a que las capas de carbón suelen presentar espesores reducidos y una geometría lateralmente extensa, este tipo de pozos intersecta el yacimiento objetivo en una zona de contacto limitada, lo que restringe la inyectividad del CO₂ y amplifica los efectos adversos asociados al hinchamiento del carbón. Como resultado, los volúmenes efectivos de almacenamiento tienden a ser bajos, lo que ha llevado a cuestionar la viabilidad técnica del almacenamiento de CO₂ en capas de carbón, especialmente cuando se utilizan exclusivamente configuraciones de pozos verticales. En contraste, numerosos estudios de simulación numérica y modelado acoplado han demostrado que el uso de pozos horizontales incrementa significativamente el área de contacto con la capa de carbón, mejora la distribución del gas inyectado y optimiza tanto la recuperación de metano como la capacidad de almacenamiento de CO₂ (Gentzis y Bolen, 2008; Connell et al., 2014; Ren et al., 2014; Sheng, 2017; Zhang et al., 2020). Estos avances han reorientado el diseño conceptual de proyectos ECBM y CCS hacia configuraciones más eficientes y técnicamente robustas.

Desde 1998, distintos organismos internacionales han estimado el potencial teórico de almacenamiento de CO₂ en capas de carbón. La EIA-GHG ha señalado que los carbones bituminosos pueden adsorber aproximadamente el doble del volumen de CO₂ en comparación con el metano originalmente presente en el yacimiento. Evaluaciones preliminares sugieren que, a escala global, las capas de carbón bituminoso podrían almacenar entre 60 y 200 GtCO₂, mientras que estimaciones posteriores para Norteamérica — incluyendo carbones sub-bituminosos y lignitos— sitúan este potencial entre 60 y 90 GtCO₂ (Reeves, 2003b; Dooley et al., 2005; Metz, 2005). No obstante, al considerar restricciones técnicas, económicas y operativas, el potencial práctico de almacenamiento se reduce a valores del orden de 7 GtC para los carbones bituminosos (Gale y Freund, 2001; Gale, 2004; Metz, 2005).



En este sentido, el estudio integral de las variables que interactúan en los procesos de la adsorción/desorción de CO_2 en las capas de carbón representa una alternativa para reducir considerablemente la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero y, de forma simultánea, incrementar el potencial energético de nuestro país, mediante el aprovechamiento del CBM. Este enfoque permite articular beneficios ambientales, energéticos y económicos, favoreciendo la implementación de políticas ambientales en sinergia con estrategias orientadas al uso sustentable de los recursos energéticos en México.

El presente proyecto de investigación, es aplicable al almacenamiento geológico de CO_2 en capas de carbón no explotables, integrando la recuperación mejorada de metano, dado que la Región Carbonífera del estado de Coahuila presenta áreas con condiciones geológicas favorables para el desarrollo de este tipo de proyectos.



CAPÍTULO 3

MARCO GEOLÓGICO



3. Marco geológico

En esta sección se describe el marco geológico de la Cuenca de Sabinas para comprender su origen y evolución tectónica, sus características litológicas, su estratigrafía, su ambiente de depósito y su geología regional y local. Estos aspectos han sido definidos principalmente por las compañías petroleras públicas como Petróleos Mexicanos (PEMEX), por el Servicio Geológico Mexicano (SGM) y por diversos autores como Corona-Esquivel et al. (2006), Camacho-Ortegón, (2009), De la O-Burrola (2013) y Enciso-Cárdenas (2015) en trabajos más recientes.

3.1. Evolución tectono-sedimentaria de la Cuenca de Sabinas

La Cuenca de Sabinas, situada en el noreste de México, tiene una superficie aproximada de 37 000 km² (Eguiluz, 2007; González-Betancourt et al., 2020; González-Partida et al., 2022b) y está delimitada por dos fallas regionales. Al norte, limita con la falla de San Marcos, una estructura lateral izquierda que posiblemente estuvo activa durante la etapa de rifting del Triásico Tardío al Jurásico Tardío (Charleston, 1981; Chávez-Cabello et al., 2005; González-Sánchez et al., 2007). Al sureste, limita con la falla de La Babia, que también es una estructura lateral izquierda que estuvo activa durante la etapa de rifting continental del Triásico Tardío al Jurásico Intermedio (Charleston, 1981). Por lo tanto, la formación de la Cuenca de Sabinas está relacionada con la apertura del Golfo de México (Zwanziger, 1978; Longoria, 1984; Eguiluz, 2001), provocada por la separación de las placas Norteamericana, Sudamericana y Africana a partir de la ruptura del supercontinente Pangea en el Jurásico Temprano y, en particular, por el desplazamiento del bloque de Yucatán durante el Jurásico Tardío (Salvador, 1987; Padilla y Sánchez, 1986; Pindell y Kennan, 2009).

Este último evento de rifting continental dio lugar a una topografía irregular con múltiples fallas relacionadas con horsts y grabenes que controlaron los patrones de sedimentación cuando las aguas del proto-Océano Atlántico inundaron primero el proto-Golfo de México y, posteriormente, las zonas peninsulares circundantes (Padilla y Sánchez, 2016; Salvador, 1991; Goldhammer, 1999; González-Sánchez et al., 2009; Davison et al., 2020; Pindell et al.,



2020). En las condiciones mencionadas, la Cuenca de Sabinas se desarrolló en el Jurásico Intermedio entre dos elevaciones del basamento el Bloque Tamaulipas (la península de Burro-Peyotes), al noreste, y el Bloque de Coahuila, al oeste y suroeste, así como dos bloques internos representados por las islas de La Mula y Monclova (Zwanziger, 1978; Wilson, 1990; Eguiluz, 2001) (Figura 10).

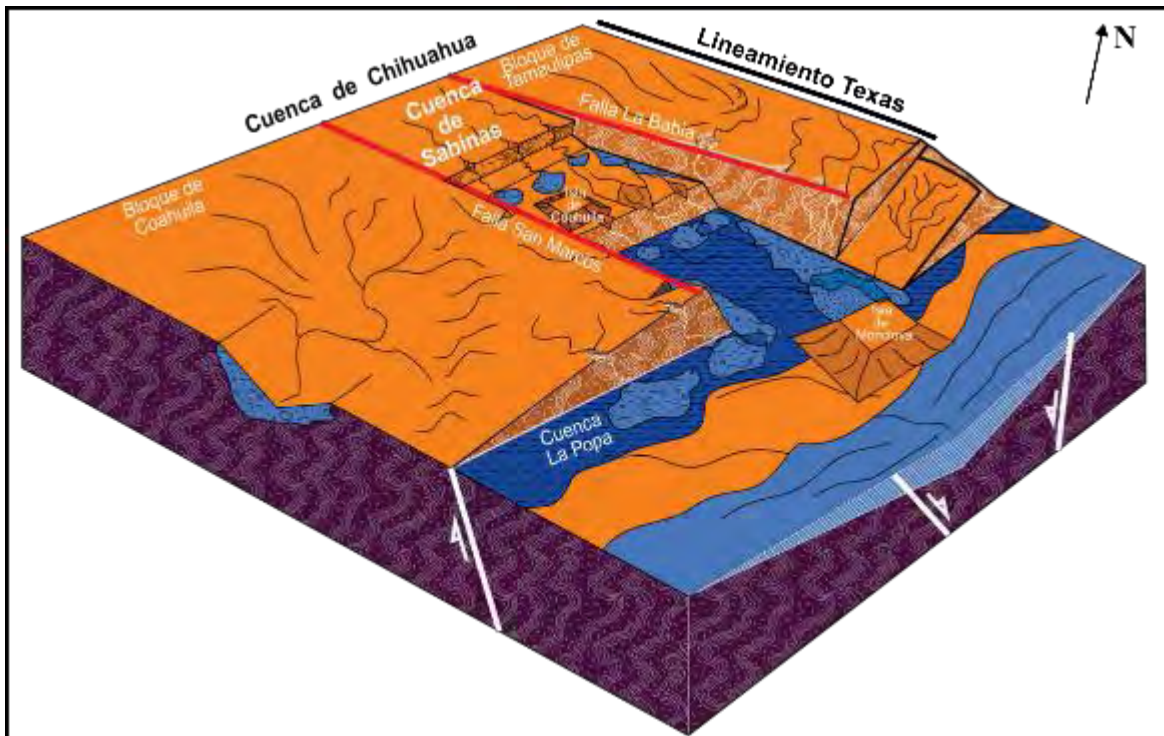


Figura 10. Configuración estructural de la Cuenca de Sabinas durante el Jurásico medio (modificado de Eguiluz, 2001).

El post-rift se caracteriza por al menos dos etapas de deformación: la primera, de tipo compresivo, está asociada a la Orogenia Laramide, que tuvo lugar desde el Cretácico Tardío hasta el Paleoceno Temprano. Esta deformación es principalmente dúctil-frágil y se caracteriza por pliegues anticlinales y sinclinales, así como por fallas de cabalgamiento (SGM, 2022). La segunda etapa representa una fase extensional, marcada por una deformación frágil y caracterizada por fallas normales. Es probable que esta tensión extensional se produjera durante el Eoceno, como resultado de la extensión post-Laramide (SGM, 2022).



La Cuenca de Sabinas constituye una depresión estructural delimitada por la Península de Coahuila al sur, el sistema Burro–Peyotes al norte y el Arco de Tamaulipas al oriente. Su origen está estrechamente vinculado a los procesos de ruptura y fragmentación del supercontinente Pangea, los cuales favorecieron el desarrollo de pilares y fosas tectónicas que condicionaron la distribución de altos y bajos estructurales en la región. Esta arquitectura tectónica ejerció un control fundamental sobre los patrones de sedimentación del Mesozoico en el noreste de México (Padilla y Sánchez, 1986a, 1986b) y, de manera posterior, influyó de forma decisiva en los estilos estructurales asociados a la Orogenia Laramide (Wilson, 1990).

La Cuenca de Sabinas está constituida predominantemente por rocas sedimentarias de origen marino y continental, cuyas edades abarcan desde el Jurásico Tardío hasta el Cuaternario. Las unidades mesozoicas están representadas principalmente por sucesiones sedimentarias depositadas en ambientes marinos, mientras que los depósitos del Cenozoico corresponden, en su mayoría, a sedimentos de origen continental. De manera subordinada, la columna estratigráfica incluye derrames basálticos, asociados principalmente a la actividad de los campos volcánicos de Las Esperanzas y Ocampo.

En términos estructurales, estas rocas han sido sometidas a intensos esfuerzos compresivos, lo que dio lugar a plegamientos de gran escala y a la formación de estructuras anticlinales y sinclinales bien desarrolladas, características del estilo estructural de la región. La evolución geológica de la Cuenca de Sabinas estuvo fuertemente condicionada por los eventos tectónicos ocurridos durante el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano, los cuales controlaron tanto la arquitectura de la cuenca como la distribución de las unidades estratigráficas.

El marco geológico del noroeste de México se considera complejo 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 complejo desde el punto de vista petrolero, ya que en él se encuentran diversos yacimientos de hidrocarburos asociados a la Cuenca Sabinas (gas, *shale gas* y carbón), que están 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).

Los primeros estudios geológicos de la Cuenca de Sabinas corresponden a Boese y Cavin (1927), Mullerried (1927) y Burckhardt (1930), quienes realizaron la primera descripción de las unidades estratigráficas que la conforman y les asignaron edades de acuerdo a unidades cronológicas europeas. Imlay (1940) introdujo los nombres de las principales formaciones geológicas reconocidas en afloramientos.

En 1956, Robeck y Pesquera-Ulloa realizan para el Instituto para la Investigación de los Recursos Minerales y el United States Geological Survey (USGS), el estudio de Geología y Depósitos de Carbón de la Región de Sabinas, Coahuila, cuyo objetivo era conocer las características geológicas de las subcuencas y poder determinar la calidad de las capas de carbón, los cuales se clasificaron como carbones de rango sub-bituminoso de medio a alto volátil y bituminoso de alto volátil.

A principios de la década de 70s, Pemex inició la ejecución de numerosos estudios geológicos que concluyeron con la localización de varios campos de gas, como los de Merced, Buena Suerte y Monclova. Durante los siguientes años, se realizó una intensa campaña de cartografía geológica y se aplicó sísmica 2D, ésta última en áreas previamente seleccionadas. Se cubrió la totalidad de la superficie de la cuenca con estudios geofísicos de gravimetría y magnetometría (SGM, 2011).

Entre 1976 y 1982, el Consejo de Recursos Minerales (CRM, hoy Servicio Geológico Mexicano, SGM) desarrolló el “Programa Nacional de Exploración de Reservas de Carbón”, que consistió en una extensa campaña de barrenación enfocada a conocer las características de las capas de carbón existentes en cada una de las subcuencas. Estas se llevaron a cabo en diferentes épocas y concluyeron con una evaluación parcial y preliminar de las reservas existentes.



Entre 1984 y 1985, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) desarrolló estudios geológicos para evaluar las reservas de carbón en algunas localidades específicas de las subcuencas y realizó la caracterización petrográfica de algunos carbones de México, específicamente en la Cuenca de Sabinas.

En 1991, Demetrio-Santamaría y sus colaboradores realizaron, en representación del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el trabajo “Evolución Geodinámica de la Cuenca de Sabinas y sus Implicaciones Petroleras”; en el que y a partir de distintas disciplinas geológicas (estratigrafía, sedimentología, estructural, geoquímica orgánica e inorgánica) se establecieron varios modelos que se conjuntaron para tratar de conocer la historia geológica de la cuenca desde un punto de vista dinámico e identificar los parámetros geopetroleros asociados.

El Consejo de Recursos Minerales (CRM, hoy Servicio Geológico Mexicano) realizó, dentro de su programa de Cartografía Geológico-Minera, las cartas Monclova (escala 1:250,000) en 1997, de Nueva Rosita (escala 1:250,000) en 2000 y de carta Piedras Negras (escala 1:250,000) en 2002, con lo cual se cubrió la totalidad de las subcuencas de carbón. El mismo organismo publicó los informes y mapas de las cartas geológico-mineras a escala 1:50,000: la carta de Monclova en 1999, las cartas de Las Esperanzas y Minas de Barroterán en 2002, las cartas de Melchor Múzquiz y Nueva Rosita en 2003, las cartas de Primero de Mayo y Candela en el 2004, la carta de El Oro en 2005, las cartas de Obayos y San Alberto en 2022, y para 2023, las cartas de Juárez, Progreso y San Buenaventura. Estas cartas mencionadas cubren una gran superficie de las subcuencas de carbón.

3.2. Estratigrafía de la Cuenca de Sabinas

La columna estratigráfica en la Cuenca de Sabinas comprende una sucesión sedimentaria que abarca desde el Jurásico Superior hasta el Cuaternario. Durante este período se produjeron varios cambios eustáticos, fluctuaciones en el aporte de sedimentos y diferentes estilos estructurales. Estas variaciones fueron impulsadas por la interacción entre varias provincias



tectónicas y sus movimientos de deformación asociados (Wilson, 1990; Goldhammer, 1999; Eguiluz, 2001).

La sucesión sedimentaria comienza con el depósito de sedimentos siliciclásticos y evaporíticos, que se produjo durante una transgresión marina, provocada por la invasión del mar en un ambiente tectónico de distensión o rifting. Posteriormente, cambia a sedimentos siliciclásticos carbonatados de grano fino ricos en materia orgánica, que se desarrollaron en ambientes marinos más profundos.

A continuación, se alternan capas de sedimentos carbonatados y terrígenos originados en ambientes de plataforma marina. Posteriormente, la secuencia cambia a una progradante debido a una regresión marina hacia el Golfo de México, en un ambiente tectónico de compresión y levantamiento, causado por la zona de subducción del Pacífico Occidental. La secuencia culmina con sedimentos de pantanos, lagunas y playas a medida que la cuenca se fue llenando gradualmente y se desarrollaron subcuencas con yacimientos de carbón (Fitz-Díaz et al., 2018; Juárez-Arriaga et al., 2019).

Chávez (2005) y el SGM (2022) indican que, durante el Cenozoico, la deformación Laramide en la parte meridional de la Cuenca de Sabinas ocurrió en dos fases: la primera, antes de los 46 Ma (Eoceno), afectó a la cubierta sedimentaria marina; la segunda, entre los 46 Ma y los 41 Ma, involucró bloques del basamento y reactivó principalmente fallas mayores. También mencionan que el emplazamiento del Cinturón de Intrusivos Candela-Monclova se produjo entre 45 Ma y 35 Ma (Eoceno) y que el cambio del magmatismo de subducción a intraplaca en la región debió ocurrir entre 32.5 Ma a 30 Ma (Oligoceno). La distensión se reactivó nuevamente en el Plio-Pleistoceno y, a través de ella, se emplazó vulcanismo de tipo basáltico (Formación Lavas Las Esperanzas). No se conoce con exactitud la dirección de las fisuras, pero el análisis de la disposición de los afloramientos de las mesetas de basaltos, sugiere una dirección NW-SE, si bien no se descarta la posibilidad de una fase de asentamiento con fisuramiento radial, especialmente ligado al borde del anticlinal de Santa Rosa, a partir de donde parecen haber provenido las corrientes de lavas basálticas (SGM, 2003). En la



actualidad, el valle está intensamente relleno por sedimentos continentales (SGM, 2003), caracterizado por conglomerados, coluvión y aluvión del Holoceno.

La Cuenca de Sabinas está compuesta por nueve subcuencas de carbón que corresponden a sinclinales amplios, cuya orientación principal es NW-SE, y que se ajustan a la estructura regional: 1) Sabinas, 2) Saltillito-Lampacitos, 3) Adjuntas, 4) Las Esperanzas, 5) San Patricio, 6) Monclova, 7) Baluarte, 8) El Gavilán y 9) San Salvador, que cubren un área de aproximadamente 6,883 km². Estas subcuencas se encuentran principalmente en el Estado de Coahuila, en los municipios de Melchor Múzquiz, San Juan de Sabinas, Sabinas, Progreso, Juárez y San Buenaventura (Enciso-Cárdenas et al., 2021, De la Rosa-Rodríguez, 2023; 2025) (Figura 7). El término «Sabinas» se utiliza en sentido estricto como subcuenca y, en sentido amplio, como cuenca (Robeck et al., 1956; Charleston, 1973; Longoria, 1984; González-Partida, 2022a).

La columna estratigráfica identificada en la Cuenca de Sabinas está formada por secuencias de rocas principalmente carbonatadas y siliciclásticas del Mesozoico y Cenozoico, con un espesor superior a los 5,000 m (Eguiluz y Amezcua, 2003) (Figura 11).

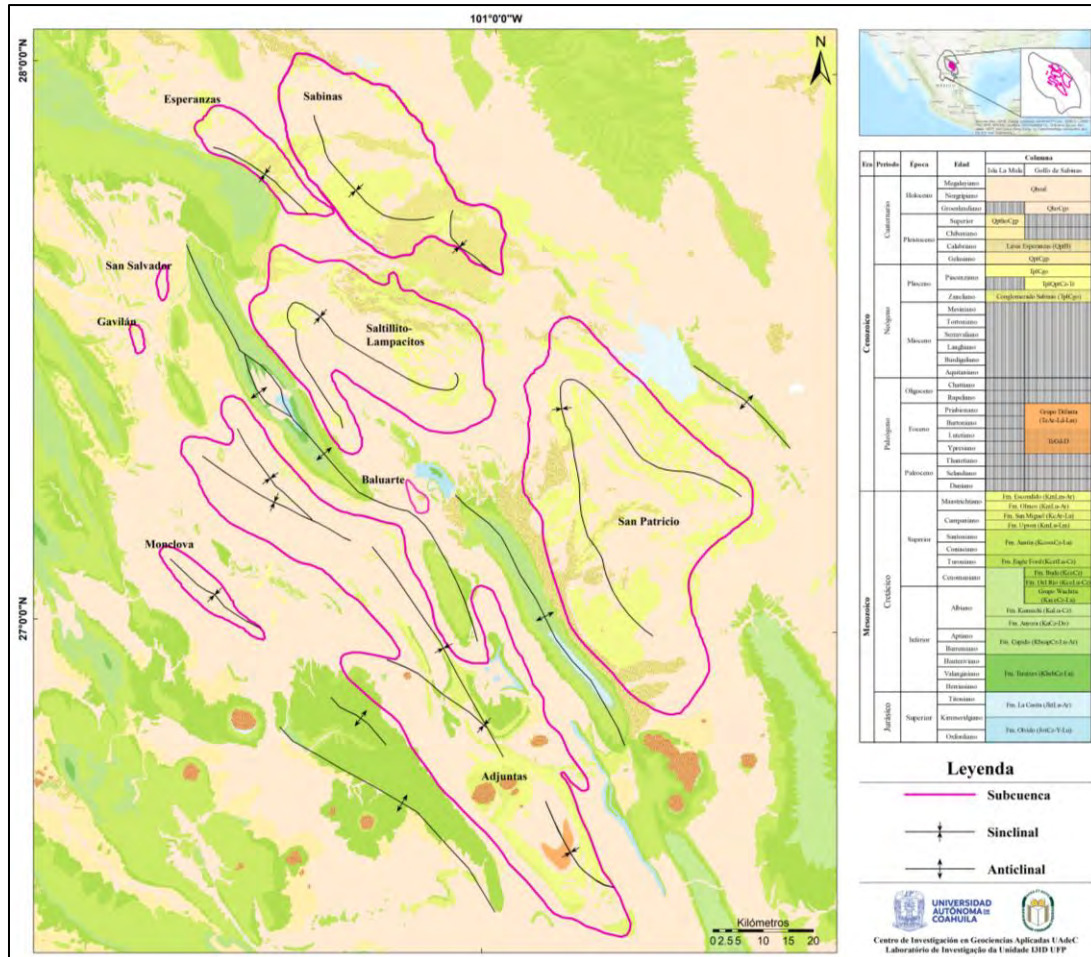


Figura 11. Mapa geológico regional y localización de las subcuencas de carbón. Aluvión (al), conglomerado oligomíctico (Cgo), conglomerado polimíctico (Cgp), basalto (B), caliza (Cz), traquita (Tr), arenisca (Ar), Lutita (Lu), lodolita (Ld), limolita (Lm), granodiorita (Gd), diorita (D), dolomita (Do), yeso (Y) (modificado a partir de SGM (2008a; 2008b).

Para comprender la secuencia estratigráfica que aflora en la región, a continuación, se describen las características principales de las formaciones geológicas de la Cuenca de Sabinas:

Formación Olvido (Jurásico Superior, Oxfordiano)

La Formación Olvido, definida por Heim (1924, 1940), consiste litológicamente en una sección de yeso-anhidrita, caliza, dolomía y lutita. Hacia la parte media noroccidental de la Cuenca de Burgos (área de Monterrey, Nuevo León) y la Cuenca de Sabinas, cambia



lateralmente a una potente secuencia de sal y yeso, con algunas intercalaciones de limolita y de caliza. En general, su espesor varía de 50 m a 300 m, pero las facies con sal y anhidrita presentan espesores promedio de hasta 1,000 m (pozos Chicharra-102 A, Cristo -1, Menchaca 1-A, Primero de Mayo-1 y Minas Viejas-1). Por las características litológicas de esta unidad, se puede establecer que su depósito ocurrió en extensas lagunas.

Formación La Casita (Jurásico Superior, Kimmeridgiano-Titoniano)

Está formada por lutita, arenisca y capas de caliza intercaladas, y presenta 54 m de lutita carbonosa negra a gris oscuro, intercalada con capas de carbón y delgadas capas de caliza amarilla. En la región que se extiende desde Coahuila hasta Tamaulipas, se han encontrado variaciones en el espesor de entre 50 m y 422 m (Imlay, 1953; SGM, 2011). La presencia de moluscos en las lutitas negras de la Formación La Casita sugiere que los sedimentos se depositaron en una plataforma somera, mientras que el color negro y la pirita indican condiciones anóxicas (Imlay, 1936). La presencia de conglomerados basales implica que las condiciones eran continentales al inicio del Kimmeridgiano (PEMEX, 1988b; SGM, 2011).

Formación Menchaca (Cretácico Inferior, Berriasiano-Valanginiano)

La Formación Menchaca se encuentra en afloramientos a lo largo del Potrero de Menchaca, a 25 km al NE de Cuatro Ciénegas (Imlay, 1940). En este lugar, se describe como *wackestone* y limolita calcárea de color gris oscuro con marga nodular oscura y dolomía arenácea de color rojizo. Humphrey y Díaz (1956) asignaron a estos sedimentos como transicionales entre el Jurásico Tardío y el Berriasiano-Valanginiano, con base en su posición estratigráfica. Su espesor medio es de 250 m. PEMEX (1988) y SGM (2011) interpretan que dichas rocas corresponden a facies de plataforma externa con influencia de mar abierto y gran aporte de clásticos hacia las cercanías de los elementos, esto principalmente en la Cuenca de Sabinas, Península de Tamaulipas y el extremo noroeste de la Cuenca de Burgos.



Formación Taraises (Cretácico Inferior, Berriasiano- Hauteriviano)

Está compuesta por dos miembros de caliza, el miembro inferior tiene 74 m de espesor, está compuesto de caliza gris y es más resistente a la erosión que el miembro superior, el miembro superior es de 68 m de espesor y está compuesto de caliza estratificada delgada y caliza lutítica delgada. En la localidad tipo, su espesor varía de 143 m a 146 m aproximadamente (Imlay, 1936; SGM, 2006). González-Arreola (1989) y SGM (2006) concluyen que el ambiente eco-deposicional de la Formación Taraises, correspondió a una plataforma en situación relativamente distal, respecto a las áreas emergidas principales.

Formación Barril Viejo (Cretácico Inferior, Valanginiano)

Charleston (1973) y el SGM (2011) describen la Formación Barril Viejo como una secuencia de *wackestone* y *mudstone* con fragmentos de conchas en estratos medios a gruesos de color gris oscuro, intercalados con marga nodular, con abundante *Exogyra* y fragmentos de amonitas, así como subarcosa de grano grueso en estratos delgados a medios siendo de color gris oscuro, dolomita conglomerática con fragmentos del tamaño de gránulos y pequeños guijarros, y un gran porcentaje de componentes terrígenos. Se han reportado espesores de entre 250 m y 535 m, dependiendo de su posición paleogeográfica (SGM, 2011).

Formación Padilla (Cretácico Inferior, Hauteriviano)

Esta unidad se encuentra representada por dos facies principales: (1) facies lagunar, constituida por *mudstone* y *wackestone*, con intercalaciones subordinadas de *packstone* a *grainstone* oolítico y peloidal, de color gris a gris oscuro; y (2) facies arrecifal, restringida a la porción suroriental de la Cuenca de Sabinas, integrada por *boundstone* de corales y rudistas, así como por *grainstone* rudáceo compuesto por oolitas y fragmentos esqueléticos derivados de la destrucción del armazón arrecifal. Los carbonatos asociados a esta facies presentan tonalidades claras. Los espesores estratigráficos reportados por Santamaría et al. (1991) varían entre 38 m y 542 m. Con base en sus características litológicas y asociaciones de facies, esta unidad se interpreta como depositada en un ambiente de plataforma interna en



las porciones central y nororiental de la Cuenca de Sabinas, mientras que el desarrollo arrecifal se encuentra restringido hacia el sector oriental de la cuenca (Enciso-Cárdenas, 2015).

Formación La Mula (Cretácico Inferior, Hauteriviano-Barremiano)

Definida por Imlay (1940) y SGM (2006), la Formación La Mula está constituida principalmente por lutita y lutita arenosa, con menores cantidades de arenisca, caliza, dolomía y calcarenitas. Se han registrado espesores de 244 m en el Potrero Menchaca, 760 m en el Potrero de Obayos y 160 m en la Sierra de la Gavia. El depósito se formó en condiciones que variaron de no marinas a estuarinas (tipo *sabkha*), a lo largo del margen oriental de la Península de Coahuila (Humphrey y Díaz, 1956; SGM, 2006).

Formación La Virgen (Cretácico Inferior, Barremiano)

Fue definida por Humphrey y Díaz (1956) para designar el yeso, la anhidrita y la caliza del Cretácico Inferior que afloran en la porción central del estado de Coahuila. Esta formación está constituida predominantemente por evaporitas, con algunas intercalaciones de *mudstone* arcilloso en capas delgadas, lutita 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. Se han reportado espesores de 50 m hasta un máximo de 1935 m (SGM, 2009). González-Sánchez et al., (2007) y Martínez-Ramos y Izaguirre-Ramos (1996) y SGM (2009) concluyen que estas rocas corresponden a un ambiente tipo *sabkha*, dando lugar a la formación alternada de carbonatos y evaporitas.

Formación Cupido (Cretácico Inferior, Barremiano-Aptiano)

Está formada por en capas de caliza gris con concreciones de piritita y pedernal (Imlay, 1937; SGM, 2006). Se han reportado espesores de 80 m hasta un máximo de 800 m. La parte superior de la Formación Cupido representa sistemas sedimentarios de una plataforma



carbonatada que existió durante la transición Barremiano - Aptiano (Barragán, 2004; SGM, 2006).

Formación La Peña (Cretácico Inferior, Aptiano Superior)

Humphrey (1949) y SGM (2008) mencionan que la unidad está formada por margas de color gris que, al intemperizar, adquieren tonos colores rosa y rojo, y que están interestratificadas con delgadas capas de caliza de color gris claro a gris oscuro. Presenta estratos delgados de lutita fisil de color gris oscuro a negro que comúnmente contienen vetillas y lentes de pedernal entre 3 m y 9 cm de espesor. Se han reportado espesores de 40 m hasta un máximo de 200 m. Con base en su fauna y litología, el ambiente de depósito de la Formación La Peña se considera de aguas profundas, en una zona batial a epibatial.

Formación Aurora (Cretácico Inferior, Albiano)

PEMEX (1988b) y SGM (2004) consideran que la caliza es de tipo *wackestone-packestone* y *grainstone* en estratos masivos, con macrofauna de rudistas (caprínidos y toucasias) y microfauna de miliólidos, así como fragmentos de algas, entre otros. En Coahuila, en la Sierra de San Marcos, tiene espesores entre 300 m y 600 m, de 650 m en el Potrero La Virgen de 300 m en el área de Acatita-Las Delicias; y de 701 m en la Sierra de Parras, adelgazándose hacia el sur hasta los 182 m. El ambiente de depósito de la Formación Aurora se considera de facies de plataforma somera (SGM, 2008).

Formación Kiamichi (Cretácico Inferior, Albiano)

Está constituida por marga y arcilla de color verde grisáceo oscuro a gris azulado oscuro, con intercalaciones delgadas de caliza de color gris claro, en estratos delgados con fragmentos de conchas que forman lentes (Santamaría et al., 1991; SGM, 2006). Su espesor oscila entre un mínimo de 3 m y un máximo de 200 m, y se considera que se depositó en ambientes de plataforma externa (Santamaría et al., 1991; SGM, 2006).



Formación Georgetown (Cretácico Inferior, Albiano - Cretácico Superior, Cenomaniano)

En México, se estudió la unidad en la Sierra de La Mojina (Hernández et al., 1999; SGM, 2010), la cual está representada por dos miembros principales:

Miembro 1: Inferior, correspondiente a facies de mar abierto y está constituido por caliza de estratificación gruesa a masiva, con un alto contenido de calcisferúlidos y radiolarios.

Miembro 2: Superior, correspondiente a facies de plataforma somera, compuesto por caliza en estratos masivos con desarrollo de miliólidos y rudistas. Así mismo, contiene nódulos de pedernal de color gris oscuro y estratos masivos de caliza de la Formación Georgetown. Se han reportado espesores entre 24.35 m y 300 m. Esta formación se depositó en un ambiente de aguas marinas poco profundas a lo largo de los bordes de la plataforma (Humphrey y Díaz, 2003; SGM, 2010).

Formación Del Río (Cretácico Superior, Cenomaniano)

Fue descrita por primera vez por Humphrey y Díaz (1956) como lutitas de color gris a verde, nodular y laminada, con estratos arcillosos calcáreos intercalados, los cuales contienen amonitas y equinoideos, y que intemperizan a un material tipo caliche blanquecino. Se han reportado espesores de 3 m, con un máximo de 100 m (SGM, 2010). Según Humphrey y Díaz (1956) los sedimentos se depositaron en un ambiente de plataforma abierta pelágica con subsidencias lentas y continuas.

Formación Buda (Cretácico Superior, Cenomaniano)

PEMEX (1988) menciona que está formada por *mudstone* y *wackestone* arcillosos que, en ocasiones, se intercalan con marga. Se ha reportado un espesor de entre 23 m y 26 m (SGM, 2010). Lock et al., (2007) y SGM (2009) señalan que el ambiente en el que se formó esta unidad fue una plataforma media y externa.



Formación Eagle Ford (Cretácico Superior, Cenomaniano-Turoniano)

GYMSA (2003) y SGM (2016) la describen como una lutita de color gris claro, gris y café claro que, al intemperizar, adquiere un tono amarillo claro, casi blanco, con textura calichosa. Se presenta en horizontes laminares que forman capas de 2.5 cm a 10 cm, y en bancos esporádicos de hasta 40 cm de potencia, en donde es posible apreciar delgados horizontes calcáreos de poco más de 1 cm. La caliza, por su parte, presenta una textura *wackstone* con fragmentos de tamaño de limo y arena fina, dispuestos en horizontes laminares. Se ha reportado un espesor mínimo de 45 m, un máximo de 480 m, y un promedio de 200 m (Santamaría et al., 1991), y de 300 m en la Cuenca de Sabinas (Eguiluz, 2001). El ambiente de depósito representa un sistema transgresivo depositado en un ambiente nerítico medio (Eguiluz, 2001; SGM, 2016).

Formación Austin (Cretácico Superior, Coniaciano-Santoniano)

Stinnesbeck et al., (2005) y SGM (2006) la describen en la localidad de El Rosario (Coahuila) como capas de caliza que contienen restos de inocerámidos, amonoideos y peces, alternando con marga y caliza gris claro. El espesor de esta formación oscila entre 100 m y 350 m en la Cuenca de Sabinas (SGM, 2006). Se depositó en facies de plataforma externa relacionada con frentes de sistemas fluviodeltáicos (PEMEX, 1988b; SGM, 2006).

Formación Upson (Cretácico Superior, Campaniano)

Santamaría et al., (1991) y SGM (2006) mencionan que la Formación Upson consiste en lutita y limolita deleznable de color gris oscuro y verde oliva, que intemperiza en tonos amarillentos. Se observan delgadas capas calcáreo-arenosas y contiene concreciones calcáreas y septarias de formas irregulares. Se han estimado espesores de 42 m a 622 m. Esta unidad se depositó en un ambiente de plataforma de aguas someras (Sohl et al., 1991).



Formación San Miguel (Cretácico Superior, Campaniano)

Consiste de alternancias de estratos de arenisca de color gris verdoso y café amarillento, arenisca fosilífera, caliza arenosa y sedimentos siliciclásticos de grano fino a medio, entre los que destacan la limolita arenosa de color gris oscuro a gris claro con horizontes conglomeráticos y la lutita laminar. Los espesores estimados oscilan entre 26 m y 366 m (SGM, 2014). El ambiente de depósito, de acuerdo a las características litológicas, así como las estructuras primarias exhibidas en la arenisca, el ambiente de depósito corresponde a un ambiente deltaico progradante con abundantes canales distributarios (GYMSA, 2002; GEC, 2003; SGM, 2014).

Formación Olmos (Cretácico Superior, Maastrichtiano)

Designada inicialmente por Stephenson (1927), la localidad tipo de esta formación no está designada y toma su nombre de la estación Olmos Creek, en el condado de Maverick (E.U.A.), a 7 millas u 8 millas al norte de Eagle Pass. Inicialmente se describió como “lutita deleznable, gris verdosa, fina a gruesa, blanda a dura, con estratificación delgada a masiva, que contiene algunas capas con ondulitas y capas 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:

Zona 1: Predominantemente arcillosa y suave que presenta una doble capa de carbón y otras capas carbonosas hacia arriba. Su espesor es de 36 m.

Zona 2: Esta unidad puede ser reconocida en cualquier sección, aunque sus características pueden variar. Está constituida por arenisca de estratificación cruzada, de grano fino a medio, mal clasificada, con estratos medianos a gruesos de color claro. Puede presentar limolita y lodolita interestratificadas, 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 expuesta. En el rancho El Cedral presenta 86 m de espesor.



Zona 3: Tiene espesor de 31 m, medido en la sección del rancho El Cedral, y está constituida por limolita masiva. Sin embargo, casi no es posible observarla 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, así como por algo de limolita y arenisca con estratificación delgada. Tiene un espesor de 80 m.

Eguiluz y Amezcua (2003), en una descripción más reciente, describen una arenisca de grano grueso de color gris con intercalaciones de lutita. Su cima se caracteriza por arenas de grano grueso de color 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 (*Exogyra costata*, *Sphenodiscus sp.*, y gasterópodos y pelecípodos), se le ha asignado una edad de Maastrichtiano Temprano-Intermedio (Cretácico Superior). (Santamaría et al., 1991). Se distribuye ampliamente en las cuencas de Sabinas, Burgos, y Escondido al sur de Texas (E.U.A.). Adkins (1932), Robeck et al. (1956) y Eguiluz y Amezcua (2003) han reportado espesores de 241 m para la Formación Olmos, mientras que Santamaría et al. (1991) indican espesores mínimos de 10 m y máximos de 378 m., con un promedio de 175 m. Esta formación sobreyace a la Formación San Miguel (Grupo Taylor) y subyace a la Formación Escondido (Grupo Navarro). Se ha considerado favorable para la exploración de carbón (Barboza et al., 1997). Es una unidad de importancia dentro del play generador de gas-carbón (Eguiluz y Amezcua, 2003).

Formación Escondido (Cretácico Superior, Maastrichtiano)

Eguiluz (2001) y SGM (2006) describen la unidad como compuesta por areniscas de grano grueso a conglomeráticas de color gris a gris rojizo, con intercalaciones de lutita y capas de carbón cerca de la base de la unidad, asociadas a la presencia de areniscas de color blanco y ocre. En la Cuenca de Sabinas se han reportado afloramientos de hasta 230 m de espesor y,



en pozo, un promedio es de 800 m, los cuales podrían llegar a más de 1000 m si se considerara el material erosionado (SGM, 2006). El ambiente de depósito fue una planicie de inundación oscilante y la distribución de las capas de carbón denota la migración lateral de las subfacies deltáicas (Eguiluz y Amezcua, 2003; SGM, 2006).

Conglomerado Sabinas (Plioceno)

Consiste de fragmentos de caliza subredondeados inmersos en una matriz arcillosa - arenosa con carbonatos de calcio. La parte superior de la unidad presenta una capa de caliche (Santiago et al., 2003; SGM, 2006). El espesor medido en el área de Sabinas (Coahuila) es de entre 10 m y 30 m aproximadamente (Barboza et al., 1997; Santiago et al., 2003; SGM, 2006). Este conglomerado se originó por la acción de los agentes erosivos sobre las estructuras plegadas cretácicas y depositadas en las partes bajas de las sierras. Se considera un depósito continental de tipo Molasse (Martínez et al., 2000; SGM, 2006).

Lavas Esperanzas (Pleistoceno)

Las lavas cubren una importante porción de las subcuencas de Sabinas y Esperanzas. Consisten en una serie de derrames lávicos de composición basáltica, cuyos espesores varían desde 2 m hasta 25 m. Sus centros de emisión se han identificado en pequeños conos volcánicos (Los Kakanapos), localizados al suroeste de Sabinas (Coahuila). La emisión de estas lavas se data en el Pleistoceno y su emplazamiento se encuentra relacionado con los cambios térmicos reflejados en algunos carbones de la parte sur de la Cuenca de Sabinas (SGM, 2011).

Depósitos lacustres (Holoceno)

Estos depósitos están formados principalmente por sedimentos de limos y arenas finas (CRM, 2000).



Gravas, limos y arcillas (Holoceno)

Estos depósitos están constituidos por limos y arcillas que rellenan valles aluviales, así como por gravas y boleos correspondientes a material de piedemonte (CRM, 2000). De manera general, se disponen rellenoando valles intermontanos, donde se acumularon posteriormente al levantamiento de las sierras, como resultado de procesos de intemperismo y erosión de las áreas estructuralmente positivas circundantes. Los espesores de estos depósitos varían aproximadamente entre 3 m y 30 m (CRM, 2000).

Cuaternario (Holoceno)

Se caracteriza por depósitos continentales formados por fragmentos de las rocas preexistentes que pueden estar más o menos consolidados o sueltos, generalmente embebidos en una matriz limo-arenosa. El espesor de esta unidad es muy variable y se estima entre 5 m y 10 m. Su origen es francamente continental y cubren de manera discordante y parcialmente a toda la secuencia del Cretácico Superior. Además, el Cuaternario presenta derrames de lava de color gris muy oscuro que, al intemperizar, adquieren tonos pardos a café grisáceo. El espesor de los basaltos es muy irregular, siendo el mínimo 1 m y el máximo reportado de 53 m. Se estima que los derrames basálticos fueron expulsados a través de fisuras corticales ya que no existen evidencias de aparatos volcánicos centrales (CRM, 2003).

3.3. Ambiente de depósito de la Formación Olmos y geología local

En lo que respecta al ambiente de depósito de la Formación Olmos, según Parra-Sánchez (1979), basándose en estudios litoestratigráficos, el ambiente deposicional estuvo asociado a condiciones deposicionales palustres. Durante la deposición de la parte superior de esta formación, la flora fue lo suficientemente abundante como para formar turba de espesor y calidad no uniforme, tras una transgresión del mar sobre el continente, donde prevalecieron condiciones marinas neríticas y, posteriormente, continentales. Santamaría-Orozco (1990) realizó estudios bioestratigráficos que identificaron cuatro subambientes dominantes: a) intermareal superior, b) lagunas marginales, c) pantanos y marismas, y d) llanuras aluviales



(Figura 12). Así mismo, Corona et al. (2006) realizaron estudios litoestratigráficos y reportaron que, durante el Maastrichtiano, el área formaba parte de una extensa llanura deltaica caracterizada por una exuberante vegetación y grandes áreas palustres irregulares donde se acumulaba y preservaba materia orgánica. De hecho, se observó un evento regresivo, con predominio de los ambientes continentales sobre los marinos. Basándose en estudios litoestratigráficos, Eguiluz y Amezcua (2003) y SGM (2022) describieron un ambiente marino somero y de frente deltaico asociado a la Formación Olmos. En resumen, la Formación Olmos representa un típico ambiente regresivo, progradante y deltaico en condiciones lagunares que permitió el desarrollo de una amplia variedad de vegetación (COREMI, 2000).

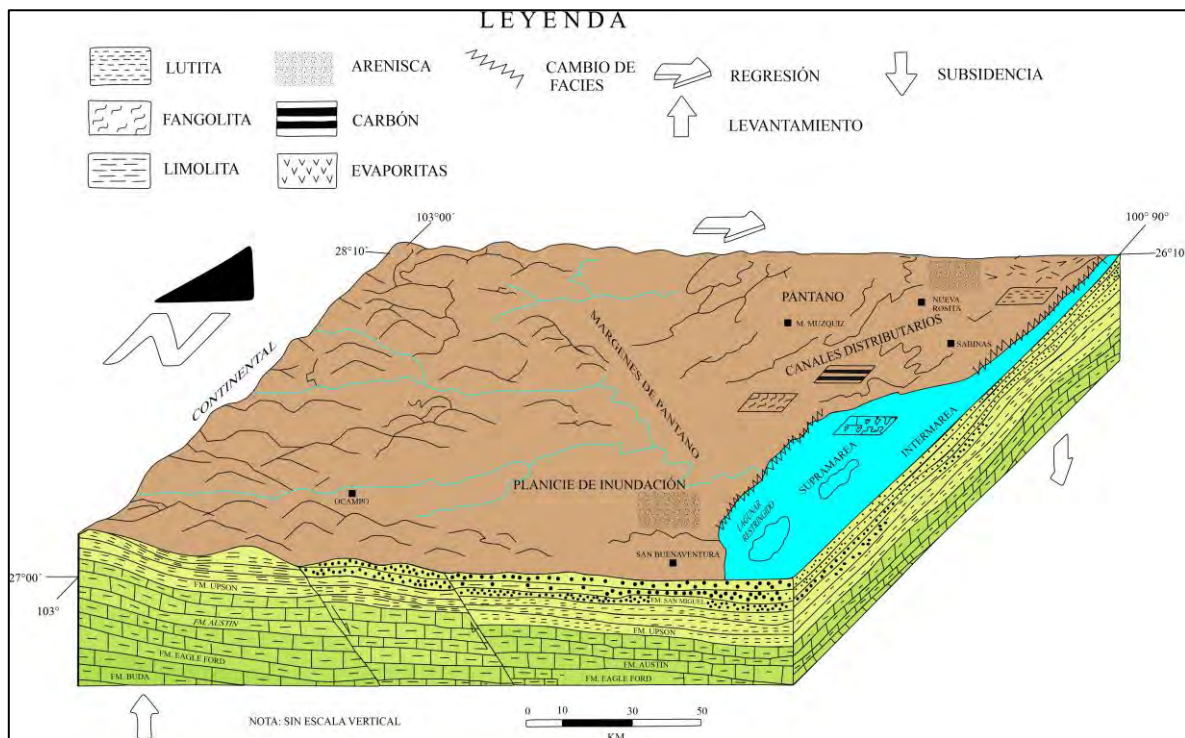


Figura 12. Esquema de distribución y ambientes de depósito de la Formación Olmos (Maastrichtiano Inferior) en la Cuenca de Sabinas (Recuperado de Demetrio-Santamaria, 1990).



La geología local dentro de las subcuencas de carbón se caracteriza principalmente por presentar afloramientos de las formaciones San Miguel, Olmos, Escondido, Conglomerado Sabinas y Lavas Esperanzas (Figura 13). La Formación Olmos corresponde a la secuencia de interés, ya que en el Miembro 1 de esta formación presenta capas de carbón, las cuales son el objeto de estudio del presente proyecto de tesis.

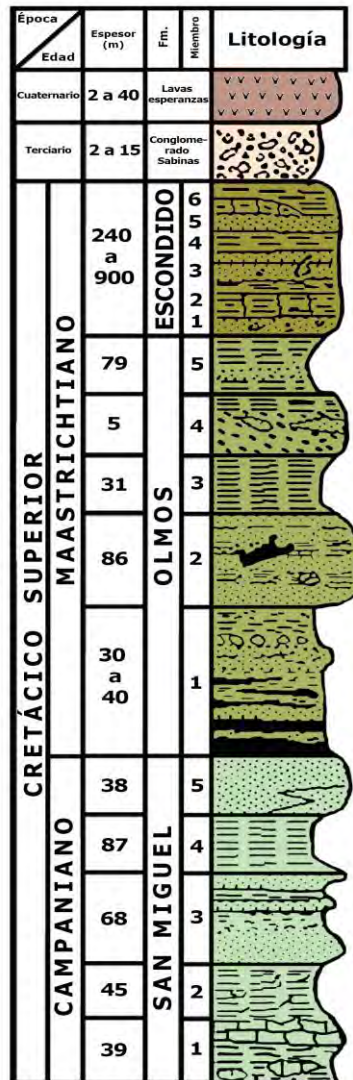


Figura 13. Columna litoestratigráfica en las subcuencas de carbón del Noreste de México (modificado de Valdez-Moreno, 2001).



CAPÍTULO 4

METODOLOGÍA Y TÉCNICAS ANÁLITICAS



4. Metodología y técnicas analíticas

4.1. Metodología

La presente investigación fue desarrollada integrando un enfoque cuantitativo–descriptivo y explicativo, orientado a la caracterización del carbón y a la evaluación de su potencial como medio de almacenamiento geológico de CO₂ en subcuencas carboníferas. La metodología se estructuró en cuatro fases principales: (i) trabajo de campo, (ii) técnicas analíticas de laboratorio, (iii) procesamiento y modelado de la información y (iv) integración e interpretación de resultados, las cuales se describen a continuación.

4.1.1. Trabajo de campo

El trabajo de campo constituyó la base para la adquisición de información geológica directa y la obtención de muestras representativas de carbón. Esta fase comprendió las siguientes actividades:

- **Gestión de permisos de acceso:** Se realizaron solicitudes formales a los propietarios y responsables de las explotaciones mineras a cielo abierto (tajos), con el fin de obtener la autorización necesaria para el acceso a las áreas de estudio y la ejecución de las actividades de reconocimiento y muestreo.
- **Reconocimiento geológico:** Se llevó a cabo un levantamiento geológico detallado en los taludes de afloramiento de las capas de carbón expuestas en las minas a cielo abierto. Este reconocimiento incluyó la identificación del contacto formacional entre las formaciones San Miguel y Olmos, la medición del rumbo y echado de las principales estructuras geológicas, el registro de coordenadas geográficas de los puntos de observación y muestreo, así como la descripción de las características físicas de las capas de carbón, su espesor y las litologías intercaladas.
- **Recolección de muestras:** Se recolectaron 21 muestras de carbón con un peso aproximado de 3 kg cada una, asegurando la remoción previa del material superficial intemperizado, con el objetivo de garantizar la representatividad del material fresco. El



procedimiento de muestreo se realizó conforme a la norma ASTM D4596-22 (2022), lo que permitió asegurar la calidad y reproducibilidad de los análisis posteriores.

4.1.2. Técnicas analíticas para la caracterización del carbón

Las muestras recolectadas fueron sometidas a un proceso de preparación y análisis en laboratorio, orientado a su caracterización integral. Para ello se aplicaron las siguientes técnicas analíticas:

- **Análisis químicos (incluidos los físico-químicos):** destinados a determinar las propiedades básicas del carbón relevantes para su comportamiento como reservorio de CO₂.
- **Petrografía orgánica:** empleada para identificar la composición maceral, el grado de maduración térmica y las características texturales del carbón.
- **Ensayos de sorción (adsorción/desorción):** realizados con el fin de evaluar la capacidad del carbón para adsorber CO₂ bajo condiciones controladas de presión, información fundamental para la estimación del potencial de almacenamiento geológico.

Las técnicas seleccionadas permitieron de forma pertinente en una fase posterior, establecer la relación entre las propiedades del carbón y su comportamiento durante el proceso de adsorción de gas.

4.1.3. Procesamiento y modelado de la información

Con base en la información obtenida durante el trabajo de campo, los resultados de laboratorio y los datos provenientes de sondeos previos en las subcuencas de estudio, se construyó una base de datos integrada que permitió el desarrollo de los siguientes procesos:

- **Modelado geológico:** Para la elaboración de secciones geológicas, con el objetivo de definir la geometría y continuidad de las capas de carbón y delimitar las áreas que presentan profundidades superiores a 300 m dentro de las subcuencas analizadas.



- **Modelado de cuencas mediante PetroMod:** Para la generación de pozos virtuales a partir de la información litológica, condiciones de frontera y la calibración de un pozo de referencia. Este modelado permitió estimar la presión de poro en las capas de carbón y calcular el volumen de adsorción de CO_2 mediante la aplicación de la ecuación de Langmuir, integrando parámetros derivados tanto de los ensayos de sorción como del modelo de cuenca.

4.1.4. Integración e interpretación de resultados

La fase final consistió en la integración e interpretación conjunta de los resultados obtenidos en las etapas anteriores. Para ello se establecieron relaciones entre los parámetros físico-químicos, petrográficos y de sorción del carbón, así como los resultados del modelado geológico y de cuencas, con el propósito de:

- **Definir las características del carbón:** a partir de su grado de maduración térmica, el ambiente de depósito y su capacidad de adsorción de CO_2 .
- **Establecer un modelado geoestadístico:** orientado a la generación de mapas de isovalores de presión de poro y volumen de adsorción, los cuales permitieron evaluar espacialmente las áreas con mayor potencial para el almacenamiento geológico de CO_2 en las subcuencas carboníferas estudiadas.

4.2. Técnicas analíticas aplicadas a la caracterización del carbón

Las muestras de carbón recolectadas durante el trabajo de campo fueron consideradas para su caracterización mediante estudios próximos y elementales, densidad, poder calorífico, índice de hinchamiento, análisis petrográficos y ensayos de sorción (adsorción/desorción) (Figura 14).



Figura 14. Técnicas de caracterización del carbón aplicadas en el proyecto de investigación.

La caracterización de las muestras de carbón es indispensable para correlacionar correctamente los parámetros que nos permitan comprender el proceso de sorción (adsorción/desorción), definir y precisar las zonas favorables para el almacenamiento geológico de CO_2 en las subcuencas de la Región Carbonífera de Coahuila. La caracterización de muestras de carbón fue realizada bajo el siguiente procedimiento:

- 1.- Preparación de muestras, para la obtención de material representativo y homogéneo, adecuado para la ejecución de los análisis químicos (incluye ensayos físico-químicos), petrográficos y de sorción.
- 2.- Análisis próximo y elemental, principalmente para la determinar la calidad y el rango del carbón.
- 3.- Análisis de petrografía orgánica, para determinar las condiciones de ambiente de depósito y rango (madurez térmica) del carbón.
- 4.- Isotermas de Sorción (adsorción/desorción) de gas CO_2 para determinar la capacidad de almacenamiento de gas en el carbón mediante la Ecuación de Langmuir.



Las técnicas analíticas empleadas durante esta etapa se efectuaron con el objetivo principal de evaluar el almacenamiento de CO₂ en las capas de carbón de cinco subcuencas carboníferas.

4.2.1. Preparación de las muestras

En el presente proyecto, las 21 muestras de carbón recolectadas en campo fueron preparadas en el Laboratorio de Litopreparación del CIGA-UAdC mediante un procedimiento sistemático orientado a garantizar su representatividad y homogeneidad. La preparación incluyó las etapas sucesivas de reducción (Figura 15A), división (Figura 15B), cuarteo (Figura 15C) y pulverización (Figura 15D). Posteriormente, se procedió a la identificación y pesado de la cantidad requerida de cada muestra (Figura 15E), conforme a los lineamientos establecidos en las normas ASTM D2013 e ISO 7404-2, para su posterior disposición en la etapa de caracterización mediante técnicas de laboratorio.



Figura 15. Proceso de preparación de muestras de carbón en el Laboratorio de Litopreparación del CIGA-UAdC.

4.2.2. Análisis próximo y elemental

El análisis próximo del carbón corresponde a los ensayos de la humedad, cenizas, materia volátil y carbono fijo, los cuales son determinados por una serie de métodos de prueba prescritos y estandarizados en la norma ASTM D3172 (Earnest 1982; Earnest y Culmo 1983; Earnest 1984; Riley, 2007; Speight, 2015). El procedimiento se desarrolló como un método sencillo para determinar la distribución de los productos obtenidos cuando la muestra de



carbón se calienta en condiciones específicas (Speight, 2015). Además, por definición, el análisis próximo del carbón separa los productos en cuatro grupos: (1) humedad, que es la cantidad de agua contenida en la matriz del carbón en el momento del análisis; (2) materia volátil, que consiste en gases y vapores expulsados durante la combustión; (3) carbono fijo, que es la fracción no volátil del carbón; y (4) cenizas, que es el residuo inorgánico resultante después de la combustión. En ocasiones, el análisis próximo también puede incluir la temperatura de fusión de las cenizas y el índice de hinchamiento libre del carbón o las propiedades de hinchamiento del carbón (ASTM D720; ISO 8264) (Speight, 2015).

Los análisis próximos fueron realizados en el Laboratorio de Análisis Físico-Químico del Carbón del CIGA-UAdC, donde previamente se trituraron las muestras de carbón hasta un tamaño de grano inferior a 0.25 mm (-60 mallas), de acuerdo con la norma ASTM D2013-07 (2007). El análisis de humedad se realizó con un aparato Quincy Lab 20, de acuerdo con la norma ASTM D3302-07a (2007). Los análisis de cenizas y materia volátil se realizaron en un aparato Thermo Scientific F6000, de acuerdo con las normas ASTM D3174-12 (2012) y ASTM D3175-07 (2007), respectivamente. El LECO AC-500 se utilizó para determinar el poder calorífico, basado en la norma ASTM D5865-07a. El carbono fijo se calculó por diferencia de acuerdo con la norma ASTM D3172-07, el índice de hinchamiento (FSI, Free-Swelling Index) se determinó considerando la norma ASTM D720-91 (2013).

El método estándar para el análisis elemental del carbón y el coque (ASTM D3176) incluye la determinación del carbono, el hidrógeno, el azufre y el nitrógeno, junto con las cenizas de la muestra, mientras que el oxígeno se calcula por diferencia (Speight, 2015). Los elementos traza presentes en el carbón (Vesper et al., 2008; Diehl et al., 2012) suelen incluirse como parte del análisis elemental (Speight, 2015). Los métodos de ensayo recomendados para el análisis elemental incluyen la determinación del carbono e hidrógeno (ASTM D3178), del nitrógeno (ASTM D3179), del azufre (ASTM D3177; ISO 334; ISO 351), con determinación asociada de humedad (ASTM D3173) y cenizas (ASTM D3174) para convertir los datos a una base libre de humedad y de cenizas (Speight, 2015). El análisis elemental está basado en la completa e instantánea oxidación de la muestra mediante una combustión con oxígeno puro a una temperatura aproximada de 1,000 °C. Los diferentes productos de combustión



(CO₂, H₂O y N₂) son transportados mediante el gas portador (He) a través de un tubo de reducción y, después, separados selectivamente en columnas específicas para ser desorbidos térmicamente. Finalmente, los gases pasan por separado por un detector de conductividad térmica, que proporciona una señal proporcional a la concentración de cada uno de los componentes individuales de la mezcla (Enciso-Cárdenas, 2015).

Los análisis elementales fueron realizados en el Laboratorio de Análisis Físico-Químico del Carbón del CIGA-UAdeC, utilizando un equipo Thermo Scientific Flash 2000 para determinar el contenido elemental de carbono, hidrógeno y nitrógeno, de acuerdo con la ASTM D5373-21 (2021). El aparato LECO SC-144DR se utilizó para determinar el contenido de azufre según la norma ASTM D4239-18e1 (2018), mientras que el contenido de oxígeno se calculó por diferencia.

4.2.3. Petrografía orgánica

La composición maceral se fundamenta en el reconocimiento, identificación y cuantificación de los macerales y de la materia mineral presentes en una muestra de carbón. Diessel (1982) fue pionero en analizar de manera sistemática el valor diagnóstico de los distintos macerales para la interpretación de ambientes paleoambientales, proponiendo un método de análisis de facies basado en índices petrográficos cuantitativos. De acuerdo con este autor, la presencia y proporción de macerales diagnósticos, los cuales reflejan tanto el material vegetal original como las condiciones bioquímicas de conservación, permiten la delimitación de campos paleoambientales mediante el uso de diagramas de facies.

El poder reflector de la vitrinita es medida en luz blanca incidente bajo inmersión en aceite, es el parámetro más sólido utilizado en petrología orgánica para definir el grado de carbonificación alcanzado por un carbón y, por lo tanto, la clase de carbón (ISO 11760, 2005) (Suarez-Ruiz et al., 2012). Los datos obtenidos del poder reflector de la vitrinita pueden aplicarse en calibraciones de modelado térmico e historia de enterramiento utilizado el algoritmo cinético EASY%R (Sweeney y Burnham, 1990), por ejemplo, Hertle y Litke (2000), Mählmann (2001), Petersen et al. (2009) y Qiu et al. (2011). Para este estudio se



emplea un microscopio petrográfico equipado con un espectrofotómetro para medir en una superficie pulida el porcentaje de luz incidente en partículas de vitrinita (Taylor et al., 1998; Peters et al., 2016). Esta propiedad está relacionada con la aromaticidad de los componentes orgánicos y aumenta (aunque no de forma lineal) para todos los macerales a medida que aumenta el nivel de carbonización (Suárez-Ruiz et al., 2012).

El poder reflector de la vitrinita se mide mediante luz blanca incidente bajo inmersión en aceite y constituye el parámetro más robusto y ampliamente empleado en petrología orgánica para definir el grado de carbonificación alcanzado por un carbón y, en consecuencia, su clasificación por rango (ISO 11760, 2005; Suárez-Ruiz et al., 2012). La reflectancia de la vitrinita se determina utilizando un microscopio petrográfico equipado con un espectrofotómetro, mediante la medición, sobre una superficie pulida, del porcentaje de luz reflejada por partículas de vitrinita (Taylor et al., 1998; Peters et al., 2016). Esta propiedad óptica se encuentra estrechamente relacionada con el grado de aromaticidad de los componentes orgánicos y muestra un incremento progresivo —aunque no estrictamente lineal— para todos los grupos macerales conforme aumenta el nivel de carbonificación (Suárez-Ruiz et al., 2012).

Asimismo, los valores de reflectancia de la vitrinita pueden emplearse en la calibración de modelos térmicos y en la reconstrucción de la historia de enterramiento, mediante la aplicación de algoritmos cinéticos como EASY%R (Sweeney y Burnham, 1990), tal como ha sido documentado por Hertle y Littke (2000), Mählmann (2001), Petersen et al. (2009) y Qiu et al. (2011).

En el presente proyecto de investigación se determinó la composición maceral y el poder reflector de la vitrinita de las muestras de carbón. Para ello, las muestras fueron preparadas en el Laboratorio de Litopreparación del CIGA-UAdC, donde se trituraron hasta un tamaño de grano inferior a 1 mm (malla -18) y posteriormente se montaron en resina epóxica, conforme a la norma ISO 7404-2 (2009).



Los estudios petrográficos se realizaron en el Laboratorio de Petrografía de la Escuela Superior de Ingeniería “Lic. Adolfo López Mateos” de la UAdeC, utilizando un microscopio petrográfico Leica DM 4500P (Figura 16), acoplado a un espectrofotómetro J&M TIDAS MSP-200, ajustado a una longitud de onda de 546 nm. La determinación de la composición maceral y las mediciones del poder reflector de la vitrinita se efectuaron de acuerdo con las normas ISO 7404-3 (1994) e ISO 7404-5 (1994), respectivamente. Se empleó un objetivo de inmersión en aceite de 50×, junto con los patrones de calibración YAG (0.898) y GGG (1.704).

La identificación de los macerales del grupo liptinita se realizó mediante microscopía de fluorescencia, empleando una lámpara de excitación con luz azul. La nomenclatura y clasificación de los macerales de los grupos vitrinita, inertinita y liptinita siguieron los criterios establecidos por el International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP System 1994) (1998, 2001) y por Pickel et al. (2017). Los resultados obtenidos a partir de los estudios petrográficos permitieron establecer el grado de madurez térmica de la materia orgánica y, con base en su composición maceral, evaluar su posible relación con la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂.



Figura 16. Microscopio óptico para estudios de petrográfica orgánica.

4.2.4. Ensayos de sorción de CO₂ (adsorción/desorción)

Un ensayo de sorción es un proceso capaz de caracterizar cuantitativamente la relación entre el gas libre/absorbido y el gas almacenado en la estructura del carbón (adsorbido) en función de la presión y la temperatura, que corresponden generalmente a las condiciones *in situ* del yacimiento de carbón (Rodrigues, 2002).

Rodrigues (2002) mencionó que las isotermas de sorción son las técnicas más utilizadas para predecir la capacidad de almacenamiento de gas de un yacimiento específico, es decir, la cantidad máxima de gas que puede retenerse a diferentes presiones del yacimiento, desde ligeramente por encima de la presión atmosférica hasta la presión del yacimiento. La gran capacidad del carbón para almacenar gas depende directamente de su estructura física y de las débiles fuerzas intermoleculares entre el carbón y el fluido.



La propiedad de adsorción de gases de los carbones se mide en condiciones isotérmicas, por lo tanto, la técnica más utilizada para estudiar este proceso es la isoterma de adsorción (Rodrigues et al., 2013). Las isotermas de adsorción representan las medidas experimentales de la cantidad de gas adsorbido en la superficie interna de los poros, como es el caso de los microporos del carbón. Además, como se ha mencionado anteriormente, la isoterma de adsorción permite caracterizar cuantitativamente la relación entre el gas libre/adsorbido y el gas almacenado (gas adsorbido) en la estructura porosa del carbón a una temperatura constante. Los datos de las isotermas de adsorción dependen directamente de la naturaleza del gas, en este caso particular de las propiedades del CO₂, de la composición petrográfica del carbón, de la naturaleza de las interacciones desarrolladas entre el CO₂ y los microporos del carbón, y de las características de las superficies internas de los poros (Rodrigues et al., 2013).

Los datos experimentales se obtienen utilizando un aparato de isoterma de sorción (adsorción/desorción). Las mediciones de la isoterma de sorción se realizan mediante el método volumétrico y se ajustan con el modelo de Langmuir de (Rodrigues et al., 2013). Este modelo describe el equilibrio existente entre el gas almacenado (adsorbido) y el gas adsorbido/libre en estructuras microporosas, como las del carbón (Mavor et al., 1990; Rodrigues et al., 2013). El aparato consta de dos celdas de acero inoxidable (una celda con la muestra de carbón y una celda de referencia), un conjunto de válvulas (conexión, seguridad, purga), termopares, y dos transductores de presión de alta precisión (presión máxima de 17 MPa, con una precisión del 0.05% del valor a escala real) (Rodrigues et al., 2013).

Los modelos de Langmuir incluyen tres isotermas específicas: la de Langmuir, la de Freundlich, y la combinada Langmuir/Freundlich combinados (Tabla 1), que se basan en un equilibrio dinámico entre la evaporación y la condensación. La isoterma más utilizada es la de Langmuir, seguida de la de Freundlich, mientras que la Langmuir/Freundlich combinada ha sido rara vez utilizada (Rodrigues, 2002; Enciso-Cárdenas, 2015). En el presente trabajo de investigación se utilizó la isoterma de Langmuir.



Tabla 1. Modelos de Isotermas para la determinación del contenido de gas (modificado de Yee et al 1993; Rodrigues, 2002; Enciso-Cárdenas, 2015).

Isoterma	Ecuación	Leyenda
Langmuir	$V = \frac{V_L \times P}{P_L + P}$	V= contenido de gas (scf/ton) P= presión (psi) V _L = Volumen Langmuir (scf/ton) P _L = Presión Langmuir (psi)
Freundlich	$V = K \times P^n$	V= contenido de gas (scf/ton) P= presión (psi) K y n= constantes
Langmuir/ Freundlich	$V = V_L \frac{K \times P^n}{1 + K \times P^n}$	V= contenido de gas (scf/ton) P= presión (psi) V _L = Volumen Langmuir (scf/ton) K y n= constantes

Rodrigues (2002) y Enciso-Cárdenas (2015) mencionan que las características principales de la isoterma de Langmuir son las siguientes:

- Proporciona una buena descripción de la adsorción para adsorbentes microporosos tales como el carbón, en los que las dimensiones de la molécula de gas y los poros adsorbentes son de tamaños comparables.
- Describe el equilibrio existente entre el gas almacenado (adsorbido) y el gas libre/absorbido en las estructuras microporosas, acercándose a un límite de saturación que corresponde al máximo de los microporos.

La mayoría de las pruebas de isotermas de sorción reportadas en la literatura de referencia se realizaron en muestras de carbón seco (Ruppel et al. 1972; Mavor et al. 1990; Greaves et al. 1993). Sin embargo, algunos autores (Joubert et al., 1974; Rodrigues, 2002), destacaron la influencia del contenido de humedad, especialmente en términos de "humedad de equilibrio" (equivalente a la capacidad de retención de humedad o el equilibrio de humedad) en la capacidad de sorción del carbón.



Los ensayos de adsorción/desorción de CO_2 en las muestras de carbón del presente proyecto se llevaron a cabo en el Laboratório de Simulação de Reservatórios del Instituto de Investigação, Inovação e Desenvolvimento Fernando Pessoa (FP-IZID) de la Fundação/Universidade Fernando Pessoa, ubicado en Porto, Portugal. Para la ejecución de los ensayos se empleó una cantidad aproximada de 200 g de muestra por ensayo, las cuales fueron previamente trituradas y tamizadas hasta obtener un tamaño de partícula inferior a $250\ \mu\text{m}$ (malla 60). Esta preparación granulométrica tuvo como objetivo asegurar la homogeneidad de las muestras y, adicionalmente, reducir el tiempo experimental, al minimizar la distancia de difusión requerida para que las moléculas de CO_2 interactúen con la matriz del carbón (Rodrigues, 2012; Enciso-Cárdenas, 2015).

Las pruebas de sorción se desarrollaron utilizando un equipo de medición de presión y volumen, diseñado para la determinación de isothermas de adsorción/desorción (Figura 17), con el fin de obtener los parámetros de la ecuación de Langmuir y a partir de estos, estimar el volumen máximo de almacenamiento de CO_2 en las muestras de carbón. El procedimiento experimental se ejecutó siguiendo la metodología del laboratorio, establecida por Rodrigues (2012). Los valores de adsorción y desorción se determinaron mediante el método volumétrico en condiciones isotérmicas, a una temperatura constante de $35\ ^\circ\text{C}$. A cada muestra de carbón se le aplicaron seis incrementos de presión sucesivos durante la fase de adsorción y siete decrementos de presión durante la fase de desorción, lo que permitió caracterizar de manera adecuada el comportamiento sorptivo del carbón frente al CO_2 y evaluar posibles fenómenos de histéresis asociados al proceso (Figura 18).



Figura 17. Instrumento de medición de adsorción/desorción de gases por el método termo-volumétrico en el laboratorio de la Universidad Fernando Pessoa.



Figura 18. Registro de los datos en el software de los ensayos de adsorción/desorción de gases de la UFP.



La metodología experimental aplicada a los ensayos de sorción exige un control estricto de los procedimientos de laboratorio, con el propósito de garantizar la obtención de datos precisos y reproducibles para la construcción de isothermas de sorción de gas. La precisión en el control de variables como presión, temperatura, tiempo de equilibrio y preparación de la muestra resulta fundamental para minimizar incertidumbres experimentales y asegurar la validez de los resultados obtenidos (Rodrigues, 2002; Enciso-Cárdenas, 2015).

Entre las distintas metodologías desarrolladas para la determinación de isothermas de sorción, el método volumétrico ha sido históricamente el más empleado y validado, tanto en estudios fundamentales como aplicados al almacenamiento de gases en materiales porosos y, particularmente, en carbones. Este método fue formalizado inicialmente en trabajos pioneros sobre adsorción física (Gregg y Sing, 1967) y posteriormente adaptado y refinado para su aplicación en sistemas carbón–gas por diversos autores, incluyendo a Ruppel et al. (1972) y Joubert et al. (1974).

Durante las décadas siguientes, el método volumétrico fue ampliamente utilizado y optimizado para el estudio de la sorción de metano y dióxido de carbono en carbones de distintos rangos, como se documenta en las investigaciones de Yang y Saunders (1985), Saunders et al. (1985), Mavor et al. (1990), Stevenson et al. (1991), Arri et al. (1992) y Parra et al. (1995). La recurrencia de esta técnica en la literatura especializada pone de manifiesto su robustez, reproducibilidad y aceptación como herramienta estándar para evaluar la capacidad de adsorción de gases en matrices carbonosas, lo que justifica su adopción en la presente investigación.

El equipo para realizar pruebas de sorción está conformado de dos celdas, (i) una celda de referencia y (ii) una celda de muestra, ambas sumergidas en un baño de agua que ayuda a mantener la temperatura constante. En este método, la muestra de carbón se mantiene sellada en la celda de la muestra durante toda la prueba. La adsorción de gas se calcula mediante la comparación de la diferencia entre la cantidad de gas introducido en la celda y la cantidad de



gas que permanece en la celda como gas libre. El volumen de los espacios vacíos en las muestras de carbón se determina durante la calibración empleando una prueba con gas helio.

El método volumétrico se basa en una secuencia de procedimientos experimentales relativamente simples, aunque altamente controlados, los cuales deben ejecutarse de manera sistemática para garantizar la confiabilidad y la reproducibilidad de los resultados obtenidos. Dichos procedimientos se describen a continuación.

- En primer lugar, se realiza el registro continuo de las presiones en ambas celdas del sistema, así como el monitoreo constante de la temperatura durante todo el experimento. Con el objetivo de incrementar la precisión del método volumétrico, es indispensable efectuar una serie de calibraciones iniciales utilizando helio, gas inerte considerado no adsorbente, las cuales permiten determinar con exactitud el volumen libre del sistema. Posteriormente, se lleva a cabo una calibración final con la muestra de carbón previamente preparada, controlando su tamaño de partícula y asegurando condiciones de humedad en equilibrio. Durante el desarrollo del experimento, la muestra se mantiene herméticamente sellada, y la cantidad de gas adsorbido se calcula a partir de la diferencia entre el volumen total de gas introducido en la celda y el volumen de gas libre presente en el sistema, determinado a partir de las mediciones de presión y temperatura.
- El experimento se desarrolla mediante incrementos sucesivos de presión durante la fase de adsorción y descensos controlados de presión durante la fase de desorción. En cada uno de estos pasos, es necesario permitir que el sistema alcance un equilibrio dinámico, el cual se considera logrado cuando las variaciones de presión son inferiores a 0.01 psi (1×10^{-4} MPa) durante un intervalo continuo de 30 minutos. Cabe destacar que la realización de ambas fases, adsorción y desorción, resulta indispensable para determinar los parámetros de la isoterma de Langmuir, así como para evaluar el comportamiento irreversible del proceso de sorción.
- Los valores de presión y temperatura se registran en tiempo real mediante un sistema computarizado equipado con una tarjeta de adquisición de datos, acoplada a un módulo



multiplexor inducido de 20 canales y a un voltímetro digital con una resolución de $\pm 10 \mu\text{V}$. El sistema se encuentra configurado para adquirir datos con una frecuencia de un registro por segundo, lo que permite un seguimiento detallado del comportamiento del gas y un control preciso del desarrollo de cada etapa experimental (Rodrigues, 2012; Enciso-Cárdenas, 2015).

Debido a las dimensiones y extensión de la Cuenca de Sabinas, las muestras fueron seleccionadas por subcuenca con el fin de obtener un muestreo a nivel regional y comprender las variaciones y el comportamiento de las capacidades de sorción en las capas de carbón entre subcuencas, mediante los estudios detallados de isothermas de sorción de gas.

4.3. Procesamiento y modelado de la información

Durante esta actividad fue realizado el procesamiento de los datos obtenidos en el trabajo de campo y la caracterización de las muestras para el desarrollo de las siguientes actividades:

4.3.1. Construcción de la base de datos

La construcción de la base de datos constituyó una etapa fundamental para la integración, organización y posterior procesamiento de la información geológica y geotécnica del área de estudio. Esta base de datos se integró a partir de la información proveniente de los sondeos de exploración, considerando principalmente los registros litológicos y estratigráficos disponibles.

Para cada barreno se realizó la suma de los espesores individuales de las capas de carbón, con el fin de definir el espesor total de carbón por sondeo, bajo un criterio de análisis limitado a una profundidad máxima de 300 m, seleccionada como umbral para la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO_2 . Asimismo, se organizó la información litológica detallada, incorporando los espesores y profundidades correspondientes a cada unidad, de manera que pudiera ser utilizada de forma consistente en el procesamiento geoestadístico y en el modelado geológico posterior.



4.3.2. Modelado Geológico

El modelado geológico se llevó a cabo mediante el uso de los programas informáticos AutoCAD y ArcMap, los cuales permitieron la elaboración de mapas y secciones geológico-estructurales orientadas a la comprensión de la geometría, continuidad y comportamiento estructural de las capas de carbón.

Este modelado se basó en la integración de la información obtenida a partir de los sondeos de prospección y de los datos geológicos-estructurales recopilados durante el trabajo de campo. El análisis se realizó en cinco subcuencas carboníferas, para las cuales se delimitaron espacialmente las áreas que presentan capas de carbón a profundidades mayores a 300 m, consideradas como zonas potenciales para el almacenamiento geológico de CO₂. Los modelos generados permitieron establecer un marco geológico coherente que sirvió como base para el modelado de cuencas y la evaluación del comportamiento de presión de poro en las capas de carbón.

4.3.3. Modelado PetroMod

El modelado mediante PetroMod fue desarrollado a partir de los resultados del modelado geológico, mediante la construcción de modelos (1D) de pseudo-pozos para cada una de las subcuencas estudiadas. Estos modelos fueron utilizados para simular la historia de sepultamiento, los procesos de compactación y la generación de valores hipotéticos de presión de poro, todos ellos localizados dentro de las zonas previamente definidas como potenciales para el almacenamiento geológico de CO₂ en capas de carbón.

El objetivo específico del modelado PetroMod 1D en el presente trabajo consistió en la creación de 51 pozos virtuales, distribuidos espacialmente en las subcuencas carboníferas, con el propósito de generar modelos de simulación de la historia de sepultamiento y, a partir de ellos, determinar la presión de poro actual del intervalo de carbón correspondiente a la Formación Olmos M1, a diferentes profundidades.



Posteriormente, los valores de presión de poro obtenidos a partir del modelado fueron incorporados en las ecuaciones de Langmuir, previamente calibradas mediante los ensayos de sorción realizados en laboratorio. Esta integración permitió estimar el volumen de adsorción de CO₂ en las áreas potenciales para el almacenamiento geológico, particularmente en los intervalos de carbón localizados a profundidades superiores a 300 m, proporcionando una evaluación cuantitativa del potencial de almacenamiento en las subcuencas analizadas.

Parámetros del modelado

El software PetroMod v2012.2 requiere datos de entrada integrados por parámetros que serán descritos a continuación y que resultan esenciales para su correcto y fiable funcionamiento.

Entrada de datos geológicos

Para la construcción del modelo, la creación y la asignación de la litología (Figura 19) es fundamental ya que controla las propiedades petrofísicas, la compactación, la conductividad térmica y la capacidad calorífica. Para la construcción de cada formación (layer) se consideró la litología, la edad, y lo espesor de cada formación basándose en pozos de referencia del Consejo de Recursos Minerales (COREMI) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

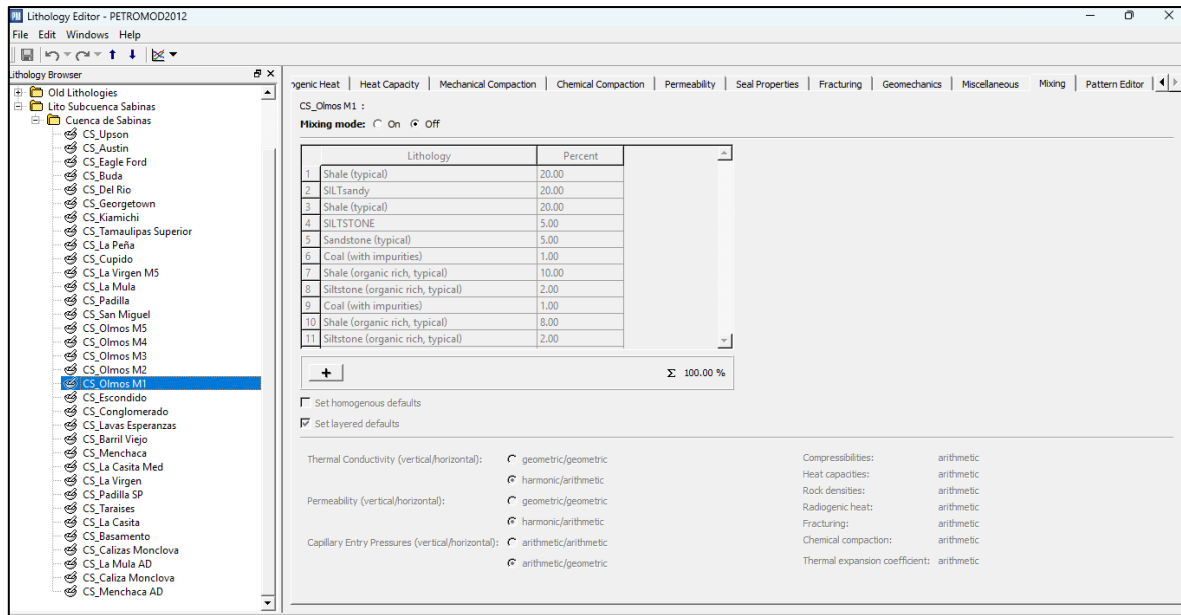


Figura 19. Construcción de facies litológicas para la Cuenca de Sabinas en el editor de litología del PetroMod 2012.

La escala de la erosión y los *Up-Lifts* son parámetros importantes, ya que influyen en la historia térmica y la tectónica de la cuenca, en específico sobre la generación, migración y acumulación de hidrocarburos. Por lo tanto, la estimación de la cantidad de erosión y *hiatus*, es esencial en la etapa de la calibración (Enciso-Cárdenas, 2015). Los valores de erosión fueron considerados a partir de las publicaciones de Eguiluz (2001), tomando en cuenta los espesores erosionados establecidos por Camacho-Ortegón (2009) y por Enciso-Cárdenas (2015).

La cinética de las rocas generadoras se asignó con base a sus características específicas del tipo de materia orgánica. En el caso de la Formación Olmos, se consideró la cinética de Burnham (1989)_TIII, mientras que las cinéticas de las Formaciones Eagle Ford, La Peña y La Casita fueron creadas con base a la información en Enciso-Cárdenas (2015) y asignadas en cada uno de los pozos (Figura 20).

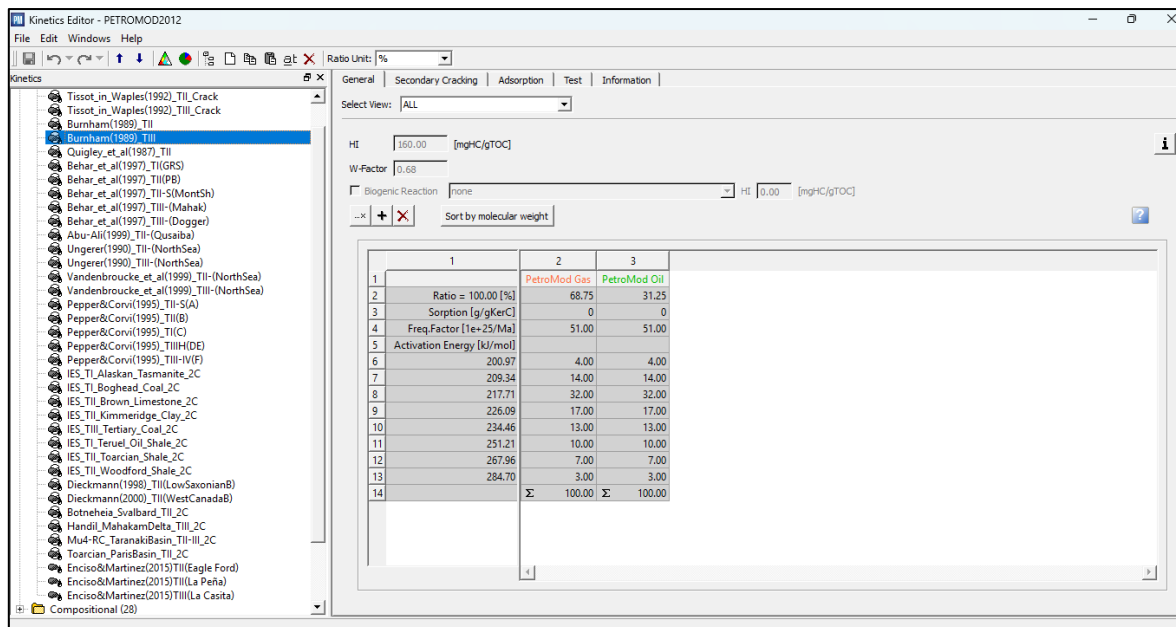


Figura 20. Catálogo y características de modelos cinéticos del PetroMod 2012.

Parámetros térmicos

La certidumbre de la simulación del modelo 1D depende, en particular, de las condiciones de frontera o *boundary conditions*. Los valores de la paleobatimetría del agua PWD (de sus siglas en inglés, *Paleo Water Depth*), la temperatura de la interfase agua-sedimento SWIT (por sus siglas en inglés, *Sediment-Water Interface Temperature*), y el flujo de calor HF (por sus siglas en inglés, *Heat Flow*) se establecieron en los pozos.

En este trabajo, se consideraron los valores de la paleobatimetría (PWD) propuestos por Camacho-Ortegón (2009) y Enciso-Cárdenas (2015), que se reconstruyeron de acuerdo con el paleoambiente de depósito y la historia de transgresiones y regresiones del nivel del mar para la Cuenca de Sabinas.

El SWIT fue designado utilizando el software PetroMod®, basado en el modelo propuesto por Wygrala (1989) para la zona de Norte América y el grado 23 de latitud (Figura 21). Este modelo consiste en un mapa de isovalores que permite estimar la paleotemperatura de la



interfase agua-sedimento en función de la latitud de una cuenca respecto al tiempo. La escala geológica comprende desde el Carbonífero hasta el Cuaternario.

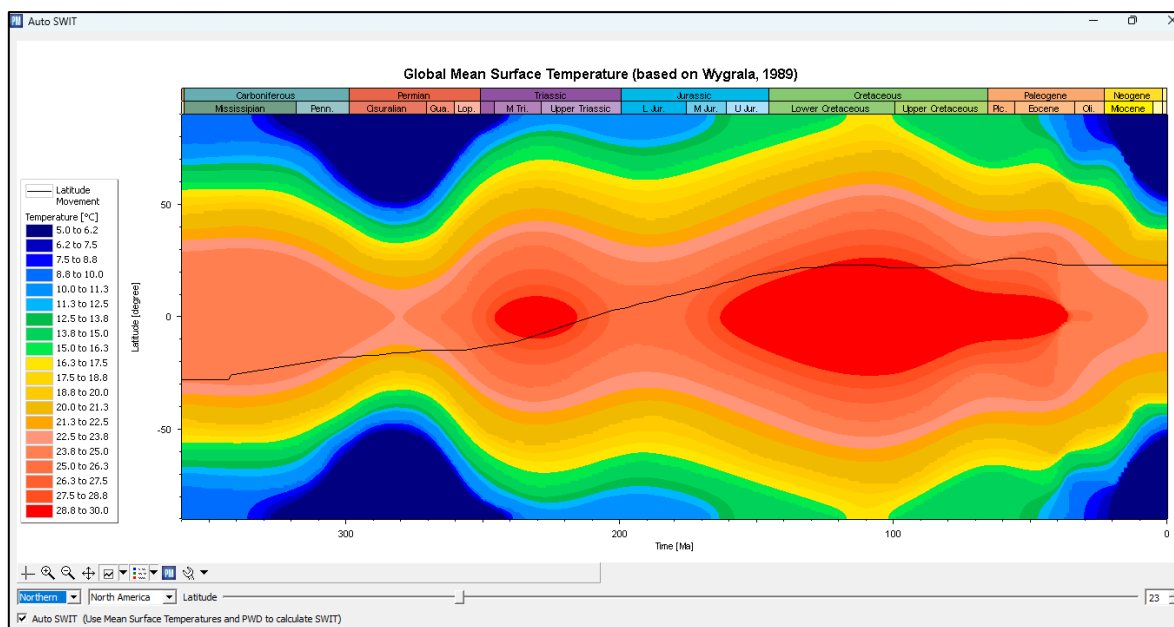


Figura 21. Paleotemperatura de superficie en función de la latitud desde el Carbonífero hasta el Cuaternario (Wigrala, 1989). Los colores representan la variación de las isotermas, en curso del tiempo de acuerdo a la latitud. La escala de temperatura está definida en grados centígrados (°C). La línea negra indica la evolución de la temperatura en la interfase agua-sedimento, para Norte América Latitud 23° Norte (ubicación geográfica actual de la Cuenca de Sabinas).

Calibración

Para realizar la calibración del modelo en PetroMod, fueron considerados los valores base de la evolución del flujo de calor para la Cuenca de Sabinas, propuestos por Menetrier (2005), en el que se sugiere un pulso de calor magmático ocurrido durante el Eoceno originado por la Orogenia Laramide (Figura 22). Así mismo, se utilizaron valores de reflectancia de la vitrinita como principal indicador para ajustar la evolución térmica a los modelos en cada subcuenca de carbón (Figura 23).

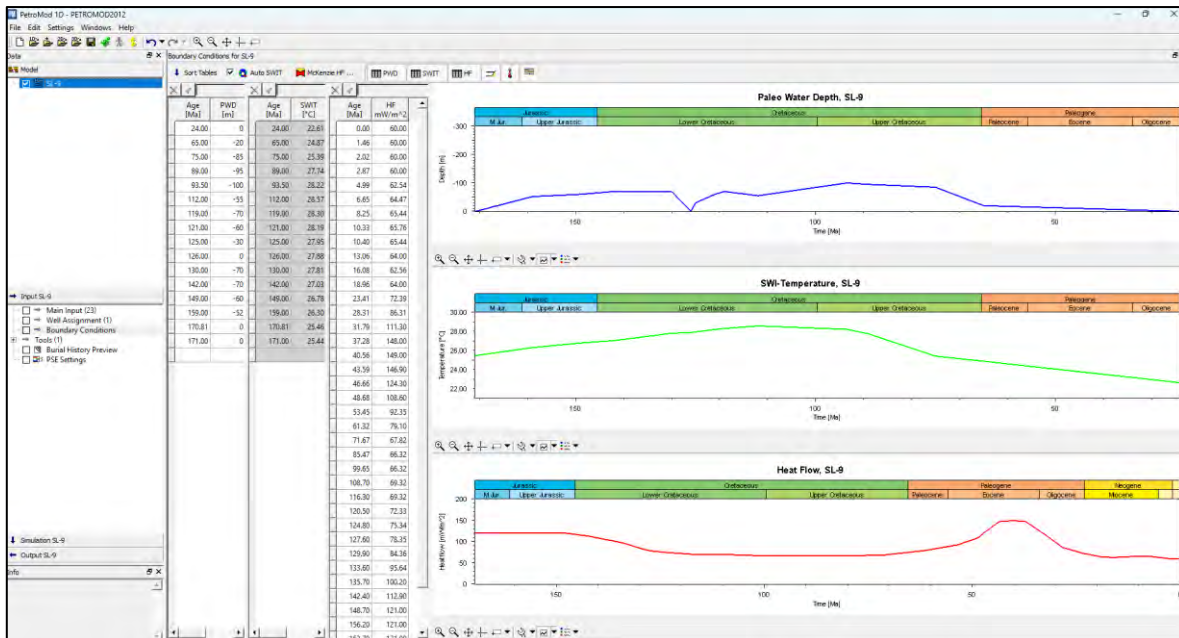


Figura 22. Parámetros de las condiciones de frontera para la construcción del flujo térmico de los pozos.

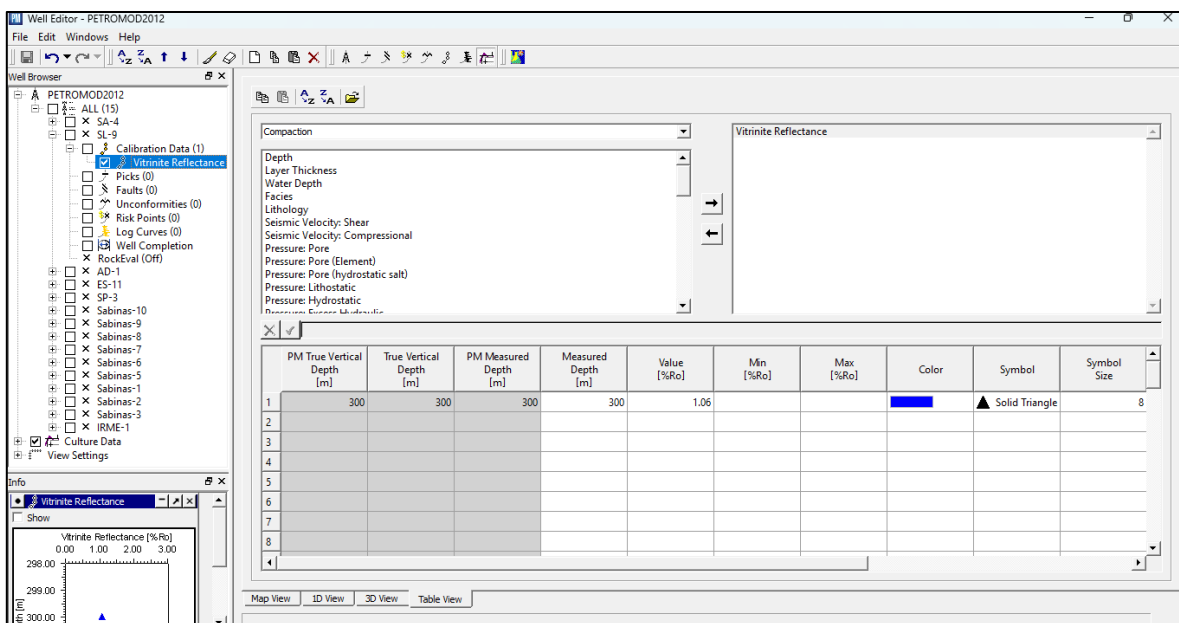


Figura 23. Dato del parámetro de reflectancia de la vitrinita para calibrar el modelo.

4.4. Integración e interpretación de resultados

La integración e interpretación de los resultados obtenidos en las distintas fases del estudio se orientó a establecer relaciones consistentes entre la información geológica, petrográfica,



fisicoquímica, experimental y de modelado, con el propósito de evaluar de manera integral el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en capas de carbón. Esta etapa se desarrolló a partir de los siguientes ejes de análisis:

4.4.1. Las características del carbón

Las características del carbón, su grado de maduración térmica y las condiciones del ambiente de depósito se definieron mediante el análisis conjunto de los parámetros físico-químicos y los resultados de la petrografía orgánica, considerando principalmente la composición maceral y los valores del poder reflector de la vitrinita (%Rv). Estos parámetros permitieron establecer el rango del carbón y su evolución térmica, así como inferir las condiciones paleoambientales bajo las cuales se desarrollaron las capas carbonosas.

4.4.2. La capacidad de adsorción de CO₂

La capacidad de adsorción de CO₂ se evaluó mediante la correlación de los resultados obtenidos en los ensayos de sorción (adsorción/desorción) con los parámetros petrográficos del carbón. Esta relación permitió analizar la influencia de la composición maceral y el grado de madurez térmica sobre la capacidad de almacenamiento de CO₂. Los datos experimentales de sorción fueron utilizados para calcular los parámetros de la ecuación de Langmuir, los cuales constituyeron la base para la estimación del volumen máximo de adsorción de CO₂ en las muestras analizadas.

4.4.3. Potencial de almacenamiento de CO₂

El potencial de almacenamiento geológico de CO₂ se determinó a partir de la integración del modelo geológico y de la estimación de recursos conforme a los lineamientos establecidos en la NI-43-101 para yacimientos de carbón (Hughes, 1989). Para ello se consideraron variables fundamentales como el área, el espesor y la densidad promedio del carbón en cada una de las subcuencas estudiadas.



Posteriormente, los valores de presión de poro obtenidos mediante el modelado PetroMod 1D fueron incorporados como sustitutos del valor de presión establecido originalmente en la ecuación de Langmuir, lo que permitió generar una base de datos integrada de presión de poro y volumen de adsorción de CO₂. A partir de esta base de datos, se elaboraron mapas de isovalores empleando el software Surfer 15, mediante el método de mallado por triangulación con interpolación lineal, considerando zonas diferenciadas por intervalos de adsorción.

La aplicación de esta metodología permitió cuantificar el volumen total de adsorción y evaluar de manera geoespacial el potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en cada una de las subcuencas carboníferas analizadas en el presente proyecto.



CAPÍTULO 5

RESULTADOS



5. Resultados

Este capítulo se encuentra conformado por los resultados obtenidos a partir de la información generada durante la actividad de trabajo de campo, la caracterización de las muestras y el procesamiento de la información, llevando a cabo un control estricto de la metodología para obtener resultados fiables.

5.1. Trabajo de campo

Para el desarrollo de este proyecto, un total de 21 muestras fueron recolectadas en obras mineras a cielo abierto (tajos), distribuidas en cinco subcuencas de carbón: Sabinas, Saltillito-Lampacitos, Adjuntas, Las Esperanzas y San Patricio. En la figura 24 se presentan la localización de las zonas donde fueron obtenidas las muestras en el área de estudio.

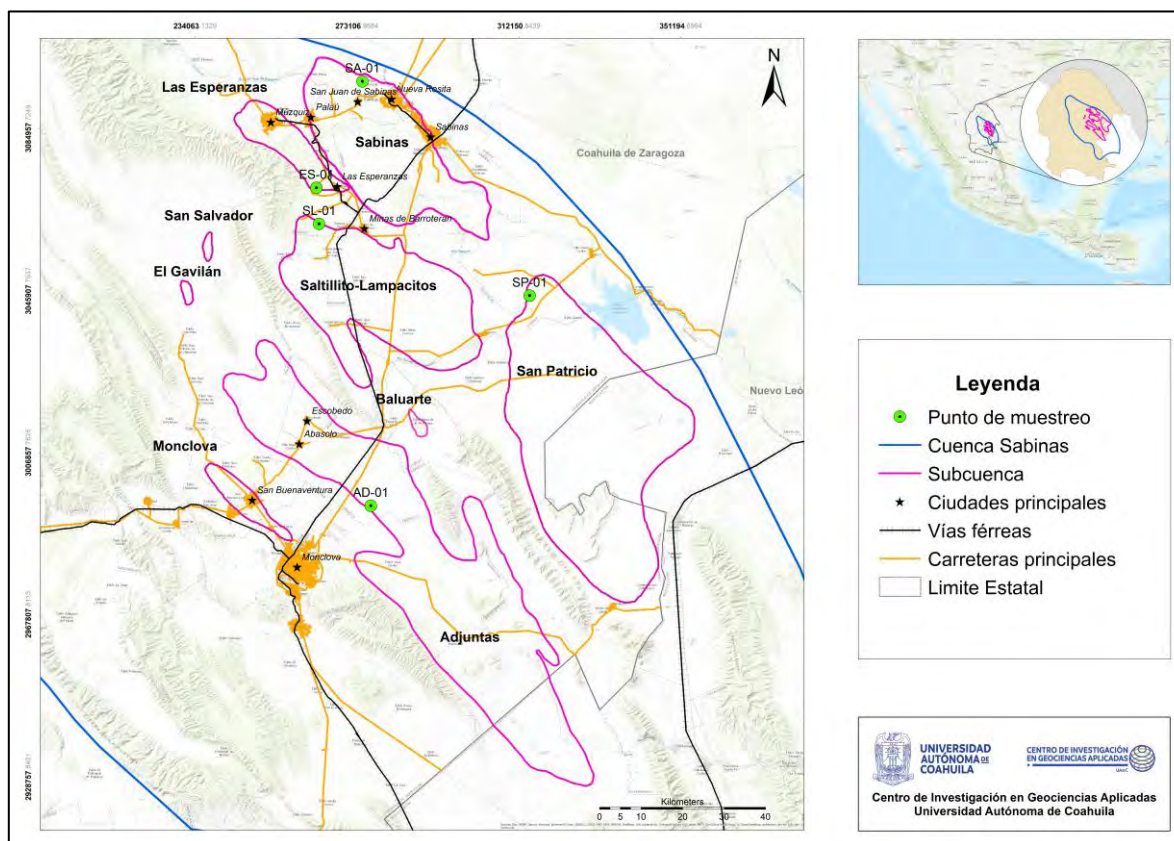


Figura 24. Localización y vías de acceso de los puntos de muestreo de las capas de carbón en las áreas del proyecto de investigación.



Durante la actividad de trabajo de campo, se realizó el reconocimiento geológico de las cinco subcuencas de carbón mencionadas anteriormente (**Anexo 9.1**), que incluye información sobre su localización, datos estructurales, descripción litológica, muestreo de las capas de carbón y columna litoestratigráfica. A continuación, se describen las actividades desarrolladas durante el trabajo de campo.

La Sección Sabinas (SA-01), ubicada en el noroeste de la Subcuenca Sabinas, en la Mina Santa Isabel, presenta un rumbo estructural Norte 80° y una inclinación de las capas de 03° hacia el Noreste. Esta sección está representada por una secuencia sedimentaria de 12.50 m de espesor total, con facies de lutita y arenisca, e intercalación de cuatro capas de carbón (muestras: SA-01-M1, SA-01-M2, SA-01-M3 y SA-01-M4), con espesores entre 0.15 m y 0.40 m, correspondientes a la parte inferior de la Formación Olmos (Figura 25A y 25B).

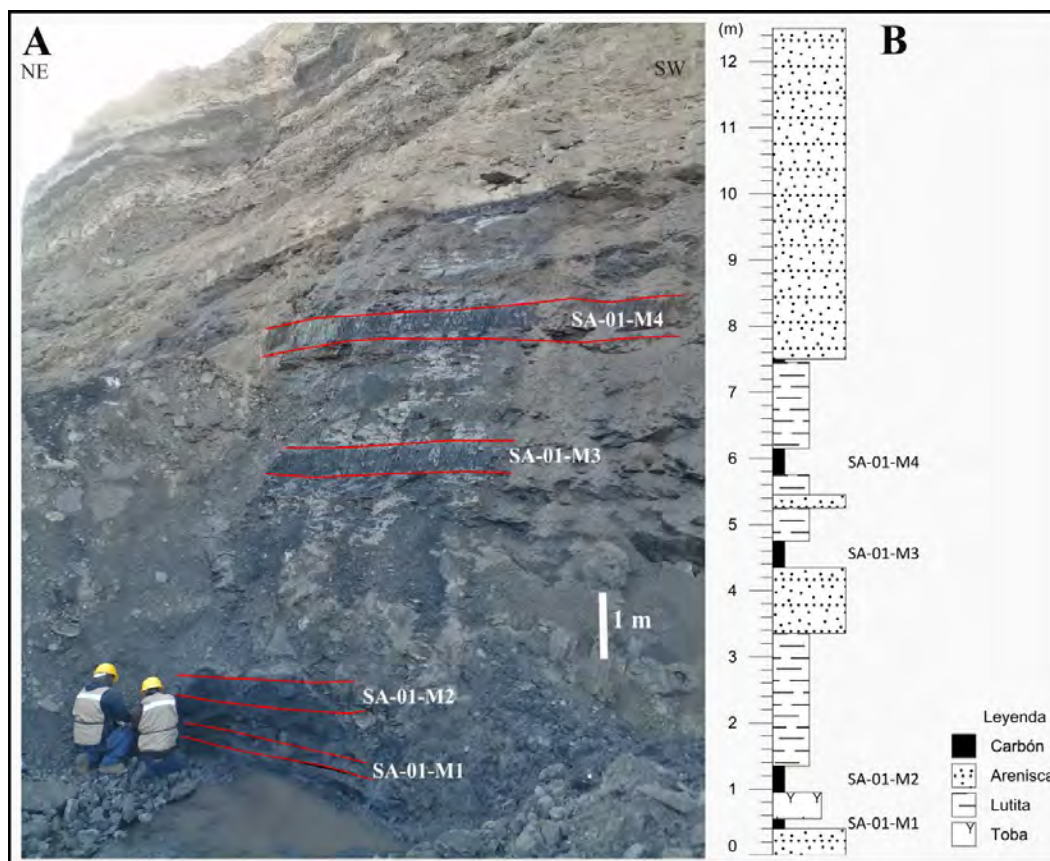
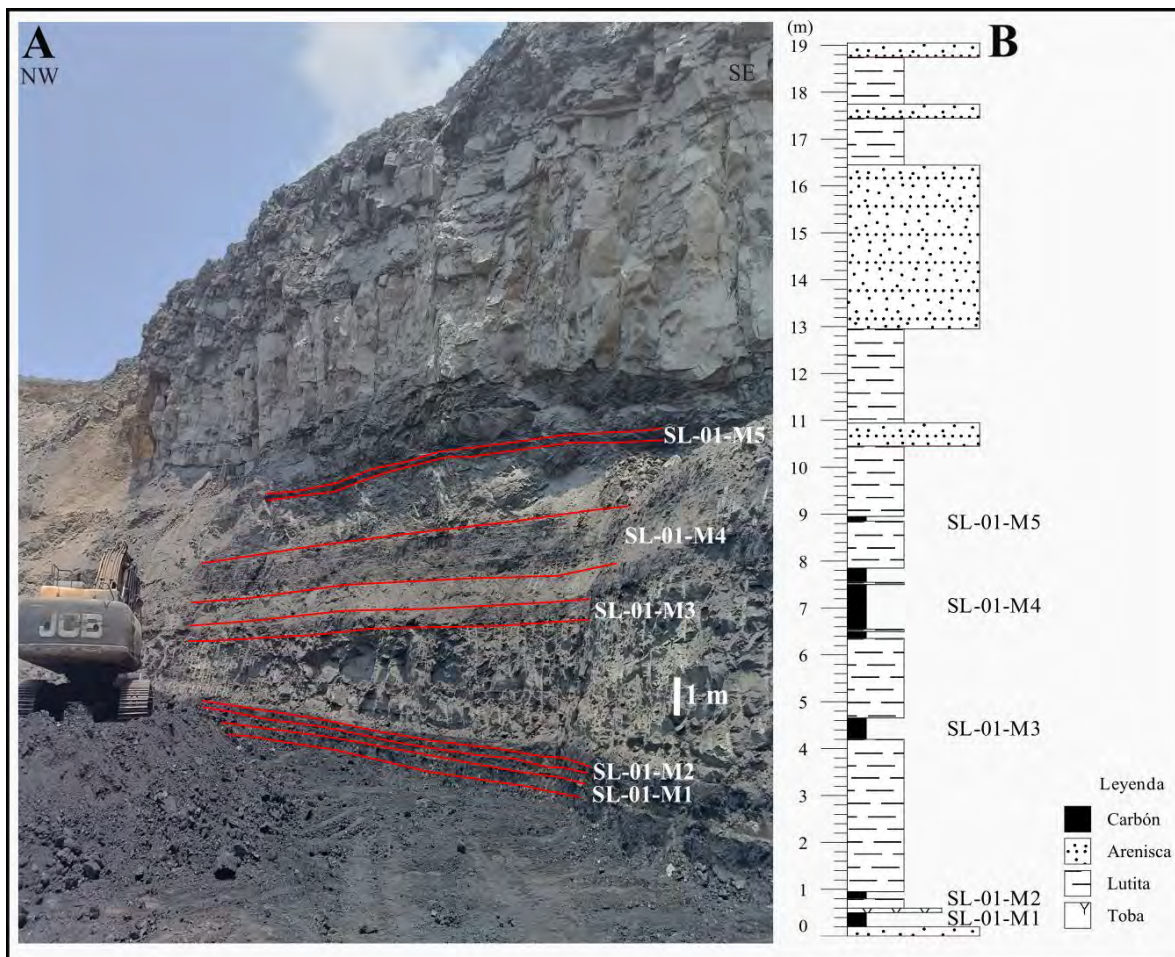


Figura 25. A - Muestreo en el afloramiento de lutita y arenisca con intercalaciones de las capas de carbón en la Mina Santa Isabel y B - columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo en la Formación Olmos.



La Sección Saltillito-Lampacitos (SL-01) se localiza en la zona noroeste de la Subcuenca Saltillito-Lampacitos, donde se registró un rumbo estructural Norte 110° y una inclinación de las capas de 10° hacia el Suroeste. La sección está compuesta por una secuencia sedimentaria de 19.05 m de espesor, con intercalaciones de lutita y arenisca, y con intercalación de cinco capas de carbón (muestras: SL-01-M1, SL-01-M2, SL-01-M3, SL-01-M4 y SL-01-M5) con espesores entre 0.25 m y 1.57 m (Figura 26A y 26B).





En la Sección Adjuntas (AD), localizada en la parte noroeste de la Subcuenca Adjuntas, el rumbo de la estructura tiene una dirección Norte 310° y una inclinación de 15° hacia el Noreste. En esta sección se reconoció una secuencia sedimentaria de 14.87 m de espesor con facies de lutita y arenisca intercaladas, que presenta una capa de carbón (muestra: AD-01-M1) con espesor de 0.15 m (Figura 27A y 27B).

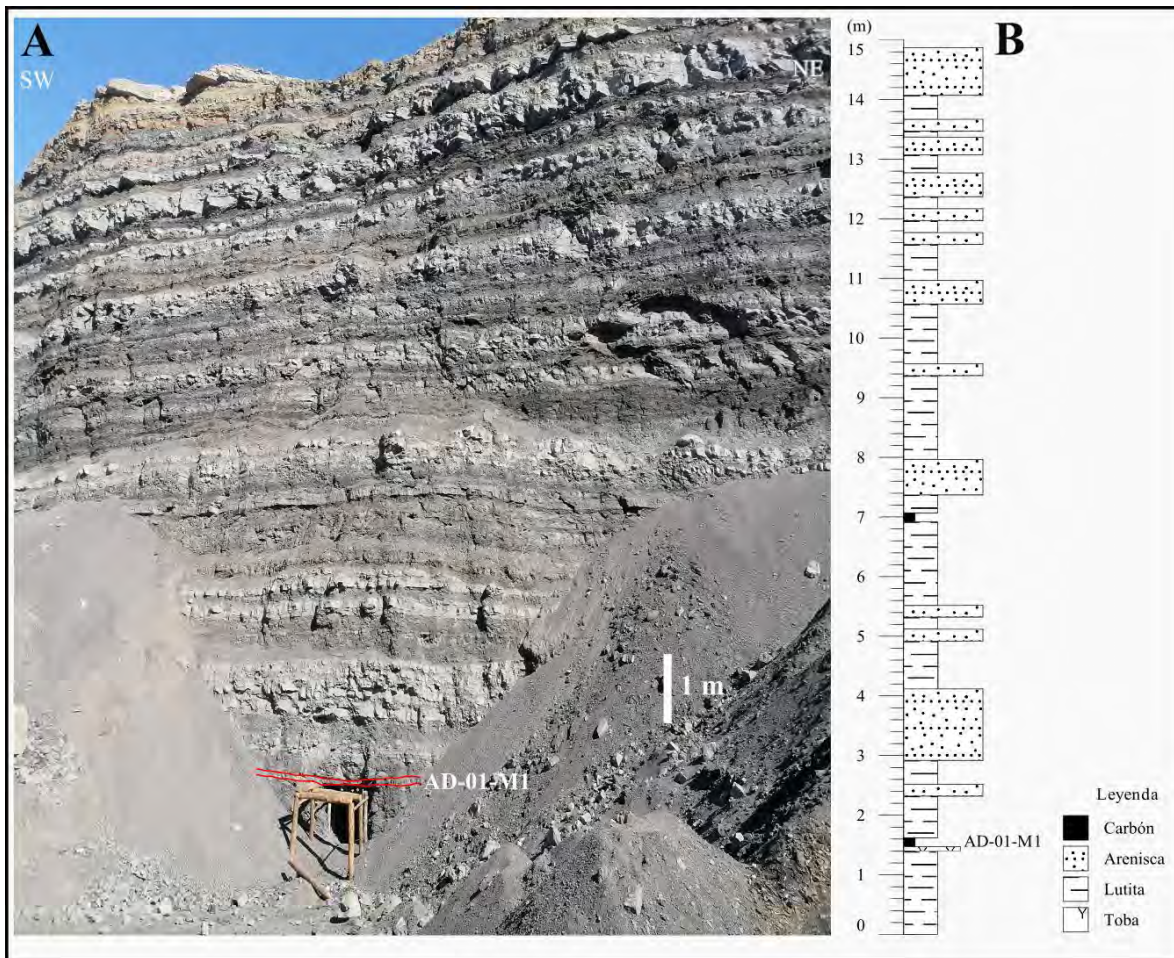


Figura 27. A - Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de las capas de carbón en la Mina Minely (Subcuenca Adjuntas) y B – columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo de capas de carbón.



La Sección Las Esperanzas (ES-01), ubicada en el sureste de la Subcuenca Las Esperanzas, se obtuvo un rumbo de la estructura de Noreste 60° y una inclinación de las capas de 09° hacia el Noroeste. Esta sección corresponde a una secuencia sedimentaria de 51.62 m de espesor y está caracterizada por cuatro capas de carbón (muestras: ES-01-M1, ES-01-M2, ES-01-M3 y ES-01-M4) con espesores entre 0.25 m y 1.30 m, con intercalaciones de lutita y arenisca, y el conglomerado (Conglomerado Sabinas) en la parte superior (Figura 28A y 28B).

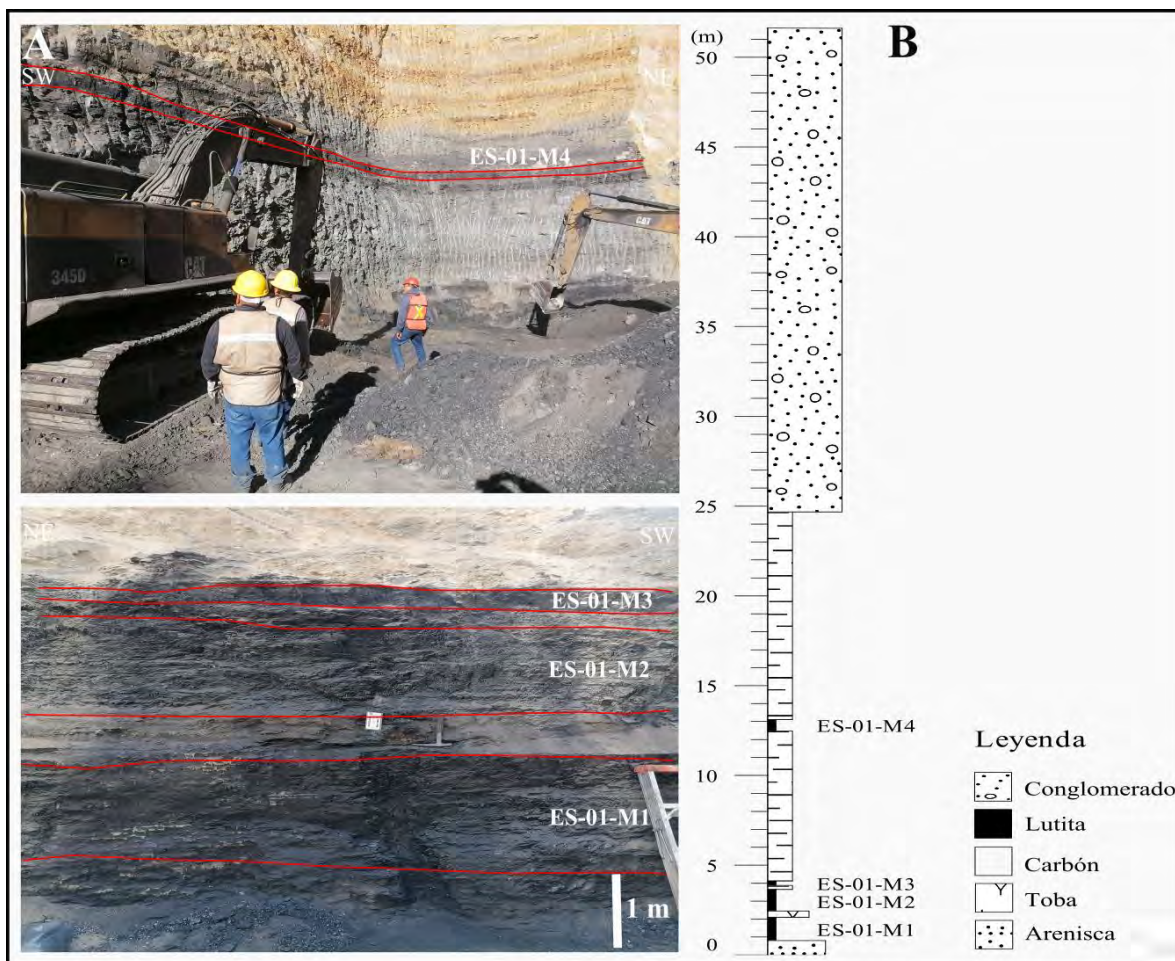


Figura 28. A - Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de capas de carbón en la Mina SIGNUM (Subcuenca Las Esperanzas) y B - columna litoestratigráfica con las zonas de muestreo de carbón de la Formación Olmos.



La Sección San Patricio (SP-01), ubicada en la parte noroeste de la Subcuenca San Patricio, presenta un rumbo estructural de Norte 20° y una inclinación de las capas de 08° hacia el Sureste. La sección mide 26.05 m de espesor y está compuesta por lutita y arenisca con intercalación de siete capas de carbón (muestras: SP-01-M2, SP-01-M3, SP-01-M4, SP-01-M5, SP-01-M6, SP-01-M7 y SP-01-M8), con espesores de entre 0.25 m y 0.55 m (Figura 29A y 29B).

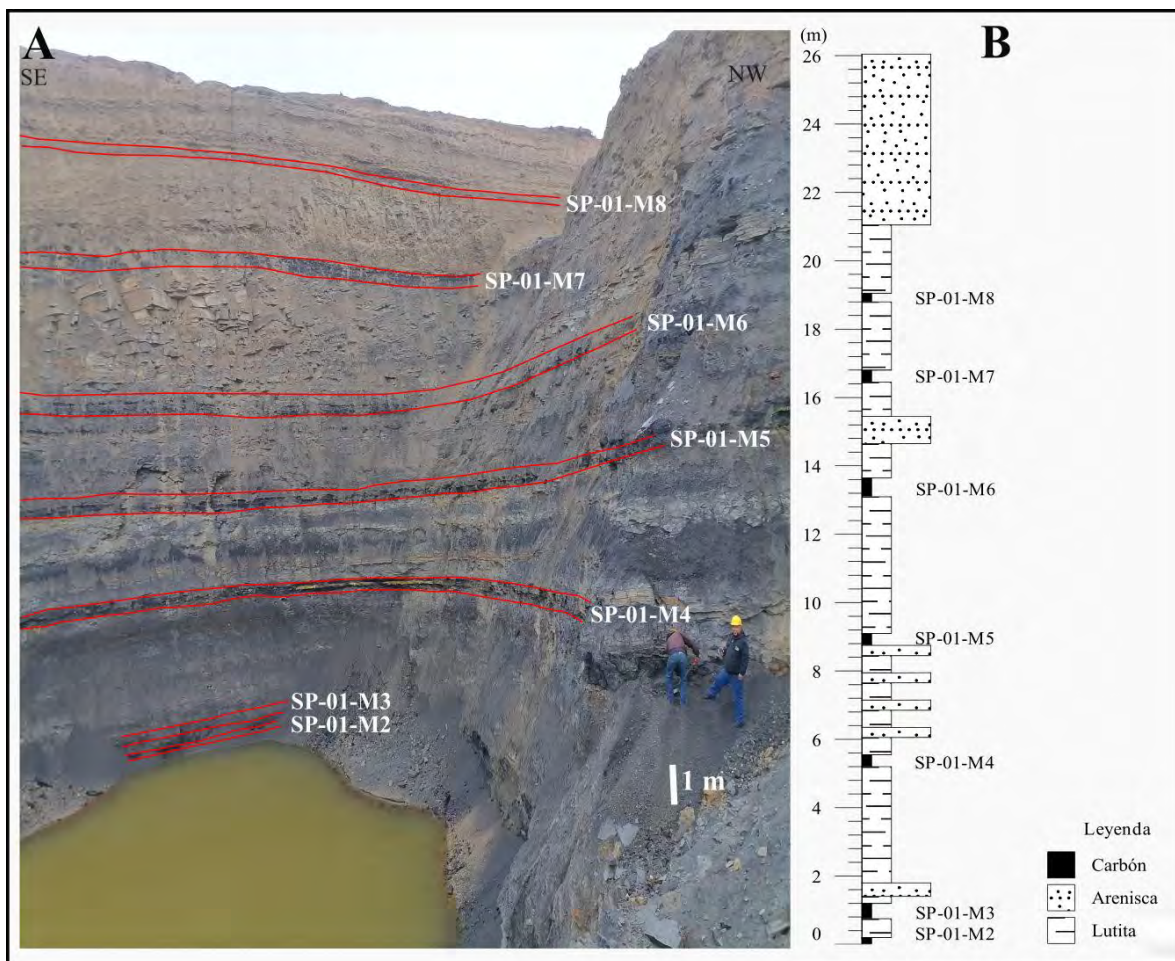


Figura 29. A - Secuencia de lutita y arenisca con intercalaciones de capas de carbón en la Mina Canesa (Subcuenca San Patricio) y B - columna litoestratigráfica con la ubicación de muestreo de las capas de carbón.

Macroscópicamente, el carbón de la Formación Olmos se encontró comúnmente intercalado con lutita y arenisca. En todas las secciones estudiadas, las capas de carbón son de naturaleza



húmica bandeada revelando áreas opacas de un aspecto mate de algunos centímetros y bandas brillantes de 1 mm a 1 cm de espesor.

5.2. Caracterización del carbón

Esta sección se encuentra conformada por los resultados de la caracterización de las muestras de carbón mediante las técnicas analíticas que se describen a continuación:

5.2.1. Análisis Próximo y Elemental

A continuación, en la tabla 2, se presentan los resultados de los análisis próximo y elemental de las muestras de carbón recolectadas en el marco del presente proyecto de tesis.

Análisis próximo

Los resultados de los análisis próximos indican que el contenido en humedad de análisis de las muestras de los carbones estudiados osciló entre el 0.4% (ES-01-M1) y el 2.0% (SP-01-M6), mientras que el contenido en cenizas varió entre el 9.6% (ES-01-M3) y el 37.9% (SP-01-M6). La materia volátil osciló entre el 16.9% (ES-01-M4) y el 26.8% (SP-01-M5), y los valores de carbono fijo entre el 43.6% (SP-01-M4) y el 68.9% (ES-01-M3), respectivamente. Adicionalmente, el poder calorífico se presenta en valores entre 5,012 cal/g (SP-01-M6) y 7,872 cal/g (ES-01-M3), la densidad varía de 1.37 g/cm³ (SP-01-M2 y SP-01-M3) y 1.67 g/cm³ (AD-01-M1) y el parámetro del FSI se reportan valores de 1.0 (SP-01-M6) a 8.0 (ES-01-M1) (Tabla 2).

Análisis elemental

Los resultados del análisis elemental indicaron que las muestras contienen carbono en un rango de 49.7% (AD-01-M1) a 80.9% (ES-01-M3), hidrógeno de 2.5% (AD-01-M1) a 4.9% (ES-01-M3), nitrógeno de 0.6% (AD-01-M1) a 1.2% (ES-01-M3, SP-01-M2 y SP-01-M3),



azufre de 0.3% (AD-01-M1) a 3.0% (SP-01-M5), mientras que el oxígeno varió entre 11.6% (ES-01-M3) y 46.8% (AD-01-M1) (todos los valores se indican en base seca).

Tabla 2. Resultados de los análisis próximos y elementales de las muestras de carbón de la Formación Olmos.
Bs – Base seca, P.C – Poder calorífico, C – Carbono, H – Hidrógeno, N – Nitrógeno, S – Azufre, O – Oxígeno.

Subcuenca	Muestra	Humedad de análisis (%)	Análisis próximo (bs, % en masa)			P.C (cal/g)	Densidad (g/cm³)	FSI	Análisis Elemental (bs, % en masa)				
			Ceniza	Materia Volátil	Carbono fijo				C	H	N	S	O
Sabinas	SA-01-M1	0.8	22.7	25.2	52.1	6,716	1.49	6.0	66.8	4.6	1.0	1.1	26.6
	SA-01-M2	0.7	24.1	25.8	50.1	6,423	1.50	6.0	64.4	4.2	0.9	0.9	29.6
	SA-01-M3	0.9	22.9	25.9	51.3	6,450	1.57	6.5	65.4	4.4	0.9	1.7	27.6
	SA-01-M4	0.9	26.6	24.7	48.7	6,107	1.61	5.5	62.5	4.3	0.9	0.8	31.6
Saltillo-Lampacitos	SL-01-M1	0.7	17.8	20.6	61.6	7,175	1.48	7.0	72.7	4.4	1.0	1.1	20.8
	SL-01-M2	0.5	25.4	19.9	54.8	6,408	1.55	6.0	66.1	4.1	0.9	2.2	26.8
	SL-01-M3	0.7	25.7	20.6	53.8	6,340	1.55	5.5	65.6	4.1	0.9	1.0	28.3
	SL-01-M4	0.5	23.8	20.9	55.3	6,434	1.54	6.0	67.9	4.2	0.9	1.0	25.9
Adjuntas	SL-01-M5	0.6	17.2	23.3	59.5	6,975	1.46	7.0	73.7	4.7	1.0	0.7	19.8
	AD-01-M1	0.7	28.5	19.6	51.9	5,569	1.67	4.0	49.7	2.5	0.6	0.3	46.8
Las Esperanzas	ES-01-M1	0.4	13.8	19.7	66.4	7,472	1.39	8.0	76.0	4.4	1.1	0.9	17.6
	ES-01-M2	0.7	17.5	20.1	62.4	7,079	1.41	7.0	73.2	4.5	1.1	1.1	20.1
	ES-01-M3	0.4	9.6	21.5	68.9	7,872	1.39	8.0	80.9	4.9	1.2	1.5	11.6
	ES-01-M4	1.4	34.0	16.9	49.1	5,462	1.61	3.5	57.3	3.8	0.8	2.3	35.8
San Patricio	SP-01-M2	0.8	19.5	22.7	57.7	6,828	1.37	7.0	69.2	4.5	1.2	1.5	23.6
	SP-01-M3	1.1	17.4	24.2	58.4	6,938	1.37	7.0	72.1	4.7	1.2	2.1	19.8
	SP-01-M4	1.6	32.3	24.1	43.6	5,425	1.48	5.0	58.9	4.1	0.9	2.6	33.5
	SP-01-M5	1.6	25.7	26.8	47.5	5,929	1.51	3.0	64.9	4.3	1.1	3.0	26.7
	SP-01-M6	2.0	37.9	18.5	43.6	5,012	1.59	1.0	51.1	3.7	0.8	1.1	43.2
	SP-01-M7	0.9	20.3	26.1	53.6	6,468	1.39	7.0	71.0	4.5	1.1	0.9	22.4
	SP-01-M8	1.6	26.0	25.2	48.8	5,928	1.49	5.5	64.3	4.5	1.0	2.0	28.2



5.2.2. Petrografía orgánica

Los resultados de petrografía orgánica obtenidos a partir de las 21 muestras de carbón se presentan en la tabla 3. El contenido en vitrinita osciló entre el 53% con materia mineral (muestra SP-01-M6) y el 78% (muestra ES-01-M3). El contenido de colotelinita osciló entre el 27% (muestra SA-01-M4) y el 53% (muestra ES-01-M3) (Figura 30H, I, J, K). La colodetrinita varió del 17% (muestra SP-01-M6) al 31% (muestra SA-01-M1) (Figura 30A, B, G). Por último, el contenido en vitrodetrinita osciló entre el 0% (muestras SL-01-M4, ES-01-M1 y SP-01-M3) y el 1% (muestras SA-01-M1, SA-01-M2, SA-01-M3, SA-01-M4, SL-01-M1, SL-01-M2, SL-01-M3, SL-01-M5, AD-01-M1, ES-01-M2, ES-01-M3, ES-01-M4, SP-01-M2, SP-01-M4, SP-01-M5, SP-01-M6, SP-01-M7 y SP-01-M8).

El contenido en inertinita osciló entre el 10% (muestra ES-01-M4) y el 20% (muestra SA-01-M2). El contenido en inertodetrinita osciló entre el 7% (muestras ES-01-M4 y SP-01-M8) al 11% (muestras SA-01-M2 y AD-01-M1). El contenido de semifusinita varió del 1% (muestras AD-01-M1, ES-01-M2, ES-01-M4 y SP-01-M6) al 4% (muestras SA-01-M2, SA-01-M3, SA-01-M4 y SL-01-M2). En el caso de la fusinita, el contenido varió del 1% en las muestras, SL-01-M5, AD-01-M1, ES-01-M1, ES-01-M2, ES-01-M3, ES-01-M4, SP-01-M2, SP-01-M4, SP-01-M5 y SP-01-M8, al 3% en las muestras SA-01-M2, SA-01-M3, SL-01-M2, SP-01-M3 y SP-01-M7. La mayoría de los lúmenes celulares de fusinita estaban vacíos, aunque en unos pocos casos contenían minerales y liptinita (Figura 30C, D, E, F). La liptinita contenida en las muestras era exsudatinita, la cual variaba del 1% (muestras SA-01-M1, SA-01-M2, SA-01-M3, SL-01-M4, SL-01-M5, ES-01-M2, ES-01-M3, ES-01-M4, SP-01-M3, SP-01-M4, SP-01-M7 y SP-01-M8) al 3% (muestra SA-01-M4).

La materia mineral varió entre el 10% (muestra ES-01-M3) y el 32% (muestra SP-01-M6) y consistió principalmente en arcillas, finamente diseminadas en la matriz de carbón o en forma de bandas finas y gruesas dentro de fragmentos de vitrinita y piritas framboidales (Figura 30K, L). Los valores de reflectancia media de la vitrinita (%RV_m) variaron entre 0.90% (muestra SA-01-M1) y 1.41% (muestra AD-01-M1). Los reflectogramas, conteos macerales y



fotomicrografías de cada una de las muestras se pueden consultar en los **Anexos 9.2, 9.3 y 9.4**, respectivamente.

Los índices petrográficos, que se muestran en la tabla 3, se determinaron en las 21 muestras de carbón. Los valores de IG (Índice de Gelificación o *Gelification Index*) en el presente estudio oscilaron entre 3.1 (muestra SA-01-M2) y 7.4 (muestra ES-01-M2), los valores de IPT (Índice de Preservación de Tejidos o *Tissue Preservation Index*) variaron entre 0.9 (muestras SA-01-M4 y SL-01-M4) y 1.9 (muestra SP-01-M7). Los valores de IA (Índice de Influencia del agua o *Groundwater Index*) variaron entre 0.7 (muestra ES-01-M3) y 2.0 (muestra SA-01-M4). Los valores de IV (Índice de Vegetación o *Vegetation Index*) oscilaron entre 0.9 (muestra SA-01-M4 y SL-01-M4) y 1.9 (muestra SP-01-M7).

Tabla 3. Resultados petrográficos orgánicos (en base con materia mineral) y valores de índices petrográficos (I.P) en muestras de carbón de la Formación Olmos. TE-Telinita; CT-Colotelinita; CD-Colodetrinita; VD-Vitrodetrinita; CG-Corpogelinita; GE-Gelinita; V-Vitrinita total; FU-Fusinita; SF-Semifusinita; FG-Funginita; SE-Secrenita; MA-Macrinita; MI-Micrinita; ID-Inertodetrinita; I-Inertinita total; CU-Cutinita; SU-Suberinita; ES-Esporinita; RE-Resinita; EX-Exsudatinita; CL-Clorofilinita; AL-Alginita; LI-Liptodetrinita; BI-Bituminita; L-Liptinita total; AR-Arcilla; PI-Pirita; MC-Minerales carbonatados; MM-Materia mineral total; IG-Índice de gelificación; IPT-Índice de preservación de tejidos; IA-Índice de influencia del agua; IV-Índice de vegetación; RV_m- Reflectancia de la vitrinita media.

Subcuenca	Muestra	Vitrinita (%)						Inertinita (%)						Liptinita (%)						Materia Mineral (%)					Índices petrográficos				Rv _m (%)						
		TE	CT	CD	VD	CG	GE	V	FU	SF	FG	SE	MA	MI	ID	I	CU	SU	ES	RE	EX	CL	AL	LI	BI	L	AR	PI		MC	MM	GI	TPI	GWI	VI
Sabinas	SA-01-M1	0	37	26	1	0	0	64	2	3	0	0	0	0	9	15	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	17	3	0	20	4.4	1.2	1.2	1.2	0.90
	SA-01-M2	0	33	25	1	0	0	59	3	4	0	0	0	0	11	20	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	18	3	0	21	3.1	1.1	1.4	1.1	0.91
	SA-01-M3	0	34	28	1	0	0	62	3	4	0	0	0	0	10	16	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	19	2	0	21	3.8	1.0	1.5	1.1	0.92
	SA-01-M4	0	27	29	1	0	0	57	2	4	0	0	0	0	10	16	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3	25	0	0	25	3.7	0.9	2.0	0.9	0.94
Saltillo-Lampacitos	SL-01-M1	0	37	31	1	0	0	69	2	3	0	0	1	0	9	14	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	13	2	0	15	5.0	1.1	1.2	1.1	1.09
	SL-01-M2	0	33	25	1	0	0	59	3	4	0	1	0	0	10	18	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	17	5	0	22	3.5	1.1	1.4	1.2	1.08
	SL-01-M3	0	36	26	1	0	0	63	2	3	0	0	0	0	10	15	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	19	2	0	21	4.2	1.1	1.3	1.2	1.09
	SL-01-M4	0	32	30	0	0	0	63	2	3	0	0	0	1	10	15	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	19	2	0	21	4.4	0.9	1.6	1.0	1.09
	SL-01-M5	0	43	27	1	0	0	71	1	2	0	0	0	0	8	12	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	15	2	0	16	6.3	1.3	1.0	1.3	1.07
Adjuntas	AD-01-M1	0	37	19	1	0	0	58	1	1	0	0	0	0	11	14	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	22	3	2	27	4.3	1.3	1.2	1.4	1.41
Las Esperanzas	ES-01-M1	0	43	28	0	0	0	71	1	2	0	0	0	0	10	13	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	13	1	0	14	5.4	1.2	1.0	1.3	1.09
	ES-01-M2	0	44	28	1	0	0	73	1	1	1	0	0	0	8	11	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	13	2	0	15	7.2	1.3	1.0	1.4	1.11
	ES-01-M3	0	53	25	1	0	0	78	1	2	0	0	0	0	8	11	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	8	2	0	10	7.1	1.7	0.7	1.7	1.07
	ES-01-M4	0	39	18	1	0	0	58	1	1	1	0	0	0	7	10	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	28	3	0	31	6.2	1.6	1.3	1.7	1.11
	SP-01-M2	0	41	27	1	0	0	69	1	2	0	0	0	0	9	12	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	16	2	0	18	5.8	1.2	1.1	1.2	1.00
San Patricio	SP-01-M3	0	39	27	0	0	0	67	3	3	0	0	0	0	10	15	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	13	3	0	17	4.4	1.2	1.1	1.3	1.00
	SP-01-M4	0	34	22	1	0	0	57	1	2	0	0	0	0	8	11	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	29	2	0	31	5.0	1.3	1.5	1.3	0.99
	SP-01-M5	0	36	26	1	0	0	63	1	2	0	0	0	0	8	11	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	21	3	0	24	5.9	1.1	1.4	1.2	1.00
	SP-01-M6	0	35	17	1	0	0	53	2	1	0	0	0	0	10	13	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	29	3	0	32	4.1	1.4	1.4	1.5	0.99
	SP-01-M7	0	48	19	1	0	0	68	3	2	0	0	0	0	9	14	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	15	2	1	17	4.9	1.9	0.8	1.9	0.98
	SP-01-M8	0	35	28	1	0	0	64	1	2	0	0	0	0	7	11	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1	21	3	0	24	6.0	1.1	1.5	1.1	1.00

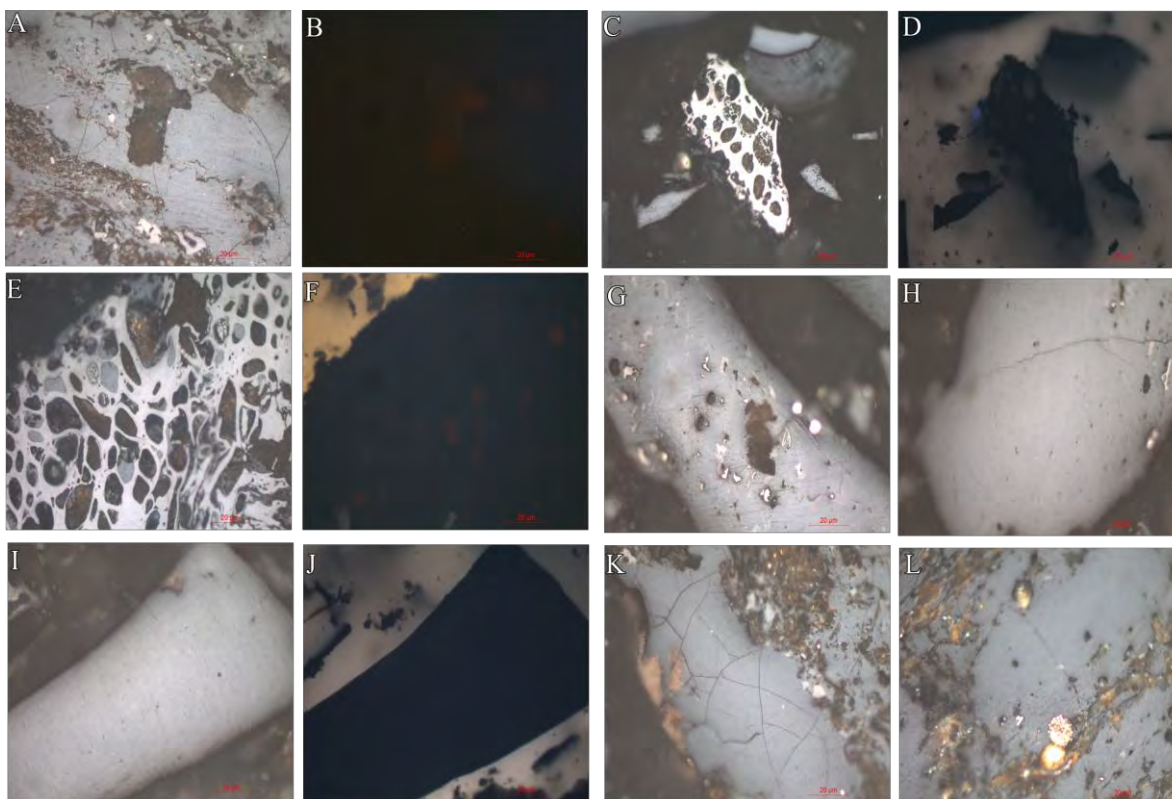


Figura 30. Fotomicrografías de carbón de la Formación Olmos, bajo luz blanca reflejada y fluorescente. Muestra SA-01-M2: A, B) colodetrinita con inertodetrinita y fluorescencia de la materia mineral. Muestra AD-01-M1: C, D) fusinita sin fluorescencia dentro de sus huecos. Muestra SL-01-M1: E, F) fusinita mostrando fluorescencia de la materia mineral dentro de sus huecos. Muestra SP-01-M7: G) colodetrinita con inertodetrinita. Muestra ES-01-M1: H) colotelinita. Muestra ES-01-M3: I, J) colotelinita sin fluorescencia. Muestra SA-01-M4: K) colotelinita con arcillas finamente dispersas. Muestra SP-01-M4: L) pirita framboidal asociada a la colotelinita.

5.2.3. Ensayos de sorción de CO₂ (adsorción/desorción)

Los resultados de los ensayos de sorción (adsorción/desorción) fueron realizados en cinco muestras representativas de carbón, bajo el control de los parámetros y condiciones del laboratorio. El proceso de sorción de gas CO₂ se realizó para cada una de las muestras en seis incrementos de presión durante la adsorción (PFA) y siete de desorción (PFD).

La muestra SA-01-M1 (Subcuenca Sabinas) presentó valores de PFA que variaban de 33.99 psi a 565.17 psi, y de PFD que varianban de 128.51 psi a 509.82 psi. En la muestra SL-01-



M3 (Subcuenca Saltillo-Lampacitos), se registraron valores de PFA que variaron de 34.97 psi a 607.00 psi, y valores de PFD que variaron de 130.81 psi a 562.15 psi. En lo que respecta a la muestra AD-01-M1 (Subcuenca Adjuntas), los valores de PFA que variaron de 35.15 psi a 605.94 psi, y los de PFD, de 128.25 psi a 563.61 psi. La muestra ES-01-M3 (Subcuenca Las Esperanzas) presentó valores de PFA de 34.50 psi a 568.66 psi, y los de PFD de 126.19 psi a 537.28 psi. Por su parte, que en la muestra SP-01-M7 (Subcuenca San Patricio), se registraron valores de PFA que variaron de 36.16 psi a 577.23 psi, y los valores de PFD oscilaron entre 131.94 psi a 531.70 psi (Tabla 4).

Tabla 4. Presiones de adsorción/desorción con inyección de CO₂ en las muestras de carbón de la Formación Olmos. PFA – Presión Final de Adsorción, PFD – Presión Final de desorción.

Subcuenca	Muestra	Presiones (psi)							
			1	2	3	4	5	6	7
Sabinas	SA-01-M1	PFA	33.99	92.56	191.52	346.57	477.10	565.17	
		PFD	509.82	452.70	389.42	319.02	254.42	188.64	128.51
Saltillo-Lampacitos	SL-01-M3	PFA	34.97	96.59	195.54	349.51	476.91	607.00	
		PFD	562.15	504.79	417.56	327.20	260.75	192.77	130.81
Adjuntas	AD-01-M1	PFA	35.15	93.29	197.18	357.88	480.50	605.94	
		PFD	563.61	495.35	414.55	323.56	257.82	190.18	128.25
Las Esperanzas	ES-01-M3	PFA	34.50	91.47	195.16	359.09	485.48	568.66	
		PFD	537.28	470.81	397.22	315.10	251.80	185.53	126.19
San Patricio	SP-01-M7	PFA	36.16	94.06	192.84	348.91	466.36	577.23	
		PFD	531.70	469.90	399.14	328.57	260.75	193.30	131.94

A partir de los valores obtenidos en las presiones finales de adsorción y desorción (**Anexo 9.5**), se obtuvieron las curvas correspondientes de adsorción, desorción y la curva isotérmica mediante la aplicación de la Ecuación de Langmuir en relación con la presión y el volumen de adsorción de cada muestra (Tabla 5).



Tabla 5. Ecuaciones de Langmuir determinadas para las muestras de carbón de la Cuenca de Sabinas.

Subcuenca	Muestra	Ecuación de Langmuir
Sabinas	SA-01-M1	$V = \frac{P \times 965.59}{P + 417.84}$
Saltillito-Lampacitos	SL-01-M3	$V = \frac{P \times 933.65}{P + 450.49}$
Adjuntas	AD-01-M1	$V = \frac{P \times 828.61}{P + 390.09}$
Las Esperanzas	ES-01-M3	$V = \frac{P \times 1156.39}{P + 430.92}$
San Patricio	SP-01-M7	$V = \frac{P \times 1120.49}{P + 509.01}$

Durante el desarrollo de las pruebas de sorción de CO₂, en este estudio, la muestra SA-01-M1, a una presión de 565.17 psi (*pounds per square inch*; libras por pulgada cuadrada), registró un volumen de sorción de 555.15 scf/ton (*standard cubic feet per ton*; pies cúbicos estándar por tonelada) (Tabla 6; Figura 31), mientras que, la muestra SL-01-M3 alcanzó un valor de presión de 607.00 psi, con un volumen de sorción de 535.91 scf/ton (Tabla 6; Figura 32), comportamiento similar al de la muestra AD-01-M1, que a un valor de presión de 605.94 psi, mostró un volumen de sorción de 504.08 scf/ton (Tabla 6; Figura 33), en contraste, la muestra ES-01-M3 presentó el mayor valor de sorción entre las muestras evaluadas, con un volumen sorbido de 657.86 scf/ton a una presión de 568.66 psi (Tabla 6; Figura 34) y Por último, la muestra SP-01-M7 presentó un volumen de sorción de 595.42 scf/ton a una presión de 577.23 psi (Tabla 6; Figura 35).



Tabla 6. Resultados de las presiones de sorción y valores de volumen de gas sorbido de CO₂ obtenidas en las muestras de carbón de la Cuenca de Sabinas.

Subcuenca	Muestra	Presión de sorción (psi)	Volumen de gas sorbido (scf/ton)
Sabinas	SA-01-M1	565.17	555.15
Saltillito-Lampacitos	SL-01-M3	607.00	535.91
Adjuntas	AD-01-M1	605.94	504.08
Las Esperanzas	ES-01-M3	568.66	657.86
San Patricio	SP-01-M7	577.23	595.42

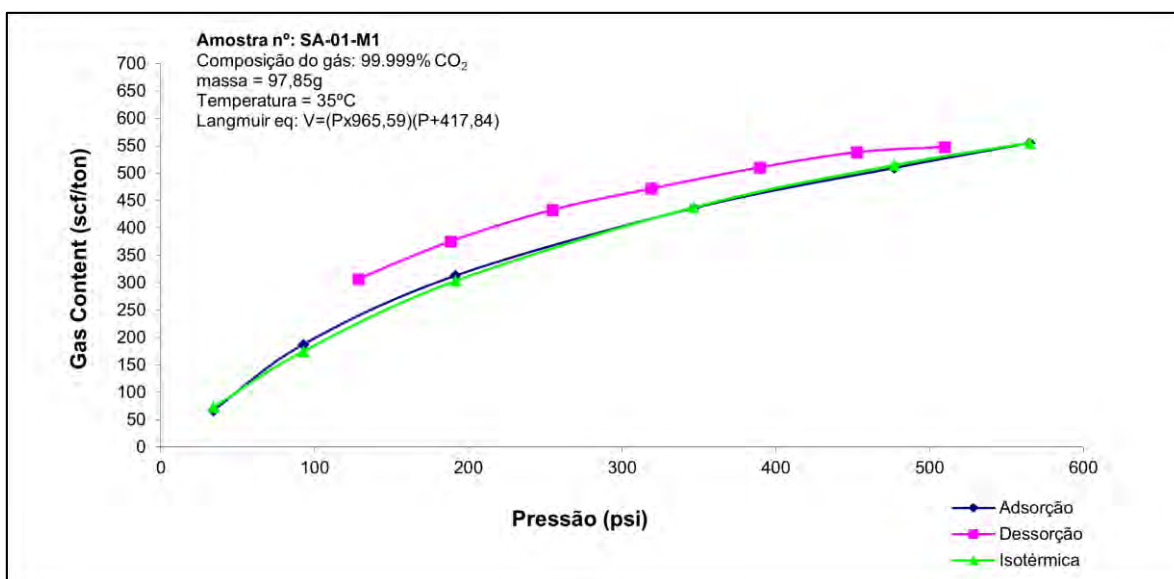


Figura 31. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO₂ en la muestra SA-01-M1 (Subcuenca Sabinas).

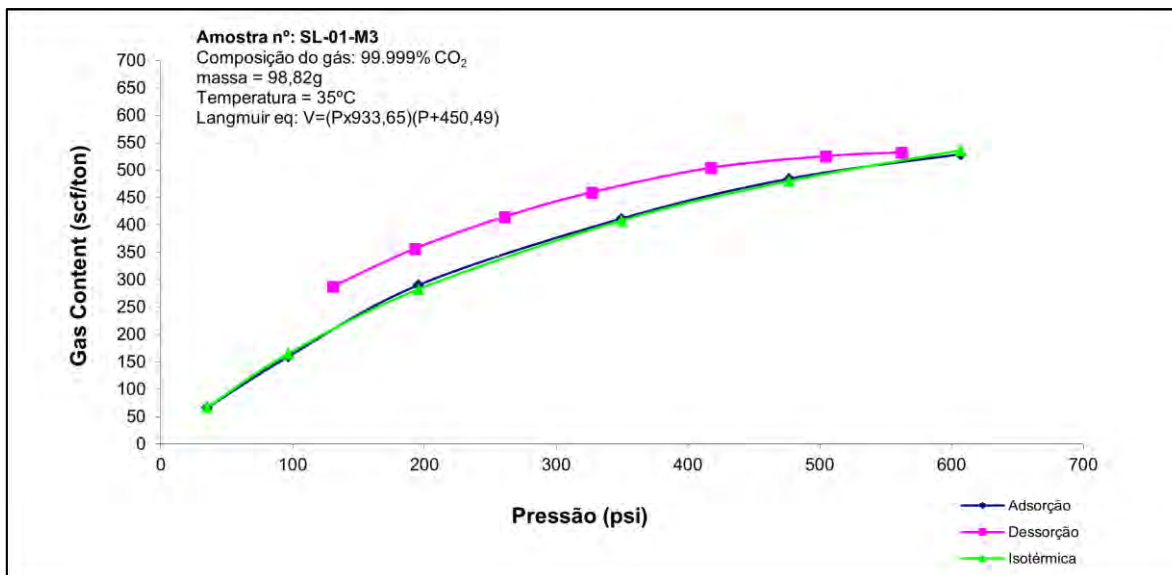


Figura 32. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO₂ en la muestra SL-01-M3 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).

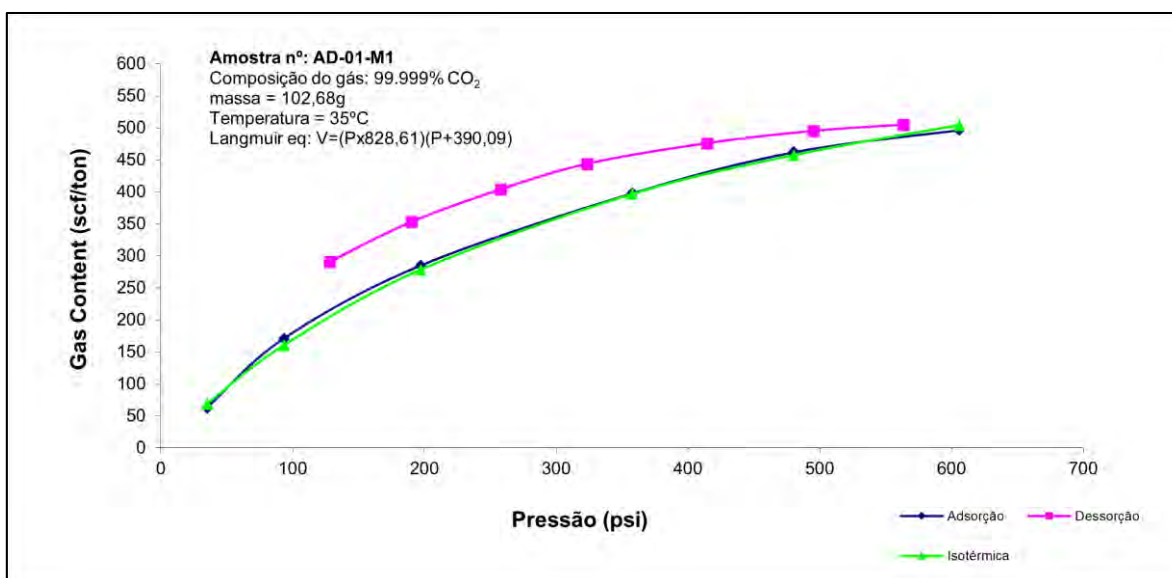


Figura 33. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO₂ en la muestra AD-01-M1 (Subcuenca Adjuntas).

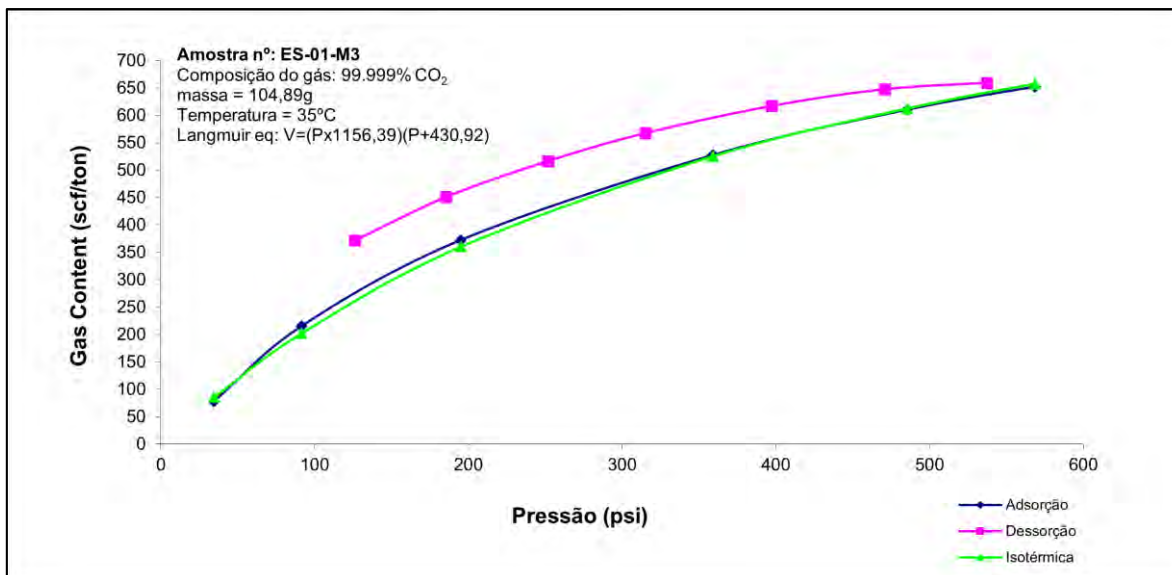


Figura 34. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO₂ en la muestra ES-01-M3 (Subcuenca Las Esperanzas).

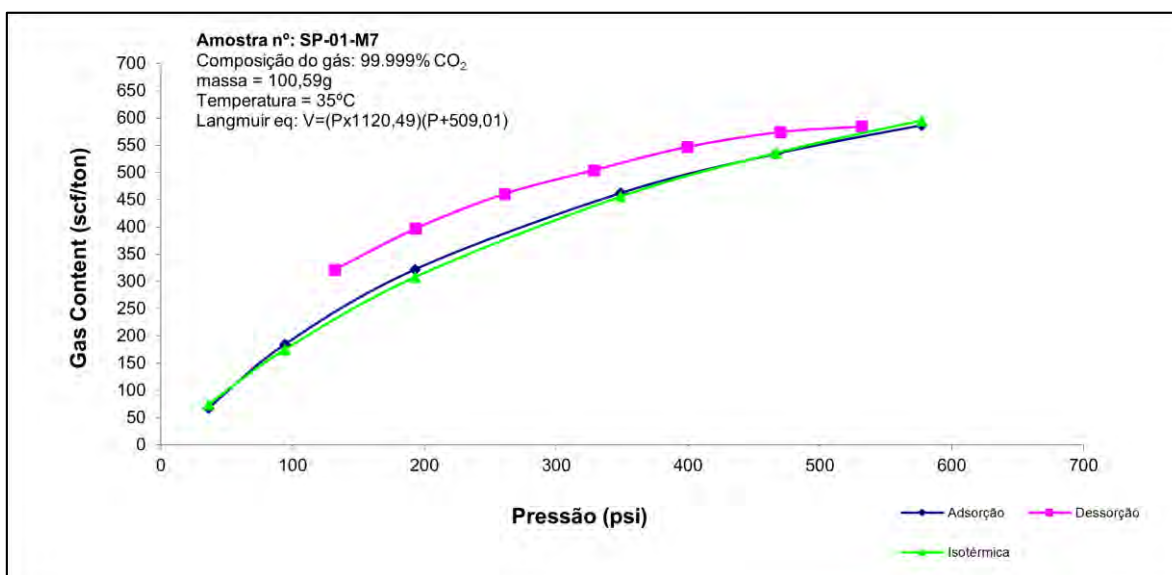


Figura 35. Gráfica del comportamiento de adsorción, desorción e isotérmica de CO₂ en la muestra SP-01-M7 (Subcuenca San Patricio).



5.3. Modelado en ArcMap

Mediante el programa informático ArcMap, se integró la información disponible sobre pozos y datos estructurales de las subcuencas para generar mapas de las secciones geológicas y definir las áreas con mayor potencial para el almacenamiento geológico de CO₂.

En la Subcuenca Sabinas se realizaron dos secciones geológicas (A-A' y B-B') con dirección suroeste-noreste y una sección con dirección noroeste-sureste (C-C'), donde se puede destacar que en la parte centro-suroeste de la subcuenca la zona delimitada del carbón se presenta a una profundidad superior a 300 m (Figura 36). De acuerdo con las secciones geológicas, la mayor profundidad de las capas de carbón de la Formación Olmos en la zona delimitada se localiza en la parte suroeste, a una profundidad de 467 m. Con base en esta información se delimitó un área potencial para el almacenamiento de CO₂ de 287,153,059 m² (Tabla 7).

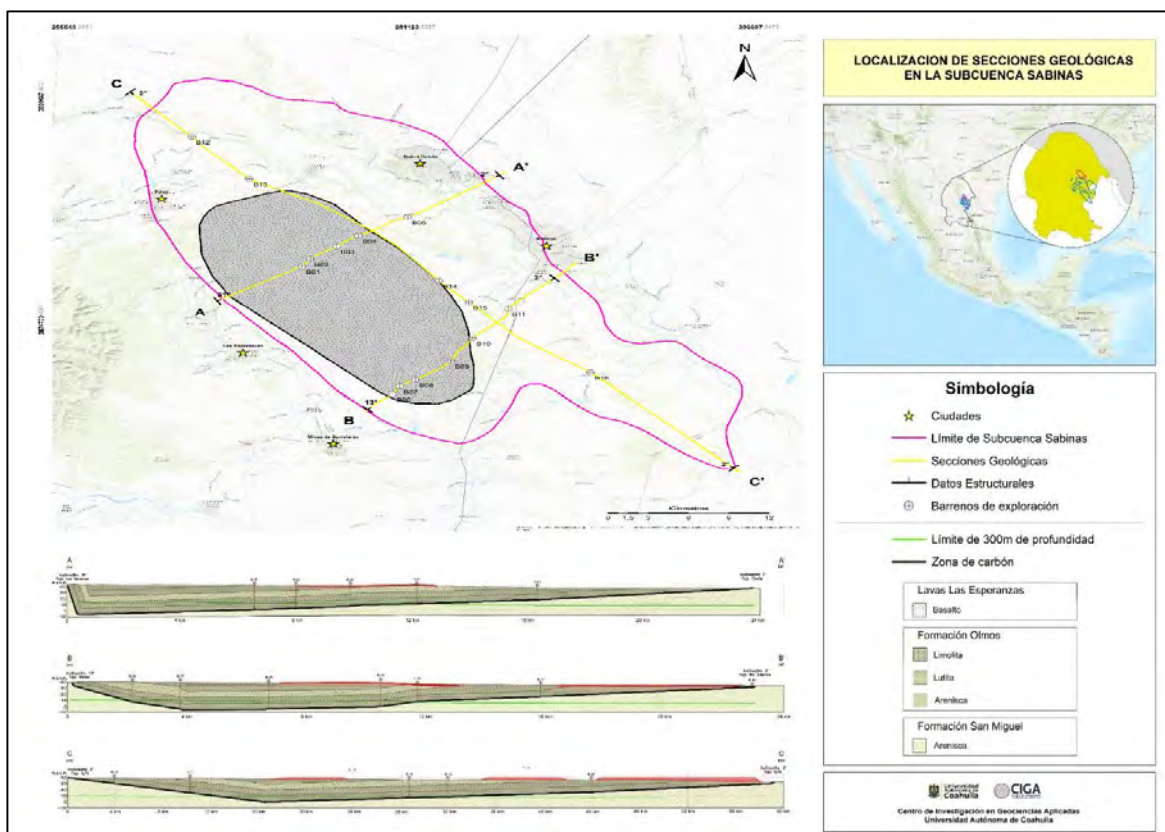


Figura 36. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón en la Subcuenca Sabinas.



En la Subcuenca Saltillito-Lampacitos se realizaron dos secciones geológicas (A-A' y B-B') con una dirección suroeste–noreste y una sección con dirección noroeste–sureste (C-C'), donde se puede destacar que, en la parte central y en dirección de rumbo noroeste–sureste, la zona del carbón se encuentra a una profundidad superior a 300 m (Figura 37). De acuerdo con las secciones geológicas, las capas de carbón de la Formación Olmos se localizan a 1,200 m en la zona centro-sureste, considerada la zona de mayor profundidad de la subcuenca. Con base en esta información, se delimitó un área potencial para el almacenamiento de CO₂ de 675,985,089 m² (Tabla 7).

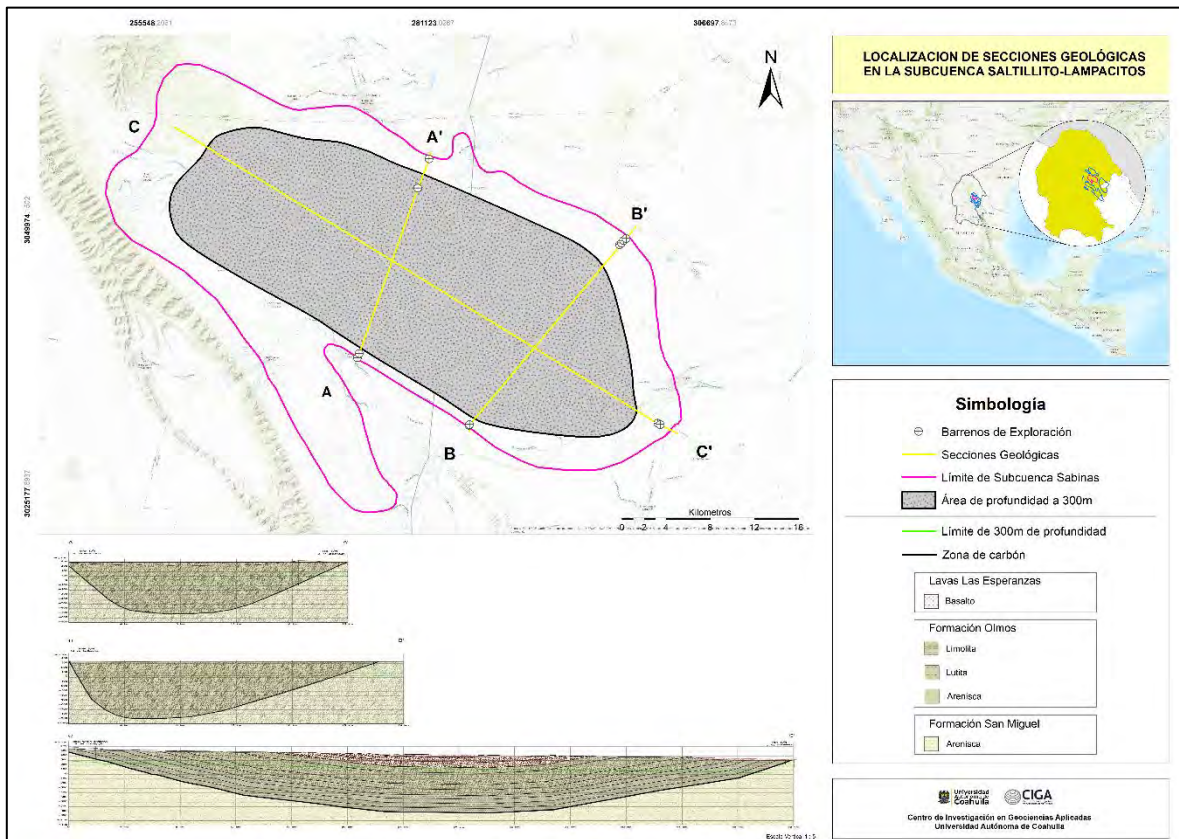


Figura 37. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca Saltillito-Lampacitos.

En la Subcuenca Adjuntas se realizaron dos secciones geológicas (A-A' y B-B') con dirección suroeste–noreste, donde se puede identificar que, en la parte centro–norte, la zona de carbón se encuentra a una profundidad superior a 300 m (Figura 38). Según las secciones geológicas, las capas de carbón de la Formación Olmos, en la zona delimitada, se localizan en la parte centro-este de la subcuenca, a una profundidad de 1,850 m. Con base en esta



información, se delimitó un área potencial para el almacenamiento de CO₂ de 603,256,271 m² (Tabla 7).

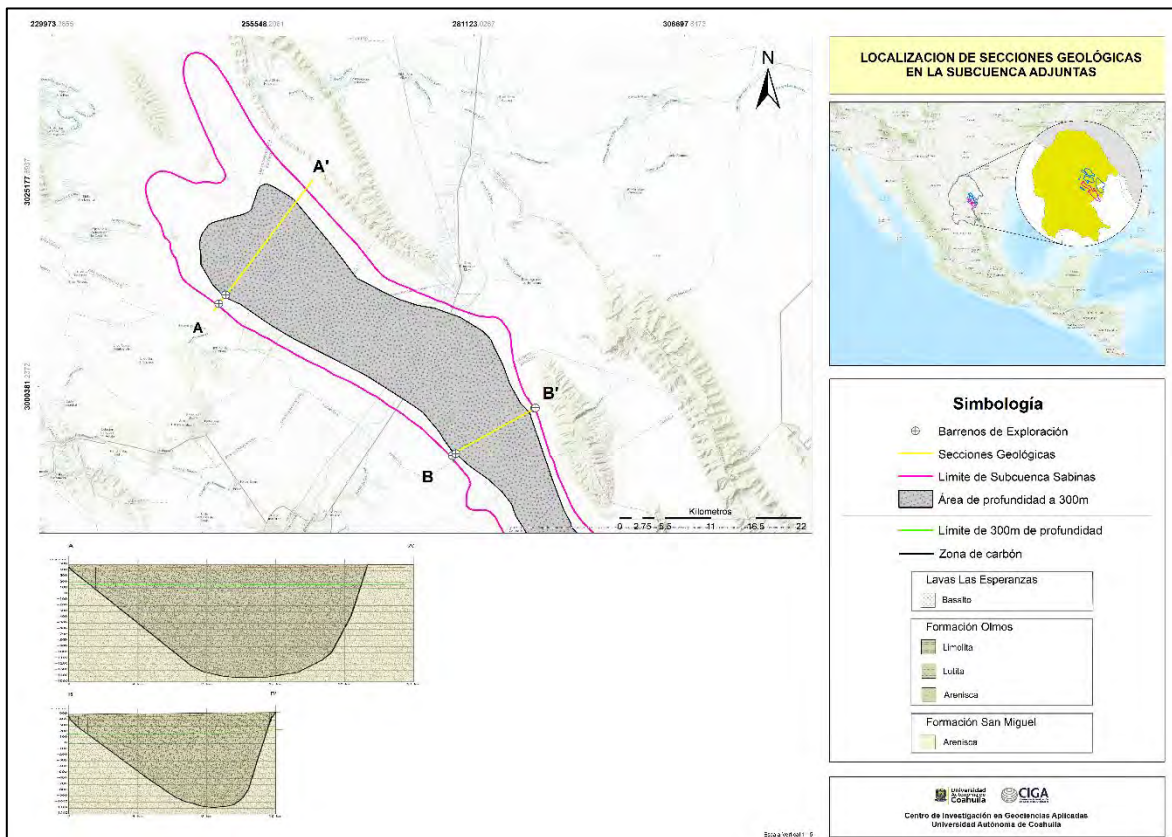


Figura 38. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca Adjuntas.

En la Subcuenca Las Esperanzas se realizó una sección geológica (A-A') con una dirección suroeste–noreste y una sección con dirección noroeste–sureste (B-B'), donde se puede destacar que el carbón se encuentra a una profundidad superior a 300 m en la parte central y en dirección noroeste–sureste (Figura 39). De acuerdo con las secciones geológicas, la mayor profundidad de las capas de carbón en el área delimitada se ubica en la parte sureste, a una profundidad aproximada de 1,200 m, muy cercano del flanco este de la Sierra Santa Rosa. Con base en esta información, se delimitó un área potencial para el almacenamiento de CO₂ de 86,970,346 m² (Tabla 7).

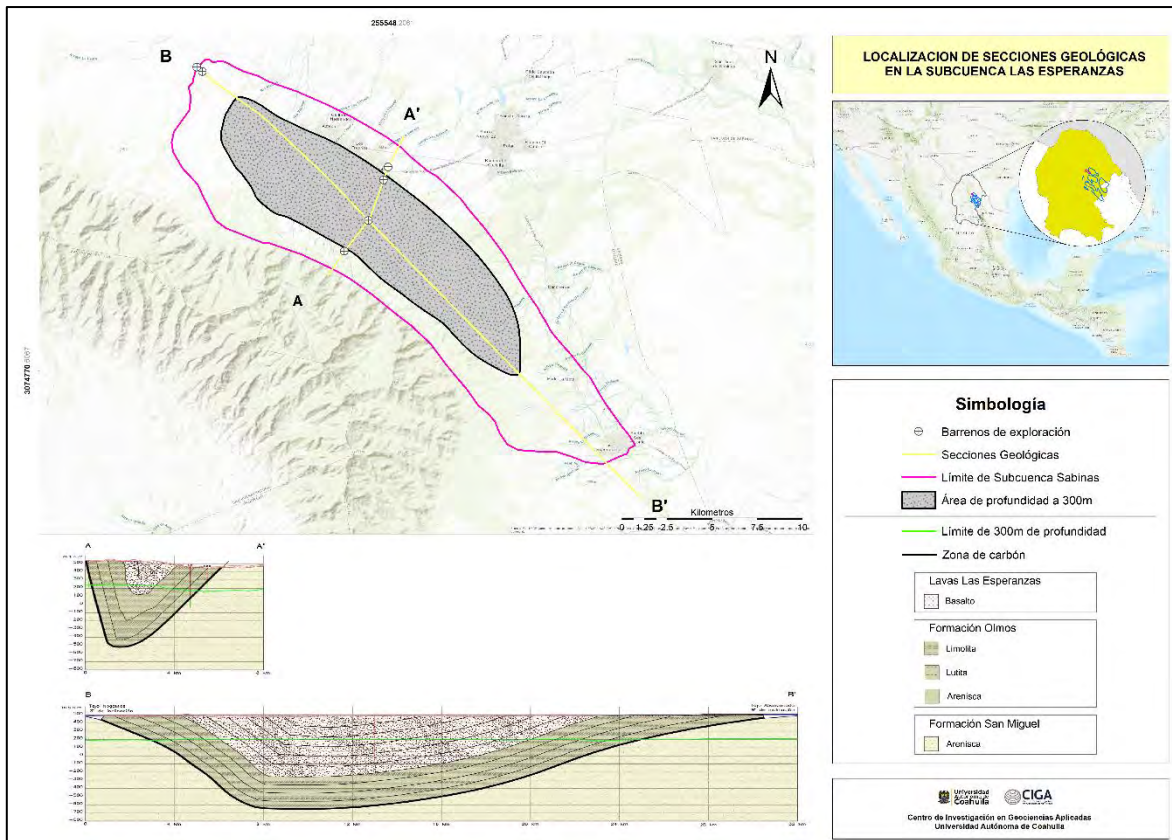


Figura 39. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca Las Esperanzas.

En la Subcuenca San Patricio se realizó la sección geológica (A-A') con una dirección suroeste–noreste y una sección con dirección noroeste–sureste (B-B'), donde se puede destacar que en la parte centro-norte se identifica la zona del carbón a una profundidad superior a 300 m (Figura 40). De acuerdo con las secciones geológicas, la mayor profundidad de las capas de carbón en el área delimitada se localiza en la zona centro-oeste, a una profundidad aproximada de 1,200 m. Con base en esta información, se delimitó un área potencial para el almacenamiento de CO₂ de 875,742,216 m² (Tabla 7).

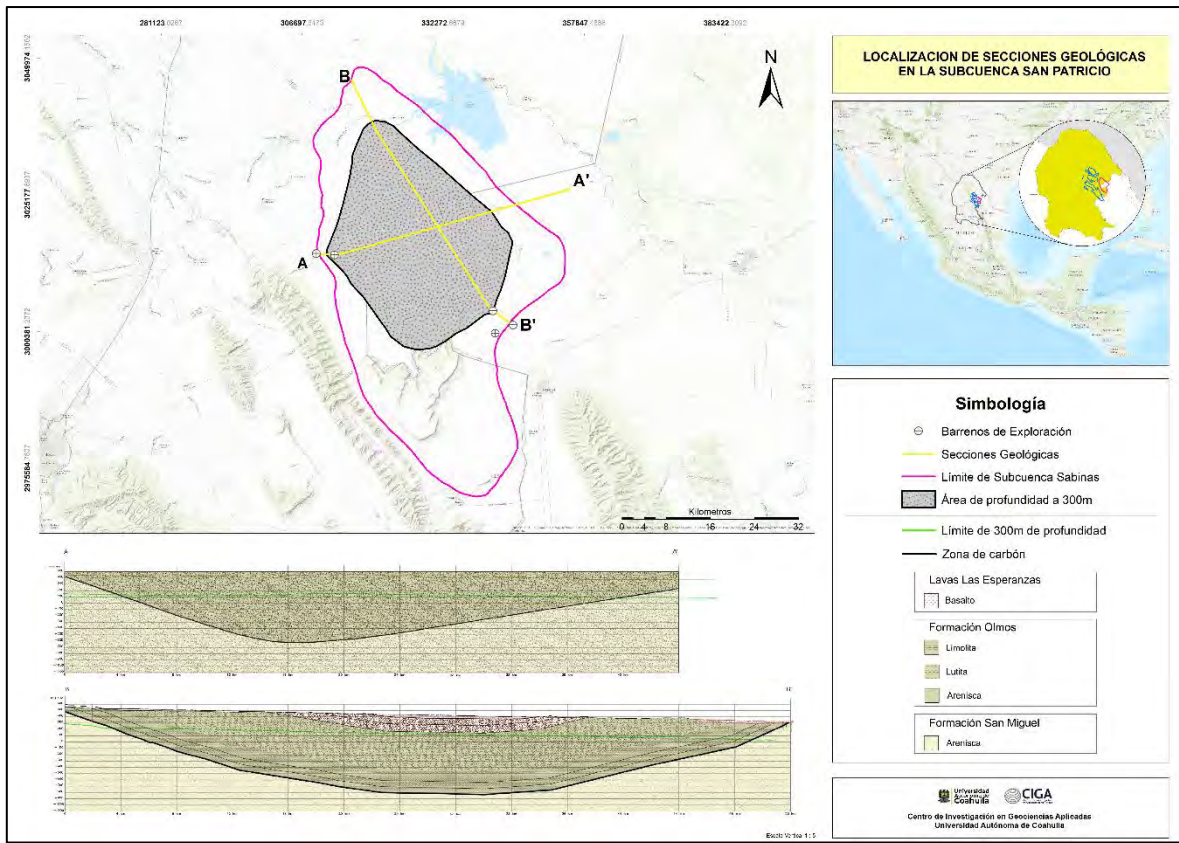


Figura 40. Localización de las secciones geológicas y área calculada mayor a 300 m de las capas de carbón para la Subcuenca San Patricio.

La información indicada anteriormente puede resumirse en lo siguiente: La Subcuenca Las Esperanzas presentó la menor área potencial para el almacenamiento geológico de CO₂, con 86,970,346 m², mientras que la Subcuenca San Patricio se determinó que tiene el área mayor, con 875,742,216 m². El área total potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ en las capas de carbón de las cinco subcuencas es de 2,529,106,981 m² (Tabla 7).



Tabla 7. Estimación de las áreas potenciales para el almacenamiento geológico de CO₂ en cinco subcuencas de carbón.

Subcuenca	Área potencial para almacenamiento de CO ₂
	m ²
Sabinas	287,153,059
Saltillito - Lampacitos	675,985,089
Adjuntas	603,256,271
Las Esperanzas	86,970,346
San Patricio	875,742,216
TOTAL	2,529,106,981

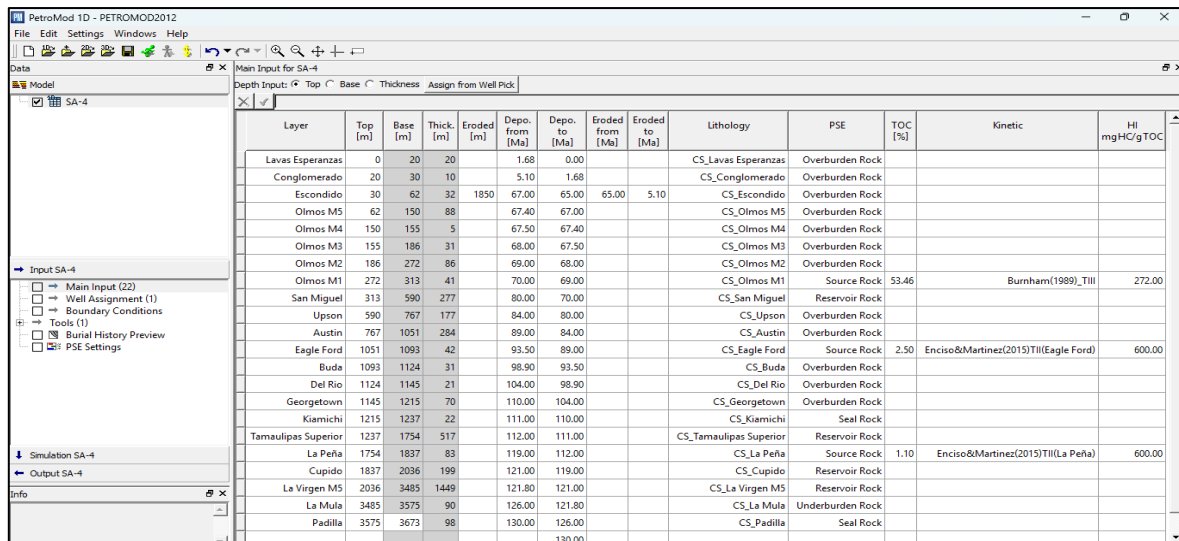


5.4. Modelado en PetroMod 1D

A continuación, se presentan los resultados del modelado PetroMod 1D de los pseudo pozos ubicados dentro de los límites de la zona de carbón con una profundidad superior a 300 m.

Modelado 1D Subcuenca Sabinas

En el caso de la Subcuenca Sabinas, se tomó como referencia el pozo SA-4, que presenta una columna estratigráfica constituida por la Formación Padilla en su base (3,673 m) y la Formación Lavas Esperanzas en superficie. La Formación Olmos M1 se encuentra a una profundidad de 313 m, en su parte base y se propone una erosión de 1,850 m en la Formación Escondido desde los 65 Ma hasta los 5.10 Ma (Figuras 41 y 42).



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/g TOC
Lavas Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS_Lavas Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	62	32	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	62	150	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	150	155	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	155	186	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	186	272	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	272	313	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	313	590	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	590	767	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	767	1051	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1051	1093	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1093	1124	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1124	1145	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1145	1215	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1215	1237	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1237	1754	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1754	1837	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1837	2036	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2036	3485	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3485	3575	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3575	3673	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			

Figura 41. Parámetros de entrada del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).

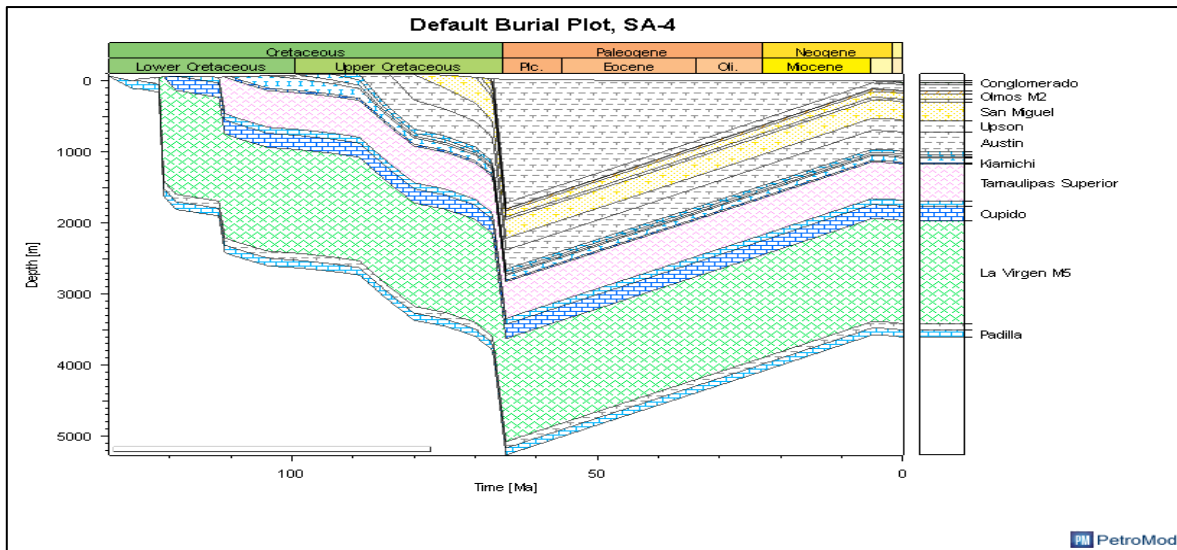


Figura 42. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).

En las condiciones de frontera para el pozo SA-4, el PWD presentó valores de 0 m a -100 m y el SWI, desde hace 170 Ma hasta la actualidad, presentó variaciones de 22.61°C a 28.57°C. En cuanto al flujo de calor (HF), se puede destacar que, durante el Eoceno (45.90 Ma a 40.56 Ma), se registró un ligero incremento de temperatura de 147.10 mW/m² a 149.00 mW/m² (Figura 43), posiblemente provocado por el evento de la Orogenia Laramide.

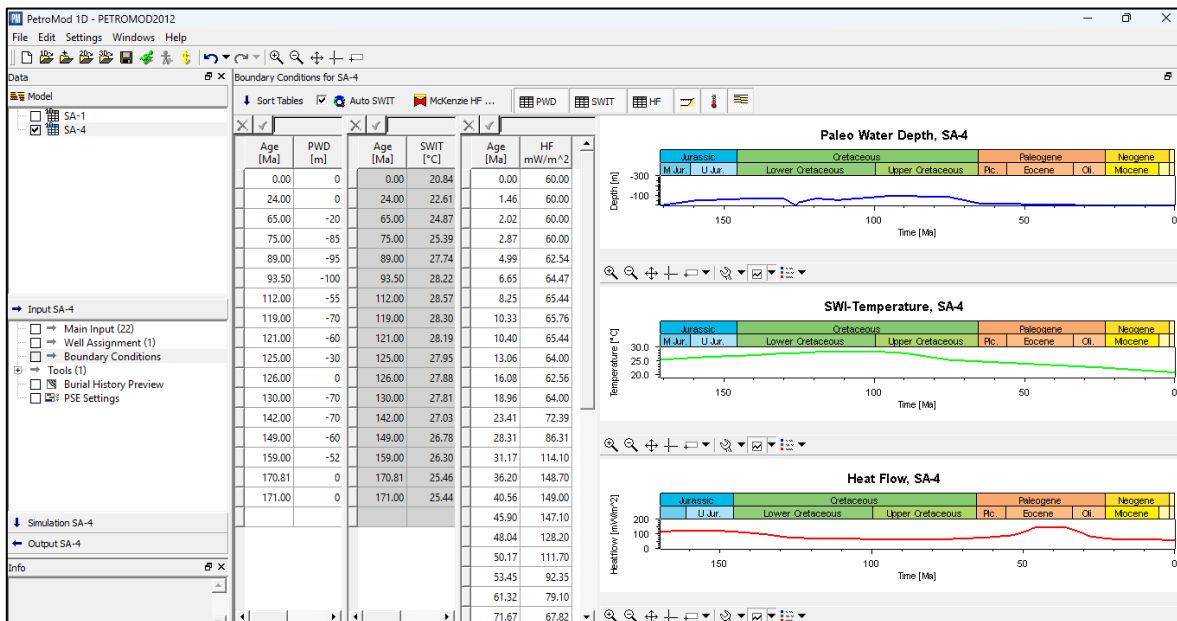


Figura 43. Condiciones de frontera del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).



Al realizar la simulación del pozo, se observa que la curva de calibración cruza por el valor de reflectancia de la vitrinita del 1.08%Rv asignado a la Formación Olmos M1 (Figura 44), confirmando una buena calibración del modelo. Posteriormente, al visualizar el diagrama de sepultamiento con la propiedad de la presión de poro, se observa que, a finales del Cretácico Superior (65 Ma) la Formación Olmos M1 presentó una presión de poro de 2,894.28 psi, mientras que en el tiempo actual presenta una presión de poro de 450.17 psi (Figura 44), lo que posiblemente se deba a la erosión de 1,850 m propuesta en el modelo.

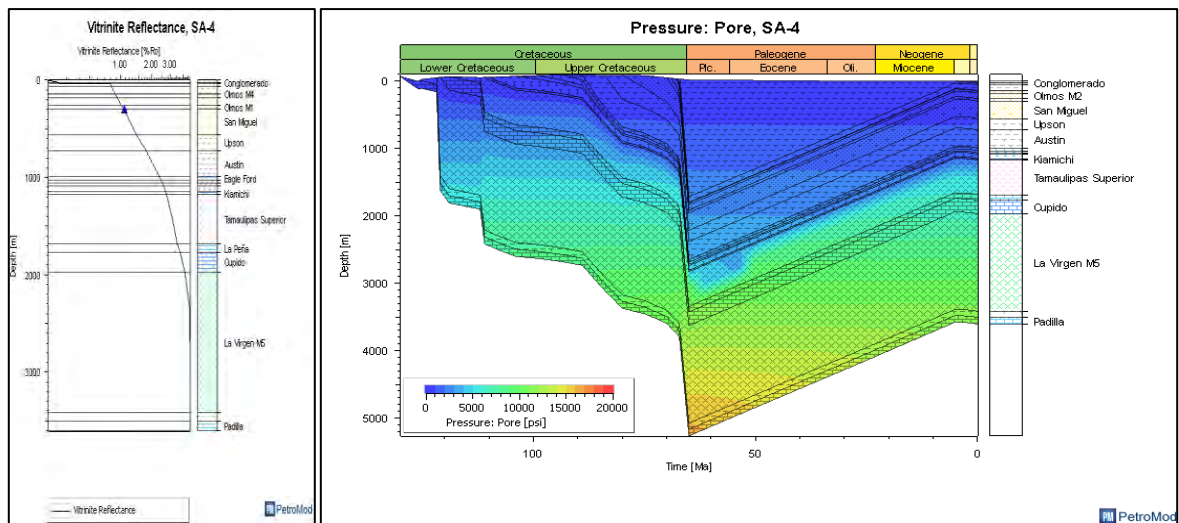


Figura 44. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo SA-4 (Subcuenca Sabinas).

Modelado 1D Subcuenca Saltillito-Lampacitos

En la Subcuenca de Saltillito-Lampacitos se consideró como pozo de referencia el pozo SL-9, que está representado por una columna estratigráfica constituida por la Formación La Casita Medio en la base (3,327 m) y la Formación Escondido en superficie. La Formación Olmos M1 se localiza a una profundidad de 300 m, y considerando una erosión de 1,800 m en la Formación Escondido desde los 65 Ma hasta la actualidad (Figuras 45 y 46).



PetroMod 10 - PETROMO2012

File Edit Settings Windows Help

Depth Input for SL-9

Model

Input SL-9

- Main Input (23)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00		0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_TII	241.00
San Miguel	300	370	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	370	487	117		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	487	903	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	903	968	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	968	1004	36		96.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1004	1033	29		104.00	96.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1033	1050	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1050	1137	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1137	1557	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1557	1602	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	1602	1745	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	1745	2578	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	2578	2679	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	2679	2796	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	2796	2953	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	2953	3138	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3138	3327	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00

Figura 45. Datos de entrada del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).

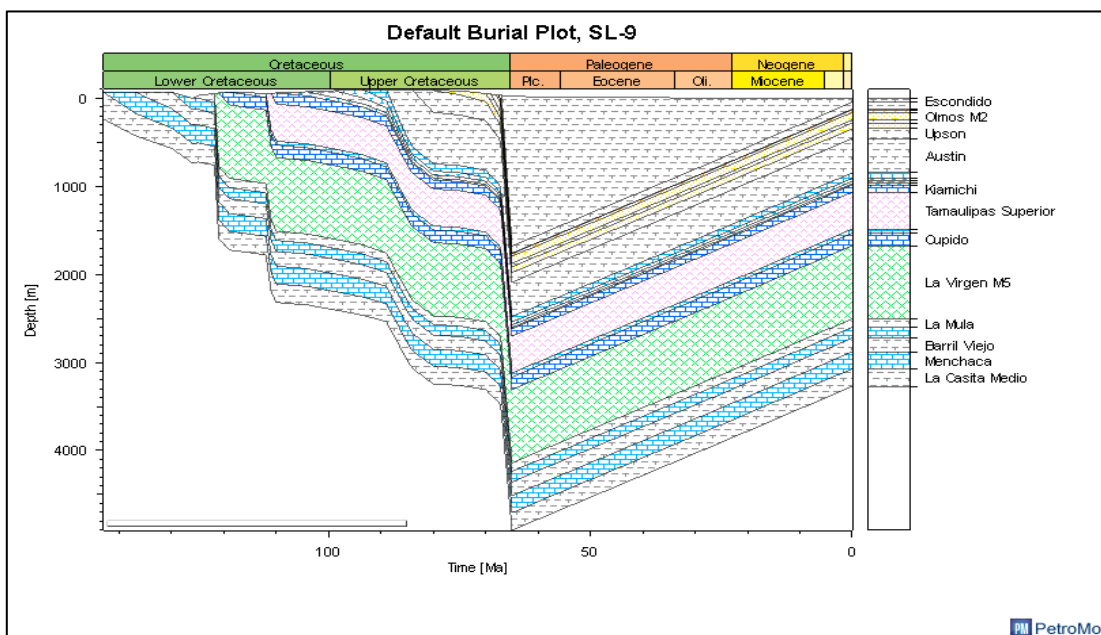


Figura 46. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).

En las condiciones de frontera para el pozo SL-9, el PWD presentó valores de 0 m a -100 m y el SWI, desde los 171 Ma hasta la actualidad, presentó variaciones de 22.61°C a 28.57°C. En cuanto al HF, se puede notar un aumento de temperatura de 146.90 mW/m² a 149.00 mW/m² (Figura 47) durante el Eoceno (43.59 Ma a 40.56 Ma), posiblemente provocado por el evento de la Orogenia Laramide.

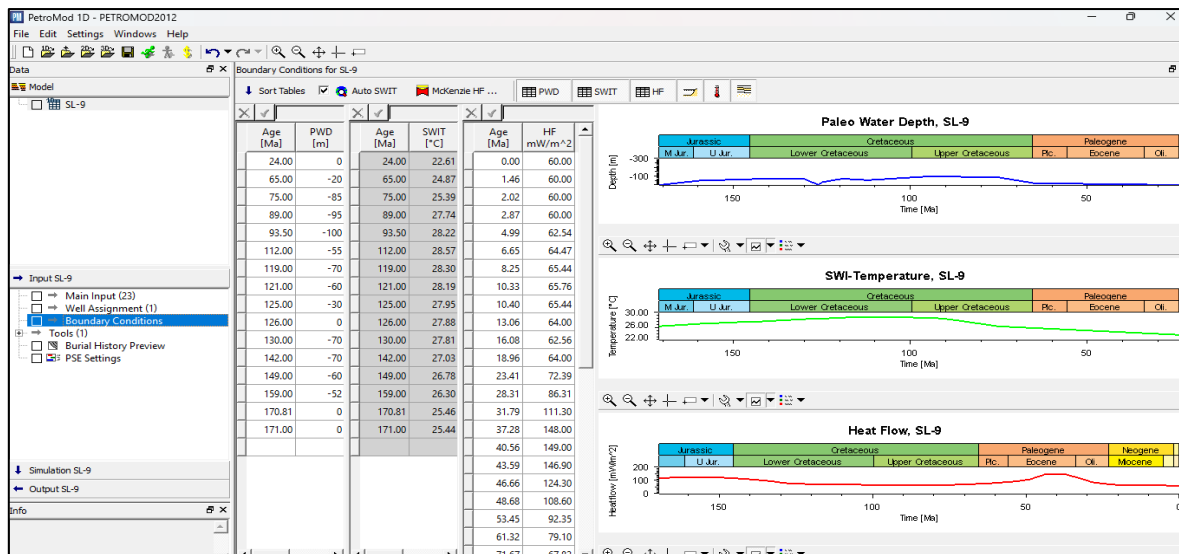


Figura 47. Condiciones de frontera del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).

Al efectuar la simulación del pozo, se observa que la curva de calibración cruza por el valor de reflectancia de la vitrinita del 1.06%Rv asignado para la Formación Olmos M1 (Figura 48), confirmando una buena calibración del modelo. Posteriormente, al visualizar el diagrama de sepultamiento con la propiedad de presión de poro, se destaca que, a finales del Cretácico Superior (65 Ma) la Formación Olmos M1 presentó una presión de poro de 2,839.77 psi, mientras que en la actualidad presenta una presión de poro de 374.40 psi (Figura 48), lo que posiblemente se deba a la erosión de 1,800 m propuesta en el modelo.

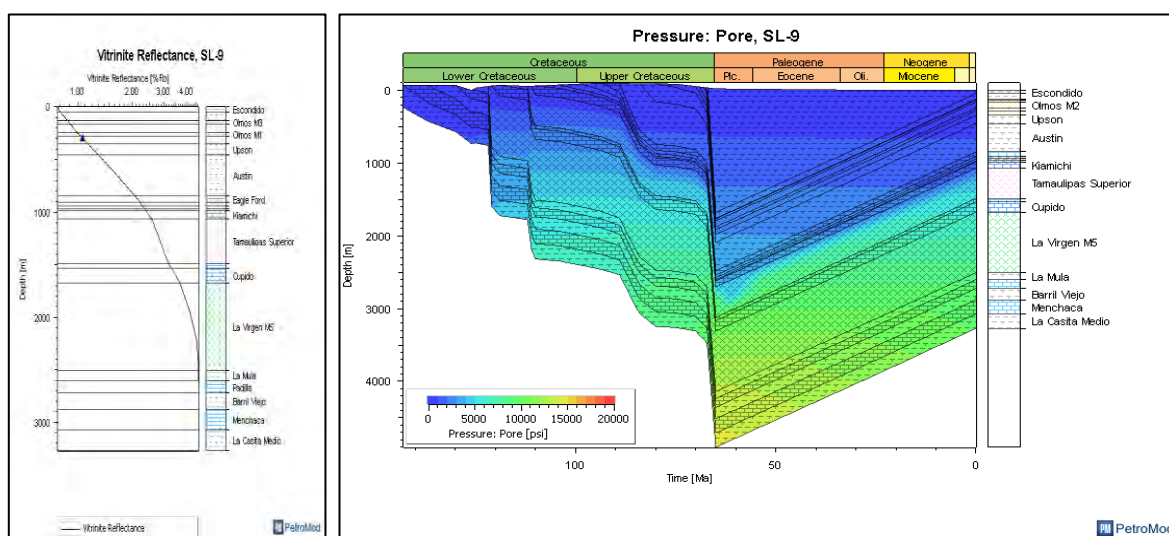


Figura 48. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo SL-9 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos).



Modelado 1D Subcuenca Adjuntas

En la Subcuenca de Adjuntas, se tomó como pozo de referencia el AD-1, que está constituido por una columna estratigráfica del basamento en la base (4,675 m) y la Formación Escondido en superficie. La Formación Olmos M1 se ubica a una profundidad de 300 m y se consideró una erosión de 1,800 m en la Formación Escondido desde los 65 Ma hasta la actualidad (Figuras 49 y 50).

PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Data Main Input for AD-1

Model Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Layer

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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Burnham(1989)_TIII	184.00
San Miguel	300	681	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	681	1013	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1013	1461	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1461	1777	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	1777	2895	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	2895	2923	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2923	3000	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3000	3826	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	3826	3886	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	3886	4055	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4055	4183	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4183	4293	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	4293	4426	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	400.00
Basamento	4426	4675	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			
						161.50							

Input AD-1

- ☐ Main Input (20)
- ☐ Well Assignment (1)
- ☐ Boundary Conditions
- ☐ Tools (1)
- ☐ Burial History Preview
- ☐ PSE Settings

Simulation AD-1

Output AD-1

Info

Figura 49. Datos de entrada del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).

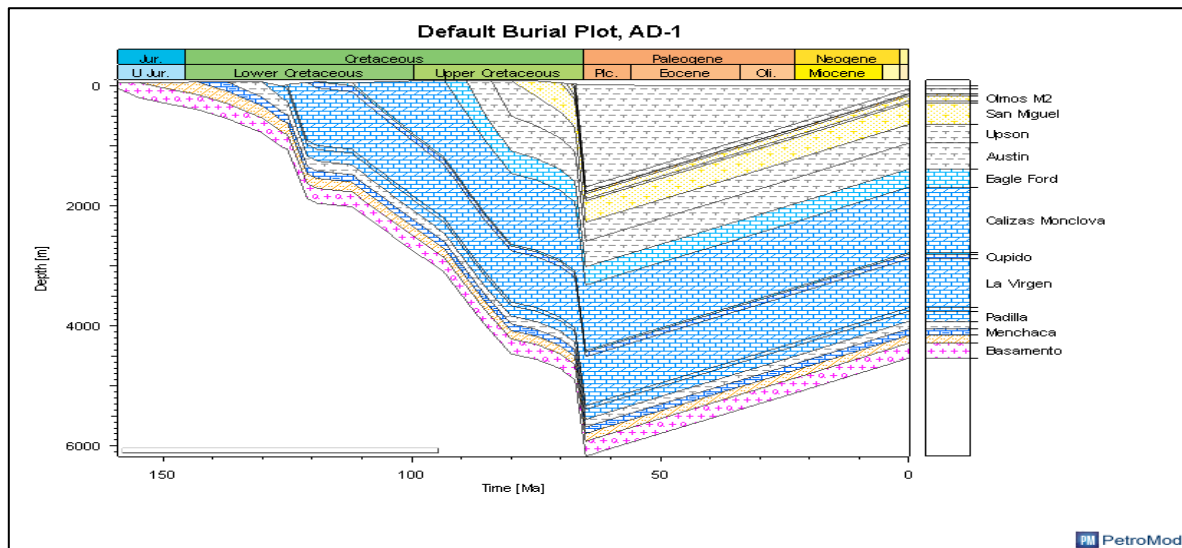


Figura 50. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).



En las condiciones de frontera para el pozo AD-1, el PWD presentó valores de 0 m a -100 m y el SWI, desde los 171 Ma hasta la actualidad, presentó variaciones de 22.61°C a 28.57°C. En cuanto al HF, se puede destacar que, durante el Eoceno (42.66 ma a 36.37 Ma), se produjo un incremento de la temperatura entre 163.90 mW/m² y 166.80 mW/m² (Figura 51), posiblemente provocado por el evento de la Orogenia Laramide.

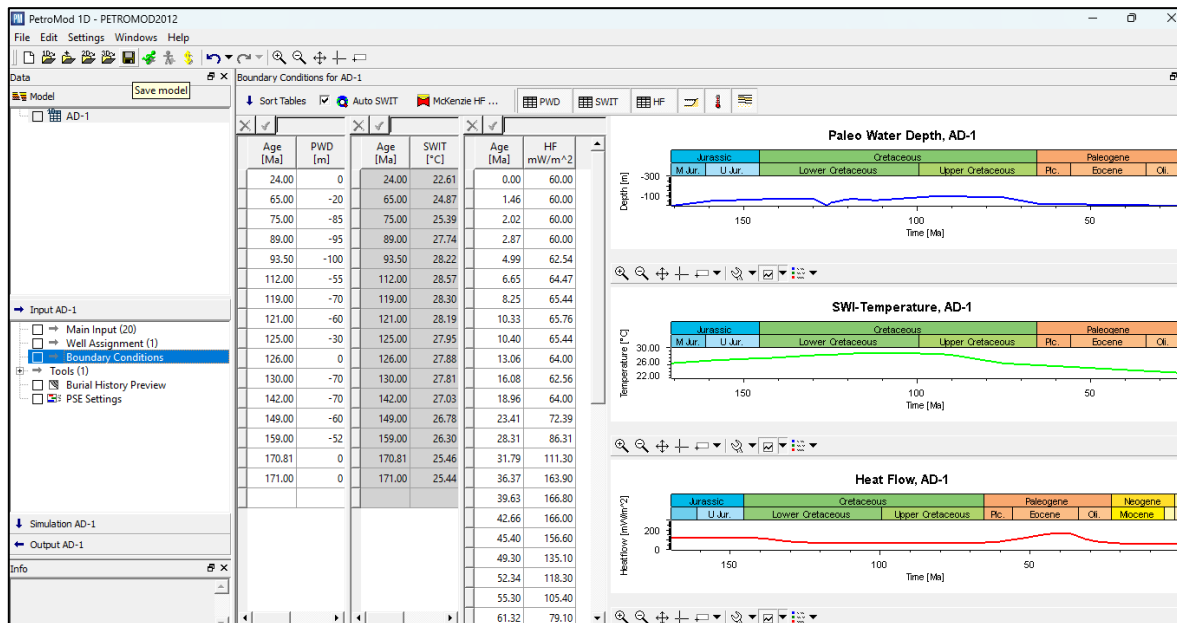


Figura 51. Condiciones de frontera del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).

La simulación del pozo AD-1 generó una curva de calibración que cruza el valor de reflectancia de la vitrinita del 1.41%R_v asignado a la Formación Olmos M1 (Figura 52), confirmando una buena calibración del modelo. Posteriormente, al visualizar el diagrama de sepultamiento con la propiedad de la presión de poro, se observa que, a finales del Cretácico Superior (65 Ma), la Formación Olmos M1 presentó una presión de poro de 2,845.06 psi, mientras que en la actualidad presenta una presión de poro de 374.49 psi (Figura 52), lo que posiblemente se deba a la erosión de 1,800 m propuesta en el modelo.

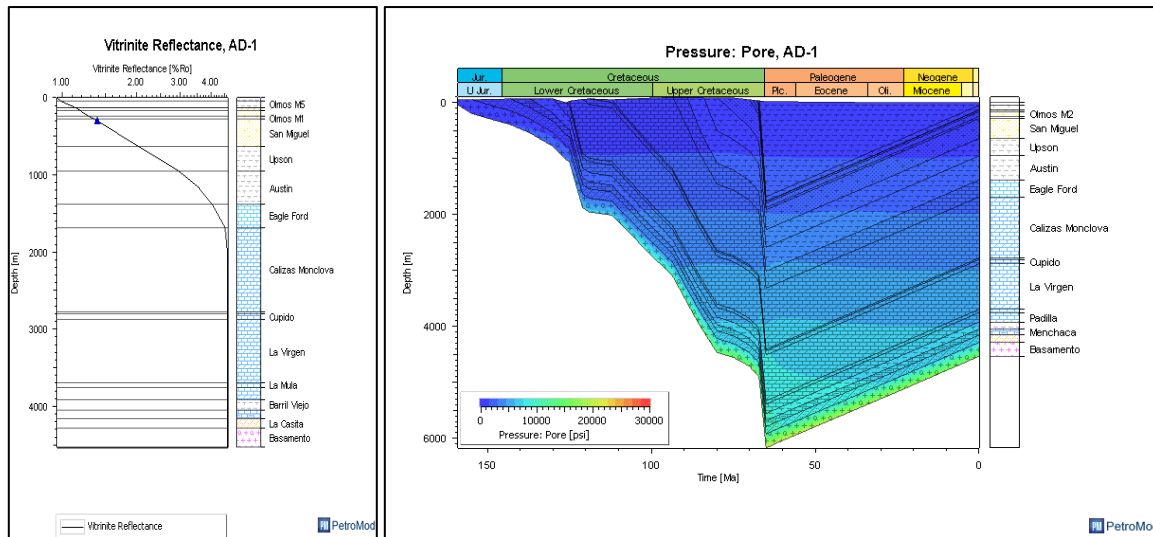


Figura 52. Calibración del modelo con reflectancia y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo AD-1 (Subcuenca Adjuntas).

Modelado 1D Subcuenca Las Esperanzas

En la Subcuenca Las Esperanzas se construyó el pozo de referencia el ES-11, que presenta una columna estratigráfica de la Formación Padilla en la base (3,660 m) y el Conglomerado a nivel de superficie. La Formación Olmos M1 se localiza a una profundidad de 300 m y se considera una erosión de 1,900 m en la Formación Escondido desde los 65 Ma hasta los 5.10 Ma (Figuras 53 y 54).

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	49	39	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_TIII	231.00
San Miguel	300	577	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	577	754	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	754	1038	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1038	1080	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			



Figura 53. Datos de entrada del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).

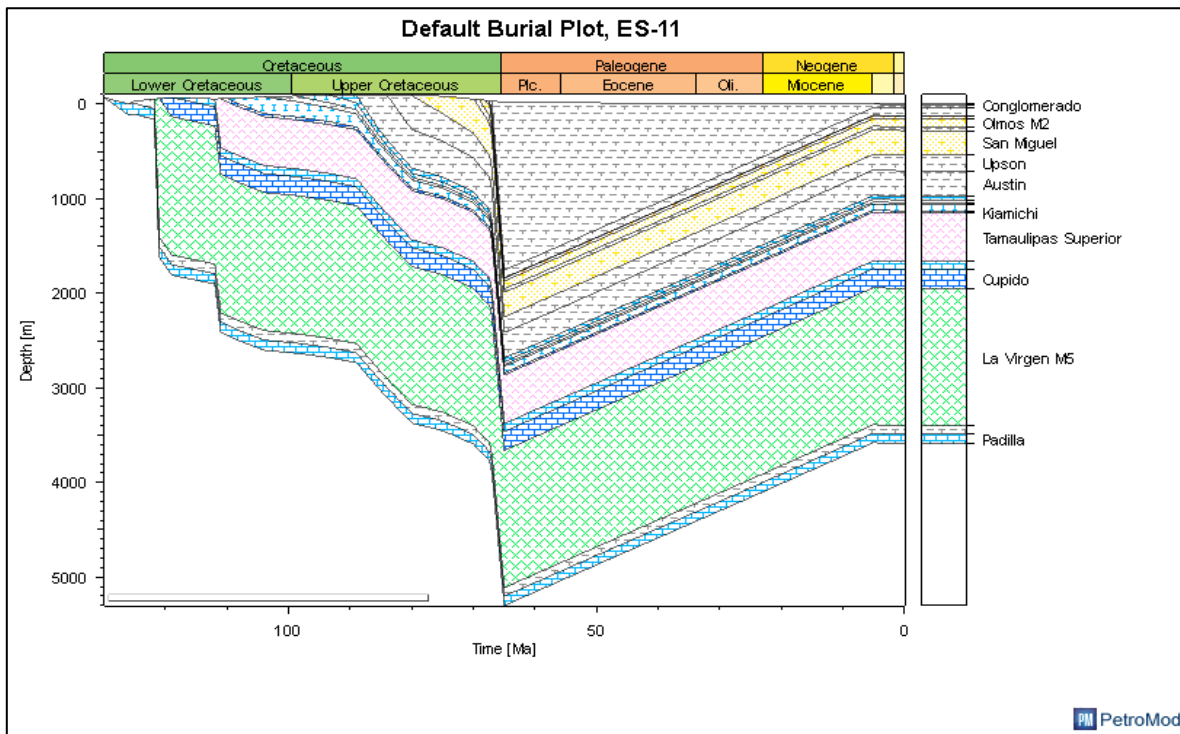


Figura 54. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).

En las condiciones de frontera para el pozo ES-11, el PWD presentó valores de 0 m a -100 m, y el SWI, desde 171 Ma hasta la actualidad, presentó variaciones de 22.61°C a 28.57°C. En lo correspondiente al flujo de calor (HF), destacan, durante el Eoceno (43.59 Ma a 37.28 Ma), valores de 146.90 mW/m² a 149.00 mW/m² (Figura 55), posiblemente provocados por el evento de la Orogenia Laramide.

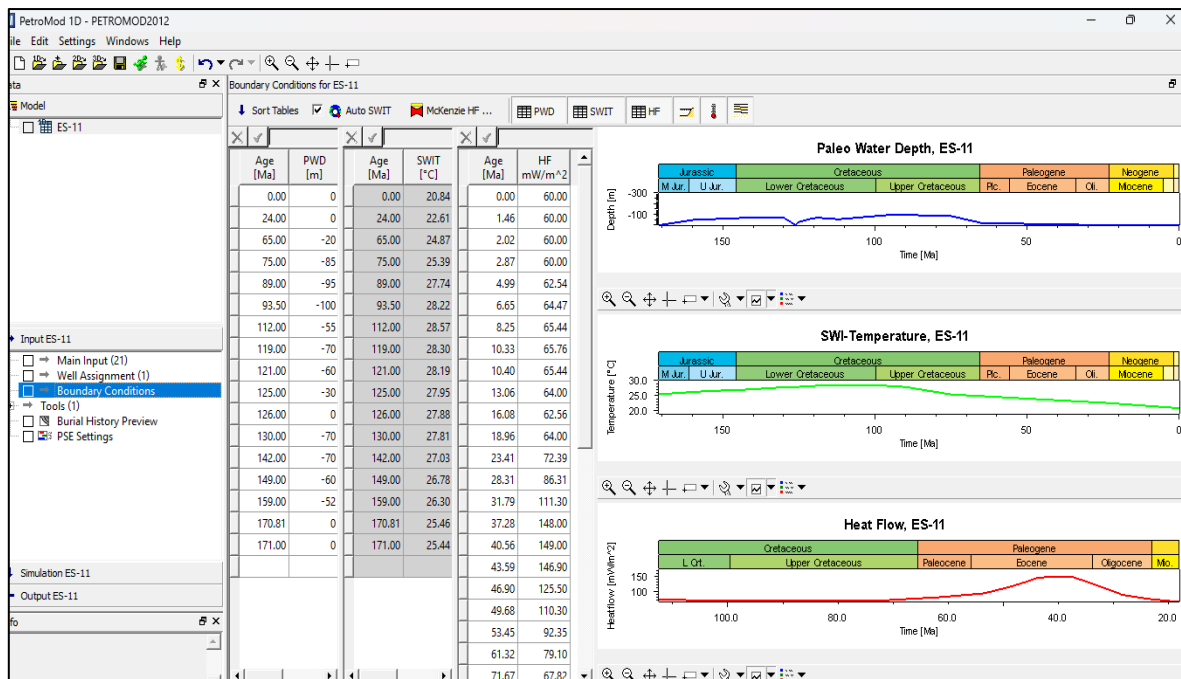


Figura 55. Condiciones de frontera del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).

La simulación del pozo ES-11 generó una curva de calibración que cruza el valor de reflectancia de la vitrinita del 1.08%Rv asignado a la Formación Olmos M1 (Figura 56), confirmando una buena calibración del modelo. Posteriormente, al visualizar el diagrama de sepultamiento con la propiedad de la presión de poro, se observa que, a finales del Cretácico Superior (65 Ma) la Formación Olmos M1 presentó una presión de poro de 2,952.78 psi, mientras que en la actualidad presenta una presión de poro de 375.44 psi, lo que posiblemente se deba a la erosión de 1,900 m propuesta en el modelo (Figura 56).

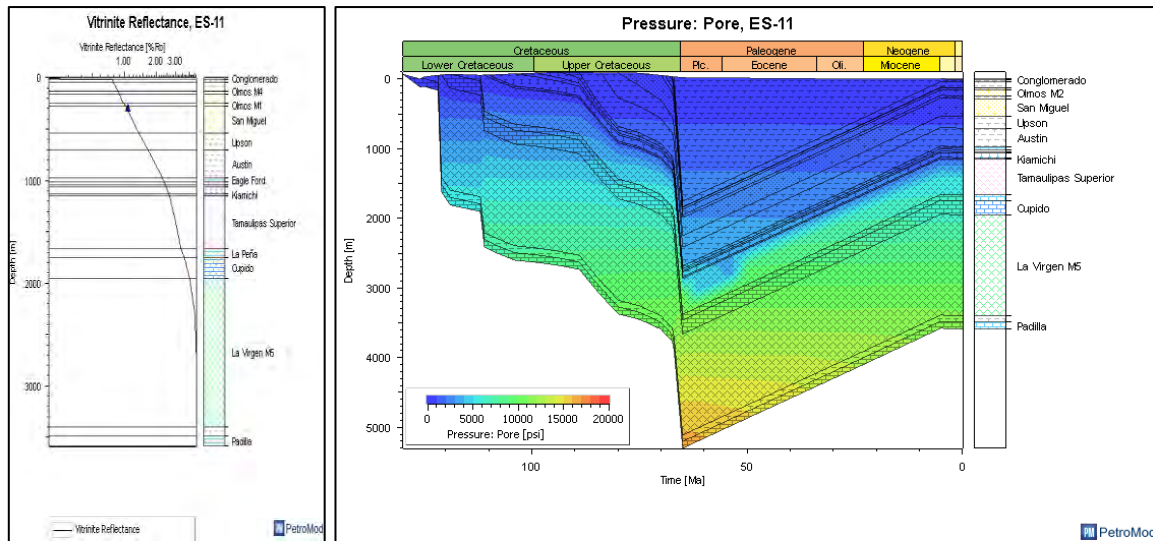


Figura 56. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo ES-11 (Subcuenca Las Esperanzas).

Modelado 1D Subcuenca San Patricio

En la Subcuenca San Patricio se creó el pozo de referencia el SP-3, que está constituido por una columna estratigráfica del basamento en la base (3,486 m) y la Formación Escondido en superficie. La Formación Olmos M1 se localiza a una profundidad de 300 m y se considera una erosión de 1,800 m en la Formación Escondido desde los 65 Ma hasta la actualidad (Figuras 57 y 58).

PetroMod 1D - PETROMOD2012													
Main Input for SP-3													
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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989)_TIII	247.00
San Miguel	300	681	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	681	1013	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1013	1384	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1384	1520	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1520	1550	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1550	1583	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1583	1640	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1640	1677	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1677	1972	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1972	2000	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2000	2109	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2109	2707	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	2707	3074	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3074	3337	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	3337	3431	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00
Basamento	3431	3486	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			
					145.00								



Figura 57. Datos de entrada del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).

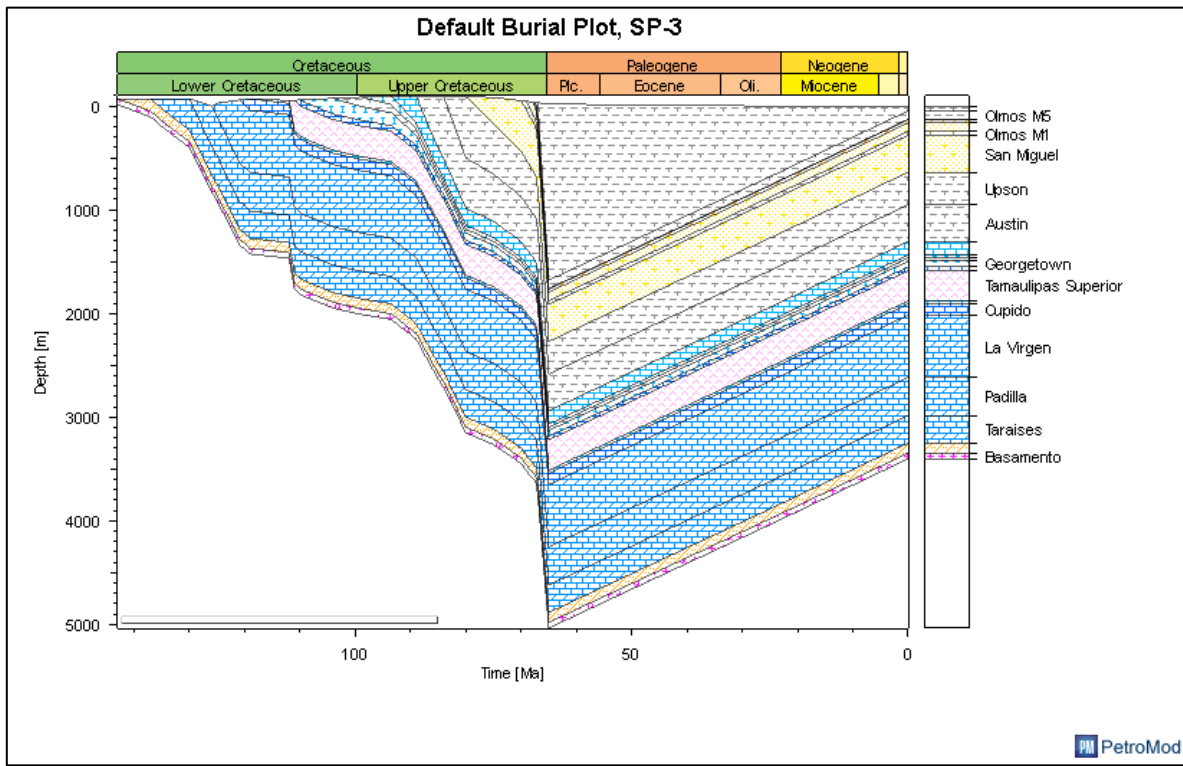


Figura 58. Diagrama de la historia de sepultamiento del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).

En las condiciones de frontera para el pozo SP-3, el PWD presentó valores de 0 m a -100 m, y el SWI, desde 171 Ma hasta la actualidad, presentó variaciones de 22.61°C a 28.57°C. En cuanto al flujo de calor de la Subcuenca San Patricio, cabe destacar que, durante el Eoceno (42.46 Ma a 38.22 Ma), se registraron valores entre 138.70 mW/m² y 140.80 mW/m² (Figura 59), posiblemente provocados por el evento de la Orogenia Laramide.

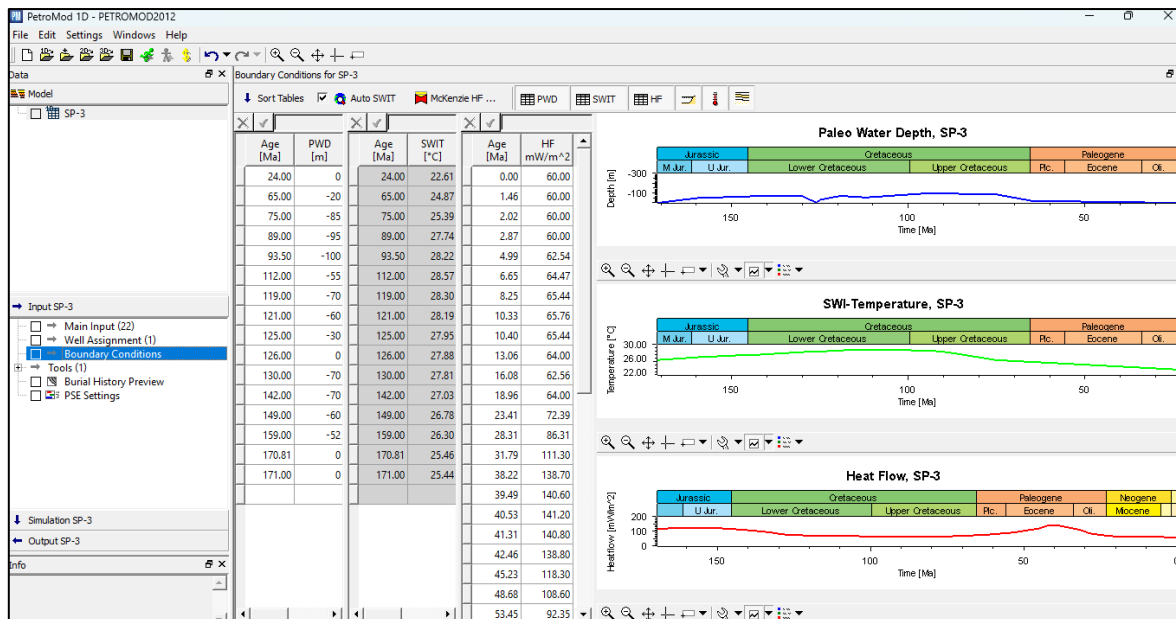


Figura 59. Condiciones de frontera del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).

La simulación del pozo SP-3 generó una curva de calibración que cruza el valor de reflectancia de la vitrinita del 0.95%Rv asignado para la Formación Olmos M1 (Figura 60), lo que confirma una buena calibración del modelo. Posteriormente, al visualizar el diagrama de sepultamiento con la propiedad de la presión de poro, se observa que, a finales del Cretácico Superior (65 Ma), la Formación Olmos M1 presentó una presión de poro de 2,840.28 psi, mientras que en el tiempo actual (0 ma) una presión de poro de 374.37 psi, lo que posiblemente se deba a la erosión de 1,800 m propuesta en el modelo (Figura 60).

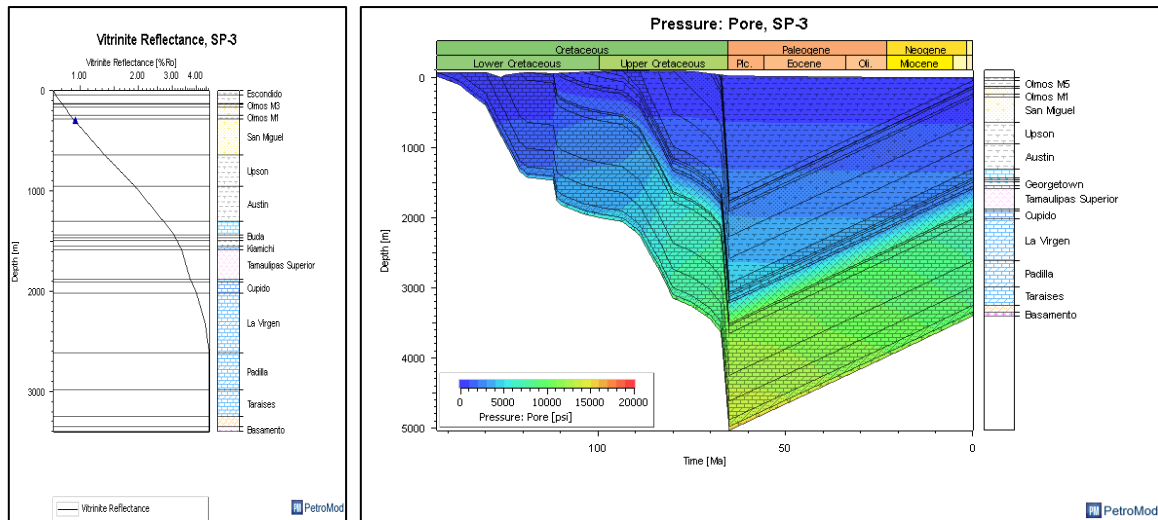


Figura 60. Calibración del modelo con reflectancia de la vitrinita y diagrama de sepultamiento con la presión de poro del pozo SP-3 (Subcuenca San Patricio).

A partir de la calibración de 5 pozos de referencia (SA-4, SL-9, AD-1, ES-11 y SP-3), fue posible reproducir 9 pseudo-pozos (**Anexo 9.6**) de la historia de sepultamiento geológico de cada una de las subcuencas de estudio, con la finalidad de obtener una mayor distribución de valores de presión de poro y conformar una base de datos (Tabla 8), en la que se aplicó la ecuación de Langmuir obtenida a partir de los ensayos de sorción de CO₂ para determinar, hipotéticamente, la capacidad de adsorción del gas y estimar el potencial de almacenamiento geológico de este gas de efecto invernadero.



Tabla 8. Presiones de poro y volumen de adsorción de CO₂ de los pozos modelados en PetroMod.

Subcuenca	Pozo	Profundidad (m)	Presión de poro (psi)	Volumen de adsorción (scf/ton)	Volumen de adsorción (m ³ /ton)
Sabinas	SA-1	467	603.69	570.63	16.15
	SA-2	416	534.05	541.74	15.33
	SA-3	411	527.23	538.68	15.24
	SA-4	313	450.17	500.78	14.17
	SA-5	421	540.88	544.76	15.42
	SA-6	411	527.23	538.68	15.24
	SA-7	324	408.55	477.37	13.51
	SA-8	300	375.82	457.23	12.94
	SA-9	416	534.05	541.74	15.33
	SA-10	300	432.47	491.10	13.90
Saltillo-Lampacitos	SL-1	1050	1426.14	709.52	20.08
	SL-2	1100	1500.56	718.07	20.32
	SL-3	300	374.4	423.76	11.99
	SL-4	1000	1354.75	700.66	19.83
	SL-5	1000	1354.75	700.66	19.83
	SL-6	300	374.4	423.76	11.99
	SL-7	1200	1645.4	732.97	20.74
	SL-8	1100	1500.56	718.07	20.32
	SL-9	300	374.4	423.76	11.99
	SL-10	1200	1645.41	732.97	20.74
Adjuntas	AD-1	300	374.49	405.85	11.49
	AD-2	1550	2185.56	703.11	19.90
	AD-3	1850	2658.16	722.57	20.45
	AD-4	1050	1430.1	651.03	18.42
	AD-5	300	374.49	405.85	11.49
	AD-6	1050	1430.1	651.03	18.42
	AD-7	1550	2185.56	703.11	19.90
	AD-8	1100	1505.73	658.11	18.62
	AD-9	1700	2419.82	713.58	20.19
	AD-10	400	511.02	469.91	13.30
Las Esperanzas	ES-1	1200	1647.83	916.67	25.94
	ES-2	1150	1575.84	908.07	25.70
	ES-3	300	432.08	578.97	16.38
	ES-4	1000	1414.63	886.38	25.08
	ES-5	700	931.54	790.65	22.38
	ES-6	600	784.62	746.44	21.12
	ES-7	300	375.44	538.41	15.24
	ES-8	300	375.44	538.41	15.24
	ES-9	950	1343.19	875.51	24.78
	ES-10	600	841.79	764.85	21.65
	ES-11	300	375.44	538.41	15.24
San Patricio	SP-1	600	784.41	679.53	19.23
	SP-2	1150	1573.84	846.66	23.96
	SP-3	300	374.37	474.86	13.44
	SP-4	600	784.41	679.53	19.23
	SP-5	1100	1501.37	836.79	23.68
	SP-6	1200	1646.81	855.93	24.22
	SP-7	300	374.37	474.86	13.44
	SP-8	300	374.37	474.86	13.44
	SP-9	1100	1501.37	836.79	23.68
	SP-10	600	784.41	679.53	19.23



CAPÍTULO 6

INTEGRACIÓN E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS



6. Integración e interpretación de resultados

El presente capítulo se encuentra conformado por la integración e interpretación de los resultados obtenidos a partir de la información generada durante la etapa de recopilación de información, trabajo de campo, la caracterización de las muestras del área de estudio y el procesamiento de la información, llevando a cabo con un control estricto de la metodología para garantizar la fiabilidad de los resultados.

Los resultados de los análisis próximo y elemental reflejan una notable heterogeneidad composicional entre las muestras de carbón y las subcuencas estudiadas, lo cual es consistente con las variaciones del ambiente de depositación, la historia térmica y el grado de madurez orgánica de la Formación Olmos. Este comportamiento ha sido ampliamente documentado en estudios sobre carbones con potencial para el almacenamiento geológico de CO₂ y la recuperación mejorada de metano en capas de carbón (ECBM), en los que la variabilidad fisicoquímica condiciona directamente la capacidad y los procesos de adsorción del gas (Busch & Gensterblum, 2011; White et al., 2005).

6.1. Características del carbón

Calidad/Clasificación del carbón

La clasificación del carbón es, sin lugar a dudas, una etapa crucial desde los puntos de vista científico, técnico y comercial. La norma de clasificación del carbón, ISO 11760 (2005), establece que la calidad del carbón se define en función de tres criterios: el grado, la composición petrográfica y la categoría, considerando la reflectancia de la vitrinita media, el contenido de vitrinita calculado sin materia mineral y el contenido de ceniza calculado sobre la base seca. En este sentido, los carbones de la Subcuenca Sabinas se clasifican como carbones bituminosos C, con vitrinita moderadamente alta a alta y cenizas moderadamente altas (Tabla 9 y Figura 61). Los carbones de la Subcuenca Saltillito-Lampacitos se clasifican como carbones bituminosos B, con vitrinita moderadamente alta a alta y cenizas medias a moderadamente altas (Tabla 9 y Figura 61). En la Subcuenca Adjuntas, los carbones se



clasifican como bituminosos A, con vitrinita moderadamente alta y cenizas moderadamente altas (Tabla 9). En la Subcuenca Las Esperanzas estos carbones se clasifican como bituminosos B con vitrinita alta y cenizas bajas a medias (Tabla 9 y Figura 61), mientras que los carbones de la Subcuenca San Patricio se clasifican como bituminosos C con vitrinita moderadamente alta a alta y cenizas medias, moderadamente altas y altas (Tabla 9 y Figura 61).

Tabla 9. Resultados de composición maceral (en base, libre de materia mineral), contenido de ceniza para clasificar el grado, composición petrográfica y categoría de las muestras de carbón de la Formación Olmos en el área de estudio con base a la ISO 11760 (2005). V-Vitrinita total; I-Inertinita total; L-Liptinita total; Rv_m -Reflectancia de la vitrinita media.

Subcuenca	Muestra	Composición maceral (% lmm)			Rv_m (%)	Ceniza (%)	Clasificación		
		V	I	L			Grado	Composición petrográfica	Categoría
Sabinas	SA-01-M1	80	19	1	0.90	22.7	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas moderadamente altas
	SA-01-M2	74	25	1	0.91	24.1	Bituminoso C	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
	SA-01-M3	79	21	1	0.92	22.9	Bituminoso C	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
	SA-01-M4	76	21	4	0.94	26.6	Bituminoso C	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
Saltillito-Lampacitos	SL-01-M1	81	17	2	1.09	17.8	Bituminoso B	Vitrinita alta	Cenizas medias
	SL-01-M2	75	23	2	1.08	25.4	Bituminoso B	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
	SL-01-M3	79	19	2	1.09	25.7	Bituminoso B	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
	SL-01-M4	79	19	1	1.09	23.8	Bituminoso B	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
	SL-01-M5	85	14	1	1.07	17.2	Bituminoso B	Vitrinita alta	Cenizas medias
Adjuntas	AD-01-M1	79	19	2	1.41	28.5	Bituminoso A	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas moderadamente altas
Las Esperanzas	ES-01-M1	82	15	2	1.09	13.8	Bituminoso B	Vitrinita alta	Cenizas medias
	ES-01-M2	86	13	2	1.11	17.5	Bituminoso B	Vitrinita alta	Cenizas medias
	ES-01-M3	87	12	1	1.07	9.6	Bituminoso B	Vitrinita alta	Cenizas bajas
	ES-01-M4	84	14	2	1.11	34.0	Bituminoso B	Vitrinita alta	Cenizas altas
San Patricio	SP-01-M2	83	14	2	1.00	19.5	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas medias
	SP-01-M3	80	18	1	1.00	17.4	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas medias
	SP-01-M4	82	16	1	0.99	32.3	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas altas
	SP-01-M5	84	14	2	1.00	25.7	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas moderadamente altas
	SP-01-M6	78	19	2	0.99	37.9	Bituminoso C	Vitrinita moderadamente alta	Cenizas altas
	SP-01-M7	82	17	1	0.98	20.3	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas moderadamente altas
	SP-01-M8	84	14	2	1.00	26.0	Bituminoso C	Vitrinita alta	Cenizas moderadamente altas

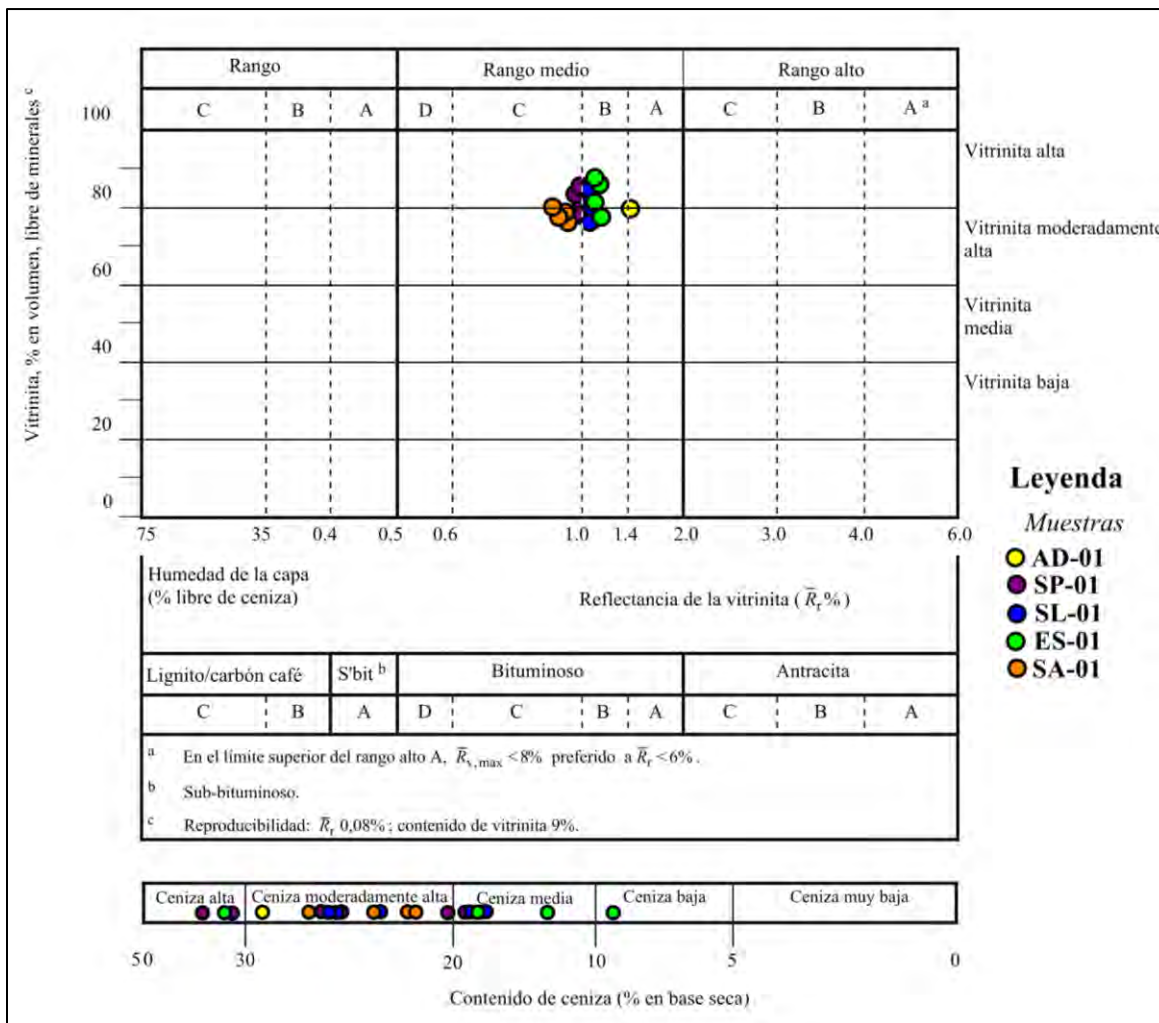


Figura 61. Clasificación de los carbones de la Formación Olmos en el área de estudio, de acuerdo con la norma ISO 11760 (2005).

6.2. Ambiente de depósito del carbón

Las facies del carbón reflejan el tipo y la fuente de suministro de la materia orgánica, así como el ambiente paleodeposicional (Rodgers, 1979; Panda et al., 2022). Las proporciones macerales y los índices basados en la petrografía se utilizan como parámetros cuantitativos para caracterizar las facies de carbón (Suárez-Ruiz et al., 2012; Panda et al., 2022). Los parámetros de facies, como el Índice de Gelificación (IG), el Índice de Preservación de Tejidos (IPT), el Índice de Influencia del agua (IA), el Índice de Vegetación (IV) y los gráficos ternarios desarrollados por Mukhopadhyay (1986) y Singh y Singh (1996) se han



utilizado para reconstruir modelos de facies de carbón. Estos modelos permiten comprender la evolución de los antiguos ambientes formadores de turba (Teichmüller y Teichmüller, 1982; Diessel, 1986; Calder et al., 1991; Dai et al., 2020; Panda et al., 2022). En este contexto, se determinó el tipo y la fuente de la materia orgánica, así como las condiciones ambientales de cada una de las subcuencas de carbón investigadas.

Subcuenca Sabinas

En la Subcuenca Sabinas, los valores de IG variaron de 3.1 (muestra SA-01-M2) a 4.4 (muestra SA-01-M1), y los valores de IPT variaron entre 0.9 (muestra SA-01-M4) y 1.2 (muestra SA-01-M1) (Tabla 3). Los valores moderados de IG sugieren un ambiente con una humedad moderada, apoyado por el contenido relativamente alto de vitrinita (57% a 64%) y los contenidos relativamente bajos de inertodetrinita, semifusinita y fusinita (9% a 11%, 3% a 4% y 2% a 3%, respectivamente). Los valores de IPT bajos a moderados atribuidos a los contenidos moderados de tejidos gelificados bien conservados, como la colotelinita (27% a 37%), frente a tejidos gelificados moderados, como la colodetrinita (25% a 29%), sugieren una conservación moderada de la vegetación herbácea en la paleoturbera. Además, los valores de IPT bajos a moderados indican una tasa de hundimiento baja a moderada y una humificación moderada de los tejidos vegetales. La actividad bacteriana puede ser responsable de la descomposición de los tejidos vegetales y promover el proceso de humificación. Con base en los valores de IG y IPT, la formación de carbón en la Formación Olmos de la Subcuenca de Sabinas estuvo asociada con un pantano cenagoso, caracterizado por una mezcla de materia orgánica, probablemente dominada por vegetación herbácea en lugar de vegetación arbórea, que se ha desarrollado en una zona limno-telmática a telmática (Figura 62A).

Los valores de IA variaron entre 1.2 (muestra SA-01-M1) y 2.0 (muestra SA-01-M4), y los de IV entre 0.9 (muestra SA-01-M4) y 1.2 (muestra SA-01-M1) (Tabla 3). Los valores de IA entre 1.0 y 2.0 sugieren un ambiente de condiciones hidrológicas asociadas a una paleoturbera reotróficas. Este ambiente está influenciado por aguas subterráneas, lo que se ve respaldado por el contenido moderado en materia mineral (20% a 25%) y el contenido



moderado en colotelinita (27% a 37%). Los bajos valores del IV sugieren una materia orgánica dominada por la vegetación herbácea, apoyada por un contenido moderado de colotelinita (27% a 37%) y un contenido moderado de colodetrinita e inertodetrinita (25% a 29% y 9% a 11%, respectivamente). Con base en los índices IA y IV, la paleoturbera de la Subcuenca Sabinas presentó principalmente condiciones hidrológicas reotróficas, y la materia orgánica dominante fue la vegetación herbácea (Figura 62B, 63). De acuerdo con el diagrama ternario de Mukhopadhyay (1986), la paleoturbera de esta área revela una ligera fluctuación del nivel freático durante la acumulación de turba, con condiciones ligeramente óxicas y anóxicas. Esto promovió una maceración y una actividad bacteriana moderadas y consecuentemente una preservación moderada de los tejidos (Figura 62C).

El gráfico ternario de vitrinita+liptinita (V + L), inertinita (I) y materia mineral (MM) sugiere que estas capas de carbón probablemente se formaron en una turbera húmeda con condiciones de inundación intermitentes de moderadas a altas y cierta actividad bacteriana (Figura 62D). En síntesis, en la Subcuenca de Sabinas, se observó que, a lo largo de la formación de la turbera, desde la capa M1 hasta la M4, las condiciones evolucionaron de ser ligeramente más húmedas (muestra SA-01-M1, IG = 4.4) a ser menos húmedas (muestra SA-01-M4, IG = 3.7). Los valores moderados de IP se caracterizaron inicialmente por una vegetación claramente arbórea (muestra SA-01-M1, IPT = 1.2), que posteriormente se transformó en una vegetación ligeramente herbácea (muestra SA-01-M4, IPT = 0.9). Los valores de IA indican que el carbón de esta subcuenca siempre se mantuvo en ambientes saturados de agua y bajo condiciones reotróficas, aunque estas aumentaron desde la capa M1 hasta la capa M4. Esta subcuenca se caracteriza por un ambiente de deposición de tipo pantano mixto (*fen*) en una zona limno-telmática en un dominio reotrófico, donde la vegetación pasa de ser ligeramente más arbórea a herbácea.

Subcuenca Saltillito-Lampacitos

La subcuenca Saltillito-Lampacitos se caracteriza por valores de IG que oscilan entre 3.5 (muestra SL-01-M2) y 6.3 (muestra SL-01-M5) y valores de IPT entre 0.9 (muestra SL-01-M4) y 1.3 (muestra SL-01-M5) (Tabla 3). Los valores moderados a altos de IG sugieren



condiciones húmedas relativamente continuas durante la descomposición de la materia orgánica, lo que se evidencia en el alto contenido de vitrinita, que osciló entre el 59% y el 71%, en comparación con los relativamente bajos contenidos de inertodetrinita (8% a 10%), semifusinita (2% a 4%) y fusinita (1% a 3%). Los valores bajos a moderados de IPT se atribuyen al contenido moderado de colotelinita (32% a 43%), y a los bajos contenidos de semifusinita y fusinita (2% a 4% y 1% a 3%, respectivamente), en contraste con el contenido moderado de colodetrinita (25% a 31%). Esto sugiere una preservación moderada de los tejidos vegetales y de la vegetación arbórea en la paleoturbera. Con base en los índices IG y IPT, la materia orgánica en la Subcuenca Saltillo-Lampacitos fue sometida a las condiciones específicas de un pantano cenagoso, lo que sugiere una mezcla de materia orgánica dominada por vegetación herbácea en lugar de vegetación arbórea que se ha desarrollado en una zona limno-telmática a telmática (Figura 62A).

Los valores de IA variaron entre 1.0 (muestra SL-01-M5) y 1.6 (muestra SL-01-M4), y los de IV entre 1.0 (muestra SL-01-M4) y 1.3 (muestra SL-01-M5) (Tabla 3). Los valores de IA se sitúan principalmente en el intervalo 1-3, indicando ambientes asociadas a condiciones reotróficas, más influenciadas por las aguas subterráneas, como lo demuestra el contenido moderado de colodetrinita y materia mineral (25% a 31% y 15% a 22%, respectivamente) frente al contenido moderado de colotelinita (32% a 43%). Los bajos valores de IV sugieren una materia orgánica dominada por la vegetación herbácea, lo que se ve respaldado por los contenidos moderados de colotelinita, semifusinita y fusinita (32% a 43%, 2% a 4% y 1% a 3%, respectivamente), en contraposición con los contenidos moderados de colodetrinita e inertodetrinita (25% a 31% y 8% a 10%, respectivamente). Según los índices IA y IV, el carbón de la Subcuenca Saltillo-Lampacitos se formó en ambientes limno-telmáticos bajo condiciones hidrológicas reotróficas, constituido principalmente por vegetación herbácea (Figura 62B, 63).

De acuerdo con el gráfico ternario de Mukhopadhyay (1986), las muestras de carbón de este estudio indican que la turba se acumuló en un ambiente bajo condiciones hidrológicas subterráneas de moderadas a altas, con niveles de oxígeno que iban de ligeramente óxicos a anóxicos y con una moderada preservación de tejidos (Figura 62C). El gráfico ternario de



vitritina+liptinita (V + L), inertinita (I) y materia mineral (MM) sugiere un ambiente deposicional caracterizado por una turbera húmeda sometida a condiciones de inundación intermitente de moderadas a altas, junto con cierta actividad bacteriana (Figura 62D).

En síntesis, en la Subcuenca Saltillito-Lampacitos, las condiciones de humedad oscilaron de manera significativa, aunque esta variación no fue gradual a lo largo de la formación de la turbera. De hecho, en una fase inicial, la subcuenca presentó condiciones de humedad elevadas (capa M1, IG = 5.0), pasando a un período de condiciones de humedad moderadas (capas M2 a M4, IG = 3.5 a 4.4) y terminando en condiciones significativamente más húmedas en todo el paquete sedimentario de la subcuenca, con valores de IG iguales a 6.3 (capa M5). Los valores de IPT sugieren que, aunque la vegetación arbórea predominó, este predominio no fue muy significativo, ya que la vegetación durante la formación de las primeras 4 capas era típica de un ambiente de fen, presentando vegetación arbórea y herbácea (IPT = 0.9 a 1.1). Sin embargo, en el momento de la formación de la capa M5, la vegetación pasó claramente a estar representada por vegetación arbórea (IPT = 1.3). Los valores de IA indican que el carbón de esta subcuenca siempre se mantuvo en ambientes saturados de agua y bajo condiciones eutróficas, y que estas condiciones de saturación aumentaron desde la capa M1 (IA = 1.2) hasta la capa M4 (IA = 1.6), aunque no de forma lineal. Sin embargo, en la capa M5 se observa nuevamente una disminución de las condiciones de saturación (IA = 1.0). En resumen, esta subcuenca evolucionó en un ambiente de deposición de tipo fen, predominantemente limno-telmático y de carácter reotrófico, que posteriormente transita hacia condiciones más telmáticas. A lo largo de este intervalo, la vegetación presenta un predominio de formas arbóreas, volviéndose progresivamente más arbórea, aunque se producen episodios puntuales marcados por una mayor contribución de vegetación herbácea.

Subcuenca de Adjuntas

La subcuenca de Adjuntas presenta un valor IG de 4.3 y un valor IPT de 1.3 (muestra AD-01-M1, Tabla 3). El valor IG indica que el ambiente de formación del carbón fue continuamente húmedo, con condiciones moderadas de oxidación y un grado de gelificación moderado. Esta interpretación se justifica por el alto contenido en vitritina (58%), frente a



los bajos contenidos en inertodetrinita, semifusinita y fusinita (11%, 1% y 1%, respectivamente). El valor de IPT se atribuye al alto contenido de colotelinita (37%) y a los bajos contenidos de semifusinita y fusinita (1% y 1%, respectivamente) frente a los contenidos moderados de colodetrinita e inertodetrinita (19% y 11%, respectivamente), lo que refleja tejidos bien conservados y una presencia moderada de plantas terrestres en la paleoturbera (Singh y Singh, 1996; Flores, 2002). Basándose en los altos valores de IG y IPT, la formación de carbón en la Formación Olmos, en la Subcuenca Adjuntas, sugiere un clima húmedo continuo con condiciones de pantano cenagoso que se ha desarrollado en una zona telmática (Figura 62A).

Adicionalmente, el valor IA de 1.2 y el valor IV de 1.3 fueron reportados para la muestra AD-01-M1 en la Subcuenca Adjuntas. El bajo valor de IA de 1.2 indica que la paleoturbera tenía una influencia moderada del nivel freático, que suele asociarse a las zonas reotróficas. El valor IV de 1.4 moderado sugiere que la materia orgánica procede principalmente de la vegetación herbácea. Sin embargo, la vegetación arbórea es más elevada que en las dos subcuencas anteriores descritas. Esta observación se ve apoyada por el alto contenido de colotelinita (37%), así como por los contenidos moderados de colodetrinita e inertodetrinita (19% y 11%, respectivamente). Basado en el IA y los valores de IV, la formación del carbón en la Subcuenca Adjuntas ocurrió en pantano mixto (*fen*) bajo condiciones hidrológicas reotróficas influenciadas por aportes significativos de agua subterránea (Figura 62B, 63).

El diagrama ternario de Mukhopadhyay (1986) indica que la turba de esta subcuenca se acumuló en un pantano forestal que experimentó condiciones de aguas subterráneas bajas, que fueron moderadamente óxicas a anóxicas y permitieron una buena preservación de los tejidos (Figura 62C). Además, el diagrama ternario de vitrinita+liptinita (V + L), inertinita (I) y materia mineral (MM) sugiere una turbera húmeda sometida a condiciones intermitentes de inundación moderada a alta para la Subcuenca Adjuntas (Figura 62D).



Subcuenca Las Esperanzas

En el presente estudio, la Subcuenca Las Esperanzas reportó valores de IG que oscilaron entre 5.4 (muestra ES-01-M1) y 7.2 (muestra ES-01-M2) y valores de IPT que oscilaron entre 1.2 (muestra ES-01-M1) y 1.7 (muestra ES-01-M3) (Tabla 3). Los altos valores de IG sugieren que el ambiente en que se formó el carbón era permanentemente húmedo, aunque no tanto como en el de la Subcuenca Adjuntas. Este ambiente exhibió condiciones de baja oxidación y un alto grado de gelificación. Esta interpretación se ve respaldada además por el alto contenido de vitrinita (57% a 78%), frente a los bajos contenidos de inertodetrinita, semifusinita y fusinita (7% a 10%, 1% a 2% y 1%, respectivamente). Los valores de IPT moderados a altos, se pueden atribuirse al alto contenido de colotelinita (39% a 53%), y a los bajos contenidos de semifusinita y fusinita (1% a 2% y 1%, respectivamente), en relación con el contenido moderado de colodetrinita (18% a 28%). Esto sugiere una conservación de moderada a buena de los tejidos vegetales e indica una densidad arbórea de moderada a buena en la paleoturbera. Según la base de los valores de IG y IPT, la materia orgánica se formó en condiciones específicas características de ambientes de pantano mixto a pantano forestal húmedo, situados en una zona telmática (Figura 62A).

Los valores de IA observados en el presente estudio variaron entre 0.7 (muestra ES-01-M3) y 1.3 (muestra ES-01-M4), y los valores de IV oscilaron entre 1.3 (muestra ES-01-M1) y 1.7 (muestras ES-01-M3 y ES-01-M4) (Tabla 3). Los valores de IA, sugieren un ambiente de transición entre condiciones hidrológicas mesotróficas y reotróficas asociadas a paleoturberas mesotróficas. Este ambiente estaba sustentado principalmente por las aguas subterráneas, como demuestran los contenidos de colodetrinita y materia mineral (18% a 28% y 10% a 31%, respectivamente) frente al contenido de colotelinita (39% a 53%). Los bajos valores de IV sugieren que la materia orgánica estaba dominada por vegetación herbácea. Sin embargo, el alto contenido de colotelinita (39% a 53%) sugiere que la vegetación arbórea también desempeñó un papel muy importante. Basándose en el IA y en los valores de IV, se concluye que las facies de carbón de la Subcuenca Las Esperanzas se formaron bajo condiciones hidrológicas mesotróficas en una zona telmática (Figura 62B, 63).



Según el diagrama ternario de Mukhopadhyay (1986), las muestras de carbón de este estudio indican que la acumulación de turba se produjo en un ambiente caracterizado por la presencia de aguas subterráneas elevadas, con condiciones ligeramente óxicas a anóxicas y una moderada preservación de los tejidos (Figura 62C). El diagrama ternario de vitrinita+liptinita ($V + L$), inertinita (I) y materia mineral (MM) ilustra un ambiente deposicional caracterizado por una turbera húmeda que experimentó condiciones intermitentes de inundación moderada a alta (Figura 62D).

En síntesis, en la Subcuenca Las Esperanzas se ha comprobado que la turbera que dio origen a la formación de los carbones en dicha subcuenca permaneció en condiciones húmedas, tal como sugieren los valores moderadamente elevados del IG. Sin embargo, al analizar la evolución de la turbera desde la capa M1 hasta la capa M4 utilizando los valores de IA, se observa que, aunque la turbera que dio origen a estos carbones siempre estuvo saturada de agua, la columna de agua aumentó desde la capa M1 ($IA=1.0$) hasta la capa M4 ($IA=1.3$), con algunas fluctuaciones de menor saturación (muestra ES-01-M3, $IA=0.7$). Los valores elevados de IPT (superiores a 1) indican que la turbera presentaba una vegetación predominantemente arbórea que se fue haciendo cada vez más arbórea, lo que se corresponde con el aumento de los valores de IPT desde la capa M1 ($IPT=1.2$) hasta la capa M3 ($IPT=1.7$). Esta sucesión evolucionó de un ambiente claramente de tipo pantano mixto (*fen*) a un ambiente de pantano forestal húmedo en una zona limno-telmática con un régimen hidrológico reotrófico, pasando por período mesotróficos.

Subcuenca de San Patricio

En lo que respecta a las muestras de la Subcuenca de San Patricio se reportaron valores de IG que oscilan entre de 4.1 (muestra SP-01-M6) a 6.0 (muestra SP-01-M8) y valores de IPT entre 1.1 (muestras SP-01-M5 y SP-01-M8) a 1.9 (muestra SP-01-M7) (Tabla 3). Los valores moderados a altos de IG sugieren que la formación de turba se produjo en un ambiente deposicional relativamente húmedo, lo que se ve respaldado además por el alto contenido de vitrinita (53% a 69%) en comparación con los contenidos relativamente más bajos de inertodetrinita, semifusinita y fusinita (7% a 10%, 1% a 3% y 1% a 3%, respectivamente).



Los valores moderados de IPT (superiores a 1) se atribuyen al contenido moderado de colotelinita (34% a 48%), junto con contenidos bajos de semifusinita y fusinita (1% a 3% y 1% a 3%, respectivamente), así como un contenido moderado de colodetrinita (17% a 28%). Esta interpretación sugiere una conservación de moderada a buena de los tejidos vegetales y de la densidad arbórea en el paleoturbera. Según los valores de IG y IPT, parece que la facies de carbón de la Formación Olmos, en la Subcuenca de San Patricio, se desarrolló en las específicas condiciones de un pantano pantanoso, caracterizado por unas condiciones húmedas relativamente continuas en una zona telmática, lo que favoreció una preservación de moderada a buena de los tejidos vegetales (Figura 62A).

Los valores de IA oscilaron entre 0.8 (muestra SP-01-M7) y 1.5 (muestras SP-01-M4 y SP-01-M8), mientras que los de IV oscilaron entre 1.1 (muestra SP-01-M8) y 1.9 (muestra SP-01-M7) (Tabla 3). Los valores de IA indican un ecosistema caracterizado por aguas subterráneas, típico de ambientes de zonas telmáticas transicionales asociadas a turberas mesotróficas a reotróficas. Este tipo de condición paleoambiental se explica por los contenidos moderados de colodetrinita y materia mineral (17% a 28% y 17% a 32%, respectivamente) frente al contenido moderado a alto de colotelinita (34% a 48%, Tabla 3). Los valores de IV sugieren una materia orgánica dominada por la vegetación arbórea, lo que se justifica por el alto contenido de colotelinita (34% a 48%). Además, los contenidos moderados de colodetrinita e inertodetrinita (17% a 28% y 7% a 10%, respectivamente) indican un aporte significativo de vegetación arbórea. Con base en los valores de IA y IV, las facies de carbón de la Subcuenca San Patricio se formaron en condiciones hidrológicas mesotróficas a reotróficas y consistió en una mezcla de materia orgánica, aunque ligeramente dominada por vegetación herbácea en lugar de vegetación arbórea (Figura 62B, 63).

De acuerdo con el diagrama ternario de Mukhopadhyay (1986), las muestras de carbón de este estudio indican que la turba se acumuló en un ambiente caracterizado por la presencia de aguas subterráneas altas, con condiciones ligeramente óxicas a anóxicas y una buena preservación de los tejidos (Figura 62C). El diagrama ternario de Singh y Singh (1996) sugiere que la turbera de la Subcuenca de San Patricio estaba sometida a inundaciones intermitentes de intensidad moderada a alta (Figura 62D).



En síntesis, en la Subcuenca San Patricio se observó que la turbera responsable de la formación de los carbones se mantuvo de manera persistente en condiciones húmedas, tal como lo indican los valores moderadamente elevados del IG. El análisis de la evolución de la turbera entre las capas M2 y M8, basado en los valores de IA, sugiere que, si bien la turbera permaneció continuamente saturada de agua, la columna de agua aumentó con el tiempo, como lo indican los valores de IA de 1.1 en las capas M2 y M3 y de 1.5 en la capa M8. Esta tendencia no fue lineal, ya que se registraron episodios de menor saturación, como en la capa M7 (IA=0.8). Los valores elevados de IPT (superiores a 1) indican que la turbera estaba dominada por vegetación arbórea, con periodos de marcada intensificación de ese predominio, en particular durante la formación de la capa M7 (IPT=1.9). Esta subcuenca evolucionó de un ambiente de deposición de tipo pantano mixto (*fen*) a un pantano forestal húmedo insertado en una zona telmática con régimen hidrológico reotrófico, aunque atravesó fases con condiciones mesotróficas.

En el contexto regional de la Cuenca de Sabinas, el análisis integrado de las subcuencas sugiere que durante el depósito del carbón de la Formación Olmos se desarrolló en tres subambientes deposicionales diferentes: (i) pantano mixto (*fen*) bajo condiciones limno-telmáticas a telmáticas en las subcuencas Sabinas y Saltillito-Lampacitos, (ii) pantano mixto (*fen*) dominado por condiciones telmáticas en la Subcuenca Adjuntas y (iii) un subambiente transicional entre pantano mixto y pantano telmático forestal húmedo en las subcuencas Las Esperanzas y San Patricio. Además, las muestras de carbón de todas las subcuencas de este estudio indican que la acumulación de turba ocurrió en un ambiente caracterizado por condiciones de aguas subterráneas de moderadas a altas, con condiciones ligeramente óxicas a anóxicas y una preservación de tejidos de moderada a buena. Esto sugiere un ambiente deposicional caracterizado por un pantano húmedo sujeto a condiciones de inundación intermitentes de moderadas a altas, junto con alguna actividad bacteriana. Con base en los subambientes identificados, se sugiere que la Cuenca de Sabinas se profundizaba en su zona central en el momento de la deposición. Esto significa que las Subcuencas San Patricio y Las Esperanzas se encontraban en el borde de la Cuenca de Sabinas, mientras que las subcuencas Sabinas, Saltillito-Lampacitos y Adjuntas se encontraban en la parte más profunda.

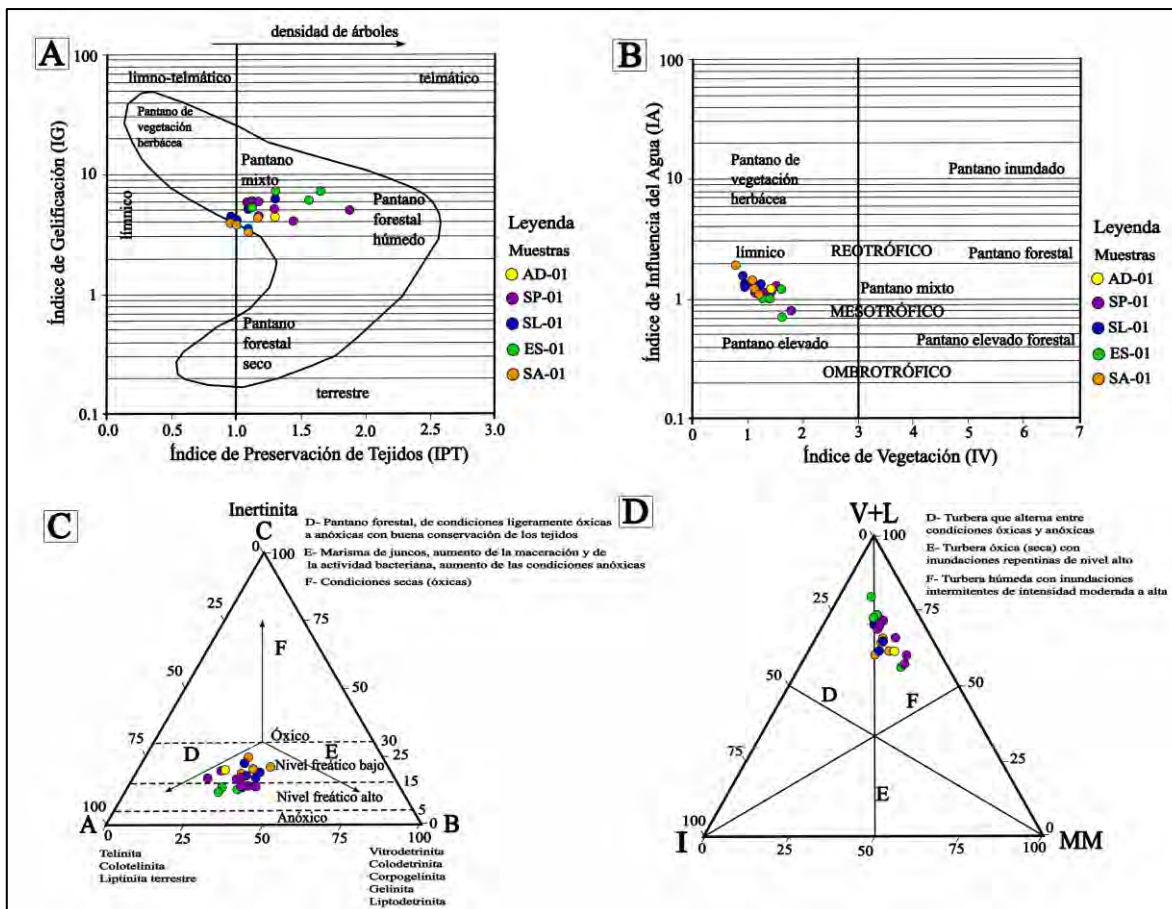


Figura 62. (A) Facies de carbón a partir del Índice de Preservación de Tejidos (IPT) y el Índice de Gelificación (IG) (adaptado de Diessel 1992; Singh, 2020), (B) diagrama del Índice de Vegetación (IV) y el Índice de Influencia del Agua (IA) (según Calder et al., 1991), (C) diagrama ternario de Mukhopadhyay (1986) y (D) diagrama ternario de Singh y Singh (1996) en relación con el ambiente deposicional y el tipo de turbera en la Formación Olmos en el noreste de México.

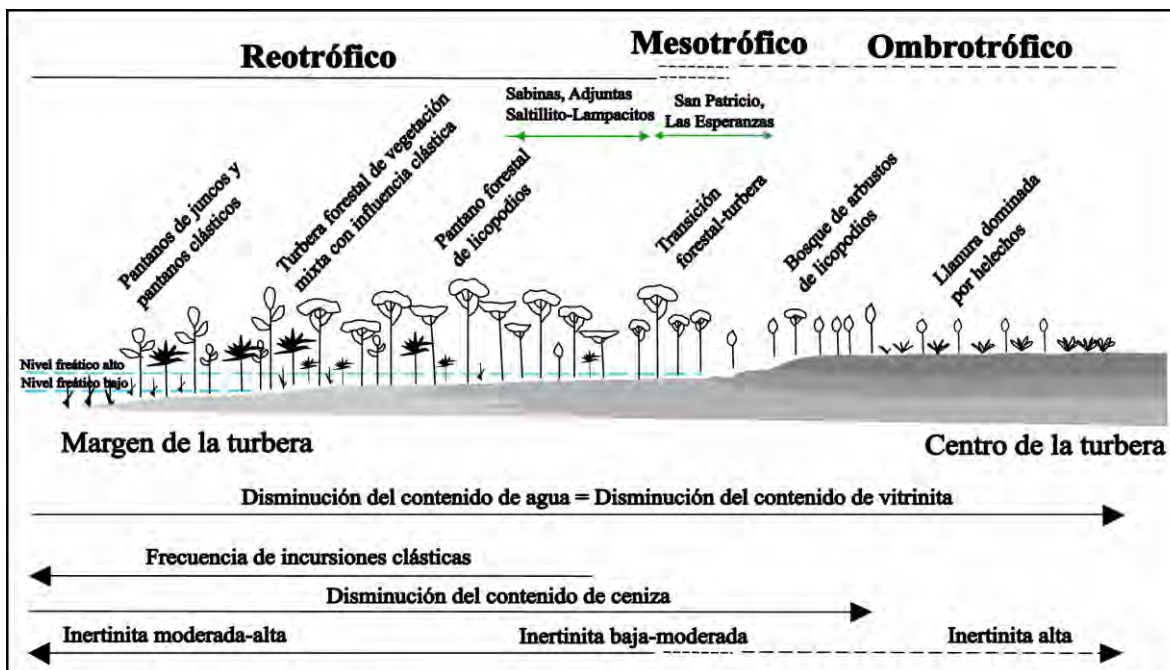


Figura 63. Análogos de turberas reotróficas (*rheotrophic*), mesotróficas (*mesotrophic*) y ombrotróficas (*ombrotrophic*) para las subcuencas carboníferas en el Noreste de México (modificado de Greb et al. 2002; Patria & Anggara, 2022).

En este mismo análisis se puede establecer que las turberas reotróficas (subcuencas Adjuntas, Sabinas y Saltillito-Lampacitos) recibieron aportes de agua subterránea, lo que promovió el aumento del contenido mineral de la turba, favoreció una mayor actividad microbiana y tasas de descomposición en comparación con ambientes más mesotróficos u ombrotróficos. El mayor aporte mineral y la mayor actividad microbiana tienden a reducir la preservación de estructuras vegetales precursoras de vitrinita y, en consecuencia, aumentan el desarrollo de la microporosidad orgánica, que es útil para la adsorción (Diessel, 1992; Taylor et al., 1998; Moore, 2012).

En contraste con lo anterior, las condiciones mesotróficas (subcuencas San Patricio y Las Esperanzas) presentan un menor aporte de materia mineral y una menor actividad microbiana que en las facies típicamente reotróficas, en las que los procesos de gelificación fueron menores y, por tanto, se produjo una mayor preservación de tejidos que conducen a la generación de vitrinita con una microporosidad mal desarrollada (Diessel, 1992; Moore, 2012). Por tanto, desde el punto de vista petrográfico las facies orgánicas que se desarrollaron



en condiciones reotróficas favorecen la producción de carbones con mayor superficie microporosa efectiva y, en consecuencia, mayor capacidad de adsorción de CO_2 (Busch & Gensterblum, 2011; Moore, 2012). No obstante, esta capacidad de adsorción no puede analizarse solo desde el punto de vista de las condiciones de deposición, sino desde la proporción de los diferentes constituyentes petrográficos y de los procesos de carbonificación posteriores a la deposición.

6.3. Capacidad de almacenamiento de CO_2

Los resultados obtenidos a partir de los ensayos de sorción (adsorción/desorción) y las curvas isotérmicas generadas para las muestras de carbón del presente estudio nos permitieron evaluar la capacidad de almacenamiento de CO_2 en la Cuenca de Sabinas, considerando las propiedades fisicoquímicas y petrográficas del carbón. En este sentido, la evaluación del potencial de almacenamiento de la cuenca de Sabinas se realizó a partir de una muestra representativa de cada capa analizada en cada subcuenca. Este análisis integró la composición maceral, el contenido de materia mineral y la reflectancia de la vitrinita media.

En este estudio, la reflectancia de la vitrinita media no demostró tener una influencia significativa en la variación del potencial de almacenamiento, ya que los valores obtenidos se mantuvieron relativamente constantes, situándose en su mayoría entre el 0.9 % y el 1.1 %. La única excepción fue la muestra AD-01-M1, que presentó un valor superior, del 1.41 %, aunque este no tuvo un impacto relevante en la interpretación global (Tabla 3). El análisis de las isotermas de sorción de CO_2 realizado en cinco muestras representativas de cinco capas de las subcuencas de la Cuenca de Sabinas permite concluir que la Subcuenca Las Esperanzas presenta la mayor capacidad de sorción, seguida por las subcuencas de San Patricio, Sabinas, Saltillito-Lampacitos y, por último, Adjuntas, que muestra la menor capacidad de almacenamiento de CO_2 (Figura 64). La mayor capacidad de almacenamiento observada en la Subcuenca Las Esperanzas y la menor capacidad de la Subcuenca Adjuntas se deben principalmente al contenido de maceral del grupo de la vitrinita, que alcanza el 78 % en la primera y solo el 58 % en la segunda. Incluso en comparación con las demás subcuencas, Las Esperanzas mantiene un contenido de vitrinita consistentemente más elevado, lo que



explica su mayor capacidad de sorción, aunque las diferencias no son tan significativas como en el caso de Adjuntas. Además, la muestra de la Subcuenca de Las Esperanzas presenta el menor contenido de materia mineral (10 %) de todas las muestras analizadas, lo que refuerza su mayor capacidad de almacenamiento, ya que la materia mineral no contribuye a la microporosidad y ocupa un volumen que podría ser ocupado por gas.

Sin embargo, dos subcuencas merecen una atención especial debido a su contenido similar en vitrinita: un 58 % en la muestra AD-01-M1 (Adjuntas) y un 63 % en la muestra SL-01-M3 (Saltillito-Lampacitos). A pesar de esta similitud, su capacidad de almacenamiento es diferente. Esta diferencia se explica por el mayor contenido de materia mineral en la muestra AD-01-M1 (27 %), en comparación con la muestra SL-01-M3 (21 %). La materia mineral actúa como un factor que inhibe la capacidad de almacenamiento, ya que, además de carecer de microporosidad, reduce el volumen disponible para la sorción de CO₂. De hecho, la capacidad de almacenamiento está íntimamente relacionada con la microporosidad de la materia orgánica, ya que la sorción ocurre predominantemente en las paredes internas de los microporos. Así, cuanto mayor es la microporosidad, mayor es el área superficie interna disponible y, en consecuencia, mayor es la capacidad de sorción. La microporosidad, a su vez, se desarrolla en función del grado de gelificación de la materia orgánica. En este contexto, el mayor contenido de macerales gelificados, en particular colodetrinita, que alcanza el 26 % en la muestra SL-01-M3 y solo el 19 % en la muestra AD-01-M1, contribuye a la mayor capacidad de almacenamiento de la primera muestra en relación con la segunda.

Por último, aunque la muestra AD-01-M1 presente el valor de reflectancia de la vitrinita más alto (1.4 %), este parámetro no se traduce en una mejora de la capacidad de almacenamiento de dicha muestra. De hecho, aunque los valores más altos de reflectancia de la vitrinita suelen estar asociados a un aumento de la aromatización y, potencialmente, de la microporosidad, en el caso de la muestra AD-01-M1 este efecto no es suficiente para compensar el elevado contenido de materia mineral y el menor grado de gelificación presentes en esta muestra.

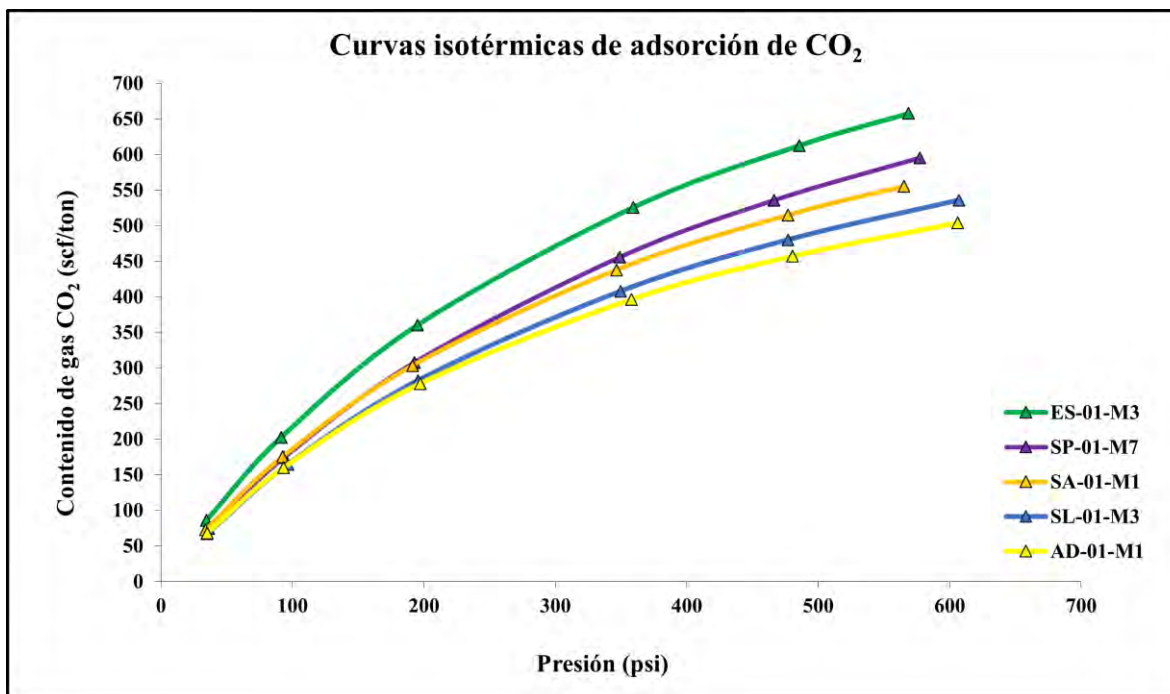


Figura 64. Curvas isotérmicas de adsorción de CO₂ en las muestras de carbón con respecto a la presión y su contenido de gas CO₂.

6.4. Evaluación del potencial de almacenamiento de CO₂

La evaluación del potencial de almacenamiento de CO₂ de cada subcuenca se ha determinado por áreas considerando intervalos de presión y volumen de adsorción, combinados con datos generados a partir de valores hipotéticos de presiones de poro obtenidos mediante el modelado 1D con PetroMod, y valores hipotéticos de volumen de adsorción obtenidos mediante sustitución de la Ecuación de Langmuir (Tabla 7). Esto ha permitido generar mapas de isovalores de presión de poro y volumen de adsorción de CO₂, que han servido para calcular las áreas de volumen de adsorción, como se describe a continuación.

Subcuenca Sabinas

En la Subcuenca Sabinas, las presiones de poro varían entre 370 psi y 610 psi, mostrando una tendencia noroeste-sureste, con valores más bajos en el noreste y el sureste, y máximos hacia el oeste-noroeste (Figura 65). El volumen de adsorción de CO₂ oscila entre 455 scf/ton



y 575 scf/ton, siguiendo la misma dirección, con valores más altos en el oeste-noroeste (Figura 66).

En esta subcuenca se han definido cuatro áreas de análisis, con un total de 287,153,059 m², que permiten estimar un volumen total de adsorción de 461,060,174,690 scf de CO₂ (13,048,002,944 m³, equivalentes a 8,872,642,002 ton de CO₂) (Tabla 10). La integración de los valores de presión de poro y volumen de adsorción indica que las zonas con mayor presión coinciden con valores altos de adsorción, lo que refleja la importancia de las propiedades petrográficas y la porosidad efectiva en la capacidad de almacenamiento.

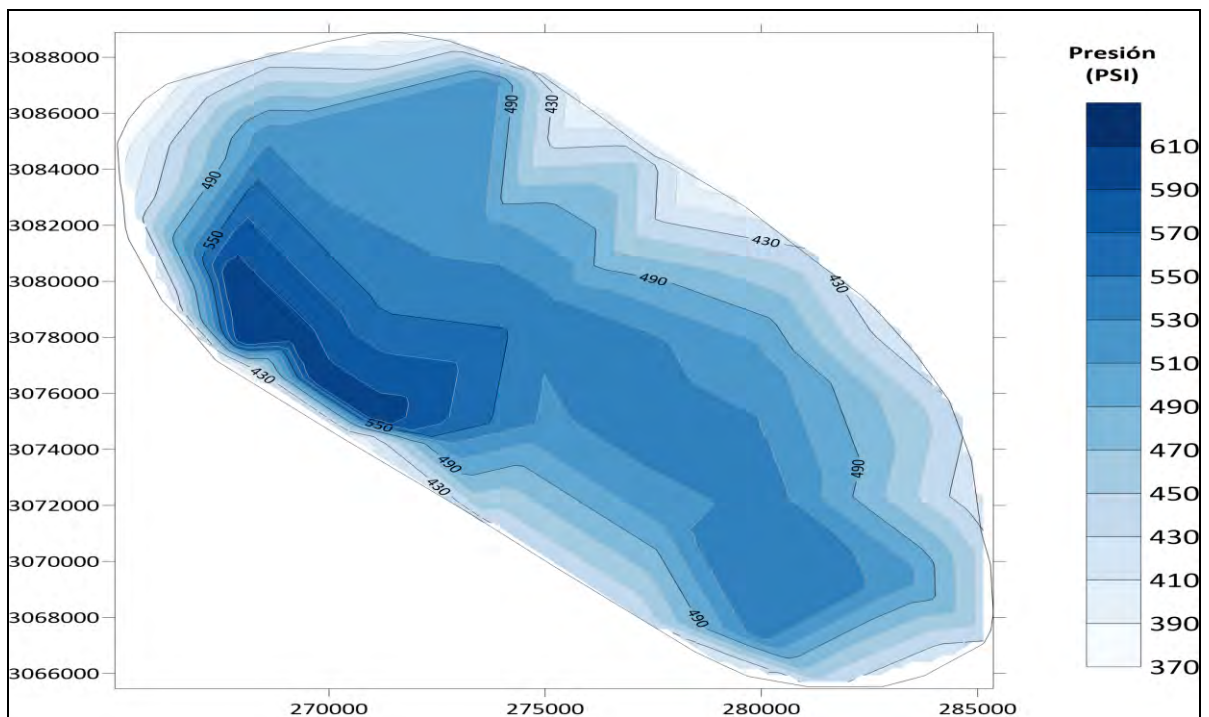


Figura 65. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Sabinas.

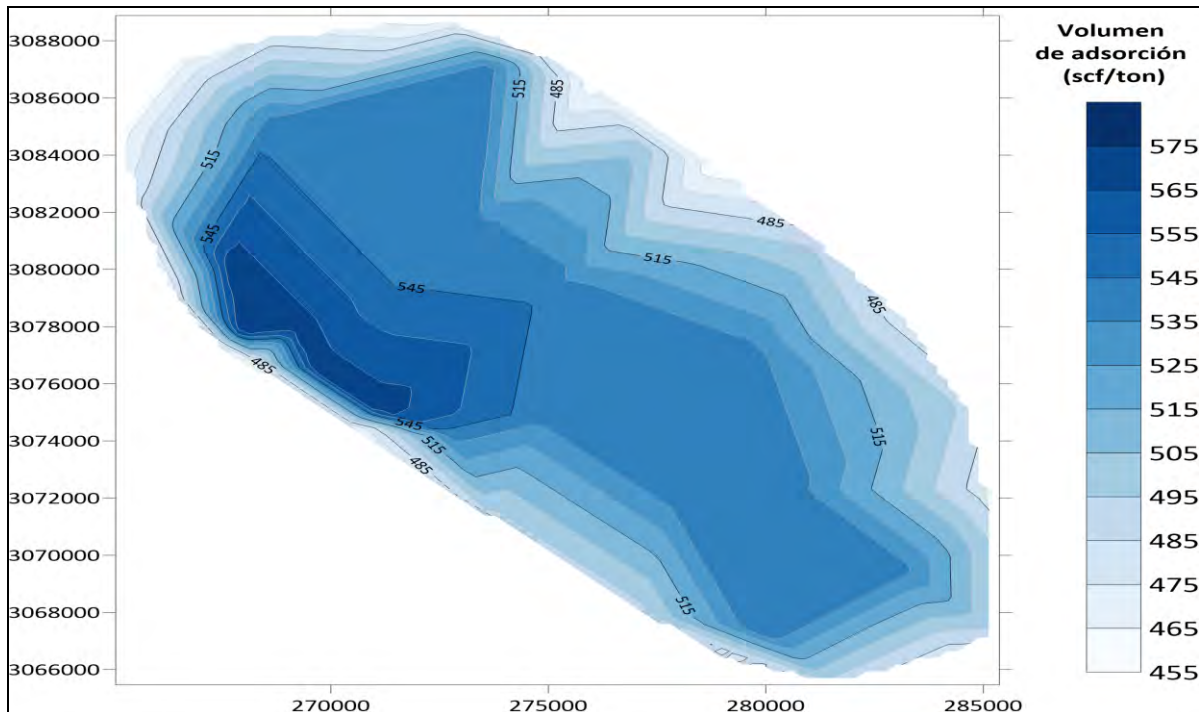


Figura 66. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Sabinas.

Tabla 10. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Sabinas.

Zona	Intervalo de adsorción	Área (m ²)	Espesor (m)	Densidad (g/cm ³)	Recursos inferidos de carbón (ton)	Valor medio de adsorción CO ₂ (scf/ton)	Volumen de adsorción de CO ₂		
							(scf)	(m ³)	ton Eq. de CO ₂
Área 1	455-485	29,945,465	2.02	1.53	92,549,454	470	43,498,243,441	1,231,000,289	837,080,197
Área 2	485-515	76,841,841	2.02	1.53	237,487,394	500	118,743,696,897	3,360,446,622	2,285,103,703
Área 3	515-545	143,955,516	2.02	1.53	444,908,918	530	235,801,726,407	6,673,188,857	4,537,768,423
Área 4	545-575	36,410,237	2.02	1.53	112,529,478	560	63,016,507,944	1,783,367,175	1,212,689,679
Total		287,153,059			887,475,244		461,060,174,690	13,048,002,944	8,872,642,002

Subcuenca Saltillito-Lampacitos

En la Subcuenca Saltillito-Lampacitos, las presiones de poro oscilan entre 350 psi y 1,650 psi, siendo más bajas en el noreste y el sureste, y más altas en el centro y el sureste (Figura 67). El volumen de adsorción fluctúa entre 420 scf/ton y 740 scf/ton, destacando los máximos en las áreas centro, noroeste y sureste (Figura 68).



En esta subcuenca se han definido cuatro áreas que suman 675,985,089 m², con un volumen total de adsorción de 712,864,744,068 scf de CO₂ (20,174,072,257 m³, equivalentes a 13,718,369,135 ton de CO₂) (Tabla 11). Esta subcuenca muestra la mayor capacidad relativa entre las cinco evaluadas, lo que se atribuye a la combinación de alta presión de poro y elevados volúmenes de adsorción, que indican condiciones óptimas para el almacenamiento y la recuperación de gas metano CBM.

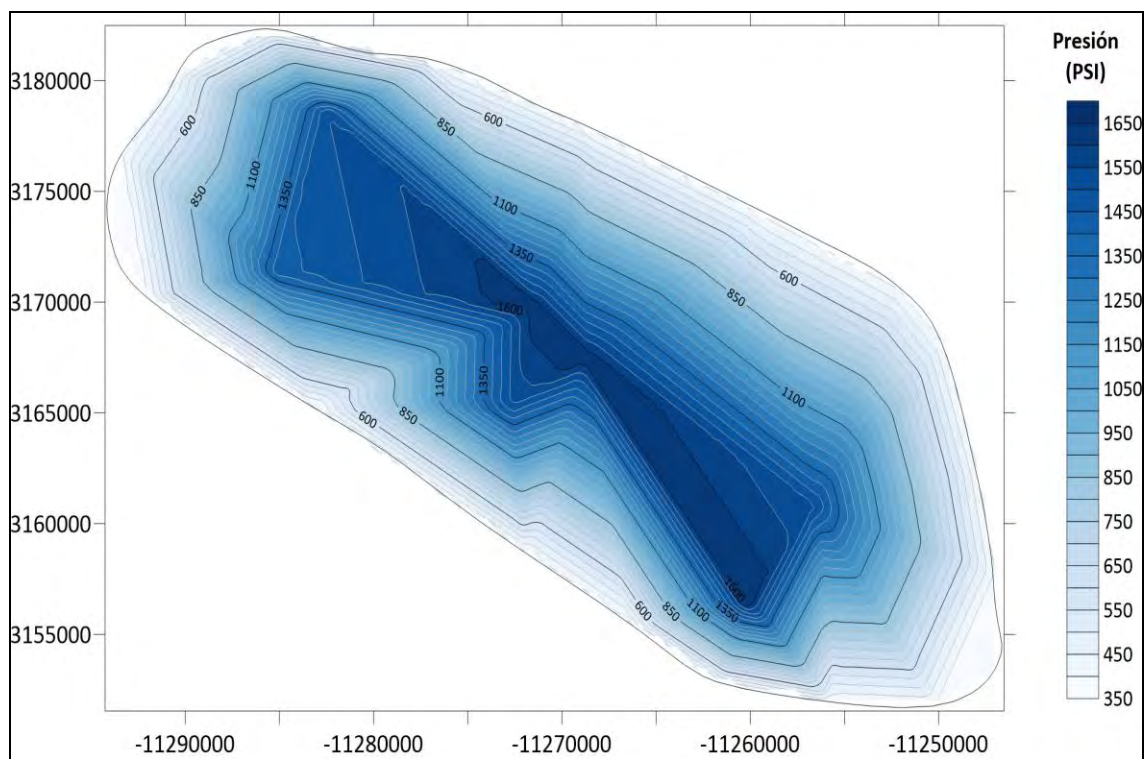


Figura 67. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Saltillito-Lampacitos.

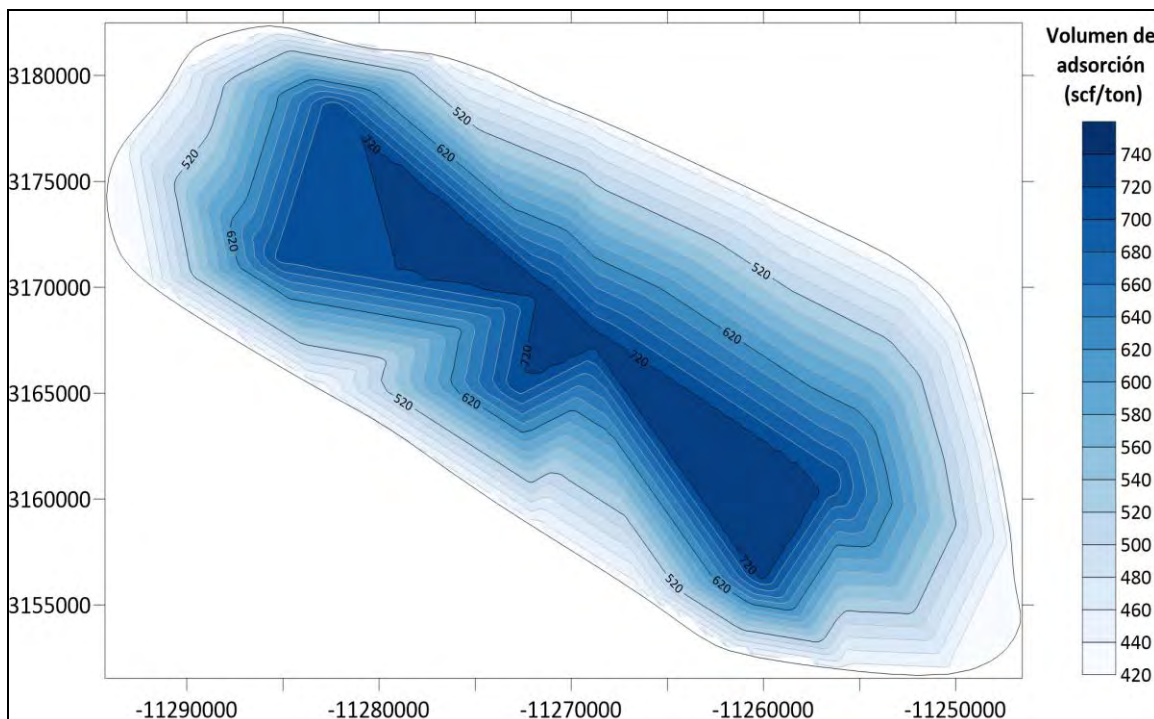


Figura 68. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Saltillito-Lampacitos.

Tabla 11. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Saltillito-Lampacitos.

Zona	Intervalo de adsorción	Área (m ²)	Espesor (m)	Densidad (g/cm ³)	Recursos inferidos de carbón (ton)	Valor medio de adsorción CO ₂ (scf/ton)	Volumen de adsorción		
							(scf)	(m ³)	ton Eq. de CO ₂
Área 1	420-520	220,864,670	1.21	1.5	400,869,376	470	188,408,606,744	5,331,963,571	3,625,735,228
Área 2	520-620	198,478,138	1.21	1.5	360,237,820	570	205,335,557,668	5,810,996,282	3,951,477,472
Área 3	620-720	192,080,905	1.21	1.5	348,626,843	670	233,579,984,525	6,610,313,562	4,495,013,222
Área 4	720-740	64,561,376	1.21	1.5	117,178,897	730	85,540,595,131	2,420,798,842	1,646,143,213
Total		675,985,089			1,226,912,937		712,864,744,068	20,174,072,257	13,718,369,135

Subcuenca Adjuntas

Las presiones de poro en la Subcuenca Adjuntas oscilan entre 300 psi y 2,700 psi, con valores mínimos hacia el este y el suroeste y máximos en el noroeste (Figura 69). El volumen de adsorción se encuentra entre 400 scf/ton y 730 scf/ton (Figura 70).



En esta Subcuenca se han definido cuatro áreas que suman un total de 603,256,271 m², con un volumen de adsorción estimado de 76,165,399,155 scf de CO₂ (2,155,480,796 m³, equivalentes a 1,465,726,941 ton de CO₂) (Tabla 12). A pesar de los picos de presión, la capacidad total es menor que en las subcuencas Sabinas y Saltillo-Lampacitos, lo que refleja la influencia de los espesores reducidos y la densidad del carbón sobre la capacidad de almacenamiento.

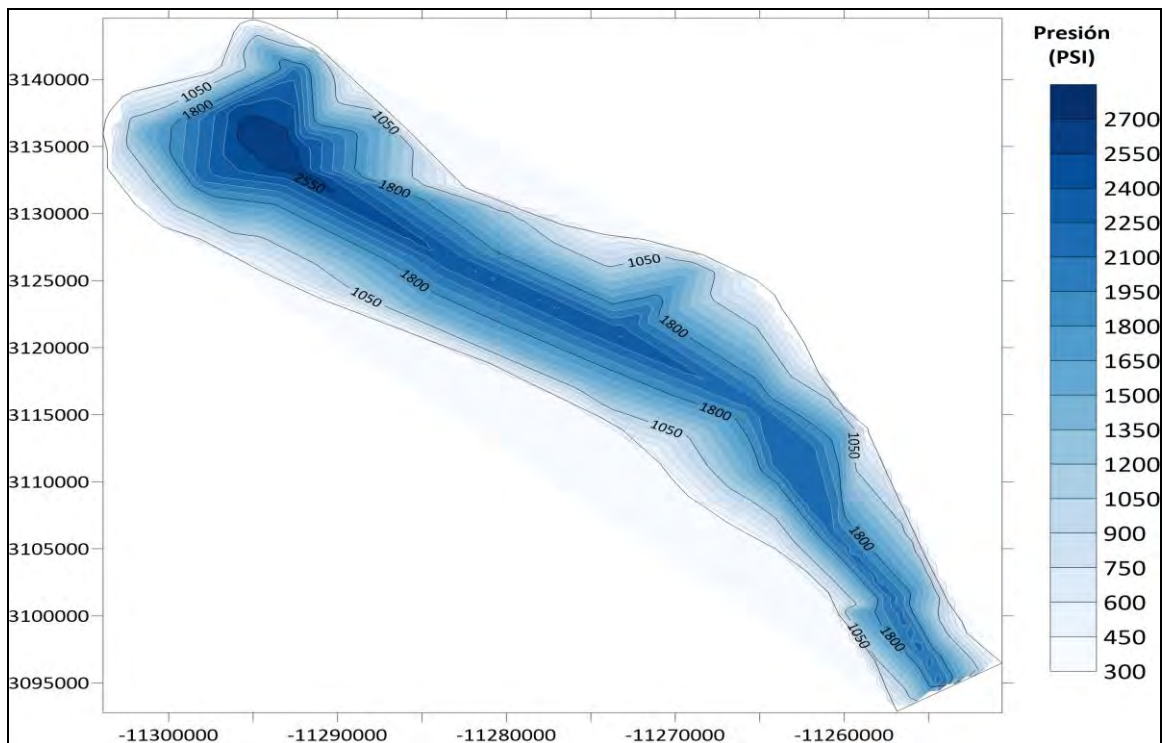


Figura 69. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Adjuntas.

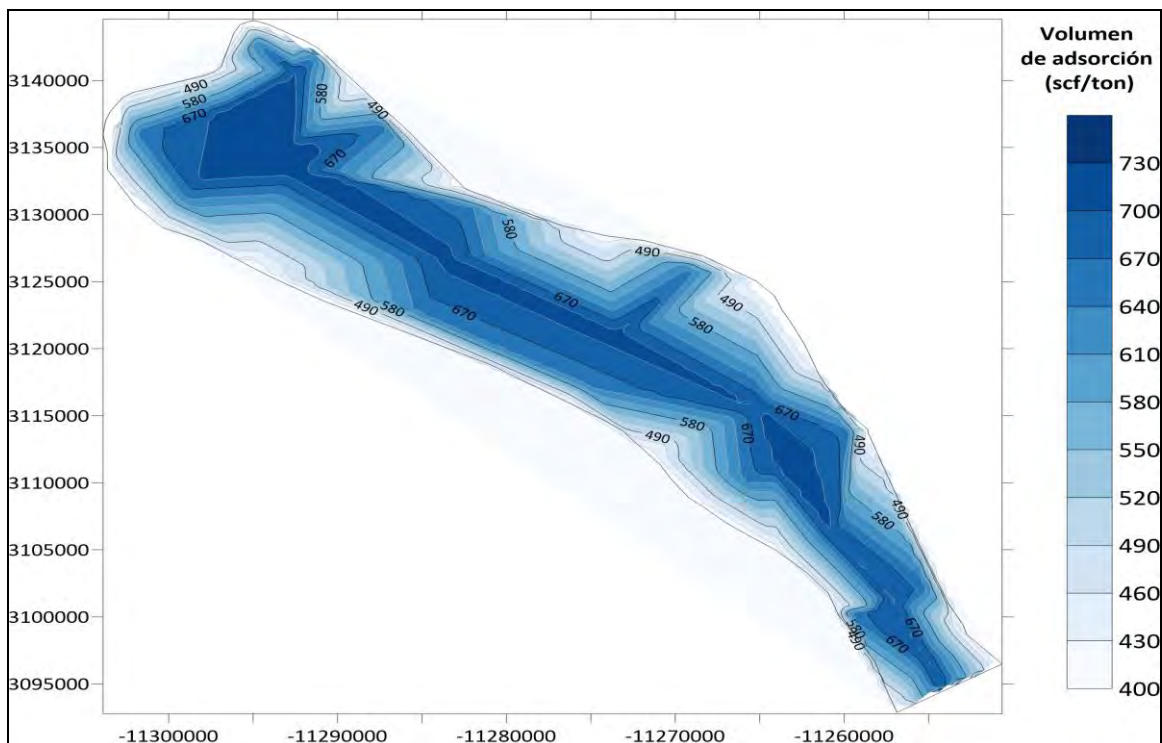


Figura 70. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Adjuntas.

Tabla 12. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Adjuntas.

Zona	Intervalo de adsorción de CO ₂	Área (m ²)	Espesor (m)	Densidad (g/cm ³)	Recursos inferidos de carbón (ton)	Valor medio de adsorción CO ₂ (scf/ton)	Volumen de adsorción de CO ₂		
							(scf)	(m ³)	ton Eq. de CO ₂
Área 1	400-490	82,840,269	0.15	1.40	17,396,456	445	7,741,423,138	219,082,275	148,975,947
Área 2	490-580	141,522,725	0.15	1.40	29,719,772	535	15,900,078,154	449,972,212	305,981,104
Área 3	580-670	201,486,594	0.15	1.40	42,312,185	625	26,445,115,463	748,396,768	508,909,802
Área 4	670-730	177,406,683	0.15	1.40	37,255,403	700	26,078,782,401	738,029,542	501,860,089
Total		603,256,271			126,683,817		76,165,399,155	2,155,480,796	1,465,726,941

Subcuenca Las Esperanzas

En la Subcuenca Las Esperanzas, las presiones de poro varían entre 350 psi y 1,650 psi, con máximos en el centro-noroeste y mínimos hacia el sureste (Figura 71). Los volúmenes de adsorción se encuentran entre 540 scf/ton y 940 scf/ton (Figura 72).



En esta Subcuenca se han definido cuatro áreas que suman 86,970,346 m², lo que permite estimar un volumen total de adsorción de 109,766,080,158 scf de CO₂ (3,106,380,068 m³, equivalentes a 2,112,338,447 ton de CO₂) (Tabla 13). Esta subcuenca presenta altos valores de adsorción por ton de carbón, asociados a condiciones de presión y a propiedades de porosidad favorables, a pesar de su menor extensión comparativa.

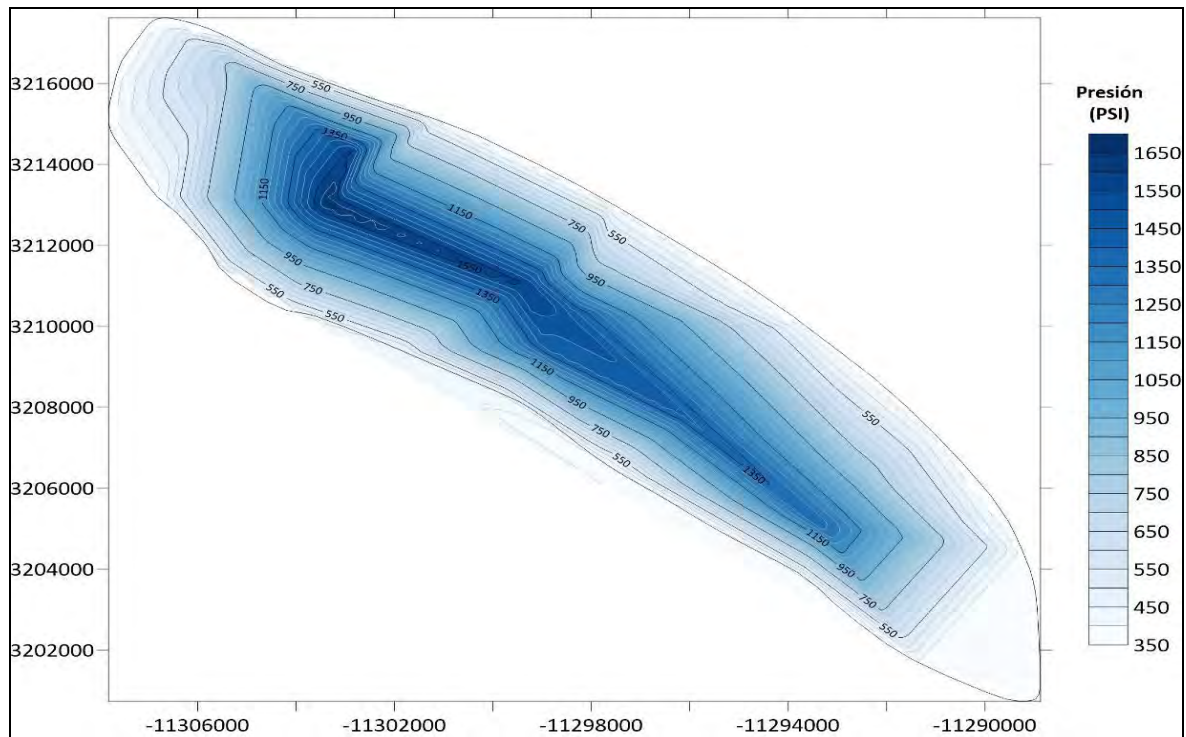


Figura 71. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca Las Esperanzas.

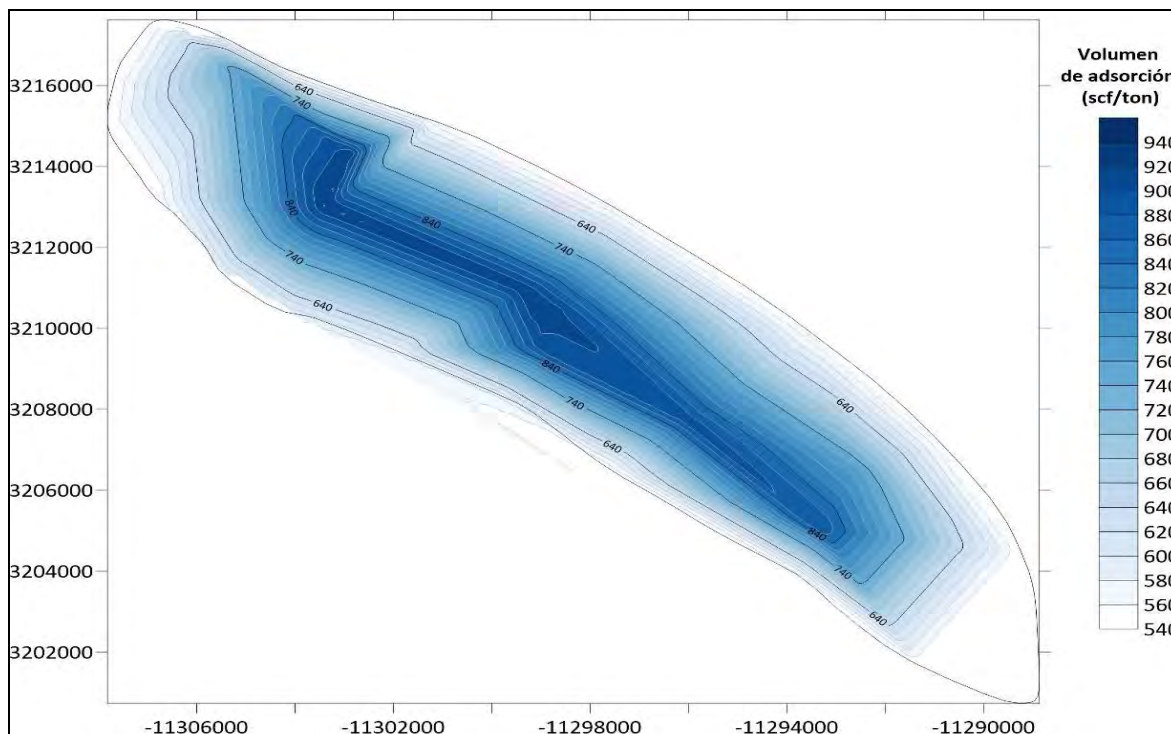


Figura 72. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Las Esperanzas.

Tabla 13. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca Las Esperanzas.

Zona	Intervalo de adsorción de CO ₂	Área (m ²)	Espesor (m)	Densidad (g/cm ³)	Recursos inferidos de carbón (ton)	Valor medio de adsorción CO ₂ (scf/ton)	Volumen de adsorción de CO ₂		
							(scf)	(m ³)	ton Eq. de CO ₂
Área 1	540-640	27,795,455	1.25	1.41	48,989,489	590	28,903,798,768	817,977,505	556,224,703
Área 2	640-740	23,335,862	1.25	1.41	41,129,457	690	28,379,325,175	803,134,902	546,131,734
Área 3	740-840	21,191,720	1.25	1.41	37,350,407	790	29,506,821,135	835,043,038	567,829,266
Área 4	840-940	14,647,309	1.25	1.41	25,815,882	890	22,976,135,080	650,224,623	442,152,743
Total		86,970,346			153,285,235		109,766,080,158	3,106,380,068	2,112,338,447

Subcuenca San Patricio

Las presiones de poro en la Subcuenca San Patricio se ubican entre 350 psi y 1,650 psi, con valores máximos en el centro y el noreste y mínimos hacia el oeste y el sur (Figura 73). El volumen de adsorción varía entre 460 scf/ton y 860 scf/ton (Figura 74).



En esta Subcuenca, se han definido cuatro áreas que suman un total de 875,742,216 m², y se ha estimado un volumen de adsorción de 902,722,042,099 scf de CO₂ (25,547,033,791 m³, equivalentes a 17,371,982,978 ton de CO₂) (Tabla 14). Esta subcuenca representa el mayor potencial absoluto, debido principalmente a la combinación de una gran extensión, altos valores de presión de poro y una elevada capacidad de adsorción por tonelada de carbón.

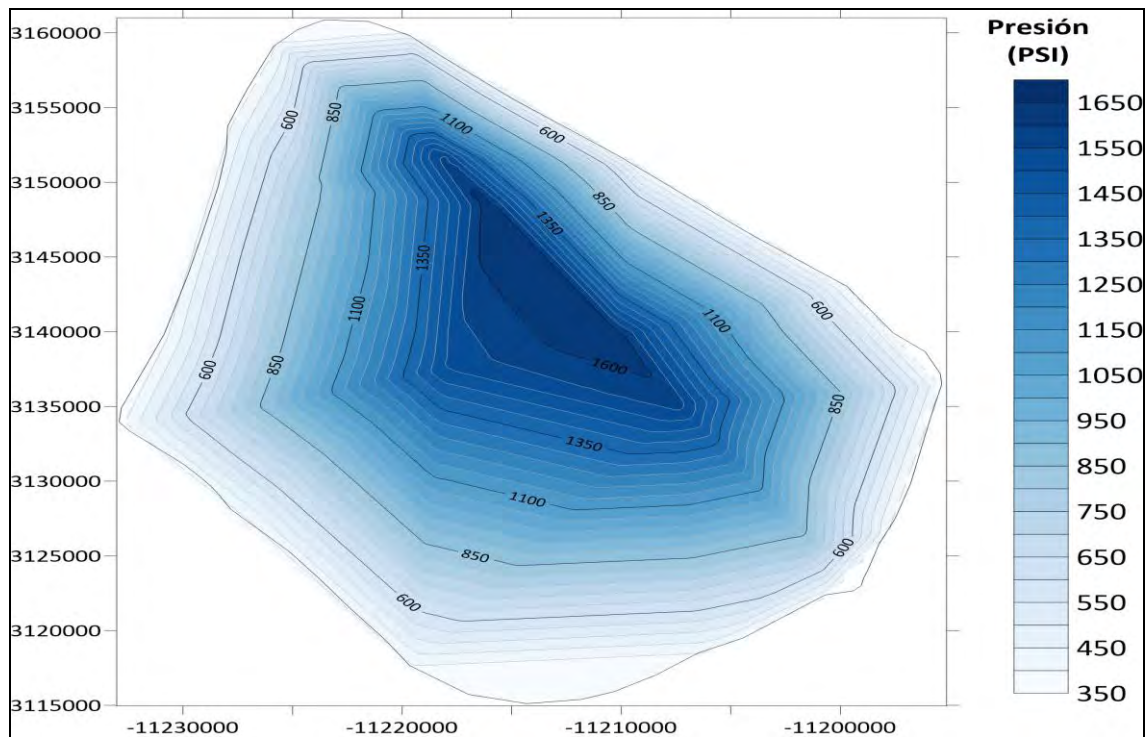


Figura 73. Mapa de isovalores de la presión de poro en la Subcuenca San Patricio.

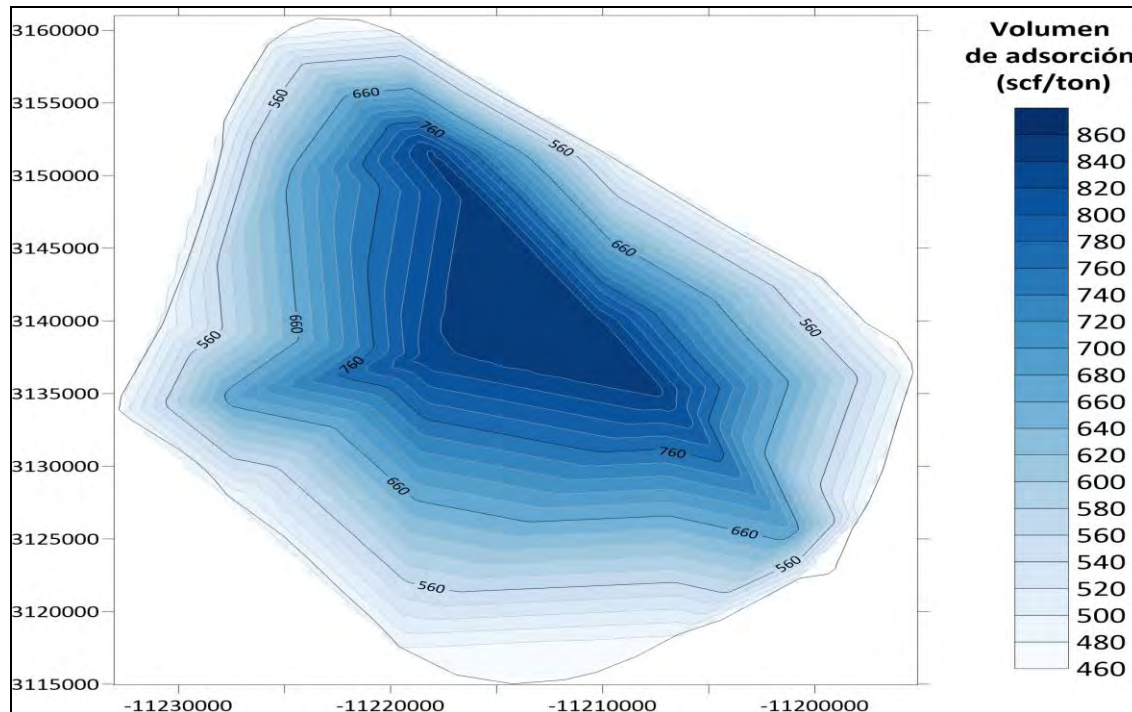


Figura 74. Mapa de isovalores de volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca San Patricio.

Tabla 14. Zonas definidas para la evaluación del volumen de adsorción de CO₂ en la Subcuenca San Patricio.

Zona	Intervalo de adsorción de CO ₂	Área (m ²)	Espesor (m)	Densidad (g/cm ³)	Recursos inferidos de carbón (ton)	Valor medio de adsorción CO ₂ (scf/ton)	Volumen de adsorción de CO ₂		
							(scf)	(m ³)	ton Eq. de CO ₂
Área 1	460-560	221,139,844	1.10	1.43	347,852,975	510	177,405,017,052	5,020,561,983	3,413,982,148
Área 2	560-660	246,722,151	1.10	1.43	388,093,944	610	236,737,305,549	6,699,665,747	4,555,772,708
Área 3	660-760	216,891,073	1.10	1.43	341,169,658	710	242,230,457,059	6,855,121,935	4,661,482,916
Área 4	760-860	190,989,148	1.10	1.43	300,425,930	820	246,349,262,439	6,971,684,127	4,740,745,206
Total		875,742,216			1,377,542,506		902,722,042,099	25,547,033,791	17,371,982,978

La suma del potencial de las cinco subcuencas integra un potencial de almacenamiento total de 43,541,059,503 ton de CO₂, lo que equivale a 88 años de emisiones en México, respecto al año 2019, equivalentes a 494 millones toneladas (SEMARNAT, 2019) y a 680 años de emisiones de CO₂ del Estado de Coahuila, equivalente a 64 millones toneladas de CO₂ (SMA, 2016) (Tabla 15).



El análisis espacial y geoestadístico evidencia que la capacidad de almacenamiento no depende únicamente del área o del espesor del carbón, sino de la interacción entre la presión de poro, el volumen de adsorción, la densidad y las características petrográficas. Las subcuencas con alta presión de poro, volúmenes de adsorción elevados y carbón de menor densidad (Sabinas, Saltillito-Lampacitos y San Patricio) muestran el mayor potencial, por lo que estas zonas son prioritarias para los proyectos de recuperación mejorada de gas de carbón (ECBM) y de almacenamiento geológico de CO₂.

El modelado integrado también permite identificar zonas subóptimas, como Adjuntas y Las Esperanzas, donde la capacidad de almacenamiento es limitada por espesores menores o una densidad de carbón más alta, lo que puede orientar las estrategias de extracción escalonada o la selección de pozos piloto.

Tabla 15. Relación las toneladas equivalentes de CO₂ en las subcuencas de carbón con respecto a las emisiones de CO₂ anual nacional y estatal.

Subcuenca	ton Eq. de CO ₂	Relación Potencial CO ₂ /Emisión anual nacional	Relación Potencial CO ₂ /Emisión anual estatal
Sabinas	8,872,642,002	18	139
Saltillito-Lampacitos	13,718,369,135	28	214
Adjuntas	1,465,726,941	3	23
Las Esperanzas	2,112,338,447	4	33
San Patricio	17,371,982,978	35	271
Total	43,541,059,503	88	680



CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



7. Conclusiones y recomendaciones

En esta sección, se describen las conclusiones del trabajo, con base en los resultados, el análisis de la información y las interpretaciones desarrolladas en la investigación. Así mismo, se describen las recomendaciones generadas a partir de la implementación de la metodología, la interpretación de los resultados y las áreas de oportunidad del proyecto de investigación.

7.1. Conclusiones

1. La clasificación de los carbones de las subcuencas estudiadas, realizada según la norma ISO 11760 (2005), evidencia diferencias sistemáticas entre las distintas subcuencas de la Cuenca de Sabinas. En conjunto, los carbones de las subcuencas de Sabinas y San Patricio se clasifican predominantemente como bituminosos C, con vitrinita de moderadamente alta a alta y cenizas que varía de bajas a altas. En las subcuencas de Saltillito-Lampacitos y de Las Esperanzas, los carbones se clasifican como bituminosos B, con vitrinita de moderadamente alta a alta y un contenido en cenizas de medias a moderadamente altas en la primera subcuenca y de bajas a altas en la segunda. Por último, los carbones de la subcuenca de Adjuntas corresponden al grado bituminoso A, con vitrinita moderadamente alta y cenizas también moderadamente altas.
2. Con base en la composición maceral, se puede sugerir que el ambiente de deposición que condujo a la formación del carbón en la Formación Olmos de la Cuenca de Sabinas se caracterizó por unas condiciones predominantemente anóxicas, con un nivel del agua sujeto a frecuentes oscilaciones, lo que permitió el desarrollo de los siguientes subambientes: (i) pantano mixto en condiciones limno-telmáticas a telmáticas, en las subcuencas Sabinas y Saltillito-Lampacitos, (ii) pantano mixto en condiciones telmáticas en la Subcuenca Adjuntas, y (iii) un subambiente transicional entre pantano mixto y pantano forestal húmedo en condiciones telmáticas, en las subcuencas Las Esperanzas y San Patricio. Estas condiciones favorecieron el



predominio de la vitrinita, lo que explica la capacidad de adsorción de CO₂ observada en el carbón (Bustin y Clarkson, 1998; Chalmers y Bustin, 2007).

3. Las isothermas obtenidas indican que la Subcuenca Las Esperanzas presenta la mayor capacidad de almacenamiento de CO₂, seguida por las San Patricio, Sabinas, Saltillito-Lampacitos y, por último, la Adjuntas, que exhibe el menor potencial. Este comportamiento se explica principalmente por el mayor contenido de vitrinita (hasta un 78 %), condiciones que favorecen el desarrollo de la microporosidad, y el menor porcentaje de materia mineral (un 10 %) de la Subcuenca Las Esperanzas, y, por ende, una mayor capacidad de almacenamieto. En cambio, en la Subcuenca Adjuntas se combina un bajo contenido de vitrinita (58 %) con un alto porcentaje de materia mineral (27 %), lo que limita significativamente su capacidad de almacenamiento.

La comparación entre muestras con contenidos similares de vitrinita, como las de AD-01-M1 (Adjuntas) y SL-01-M3 (Saltillito-Lampacitos), confirma que la materia mineral y el grado de gelificación son factores decisivos. La mayor proporción de macerales gelificados, especialmente colodetrinita, en SL-01-M3 explica su mayor capacidad de sorción respecto a AD-01-M1, a pesar de que su reflectancia de vitrinita es ligeramente menor.

En conjunto, los resultados demuestran que la capacidad de almacenamiento de CO₂ en los carbones de la cuenca de Sabinas depende principalmente de la microporosidad asociada a la materia orgánica gelificada y del contenido de materia mineral, más que del rango del carbón expresado por la reflectancia de la vitrinita.

4. El modelado geoespacial realizado con ArcMap y la reconstrucción de la historia de sepultamiento llevada a cabo con PetroMod 1D, nos permitió delimitar 2,529,106,981 m² de áreas potenciales de almacenamiento a profundidades superiores a 300 m. En estas áreas, la Subcuenca San Patricio presentó el mayor potencial (17,371,982,978 ton Eq. de CO₂), mientras que la Subcuenca Las Esperanzas mostró la menor extensión (86,970,346 m²). Estas diferencias reflejan la compleja interacción entre el rango, la composición maceral, la densidad, el contenido de materia mineral y la presión de poro.



5. En este estudio, se estimó el potencial de almacenamiento total en las cinco subcuencas, que ascendió a 43,541,059,503 ton Eq. de CO₂, lo que equivale a 88 años de emisiones a nivel nacional y 680 años de emisiones a nivel del estado de Coahuila. Este hallazgo posiciona a la Cuenca de Sabinas como un recurso estratégico para mitigar los efectos ambientales del CO₂ y para el desarrollo sustentable de la industria del carbón y del aprovechamiento del CBM en México.
6. Finalmente, la combinación del potencial de almacenamiento de CO₂ con la recuperación de CBM permite diseñar estrategias de inyección de CO₂ para mejorar la recuperación de metano, al tiempo que se contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Esto resalta la importancia de integrar resultados experimentales, modelado y planificación de campo en proyectos de explotación sostenible.

7.2. Recomendaciones

1. Se recomienda realizar estudios de adsorción en multicapas mediante isothermas BET (Brunauer, Emmett, Teller) para cuantificar el área de superficie interna y relacionarla con la microporosidad del carbón, mejorando la precisión de la capacidad de adsorción.
2. Realizar pozos exploratorios en las áreas con un potencial superior a 300 m para validar y caracterizar los espesores, la continuidad lateral, la densidad, la composición maceral y el contenido mineral de las capas de carbón. Así mismo, se debe implementar un programa piloto de inyección de CO₂ para validar la capacidad de almacenamiento y evaluar la recuperación mejorada de metano (ECBM) en condiciones reales.



3. Estudiar el comportamiento de difusión del CO_2 mediante un modelado matemático basado en datos de presión de poro y curvas de adsorción/desorción, para estimar la eficiencia y la estabilidad del almacenamiento a largo plazo.
4. Realizar un estudio comparativo de los resultados obtenidos en proyectos de almacenamiento de CO_2 en carbones a nivel global, evaluando la eficiencia de recuperación, los costos operativos y los riesgos geomecánicos.
5. Se recomienda incorporar el uso los mapas de isovalores de presión de poro y volumen de adsorción como herramientas clave para priorizar subcuencas y zonas óptimas de inyección, considerando la interacción de todas las variables que afectan a la capacidad de almacenamiento y a la recuperación de CBM, optimizando la planificación estratégica de proyectos.



CAPÍTULO 8

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS



8. Referencias bibliográficas

Abid, H. R., Iglauder, S., Al-Yaseri, A., & Keshavarz, A. 2021. Drastic enhancement of CO₂ adsorption capacity by negatively charged sub-bituminous coal. *Energy*, 233. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120924>.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D720. 2013. Standard Test Method for Free-Swelling Index of Coal. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D5865-07a. Standard Test Method for Gross Calorific Value of Coal and Coke.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D5373-21, 2021. Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Analysis Samples of Coal and Carbon in Analysis Samples of Coal and Coke. ASTM International, West Conshohocken, PA, p. 11. <https://www.astm.org/d5373-21.html>.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D5373-08. Standard Test Methods for Instrumental Determination of Carbon, Hydrogen, and Nitrogen in Laboratory Samples of Coal.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D4596-22. 2022. Collection of Channel Samples of Coal in a Mine.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D4239-18e1, 2018. Standard Test Method for Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke Using High-Temperature Tube Furnace Combustion. ASTM International, West Conshohocken, PA, p. 8. <https://www.astm.org/d4239-18e01.html>

American Society for Testing and Materials (ASTM) D4239-08. Standard Test Methods for Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke Using High-Temperature Tube Furnace Combustion Methods.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3302-07a. Standard Test Method for Total Moisture in Coal

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3179. 2013. Standard Test Methods for Nitrogen in the Analysis Sample of Coal and Coke. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.



American Society for Testing and Materials (ASTM) D3178. 2013. Standard Test Methods for Carbon and Hydrogen in the Analysis Sample of Coal and Coke. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3177. 2013. Standard Test Methods for Total Sulfur in the Analysis Sample of Coal and Coke. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3176. 2013. Practice for Ultimate Analysis of Coal and Coke. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3175-07. Standard Test Method for Volatile Matter in the Analysis Sample of Coal and Coke.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3174-04. Standard Test Method for Ash In The Analysis Sample Of Coal And Coke From Coal.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3174. 2013. Standard Test Method for Ash in the Analysis Sample of Coal and Coke from Coal. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3173. 2013. Standard Test Method for Moisture in the Analysis Sample of Coal and Coke. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D3172. 2013. Standard Practice for Proximate Analysis of Coal and Coke. Annual Book of Standards, Volume 05.06. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

American Society for Testing and Materials (ASTM) D1412/D1412M-20. Standard Test Method for Equilibrium Moisture of Coal at 96 to 97 Percent Relative Humidity and 30 °C
American Society for Testing and Materials (ASTM) D 2013, 2009. Preparing Coal Samples for Analysis1, in D-4239, A.S.f.T.a. Materials, Editor.

Aminu, M. D., Nabavi, S. A., Rochelle, C. A., & Manovic, V. (2017). A review of developments in carbon dioxide storage. *Applied Energy*, 208, 1389-1419.

Ammosov, II, Eremin, IV, 1963. *Fracturing in coal*. IZDAT Publishers, Moscow.



Arri, L.E., Yee, D., Morgan, W.D. and Jeanson, M.W., 1992. Modeling Coalbed Methane Production with Binary Gas Sorption. In: SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Gasper, Wyoming, 18-21 May, 1992, p. 459-472. Society of Petroleum Engineers. (Doc. SPE 24363).

Beamish, B.B., Crosdale, P.J. 1993. Characterising the methane sorption behaviour of banded coals in the Bowen Basin, Australia. En: Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium, May 17-21, p. 145-150.

Behar, F., Beaumont, V. D. E. B., & Pentead, H. D. B. 2001. Rock-Eval 6 technology: performances and developments. Oil & Gas Science and Technology, 56(2), 111-134.

Bostick, N.H., 1979. Microscopic measurement of the level of catagenesis of solid organic matter in sedimentary rocks to aid exploration for petroleum and to determine former burial temperatures – a review. In: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists Special Publication, vol. 26, pp. 17–43.

BP Statistical review of world energy. 2021. 70th ed, Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (Consultado el 28 de julio de 2023).

BP Statistical review of world energy. 2022. 71th ed, Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (Consultado el 28 de julio de 2023).

Brizuela, V.L. 1992. Geología General de la zona Carbonífera de Monclova-Sabinas, Estado de Coahuila: Minerales Monclova S.A. de C.V. Tomo I, 74 p.

Busch, A., & Gensterblum, Y. 2011. CBM and CO₂-ECBM related sorption processes in coal: A review. International Journal of Coal Geology, 87(2), 49–71. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.04.011>

Busch, A., Krooss, B. M., Gensterblum, Y., & Littke, R. 2003. Methane and carbon dioxide adsorption-diffusion experiments on coal: Upscaling and modeling. International Journal of Coal Geology, 55(2–4), 205–224. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(03\)00081-1](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(03)00081-1)

Bustin, R.M., Clarkson, C.R., 1998. Geological controls on coalbed methane reservoir capacity and gas content. International Journal of Coal Geology 38, 3–26.



Bustin, R.M., Cameron, A.C., Greive, D., Kalkreuth, W.D., 1989. Coal petrology: its principles, methods and applications. Geological Association of Canada. Short Course Notes 3, 273 pp.

Cai, C., Kang, Y., Wang, X., Hu, Y., Chen, H., Yuan, X., Cai, Y., (2018). Mechanism of supercritical carbon dioxide (SC-CO₂) hydro-jet fracturing. J. CO₂ Util. 26, 575–587.

Cai, Y, Pan, Z, Liu, D, Zheng, G, Tang, S, Connell, LD, Yao, Y, Zhou, Y, 2014. Effects of pressure and temperature on gas diffusion and flow for primary and enhanced coalbed methane recovery. Energy Exploration and Exploitation 32 (4), 601–619, 10.1260.2F0144-5987.32.4.601.

Calder, J.H., Gibling, M.R., & Mukhopadhyay, P.K., 1991. Peat formation in a Westphalian B piedmont setting, Cumberland Basin, Nova Scotia; implications for the maceral-based interpretation of rheotrophic and raised paleomires. Bulletin De La Societe Geologique De France, 162, 283-298.

Camacho-Ortegón, L.F., Camacho-Guerra, L.F., Bueno-Tokunaga, A. Enciso-Cárdenas, J.J. (2020). La diversificación sostenible del mercado del carbón del Estado de Coahuila por generación de valor agregado; una oportunidad para la minería de la Subcuenca de Sabinas. GEOMIMET No. 346. ISSN 0185-1314.

Cameron, A.L., Kalkreuth, W.D., Koukouzas, C., 1984. The petrology of Greek brown coals. Int. J. Coal Geol. 4, 173–207.

CAMIMEX Informe Anual 2023 de la Cámara Minera de México LXXXVI Asamblea General Ordinaria. (2023). Disponible en: https://www.camimex.org.mx/application/files/7416/8935/9978/info_2023.pdf (Consultado el 28 de julio de 2023).

Chalmers, G.R.L., Bustin, R.M., 2008. Lower Cretaceous gas shales in northeastern British Columbia, part 1: geological controls on methane sorption capacity. Bulletin of Canadian Petroleum Geology 56 (1), 1–21.

Chalmers, G. R. L., & Bustin, R. M. 2007. The organic matter distribution and methane capacity of the Lower Cretaceous strata of Northeastern British Columbia, Canada. International Journal of Coal Geology, 70(1–3), 223–239. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.05.001>



Chalmers, G.R.L., Bustin, R.M., 2007. On the effects of petrographic composition on coalbed methane sorption. *International Journal of Coal Geology* 69, 288–304.

Charleston, S., 1981. A summary of the structural geology and tectonics of the state of Coahuila, Mexico, en Smith, C.I. (ed.), *Lower Cretaceous stratigraphy and structure northern Mexico*: West Texas Geological Society Publication, 81-74, 28-36.

Chávez, C. G., 2005. Deformación y Magmatismo Cenozoico en el Sur de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México. Tesis para obtener el grado de Doctor en Ciencias de la Tierra. Universidad Nacional Autónoma de México, 1-266.

Chávez, C. G., Aranda G. J. J., Molina G. R. S., Cossío T. T., Arvizu G. I. R. y González N. G. A., 2005. La falla San Marcos: una estructura jurásica del basamento multirreactiva del noreste de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*. Volumen conmemorativo del Centenario grandes fronteras tectónicas de México, Tomo LVII (1): 27-52.

Cheng, Y., Zhang, X., Lu, Z., jun Pan, Z., Zeng, M., Du, X., & Xiao, S., 2021. The effect of subcritical and supercritical CO₂ on the pore structure of bituminous coals. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 94, 104132. <https://doi.org/10.3389/feart.2023.1188302>.

Clarkson, C.R., Bustin, R.M., 2000. Binary gas adsorption/desorption isotherms: effect of moisture and coal composition upon carbon dioxide selectivity over methane. *International Journal of Coal Geology* 42, 241-271.

Clarkson, C. R., & Bustin, R. M. 1999. The effect of pore structure and gas pressure upon the transport properties of coal: A laboratory and modeling study. *International Journal of Coal Geology*, 38(3–4), 231–261. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(98\)00042-5](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(98)00042-5).

Connell, L, Pan, Z, Camilleri, M, Shangzhi, M, Down, D, Carras, J, Wenzhong, Z, Xiaokang, F, Benguang, G, Briggs, C, Lupton, N, 2014. Description of a CO₂ enhanced coal bed methane field trial using a multi-lateral horizontal well. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 26, 204–219. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.04.022>.

Consejo de Recursos Minerales (COREMI), 2000. Carta Geológica Minera Nueva Rosita G14-1, scale 1:250,000. Estados de Coahuila y Nuevo León. https://mapserver.sgm.gob.mx/InformesTecnicos/CartografiaWeb/T052000MARL0001_01.PDF

Constable, E. C., 2022. Transitioning to Affordable and Clean Energy (p. 334). MDPI-Multidisciplinary Digital Publishing Institute.



Cornot-Gandolphe, S., 2019. Status of global coal markets and major demand trends in key regions. Études de l'Ifri, Ifri, retrieved from www.ifri.org/sites/default/files/atoms/files/cornotgandolphe_global_coal_market_2019.pdf.

Corona-Esquivel, R., Tritlla, J., Benavides-Muñoz, M. E., Piedad-Sánchez, N., and Ferrusquía-Villafranca, I., 2006. Geología, estructura y composición de los principales yacimientos de carbón mineral en México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 58(1), 141-160. <https://doi.org/10.18268/bsgm2006v58n1a5>

Crosdale PJ, Moore TA and Mares TE., 2008. Influence of moisture content and temperature on methane adsorption isotherm analysis for coals from a low rank, biogenically-sourced gas reservoir. International Journal of Coal Geology 76: 166–174. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2008.04.004>.

Crosdale, P., Beamish, B. 1993. Maceral effects on methane sorption by coal. En: Beeston, J.W., Ed., New Developments in Coal Geology – Symposium, Brisbane, Australia, p. 93-98.

Crosdale, P.J., 1996. Mixed CH₄/CO₂ sorption by coal. En: Boyd, R.L., Mackenzie, G.A. (Eds.), Proceedings of the Thirtieth Newcastle Symposium on “Advances in the Study of the Sydney Basin”, Newcastle, NSW, Australia, p. 167-173.

Dai, S., Bechtel, A., Eble, C. F., Flores, R. M., French, D., Graham, I. T., ... & O'Keefe, J. M., 2020. Recognition of peat depositional environments in coal: A review. International Journal of Coal Geology, 219, 103383.

Davison, I., Pindell, J., Hull, J., 2020. The Basins, Orogens and Evolution of the southern Gulf of Mexico and northern Caribbean. Geological Society, London, Special Publications. 504. SP504-2020. <https://doi.org/10.1144/SP504-2020-218>

Day, S., Fry, R., & Sakurovs, R. (2008). Swelling of coal in carbon dioxide, methane and their mixtures. International Journal of Coal Geology, 74(1), 41–52. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2007.11.006>

De la Rosa-Rodríguez, G., Enciso-Cárdenas, J. J., Rodrigues, C. F. A., Lemos de Sousa, M. J., Camacho-Ortegón, L. F., González-Partida, E., y Bueno-Yamamoto, Y. Y., 2025. Coal facies of the Olmos Formation in the Sabinas Basin, Northeastern Mexico. Journal of South American Earth Sciences, 105699. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2025.105699>



De la Rosa-Rodríguez, G., Enciso-Cárdenas, J. J., Rodrigues, C. F. A., Nuñez-Useche, F., Martínez-Hernández, D. J., Bueno-Yamamoto, Y. Y., Camacho-Ortegón, L. F., Bueno-Tokunaga, A, y Lemos de Sousa, M. J., 2023. Almacenamiento Geológico de CO₂: Una oportunidad para la diversificación en el uso del carbón en la Subcuenca de Sabinas. *Revista GEOMIMET de la AIMMG*. Registro ISSN 0185-1314. https://www.revistageomimet.mx/wp-content/uploads/2023/06/G_363.pdf

Demaison, G.J., 1984. The generative basin concept. In: Demaison, G.J., Murris, R.J. (Eds.), *Petroleum Geochemistry and Basin Evaluation*, American Association of Petroleum Geologists Memoir, 35, 1–14.

Dembicki, Harry Jr., 2017. Chapter 3 - Source Rock Evaluation, *Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production*, Elsevier, Pages 61-133, ISBN 9780128033500, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-803350-0.00003-9>.

Derenne, S., Largeau, C., Casadevall, E., Berkloff, C., Rousseau, B., 1991. Chemical evidence of kerogen formation in source rocks and oil shales via selective preservation of thin resistant outer walls of microalgae: origin of ultralaminae. *Geochim. Cosmochim. Acta* 55, 1041–1050.

Diehl, S.F., Goldhaber, M.B., Koenig, A.E., Lowers, H.A., and Ruppert, L.F. 2012, Distribution of Arsenic, Selenium, and Other Trace Elements in High Pyrite Appalachian Coals: Evidence for Multiple Episodes of Pyrite Formation. *International Journal of Coal Geology*, 94, 238–249.

Diessel, C.F.K., 1961. Zur Kenntnis der Bildungsweise des Flozes Katharina im niederrheinisch-westfälischen Steinkohlenbecken. *Bergbau-Archiv* 3, 57–82.

Diessel, C.F.K., 1982. An appraisal of coal facies based on maceral characteristics. In: Mallett, C.W. (Ed.), *Coal Resources – Origin, Exploration and Utilization in Australia*. *Australian Coal Geology*, vol. 4, pp. 474–484.

Diessel, C.F.K., 1986. On the correlation between coal facies and depositional environments. In: *Proceeding of 20th Symposium of Department Geology*. University of Newcastle, NSW Australia, pp. 19–22.

Durand, B., y Monin, J.C., 1980. Elemental analysis of kerogens (C,H,O,N,S, Fe). In B Durand, Ed., *Kerogen. Insoluble organic matter from sedimentary rocks*, p. 113-142. Éditions Technip, Paris.



Earnest, C.M. 1982. A Thermogravimetric Method for the Rapid Proximate and Calorific Analysis of coal and Coal Products. Thermal Analysis Volume II. In: Proceedings of the 7th International Congress on Thermal Analysis (ICTA). B. Miller (Editor). Page 1260–1269. International Confederation for Thermal Analysis and Calorimetry (ICTAC), Kanagawa, Japan.

Earnest, C.M. 1984. Thermal Analysis in the Coal Industry. Proceedings of the 4th International Coal Testing Conference, Lexington, Kentucky. October. Page 219–232.

Earnest, C.M., and Culmo, R.F., 1983. The Use of Modern Computerized Instrumentation for the rapid Proximate and Ultimate Analysis of Coals. Proceedings of the 3rd International Coal Testing Conference, Lexington, Kentucky. October. Page 66–70.

Eguiluz, A.S., Amezcua, N., 2009. Coalbed methane resources of the Sabinas Basin, Coahuila, México, En: Bartolini, C., Bluffer, R.T., Blicke, J., Eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: American Association of Petroleum Geologists Memoir 79, 395-402.

Eguiluz, A.S., 2007. Exploración petrolera cuantitativa, ejemplos y resultados de los estudios de plays en la Cuenca de Sabinas Coahuila, México: Geociencia. Revista del Servicio Geológico Mexicano, 1(1), 7-34.

Eguiluz, A.S., 2001. Geologic evolution and gas resources of the Sabinas Basin in northeastern Mexico, en. In: Bartolini, C., Bluffer, R.T., Cantú-Chapa, A. (Eds.), The Western Gulf of Mexico Basin: Tectonics, Sedimentary Basins, and Petroleum Systems. American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, pp. 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. Blicke, eds., The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon habitats, basin formation, and plate tectonics: AAPG Memoir 79, p. 395-402.

EI Statistical review of world energy., 2023. 72th ed, Disponible en: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (Consultado el 28 de julio de 2023).

Enciso-Cárdenas, J. J., 2015. Estudio de las propiedades de adsorción–desorción de gases en los sistemas petroleros no convencionales en México y su aplicación al modelo cinético de generación de hidrocarburos (Doctoral dissertation, Universidade Fernando Pessoa (Portugal)).



Enciso-Cárdenas, J. J., Núñez-Useche, F., Ortigón, L. F. C., de la Rosa-Rodríguez, G., Martínez-Yañez, M., & Borrego, Á. G., 2021. Paleoenvironment and source-rock potential of the Cenomanian-Turonian Eagle Ford Formation in the Sabinas basin, northeast Mexico. *Journal of South American Earth Sciences*, 108, 103184. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2021.103184>

Enciso-Cárdenas, J. J., Rodrigues, C., Martínez, L., Camacho-Ortegón, L. F., Lemos de Sousa, M. J., de la O-Burrola, F., y Dinis, M. A. P., 2015. Estudio de las propiedades de adsorción/desorción de gas en el carbón de la Cuenca de Sabinas en México: Study of gas adsorption/desorption properties in coals of Sabinas Basin on Mexico. *Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica*, 3(15), 1-12.

Enciso-Cárdenas, J.J., Bueno-Tokunaga, A., De la Rosa-Rodríguez, G., Camacho-Ortegón, L.F., Rodrigues, C.F.A., Lemos de Sousa, M.J., Martínez-Carrillo, D., 2021. Determinación de volumen de CH₄ en mantos de carbón, Fm. Olmos, Subcuenca de Sabinas, México. *Memoria XXXIV Convención Internacional de Minería*.

Espitalié, J., Deroo, G., Marquis, F., 1985. La pyrolyse *Rock-Eval* et ses applications. *Rev. Inst. Fr. Petrol* 40, 563–579.

Esterle, J.S., Ferm, J.C., 1994. Spatial variability in modern tropical peat deposits from Sarawak, Malaysia and Sumatra, Indonesia: analogues for coal. *Int. J. Coal Geol.* 26, 1–41.
Flores-Espinoza, E. (1989). *Stratigraphy and sedimentology of the Upper Cretaceous terrigenous rocks and coal of the Sabinas-Monclova area, Northern Mexico*: Austin, Texas, Tesis de Doctorado, 315 p.

Flores-Galicia, E., 1988. Geología y reservas de los yacimientos de carbón en la República Mexicana, en Salas, G.P. (Ed.) *Geología de México*: México, Fondo de Cultura Económica, 175-217 p.

Friedlingstein, P., O'sullivan, M., Jones, M. W., Andrew, R. M., Hauck, J., Landschützer, P., ... & Zeng, J. 2025. Global carbon budget 2024. *Earth system science data discussions*, 2024, 1-133. <https://doi.org/10.5194/essd-17-965-2025>

Fujioka, M., Furukawa, H., & Nako, M., 2008. The outcome of CO₂-ECBM Yubari pilot test. *Journal of MMIJ*, 124(12), 890-897. <https://doi.org/10.2473/journalofmmij.124.890>.
Gale, J. J., 2004. Using coal seams for CO₂ sequestration. *Geologica Belgica*. 7(1–2), In press.



Gentzis, T, Bolen, D, 2008. The use of numerical simulation in predicting coalbed methane producibility from the Gates coals, Alberta inner Foothills, Canada: comparison with Mannville coal CBM production in the Alberta Syncline. *Int. J. Coal. Geol.* 74, 215–236. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2007.12.003>.

George, A.M., 1982. Latrobe Valley brown coal-Lithotypes: Macerals: coal properties. *Aust. Coal Geol.* 4, 111–130.

Ghiat, I., & Al-Ansari, T., 2021. A review of carbon capture and utilization as a CO₂ abatement opportunity within the EWF nexus. In *Journal of CO₂ Utilization* (Vol. 45). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.101432>.

Global energy and CO₂ status report, 2019.

Godec, M., Koperna, G., & Gale, J., 2014. CO₂-ECBM: a review of its status and global potential. *Energy Procedia*, 63, 5858-5869. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.619>.

Gonçalves, P. A., Kus, J., Hackley, P. C., Borrego, A. G., Hámor-Vidó, M., Kalkreuth, W., ... & Suárez-Ruiz, I., 2024. The petrology of dispersed organic matter in sedimentary rocks: Review and update. *International Journal of Coal Geology*, 104604. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2024.104604>

González Betancourt, A. Y., González Partida, E., Piedad Sánchez, N., Carrillo Chávez, A., González Ruiz, L. E., González-Ruiz, D., 2020. Diagenésis de la Formación Eagle Ford y sus marcadores térmicos como productora de gas no convencional: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 72 (2), A151219. <http://dx.doi.org/10.18268/BSGM2020v72n2a151219>.

Iriondo, A., Enciso-Cárdenas, J. J., González-Carrillo, F., Vázquez Ramírez, J. T., 2022a. Review of the times of coal accumulation in Mexico with special emphasis on the Sabinas basin, Mexico, where geochronological data are provided. *Revista Mexicana De Ciencias Geológicas*, 39(3), 293–307. <https://doi.org/10.22201/cgeo.20072902e.2022.3.1704>.

González-Partida, E., González-Betancourt, A.Y., Camprubí, A., Carrillo-Chávez, A., Iriondo, A., Enciso-Cárdenas, J.J., González Carrillo, F., Vázquez Ramírez, J.T., 2022b. Tiempos de acumulación de carbón en México con especial énfasis en la Cuenca de Sabinas México, donde se proporcionan nuevos datos geocronológicos: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v. 39, núm. 3, p. 293-307. <http://dx.doi.org/10.22201/cgeo.20072902e.2022.3.1704>



González-Partida, E., Enciso-Cárdenas, J.J, Mishra, S, Madondo, J, de la Rosa-Rodríguez, G, Gauna-Arista, J.A., Carrillo-Chavez, A., 2024. Proceso diagenético del carbón y su relación con la generación de hidrocarburos. *Revista Enseñanza y Comunicación de las Geociencias*, Vol.1, Num. 1, Páginas 26-32. <https://doi.org/10.22201/cgeo.29928087e.2024.3.1.6>

González-Sánchez, F., Camprubí, A., González-Partida, E., Puente-Solís, R., Canet, C., Centeno-García, E., Atudorei, V., 2009. Regional stratigraphy and distribution of epigenetic stratabound celestine, fluorite, barite, and Zn-Pb deposits in the MVT province of northeastern Mexico: *Mineralium Deposita*, 44, 343-361. <https://doi.org/10.1007/s00126-008-0212-4>.

González-Sánchez, F., Puente-Solís, R., González-Partida, E., y 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. <http://dx.doi.org/10.18268/BSGM2007v59n1a4>

Greaves, K.H., Owen, L.B., McLennan, J.D., Olszewski, A., 1993. Multi-component gas adsorption-desorption behaviour of coal. En: *Proceedings of the 1993 International Coalbed Methane Symposium*, May 17-21, p. 197-205.

Greb, S.F., Eble, C.F., Hower, J.C., Andrews, W.M., 2002. Multiple-bench architecture and interpretations of original mire phases—examples from the Middle Pennsylvanian of the Central Appalachian Basin, U.S.A. *International Journal of Coal Geology*, 49, 147–175. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(01\)00075-1](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(01)00075-1)

Gregg, S. J. and Sing, K. S. W. ‘Adsorption, Surface Area and Porosity’, Academic Press, London, 1967.

Harpalani, S, & Chen, G., 1997. Influence of gas production induced volumetric strain on permeability of coal. *Geotech. Geol. Eng.* 15, 303–325.

Harpalani, S. and Chen, G., 1992. Effect of gas production on porosity and permeability of coal. In: *Coalbed Methane Symposium*, Townsville, 19–21 November, 1992, p. 67-78.

Hatcher, P.G., 1990. Chemical structural models for coalified wood (vitritine) in low rank coal. *Org. Geochem.* 16, 959–996.

Hatcher, P.G., Clifford, D.J., 1997. The organic geochemistry of coal: from plant materials to coal. *Org. Geochem.* 27, 251–274.



Hertle, M., Littke, R., 2000. Coalification pattern and thermal modelling of the Permo-Carboniferous Saar Basin, SW-Germany. *International Journal of Coal Geology* 42, 273–296.

Ibrahim, A. F., & Nasr-El-Din, H. A., 2018. CO₂ Injection in Coal Formations for Enhanced Coalbed Methane and CO₂ Sequestration. *Natural Gas Processing from Midstream to Downstream*, 89-111. <https://doi.org/10.1002/9781119269618.ch4>.

IEA. (2022). *Coal 2022*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/coal-2022>, License: CC BY 4.0.

Intergovernmental Panel on Climate Change. 2023. *Climate change 2023: Synthesis report*. IPCC. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/>

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 1998. The new vitrinite classification (ICCP System 1994). *Fuel* 77, 349–358. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(98\)80024-0](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(98)80024-0)

International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP), 2001. The new inertinite classification (ICCP System 1994). *Fuel* 80, 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0016-2361\(00\)00102-2](https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00102-2)

International Committee for Coal Petrology (ICCP), 1963. *International Handbook of Coal Petrography*. 2nd Ed. CNRS (Paris). ISBN 978-84-617-5821-0.

International Committee for Coal Petrology (ICCP), 1971. *International Handbook of Coal Petrography*, 1 Supplement to 2 nd Edition. ISBN 978-84-617-5822-7.

International Committee for Coal Petrology (ICCP), 1975. *International Handbook of Coal Petrography*, 2nd Supplement to 2nd Edition. CNRS (Paris). ISBN 978-84-617 5823-4.

International Committee for Coal Petrology (ICCP), 1993. *International Handbook of Coal Petrography*, 3rd Supplement to 2nd Edition. CNRS, Paris.

International Organization for Standardization (ISO) 11760, 2005. *Classification of coals*, 1st ed. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 9 pp.

International Organization for Standardization (ISO) 7404-2. 2009. *Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part 2: Methods of Preparing Coal Samples*. ISO: Geneva, Switzerland.



International Organization for Standardization (ISO), 7404-3. 2009. Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part. 3: Method of Determining Maceral Group Composition. ISO: Geneva, Switzerland.

International Organization for Standardization (ISO). 2009. Methods for the Petrographic Analysis of Coals—Part 5: Method of Determining Microscopically the Reflectance of Vitrinite. ISO: Geneva, Switzerland

International Organization for Standardization (ISO), 334. 2013. Determination of Total Sulfur – Eschka Method. Standard Test Methods for Coal Analysis. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.

International Organization for Standardization (ISO), 351. 2013. Determination of Total Sulfur – High Temperature Combustion Method. Standard Test Methods for Coal Analysis. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.

International Organization for Standardization (ISO), 7404-2, 2009. Methods for the Petrographic Analysis of Coals — Part 2: Methods of Preparing Coal Samples. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland. p. 12.

International Organization for Standardization (ISO), 7404-3, 1994. Methods for the petrographic analysis of bituminous coal and anthracite. In: Part 3: Method of Determining Maceral Group Composition. ISO, p. 18.

International Organization for Standardization (ISO), 7404-5, 1994. Methods for the Petrographic Analysis of Bituminous Coal and Anthracite, Part 5: Method of Determining Microscopically the Reflectance of Vitrinite, 14.

International Organization for Standardization (ISO), 8264. 2013. Determination of the Swelling Properties of Hard Coal Using a Dilatometer. Standard Test Methods for Coal Analysis. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland.

International Organization for Standardization (ISO), 11760, 2005. Classification of coals, 1st ed. International Organization for Standardization, Geneva, Switzerland, 9 pp.

Jalili, P., Saydam, S., & Cinar, Y., 2011. CO₂ storage in abandoned coal mines. 11th Underground Coal Operators' Conference, University of Wollongong & the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, 2011, 355-360.



Jasper, K., Hartkopf-Fröder, C., Flajs, G., Littke, R., 2010. Evolution of Pennsylvanian (late Carboniferous) peat swamps of the Ruhr Basin, Germany: comparison of palynological, coal petrographical and organic geochemical data. *Int. J. Coal Geol.* 83, 346–365.

Joubert, J.I., Grein, C.T., Bienstock, D., 1974. Effect of moisture on the methane capacity of American coals. *Fuel* 53, 186–191.

Kalkreuth, W., Leckie, D.A., 1989. Sedimentological and petrographical characteristics of Cretaceous strandplain coals: a model for coal accumulation from the North American Western Interior Seaway. *Int. J. Coal Geol.* 12, 381–424.

Katyal, S., Valix, M., & Thambimuthu, K., 2007. Study of parameters affecting enhanced coal bed methane recovery. *Energy Sources, Part A*, 29(3), 193–205.
<http://dx.doi.org/10.1080/009083190965433>

Katz, D. L. Cornell, D., Kobayashi, R. Poettmann, F. H. Vary, J. A., and Elenbass, J. R., 1959. *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Company. New York.

Kay W.B., 1936. Density of Hydrocarbon Gases and Vapors at High Temperature and Pressure. *Industrial Engineering Chemistry* 28 (9):1014-1019.

Krooss, B. V., 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(2), 69–92.
[https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(02\)00078-2](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00078-2).

Kwiecińska, B., Petersen, H.I., 2004. Graphite, semi-graphite, natural coke, and natural char classification- ICCP system. *Int. J. Coal Geol.* 57, 99–116.

Laenen B and Hildenbrand A., 2005. Development of an empirical model to assess the CO₂-ECBM potential of a poorly explored basin. *Proceedings of the 4th Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration*, Alexandria, VA, USA, paper number 221, pp. 1–7.

Lafargue, E., Marquis, F. and Pillot, D., 1998. *Rock-Eval 6 Applications in Hydrocarbon Exploration, Production and Soils Contamination Studies*. *Oil & Gas Science and Technology*, 53, 4, 421–437.

Lamberson, M.N., Bustin, R.M., 1993. Coalbed methane characteristics of Gates Formation coals, Northeastern British Columbia: Effect of maceral composition. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 77, 2062–2076.



Lan, X., Tans, P., and Thoning, K. W.: Trends in globally averaged CO₂ determined from NOAA Global Monitoring Laboratory measurements, Version 2024-09, National Oceanic and Atmospheric Administration, Global Monitoring Laboratory (NOAA/GML) [data set], <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/global.html> (Acceso: 21 de enero de 2025), 2024.

Largeau, C., Derenne, S., Casadevall, E., Berkloff, C., Corolleur, M., Lugardon, B., Raynaud, J.F., Connan, J., 1990. Occurrence and origin of “ultralaminar” structures in “amorphous” kerogens of various source rocks and oil shales. *Org. Geochem.* 16, 889–895.

Larsen, J. W. (2004). The effects of dissolved CO₂ on coal structure and properties. *International Journal of Coal Geology*, 57(1), 63–70. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2003.10.003>

Laubach, SE, Marrett, R, Olson, J, Scott, AR, 1998. Characteristics and origins of coal cleat: a review. *Int. J. Coal. Geol.* 35, 175–207. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(97\)00012-8](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00012-8).

Lemos de Sousa, M. J., Rodrigues, C., & Dinis, M. A. P. (Eds.), 2012. *O Carvão na Actualidade (Vol. I)*. Universidade Fernando Pessoa: Edições Universidade Fernando Pessoa e Academia das Ciências de Lisboa.

Lemos de Sousa, M.J., Pinheiro, H.J., Marques, M.M., Flores, D. y Garcia, C., 1997. Bed Moisture in coals: research into its determination, standardization and application as a requirement for coal classification through the moisture-holding capacity test method. In: *Proc. 7th New Zealand Coal Conference*, Wellington, New Zealand, 1997, Vol. 1, p. 172–183. Coal Research Association of New Zealand, Wellington.

Levine, J. R., 1996. Model study of the influence of matrix shrinkage on absolute permeability of coal bed reservoirs. Geological Society, London, Special Publications, 109(1), 197–212. <https://doi.org/10.1144/GSL.SP.1996.109.01.15>

Littke, R., 1987. Petrology and genesis of Upper Carboniferous coal seams from the Ruhr region, West Germany. *Int. J. Coal Geol.* 7, 147–184.

Littke, R., Ten Haven, H.L., 1989. Palaeoecologic trends and petroleum potential of Upper Carboniferous coal seams of western Germany as revealed by their petrographic and organic geochemical characteristics. *Int. J. Coal Geol.* 13, 529–574.

Longoria, F. J., 1984. Stratigraphic studies in the Jurassic of northeastern Mexico: Evidence for the origin of Sabinas Basin, in *The Jurassic of the Gulf Rim: Gulf Coast Section*, Society



for Sedimentary Geology (SEPM) Foundation, Third Annual Research Conference Proceedings, p. 171-193.

Lu, J., Shao, L., Yang, M., Zhou, K., Wheeley, JR., Wang, H., Hilton, J., 2017. Depositional model for peat swamp and coal facies evolution using sedimentology, coal macerals, geochemistry and sequence stratigraphy. *J. Earth Sci.* 28 (6), 1163–1177. <https://doi.org/10.1007/s12583-016-0942-7>

Lu, X.-C., Li, F.-C., Watson, A.T., 1995. Adsorption studies of natural gas storage in Devonian shales. *SPE Formation Evaluation* SPE-26632.

Mählmann, R.F., 2001. Correlation of very low grade data to calibrate a thermal maturity model in a nappe tectonic setting, a case study from the Alps. *Tectonophysics* 334, 1–33.

Maphala, T., & Wagner, N. J., 2012. Effects of CO₂ storage in coal on coal properties. *Energy Procedia*, 23, 426-438.

Marchioni, D., Kalkreuth, W., 1991. Coal facies interpretations based on lithotype and maceral variations in Lower Cretaceous (Gates Formation) coals of Western Canada. *Int. J. Coal Geol.* 18, 125–162.

Marchioni, D., Kalkreuth, W., 1991. Coal facies interpretations based on lithotype and maceral variations in Lower Cretaceous (Gates Formation) coals of Western Canada. *Int. J. Coal Geol.* 18, 125–162.

Masum, S. A., Chen, M., Hosking, L. J., Stańczyk, K., Kapusta, K., & Thomas, H. R., 2022. A numerical modelling study to support design of an in-situ CO₂ injection test facility using horizontal injection well in a shallow-depth coal seam. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 119, 103725.

Mavor, M.J., Owen, L.B. and Pratt, T.J., 1990. Measurement and evaluation of coal sorption isotherm data. En: 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Society of Petroleum Engineers (Doc. SPE 20728), New Orleans, LA, September 23-26, p. 157-170.

Mavor, M.J., Owen, L.B. and Pratt, T.J., 1990. Measurement and Evaluation of Coal Sorption Isotherm Data. In: 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA, September 23-26, 1990, pp. 157-170. Society of Petroleum Engineers (Doc. SPE 20728).



McCarthy, K., Rojas K., Niemann M., Palmowski D., Peters K. y Stankiewicz A., 2011. La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras. Publicado en Oilfield Review, 2011:23, no. 2.

McLennan, J.D., Schafer, P.S. and Pratt, T.J., 1995. A guide to determining Coalbed Gas Content, 194 pp. Gas Research Institute, Chicago, Illinois. (GRI Ref.No.GRI-94/0396).
Metz, B., Davidson, O., De Coninck, H. C., Loos, M., & Meyer, L. (2005). IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge: Cambridge University Press.

Moore, T. A., 2012. Coalbed methane: A review. International Journal of Coal Geology, 101, 36–81. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.05.011>

Mukhopadhyay, P.K., 1986. Petrography of selected Wilcox and Jackson group lignites from the Tertiary of Texas. In: Finkelman, R.B., Casagrande, D.J. (Eds.), Geology of Gulf Coast Lignites. Annual Meeting of Geological Society of America, Field Trip of Coal Geology Division, pp. 126–145.

National Oceanic and Atmospheric Administration. 2024. *Trends in atmospheric carbon dioxide*. Global Monitoring Laboratory. <https://gml.noaa.gov/ccgg/trends/>

Obregón-Andría, L., y Muñoz-Loredo, G., 1988. Evolución de los carbones de Coahuila. Ciencia y Desarrollo, no. 79, año XIV, 71-81 p. Sacristán-Roy, E. (2006): Las privatizaciones en México. Economía UNAM, v. 3, no. 9. 54-64 p.

ONU Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible. 2015. Disponible en: <https://documents-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N15/291/89/PDF/N1529189.pdf?OpenElement>

Orem, W.H. y Finkelman, R.B., 2003. Coal Formation and Geochemistry. In: Mackenzie, F.T., Ed., Sediments, Diagenesis, and Sedimentary Rocks: Treatise on Geochemistry, Volume 7, Elsevier-Pergamon, Oxford, 191-222. <http://dx.doi.org/10.1016/b0-08-043751-6/0709>

Ottiger, S., Pini, R., Storti, G., Mazzotti, M., 2008. Competitive adsorption equilibria of CO₂ and CH₄ on a dry coal. Adsorption 14, 539–556.

Ottiger, S., Pini, R., Storti, G., Mazzotti, M., Bencini, R., Quattrocchi, F., & De Simone, S. , 2008. Adsorption of CO₂ on carbonaceous materials: Modeling of adsorption isotherms and



comparison of adsorption capacities. Adsorption, 14, 539–556.
<https://doi.org/10.1007/s10450-008-9114-4>

Padilla y Sánchez, R.J., 2016. Late Triassic–Late Cretaceous paleogeography of Mexico and the Gulf of Mexico. CM Lowery, JW Snedden, & NC Rosen (Éds.), Mesozoic of the Gulf rim and beyond: New progress in science and exploration of the Gulf of Mexico basin, vol. 35, p. 273.

Padilla y Sánchez, R. J., 1986. Post Paleozoic tectonics of northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico: Geofísica Internacional, 25, p. 157-206.

Pajares, J.A., Díez, M.A., 2014. Coal and coke. In: Reedijk, J. (Ed.), Encyclopedia reference module in chemistry, molecular sciences and chemical engineering. Elsevier, Waltham, MA, 22pp.

Pan, Z., & Connell, L. D. (2012). Modelling permeability for coal reservoirs: A review of analytical models and testing data. International Journal of Coal Geology, 92, 1–44.
<https://doi.org/10.1016/j.coal.2011.12.009>

Panda, M., Equeenuddin, S. M., Mohanty, D., 2022. Organic petrography and stable isotopic characteristics of Permian Talcher coal, India: Implications on depositional environment. International Journal of Coal Geology, 264, 104130.
<https://doi.org/10.1016/j.coal.2022.104130>

Parra, J.B., De Sousa, J.C., Bansal, R.C., Pis, J.J. and Pajares, J.A., 1995. Characterization of active Carbons by the BET Equation – An Alternative Approach. Adsorption Science and Technology, 12, 1: 51-66.

Parra-Sánchez, R., 1979. Estudio geológico minero de las Cuencas Carboníferas de Adjuntas y Monclova Coah. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F. 70 p. (Bachelor Thesis).

Passey Q.R, Bohacs K.M., Esch W.L., Klimentidis R., and Sinha S. 2012. My Source Rock is Now My Reservoir - Geologic and Petrophysical Characterization of Shale-Gas Reservoirs. Adapted from 2011-2012 AAPG Distinguished Lecture for AAPG European Region. AAPG©2012 Serial rights given by author. For all other rights contact author directly.

Patria, A. A., & Anggara, F., 2022. Microfacies and Depositional Environment of the Eocene Sawahlunto Coal, Ombilin Basin, Indonesia. *The Iraqi Geological Journal*, 127-145.
<https://doi.org/10.46717/igj.55.1E.11Ms-2022-05-27>



Peters, K. E., Xia, X., Pomerantz, A. E., y Mullins, O. C., 2016. Geochemistry applied to evaluation of unconventional resources. In *Unconventional oil and gas resources handbook* (pp. 71-126). Gulf Professional Publishing.

Peters, K.E., Cassa, 1994. Applied source-rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.), *The Petroleum System-From Source to Trap*, American Association of Petroleum Geologists Memoir, 60, 93–120.

Petersen, H.I., Sherwood, N., Mathiesen, A., Fyhn, M.B.W., Dau, N.T., Russell, N., Bojesen-Koefoed, J.A., Nielsen, L.H., 2009. Application of integrated vitrinite reflectance and FAMM analyses for thermal maturity assessment of the northeastern Malay Basin, offshore Vietnam: implications for petroleum prospectivity evaluation. *Marine and Petroleum Geology* 26, 319–332.

Pickel, W., Kus, J., Flores, D., Kalaitzidis, S., Christanis, K., Cardott, B.J., Misz-Kennan, M., Rodrigues, S., Hentschel, A., Hamor-Vido, M., Crosdale, P., 2017. Classification of liptinite–ICCP System 1994. *Int. J. Coal Geol.* 169, 40–61, <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>.

Piessens, K and Duser, M., 2003. CO₂ geothermics in abandoned coal mines. *Proceedings of the 2003 International Coalbed Methane Symposium*, Tuscaloosa, paper 0345, 10p.

Pindell, J., Villagómez-Díaz, D., Molina-Garza, R., Graham, R., Weber, B., 2020. A revised synthesis of the rift and drift history of the Gulf of Mexico and surrounding regions in the light of improved age dating of the Middle Jurassic salt. <https://doi.org/10.1144/SP504-2020-43>

Pindell, J., Kennan, L., 2009. Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean, and northern South America in the mantle reference frame: an update. *Geol. Soc. Lond. Spec. Publ.* 328, 1–55.

Pone, J. D. N., Halleck, P. M., Mathews, J. P., & Seidel, J. P., 2009. Sorption capacity and sorption kinetic measurements of CO₂ and CH₄ in confined bituminous coal. *Energy & Fuels*, 23(9), 4688–4695. <https://doi.org/10.1021/ef900353u>

Qiu, N., Jiang, G., Mei, Q., Chang, J., Wang, S., Wang, J., 2011. The Paleozoic tectonothermal evolution of the Bachu Uplift of the Tarim Basin, NW China: constraints from (U–Th)/He ages, apatite fission track and vitrinite reflectance data. *Journal of Asian Earth Sciences* 41, 551–563.



Ramos, A. D. S., de Araujo, G. E., Siviero, L., Ketzer, J. M., Heemann, R., Lourega, R. V., & Rodrigues, L. F. 2018. Comparative assessment between different sample preparation methodologies for PTGA CO₂ adsorption assays—Pellet, powder, and fragment samples. *Adsorption Science & Technology*, 36(7-8), 1441-1455. doi:[10.1177/0263617418779459](https://doi.org/10.1177/0263617418779459).

Ren, J, Ren, J, Zhang, L, Ren, S, Lin, J, Meng, S, Ren, G, Gentzis, T, 2014. Multi- branched horizontal wells for coalbed methane production: field performance and well structure analysis. *Int. J. Coal. Geol.* 131, 52–64. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.06.003>.

Riley, J.T. 2007. Routine Coal and Coke Analysis: Collection, Interpretation, and Use of Analytical Data. ManualNo. 57.ASTMInternationalManual Series. ASTM International, West Conshohocken, Pennsylvania.

Robeck R. C., Pesquera V. Rubén y Ulloa A. S. 1956. Geología y depósitos de carbón de la región de Sabinas, Estado de Coahuila, en XX Congreso Geológico Internacional: México, 109 p.

Rodrigues, C. F. A., Silva, J. M. D., Dinis, M. A. P., y Sousa, M. L. D., 2018. Effect of gas compressibility factor estimation in coal sorption isotherms accuracy. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 19(2), 230-247.

Rodrigues, C., Dinis, M. A., & Lemos de Sousa, M. J., 2013. Unconventional coal reservoir for CO₂ safe geological sequestration. *International Journal of Global Warming*, 5(1), 46-66.

Rodrigues, C.F., Lemos de Sousa, M.J., 2002. The measurement of coal porosity with different gases. *International Journal of Coal Geology* 48, 245–251.

Rubiera, F., Parra, J.B., Arenillas, A., Hall, S.T., Shah, C.L. and Pis, J.J., 1999. Textural properties in density-separated coal fractions. *Fuel*, 78: 1631-1637.

Ruppel, T.C., Grein, C.T. and Bienstock, D., 1972. Adsorption of methane/ethane mixtures on dry coal at elevated pressure. *Fuel*, 51: 297- 303.

Salvador, A., 1991. Origin and development of the Gulf of Mexico Basin. In: Salvador, A. (Ed.), *The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America J*, p. 389–444.

Salvador, A., 1987. Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 71, p. 419-451.



Sampath, K.H.S.M., Perera, M.S.A., Matthai, S.K., Ranjith, P.G., Li, D., 2020. Modelling of fully-coupled CO₂ diffusion and adsorption-induced coal matrix swelling. *Fuel* 262, 116486.

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 Reporte Interno, p.

Santamaria-Orozco, D.M., 1990. Ambientes sedimentarios de las rocas del Cretácico Superior en la Cuenca Carbonífera de Sabinas, Estado de Coahuila, México. Universidad Nacional Autónoma de Coahuila, Facultad de Ingeniería. México, Distrito Federal. 67 p.+ annexes. (Master's Thesis).

Sarhosis, V., Hosking, L. J., & Thomas, H. R., 2016. Carbon sequestration potential of the South Wales Coalfield. *Environmental Geotechnics*, 5(4), 234-246.

Saunders, J.T., Tsai, B.M.C. and Yang, R.T., 1985. Adsorption of gases on coals and heat-treated coals at elevated temperature and pressure. 2. Adsorption from hydrogen-methane mixtures. *Fuel*, 64: 621-626.

Scott, A.C., 1989. Observations on the nature and origin of fusain. *Int. J. Coal Geol.* 12, 443–475.

SE (Secretaría de Economía), 2022. Perfil de Mercado del Carbón. Dirección General de Desarrollo Minero. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692304/4_Perfil_Carb_n_2021_T.pdf
SEMARNAT (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales), (2019). Inventario Nacional de Emisiones y Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2019.

Sen, S., Naskar, S., Das, S., 2016. Discussion on the concepts in paleoenvironmental reconstruction from coal macerals and petrographic indices. *Mar. Pet. Geol.* 73, 371–391.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2010. Formación Del Rio. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2022. Obayos G14-A32, Escala 1:50,000, Estado de Coahuila. https://mapserver.sgm.gob.mx/InformesTecnicos/CartografiaWeb/T052022CADI0001_01.PDF



Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2016. Formación Eagle Ford. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2014. Formación San Miguel. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2011. Formación Menchaca. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2011. Formación La Casita. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2011. Formación Barril Viejo. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2010. Formación Georgetown. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2009. Formación La Virgen. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2009. Formación Buda. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2009. Formación Minas Viejas. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008b. Carta Geológica-Minera Monclova G14-4, Escala 1:250,000, Estado de Coahuila.
https://mapserver.sgm.gob.mx/Cartas_Online/geologia/71_G14-4_GM.pdf

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008a. Carta Geológica-Minera Nueva Rosita G14-1, scale 1:250,000, Estado de Coahuila.
https://mapserver.sgm.gob.mx/Cartas_Online/geologia/70_G14-1_GM.pdf

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008. Formación La Peña. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Upson. Léxico estratigráfico de México.



Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación La Mula. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Kiamichi. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Huizachal. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Escondido. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Cupido. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Conglomerado Sabinas. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Austin. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación La Gloria. Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2006. Formación Taraises Léxico estratigráfico de México.

Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2004. Formación Aurora. Léxico estratigráfico de México.

Sheng, JJ, 2017. Optimization of huff-n-puff gas injection in shale oil reservoirs. *Petroleum* 3 (4), 431–437. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2017.03.004>.

Shi, F., Deng, B., Yin, G., Zhang, D., Li, M., Liu, P., & Liu, C., 2019. Kinetic behavior of heterogeneous sorption deformation on coal: Effect of maceral/micro-lithotype distribution. *International Journal of Coal Geology*, 216, 103324. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103324>



Shi, J. Q., & Durucan, S. 2005. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 8(4), 291–299. <https://doi.org/10.2118/87230-PA>

Singh, A. K., y Kumar, A., 2020. Assessment of thermal maturity, source rock potential and paleodepositional environment of the paleogene lignites in Barsingsar, Bikaner–Nagaur Basin, Western Rajasthan, India. *Natural Resources Research*, 29(2), 1283–1305. <https://doi.org/10.1007/s11053-019-09502-8>

Singh, M.P., y Singh, P.K., 1996. Petrographic characterization and evolution of the Permian coal deposits of the Rajmahal basin, Bihar, India. *International Journal of Coal Geology*, 29, 93–118. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(95\)00005-4](https://doi.org/10.1016/0166-5162(95)00005-4)

SMA (Secretaría de Medio Ambiente del Estado de Coahuila de Zaragoza), 2016. Inventario de gases y compuestos de efecto invernadero del Estado de Coahuila: Año base 2016.

Smyth, M., 1984a. Coal microlithotypes to sedimentary environments in the Cooper Basin, Australia. In: Rahmani, R.A., Flores, R.M. (Eds.), *Sedimentology of Coal and Coal-bearing Sequences*. International Association of Sedimentologists, Special Publication 7 Blackwell Scientific Publication, Oxford, pp. 333–347.

Smyth, M., 1984b. The relationships between coal macerals and microlithotypes in depositional environments. In: Jones, B.G., Hutton, A.C. (Eds.), *Fluvio-Deltaic Systems: Facies Analysis in Exploration*. Australian Sedimentary Specialist Group/Geological Society of Australia, Wollongong, pp. 259–288.

Souvik, S., 2016. Review on coal petrographic indices and models and their applicability in paleoenvironmental interpretation. *Geosci. J.* 20, 719–729.

Spackman, W., 1958. The maceral concept and the study of modern environments as a means of understanding the nature of coal. *Trans. N. Y. Acad. Sci.* 20, 411–423.

Speight, J. G., 2015. *Handbook of coal analysis*. John Wiley & Sons.

Stach, E., Mackowsky, M-Th., Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., Teichmüller, R., 1982. *Coal Petrology*. Textbook, 3rd edition. Gebruder Borntraeger, Berlin-Stuttgart. 535 pp.

Stevenson, M.D., Pinczewski, W.V., Somers, M.L. and Bagio, S.E., 1991. Adsorption / Desorption of Multicomponent Gas Mixtures at In-Seam Conditions. In: *SPE Asia-Pacific*



Conference, Perth, Western Australia, 4-7 November, 1991, pp. 741756. Society of Petroleum Engineers (Doc. SPE 23026).

Stevenson, M.D., Pinczewski, W.V., Somers, M.L., Bagio, S.E., 1991. Adsorption/desorption of multicomponent gas mixtures at in-seam conditions. En: SPE Asia-Pacific Conference, Society of Petroleum Engineers (Doc. SPE 23026), Perth, Western Australia, 4-7 November, p. 741756.

Strehlau, K., 1990. Facies and genesis of Carboniferous coal seams of northwestern Germany. *Int. J. Coal Geol.* 15, 345–392.

Su, X, Feng, Y, Chen, J, Pan, J, 2001. The characteristics and origins of cleat in coal from Western North China. *Int. J. Coal. Geol.* 47 (1), 51–62. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(01\)00026-X](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(01)00026-X).

Suárez-Ruiz, I., & Ward, C. R., 2008. Basic factors controlling coal quality and technological behavior of coal. In *Applied coal petrology* (pp. 19-59). Elsevier.

Suárez-Ruiz, I., Diez, M. A., y Rubiera, F., 2019. Coal. In *New trends in coal conversion* (pp. 1-30). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102201-6.00001-7>

Suarez-Ruiz, I., Flores, D., Mendonca Filho, J.G., Hackley, P.C., 2012. Review and update of the applications of organic petrology: Part 1, geological applications. *Int. J. Coal Geol.* 99, 54–112. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004>

Suárez-Ruiz, I., Ward, C.R., 2008. Basic factors controlling coal quality and technological behaviour of coal. In: Suárez-Ruiz, I., Crelling, J.C. (Eds.), *Applied Coal Petrology: The Role of Petrology in Coal Utilization*. Elsevier, Ltd, pp. 19e59. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-045051-3.00002-6>

Sun, X., Yao, Y., & Liu, D., 2021. The behavior and efficiency of methane displaced by CO₂ in different coals and experimental conditions. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 93, 104032.

Sweeney, J.J., Burnham, A.K., 1990. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin* 74, 1559–1570.

Sýkorová, I., Pickel, W., Christanis, K., Wolf, M., Taylor, G.H., Flores, D., 2005. Classification of huminite- ICCP System 1994. *Int. J. Coal Geol.* 62, 85–106.



Tang, Y., Yang, R., & Bian, X., 2014. A review of sequestration projects and application in China. The Scientific World Journal, 2014. <https://doi.org/10.1155/2014/381854>

Taylor, G.H., Teichmüller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., Robert, P., 1998. Organic Petrology. Gebrüder Borntraeger, Berlin, 704 pp.

Teichmüller, M., 1974. Entstehung und Veränderung bituminöser Substanzen in Kohlen in Beziehung zur Entstehung und Umwandlung des Erdöls. Fortschr. Geol. Rheinl. Westf. 24, 54-112.

Teichmüller, M., 1989. The genesis of coal from the viewpoint of coal petrology. Int. J. Coal Geol. 12, 1–87.

Teichmüller, M., Teichmüller, R., 1982. Fundamental of Coal Petrology. In: Stach, E., Mackowsky, Mth, Teichmüller, M., Taylor, G.H., Chandra, D., Teichmüller, R. (Eds.), Stach's Textbook of Coal Petrology, 3rd ed. Gebrüder Borntraeger, Berlin, p. 535.

Thomas, L., 2013. Coal Geology. Wiley -Blackwell, Oxford, 444 p.

Tissot, B. P. y Welte, D., 1984. Petroleum formation and occurrence. Second Revised and Enlarged Edition. Springer-Verlag Berlin Heidelberg GmbH.

Tremain, CM, Laubach, SE, Whitehead, NH, 1991. Coal fracture cleat patterns in Upper Cretaceous Fruitland Formation, San Juan Basin, Colorado and New Mexico: implications for exploration and development. Coalbed methane of Western North America. Rocky Mountain Association of Geologists, pp. 49–59. In: Schwochow S, Murray DK, Fahy MF (eds).

UN-ECE Document ECE/COAL/115. 1988. International Codification System for Medium and High Rank Coals, 26 pp. Economic Commission for Europe (Geneva), United Nations, New York.

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., 1993. Coal: Typology – Chemistry –Physics – Constitution, 3rd ed. Elsevier, The Netherlands. 979 pp.



Vandenbroucke, M., Largeau, C., 2007. Kerogen origin, evolution and structure. *Org. Geochem.* 38, 719–833.

Vesper, D.J., Roy, M., and Rhoads, C.J. 2008. Selenium Distribution and Mode of Occurrence in the Kanawha Formation, Southern West Virginia, USA. *International Journal of Coal Geology*, 73: 237–249.

von der Brelie, G., Wolf, M., 1981. Zur petrographie und palynologie heller und dunkler schichten im Rheinschen Hauptbraukohlenflos: Fortschritte in der Geologie von Rheinland und Westfalen. vol. 29. pp. 95–163.

Ward, C. R., 2013. Coal Geology. Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences. doi:10.1016/b978-0-12-409548-9.05437-3

Welkenhuysen, K., Piessens, K., Baele, J. M., Laenen, B., y Dusaar, M., 2011. CO₂ storage opportunities in Belgium. *Energy Procedia*, 4, 4913-4920.

Weniger, P., Franců, J., Hemza, P., y Krooss, B. M., 2012. Investigations on the methane and carbon dioxide sorption capacity of coals from the SW Upper Silesian Coal Basin, Czech Republic. *International Journal of Coal Geology*, 93, 23-39.

White, C. M., Smith, D. H., Jones, K. L., Goodman, A. L., Jikich, S. A., LaCount, R. B., DuBose, S. B., Ozdemir, E., Morsi, B. I., and Schroeder, K. T., 2005. Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery: A review. *Energy and Fuels*, 19(3):659–724. <https://doi.org/10.1021/ef040047w>

White, CM, Smith, DH, Jones, KL, Goodman, AL, Jikich, SA, LaCount, RB, DuBose, SB, Ozdemir, E, Morsi, BI, Schroeder, KT, 2005. Sequestration of carbon dioxide in coal with enhanced coalbed methane recovery a review. *Energy Fuels* 19 (3), 659–724. <https://doi.org/10.1021/ef040047w>.

Wilson, J.L., 1990. Basement structural control on Mesozoic carbonates facies in northeastern Mexico: A review, in Tucker, M.E., Wilson, J.L., Crevello, P.D., Sarg, J.R., Read, J.F. (eds.), Carbonate platforms facies, sequences and evolution: International Association of Sedimentologists, Special Publication, V. 9, pp. 235-255.

World Meteorological Organization. 2024. *WMO greenhouse gas bulletin: The state of greenhouse gases in the atmosphere.* WMO. https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=12614



Xiang, J.H., Zeng, F.G., Liang, H.Z., Li, B., Song, X.X., 2014. Molecular simulation of the $\text{CH}_4/\text{CO}_2/\text{H}_2\text{O}$ adsorption onto the molecular structure of coal. *Science China, Earth Sciences* 57 1749–1759.

Yang, R.T. and Saunders, J.T., 1985. Adsorption of gases on coals and heat-treated coals at elevated temperature and pressure. 1. Adsorption from hydrogen and methane as single gases. *Fuel*, 64: 616-620.

Zhang, J, Feng, Q, Zhang, X, Hu, Q, Wen, S, Chen, D, Zhai, Y, Yan, X, 2020. Multi-fractured horizontal well for improved coalbed methane production in eastern Ordos basi, China: field observations and numerical simulations. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 194, 107488. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107488>

Zhang Ji L, T., Milliken, K.L., Qu, J., Zhang, X., 2012. Experimental investigation of main controls to methane adsorption in clay-rich rocks. *Applied Geochemistry* 27 (12), 2533–2545.

Zwanziger. J. A., 1978. Geología regional del sistema sedimentario Cupido: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v. 30, p. 1-55.



CAPÍTULO 9

ANEXOS



9. Anexos

9.1. Actividad de geología de campo



Descripción de las características macroscópicas del carbón de la Formación Olmos, registro de datos estructurales, descripción litológica y recolección de muestras en capas de carbón en la Mina Santa Isabel (Subcuenca Sabinas).



Panorámica de la obra minera a cielo abierto en la mina Palo Blanco, registro de datos estructurales, descripción litológica y recolección de muestras en las capas de carbón de la Formación Olmos en la Subcuenca Saltillo-Lampacitos.



Mina de carbón de tipo “arrastre” en la obra minera a cielo abierto de la mina MINELY, reconocimiento de la capa de carbón que sobreyace a una capa conocida como toba y lutita negra carbonosa muy deleznable, recolección de la muestra de carbón AD-01-M1 correspondiente a la Formación Olmos, características macroscópicas de las capas de carbón en la Subcuenca Adjuntas.



Actividades operativas en la mina a cielo abierto de la empresa **SIGNUM**, medición de los espesores de lutita, arenisca y las intercalaciones de capas de carbón, reconocimiento y descripción de las tres capas de carbón, y recolección de muestras de carbón mediante el método de canal correspondiente a la Subcuenca Las Esperanzas.



Obra minera a cielo abierto inactiva de la empresa CANESA, medición de los espesores de las capas de carbón, recolección de muestras de carbón mediante el método de canal, reconocimiento y descripción de la capa de carbón SP-01-M7 correspondiente a la Subcuenca San Patricio.



9.2. Reflectogramas

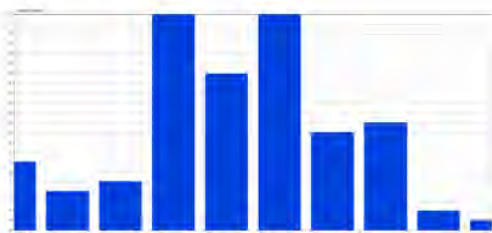




Experiment:

Channel: <Chan 10>
Description: SA-01-M3
Method: Point Scan
Standard Ref: YAG [0.898] GGG [1.704]

Mean value: 0.9248
Std.-Dev.: 0.0231
Variance: 0.0005
Maximum: 0.9835
Minimum: 0.8720
Total N: 100



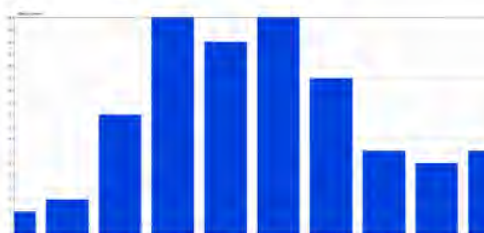
V-Step	Mid-Point	Reflectivity [%]	Number	Volume [%]
0.8	0.878	0.87 to < 0.88	7	7.00
0.8	0.889	0.88 to < 0.89	4	4.00
0.8	0.900	0.89 to < 0.91	5	5.00
0.9	0.911	0.91 to < 0.92	22	22.00
0.9	0.922	0.92 to < 0.93	16	16.00
0.9	0.933	0.93 to < 0.94	22	22.00
0.9	0.944	0.94 to < 0.95	10	10.00
0.9	0.956	0.95 to < 0.96	11	11.00
0.9	0.967	0.96 to < 0.97	2	2.00
0.9	0.978	0.97 to < 0.98	1	1.00



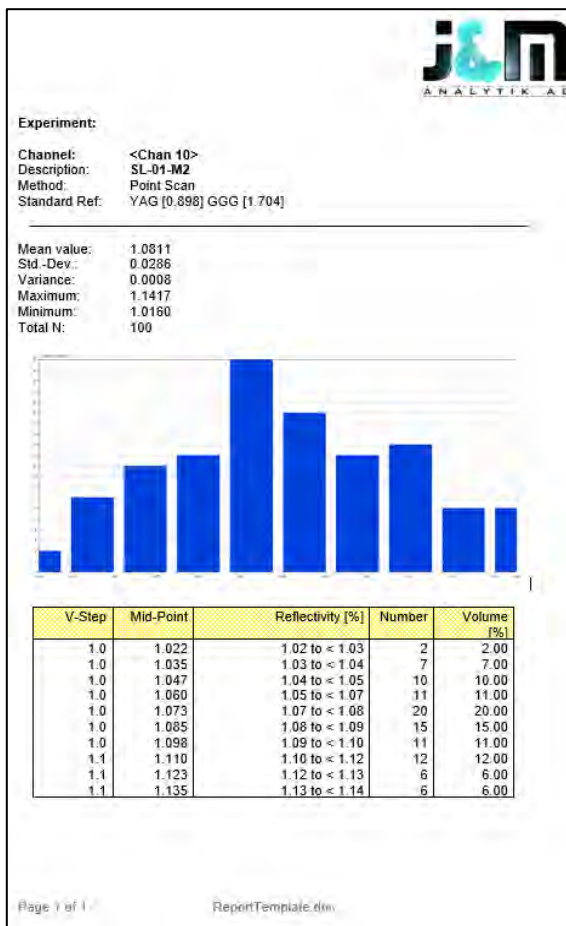
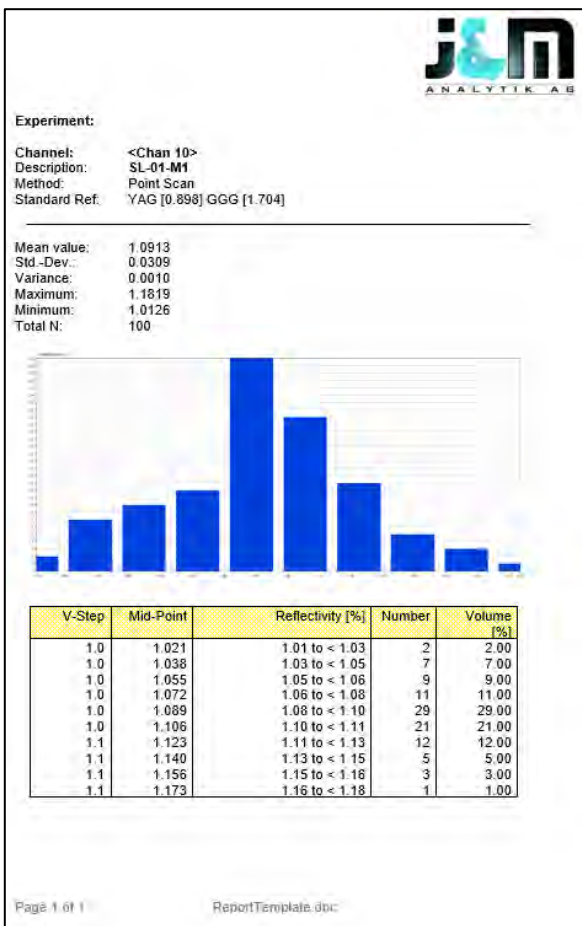
Experiment:

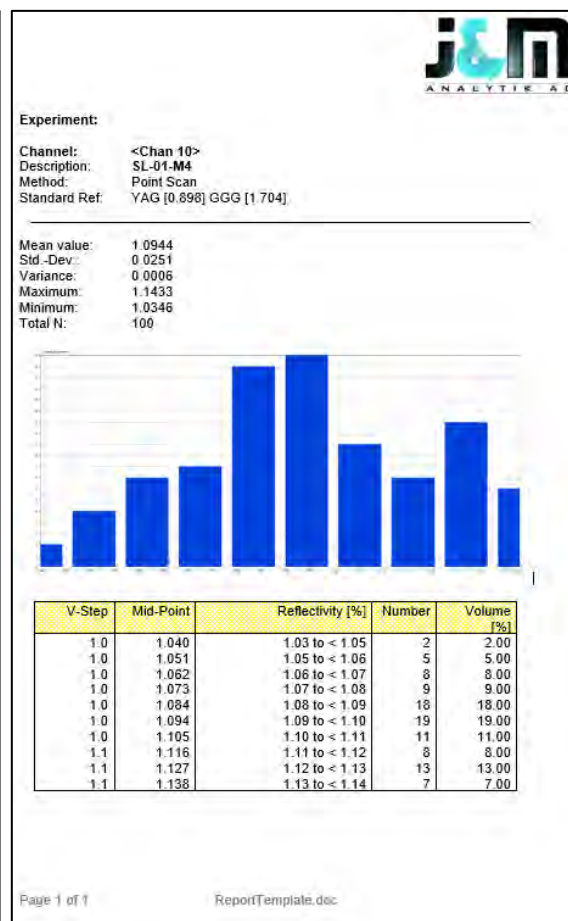
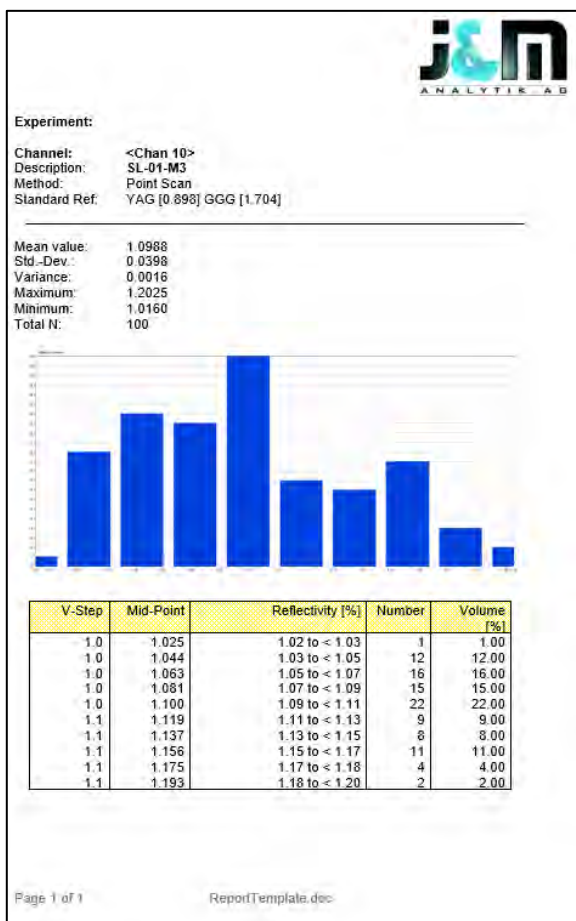
Channel: <Chan 10>
Description: SA-01-M4
Method: Point Scan
Standard Ref: YAG [0.898] GGG [1.704]

Mean value: 0.9415
Std.-Dev.: 0.0286
Variance: 0.0008
Maximum: 1.0049
Minimum: 0.8739
Total N: 100



V-Step	Mid-Point	Reflectivity [%]	Number	Volume [%]
0.8	0.880	0.87 to < 0.89	2	2.00
0.8	0.894	0.89 to < 0.90	3	3.00
0.9	0.907	0.90 to < 0.91	10	10.00
0.9	0.920	0.91 to < 0.93	18	18.00
0.9	0.933	0.93 to < 0.94	16	16.00
0.9	0.946	0.94 to < 0.95	18	18.00
0.9	0.959	0.95 to < 0.97	13	13.00
0.9	0.972	0.97 to < 0.98	7	7.00
0.9	0.985	0.98 to < 0.99	6	6.00
0.9	0.998	0.99 to < 1.00	7	7.00



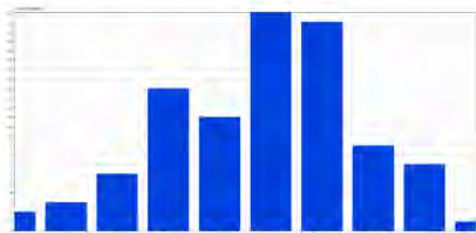




Experiment:

Channel: <Chan 10>
Description: SL-01-M5
Method: Point Scan
Standard Ref: YAG [0.898] GGG [1.704]

Mean value: 1.0794
Std.-Dev.: 0.0194
Variance: 0.0004
Maximum: 1.1277
Minimum: 1.0251
Total N: 100



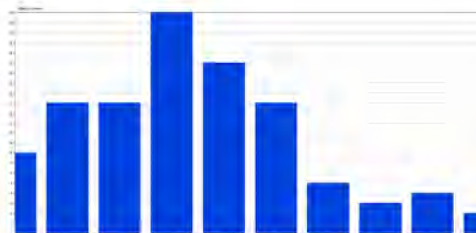
V-Step	Mid-Point	Reflectivity [%]	Number	Volume [%]
1.0	1.030	1.03 to < 1.04	2	2.00
1.0	1.041	1.04 to < 1.05	3	3.00
1.0	1.051	1.05 to < 1.06	6	6.00
1.0	1.061	1.06 to < 1.07	15	15.00
1.0	1.071	1.07 to < 1.08	12	12.00
1.0	1.082	1.08 to < 1.09	23	23.00
1.0	1.092	1.09 to < 1.10	22	22.00
1.0	1.102	1.10 to < 1.11	9	9.00
1.1	1.112	1.11 to < 1.12	7	7.00
1.1	1.123	1.12 to < 1.13	1	1.00



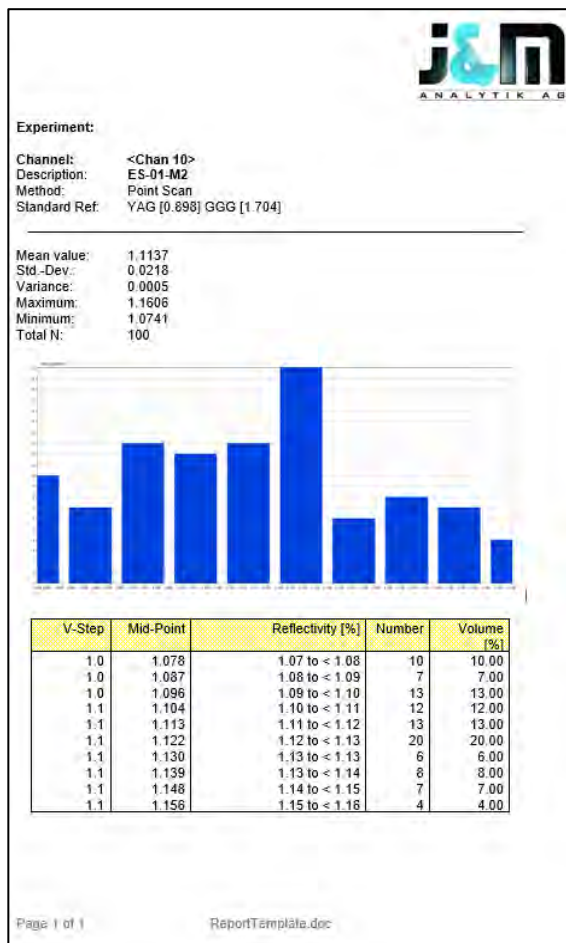
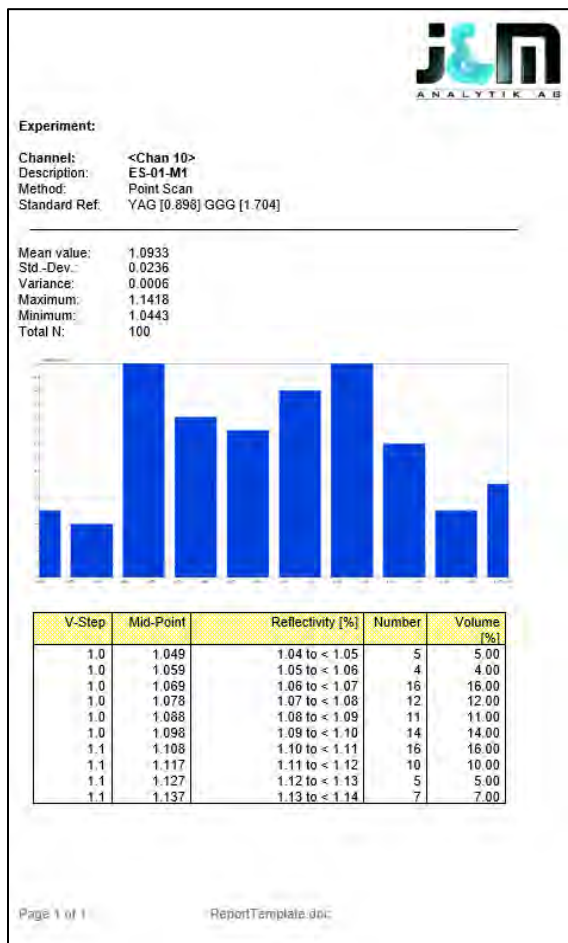
Experiment:

Channel: <Chan 10>
Description: AD-01-M1
Method: Point Scan
Standard Ref: YAG [0.898] GGG [1.704]

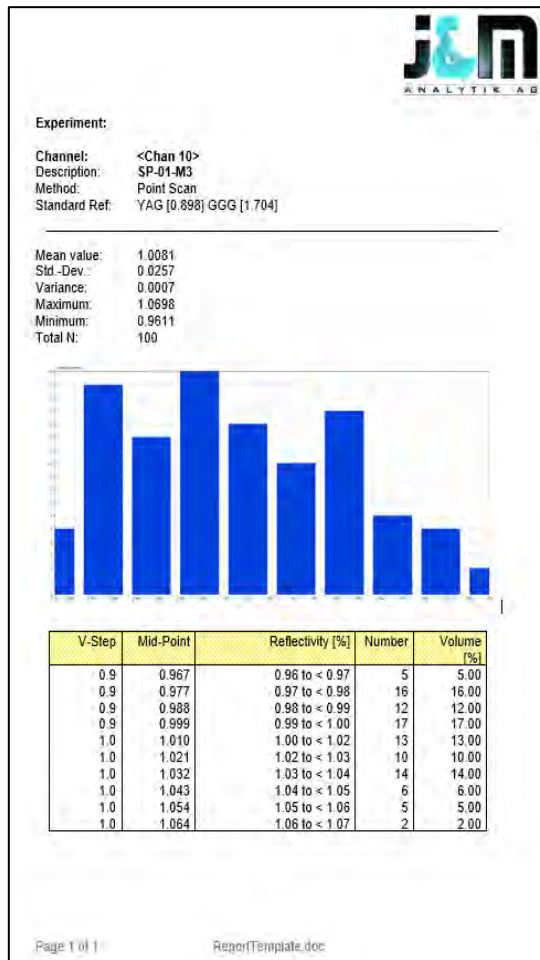
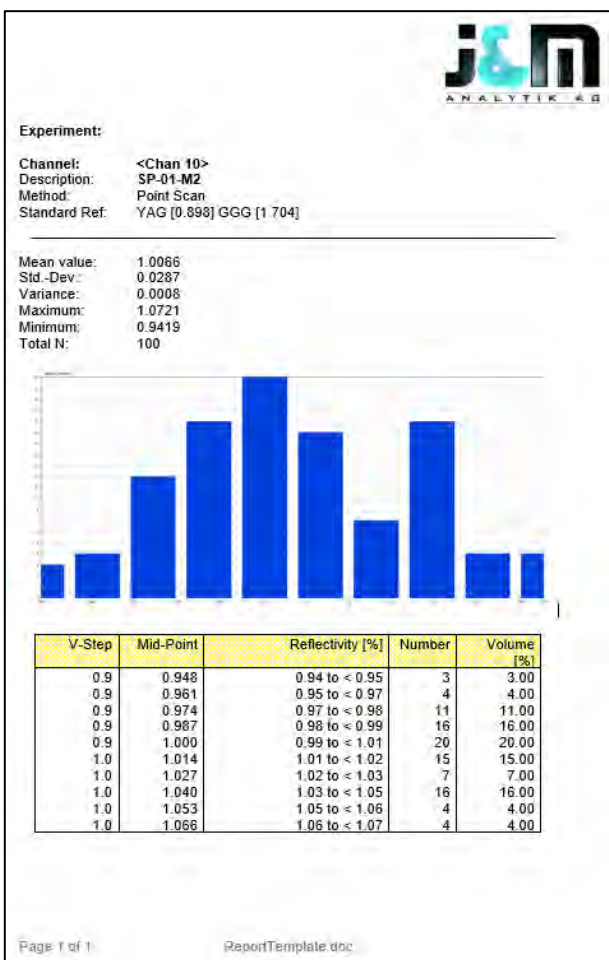
Mean value: 1.4186
Std.-Dev.: 0.0326
Variance: 0.0011
Maximum: 1.5110
Minimum: 1.3597
Total N: 100



V-Step	Mid-Point	Reflectivity [%]	Number	Volume [%]
1.3	1.367	1.36 to < 1.37	8	8.00
1.3	1.382	1.37 to < 1.39	13	13.00
1.3	1.398	1.39 to < 1.41	13	13.00
1.4	1.413	1.41 to < 1.42	22	22.00
1.4	1.428	1.42 to < 1.44	17	17.00
1.4	1.443	1.44 to < 1.45	13	13.00
1.4	1.458	1.45 to < 1.47	5	5.00
1.4	1.473	1.47 to < 1.48	3	3.00
1.4	1.488	1.48 to < 1.50	4	4.00
1.4	1.503	1.50 to < 1.51	2	2.00





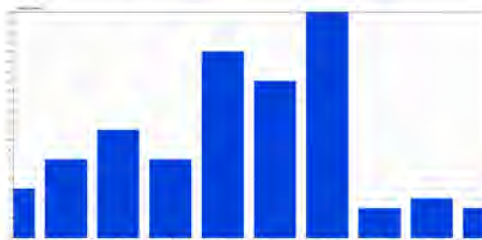




Experiment:

Channel: <Chan 10>
Description: SP-01-M4
Method: Point Scan
Standard Ref: YAG [0.896] GGG [1.704]

Mean value: 0.9962
Std.-Dev.: 0.0279
Variance: 0.0008
Maximum: 1.0629
Minimum: 0.9348
Total N: 100



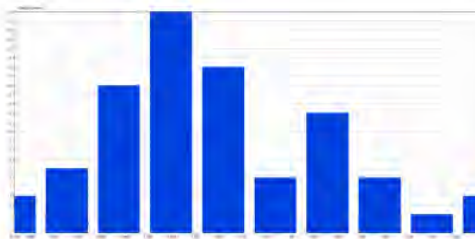
V-Step	Mid-Point	Reflectivity [%]	Number	Volume [%]
0.9	0.941	0.93 to < 0.95	5	5.00
0.9	0.954	0.95 to < 0.96	8	8.00
0.9	0.967	0.96 to < 0.97	11	11.00
0.9	0.980	0.97 to < 0.99	8	8.00
0.9	0.992	0.99 to < 1.00	19	19.00
0.9	1.005	1.00 to < 1.01	16	16.00
1.0	1.018	1.01 to < 1.02	23	23.00
1.0	1.031	1.02 to < 1.04	3	3.00
1.0	1.044	1.04 to < 1.05	4	4.00
1.0	1.057	1.05 to < 1.06	3	3.00



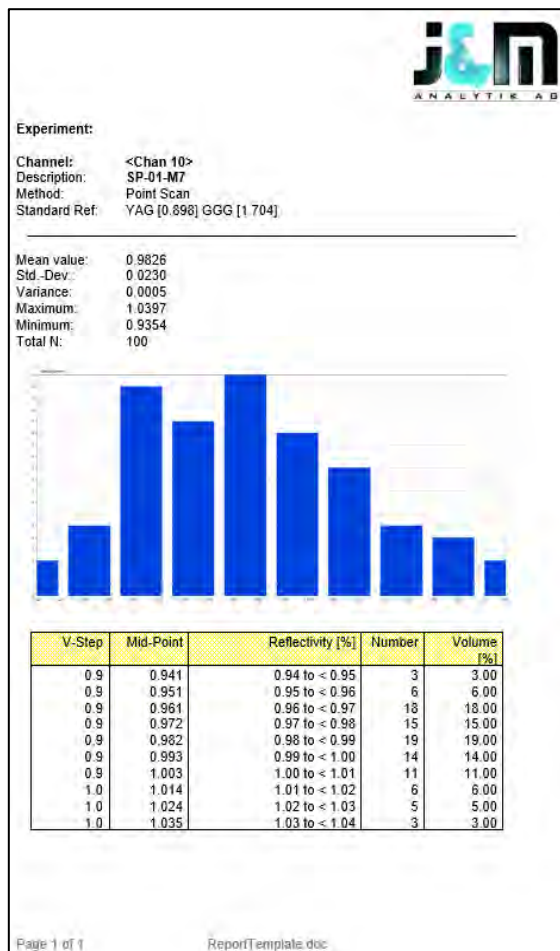
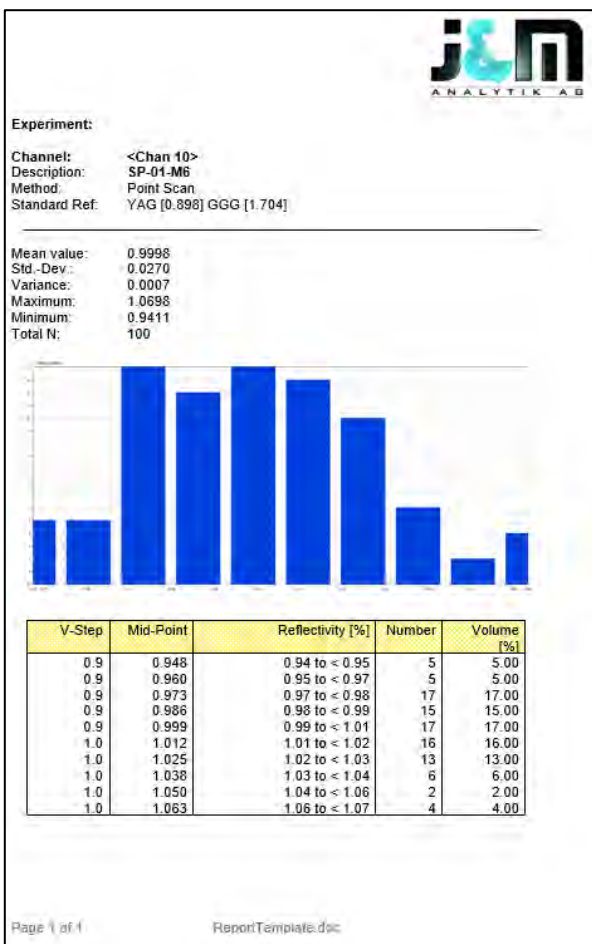
Experiment:

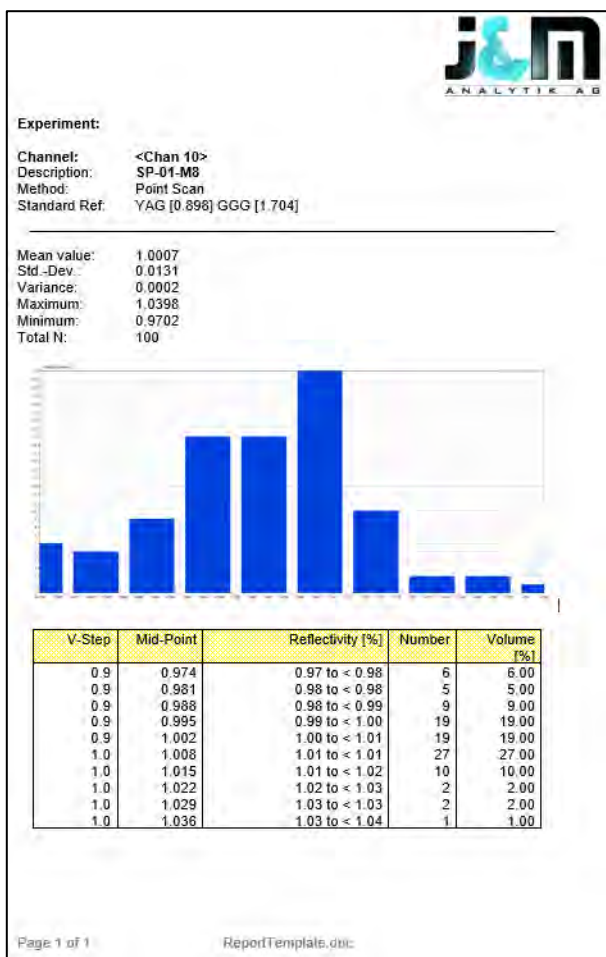
Channel: <Chan 10>
Description: SP-01-M5
Method: Point Scan
Standard Ref: YAG [0.896] GGG [1.704]

Mean value: 1.0040
Std.-Dev.: 0.0239
Variance: 0.0006
Maximum: 1.0663
Minimum: 0.9563
Total N: 100



V-Step	Mid-Point	Reflectivity [%]	Number	Volume [%]
0.9	0.962	0.96 to < 0.97	4	4.00
0.9	0.973	0.97 to < 0.98	7	7.00
0.9	0.984	0.98 to < 0.99	16	16.00
0.9	0.995	0.99 to < 1.00	24	24.00
1.0	1.006	1.00 to < 1.01	18	18.00
1.0	1.017	1.01 to < 1.02	6	6.00
1.0	1.028	1.02 to < 1.03	13	13.00
1.0	1.039	1.03 to < 1.04	6	6.00
1.0	1.050	1.04 to < 1.06	2	2.00
1.0	1.061	1.06 to < 1.07	4	4.00







9.3. Composición maceral

COMPOSICIÓN MACERAL				COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SA-01-M1				Muestra: SA-01-M2			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo		Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo
Maceral				Maceral			
Telinita	0.0	0.0	0	Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	37.4	46.8	223	Colotelinita	32.6	41.3	180
Telovitrinita	37.4	46.8	223	Telovitrinita	32.6	41.3	180
Colodetrinita	26.1	32.7	156	Colodetrinita	25.4	32.1	140
Vitrodetrinita	0.5	0.6	3	Vitrodetrinita	0.5	0.7	3
Detrovitrinita	26.6	33.3	159	Detrovitrinita	25.9	32.8	143
Corpogelinita	0.0	0.0	0	Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0	Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0	Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	64.0	80.1	382	Total Vitrinita	58.5	74.1	323
Fusinita	2.2	2.7	13	Fusinita	3.3	4.1	18
Semifusinita	3.2	4.0	19	Semifusinita	4.3	5.5	24
Funginita	0.3	0.4	2	Funginita	0.4	0.5	2
Secrenita	0.2	0.2	1	Secrenita	0.2	0.2	1
Macrinita	0.0	0.0	0	Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0	Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.0	11.3	54	Inertodetrinita	11.4	14.4	63
Total Inertinita	14.9	18.7	89	Total Inertinita	19.6	24.8	108
Cutinita	0.0	0.0	0	Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0	Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0	Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0	Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.0	1.3	6	Exsudatinita	0.9	1.1	5
Clorofilinita	0.0	0.0	0	Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0	Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0	Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0	Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.0	1.3	6	Total Liptinita	0.9	1.1	5
Total macerales	79.9	100	477	Total macerales	79.0	100	436
Arcilla	17.1		102	Arcilla	17.8		98
Pirita	2.7		16	Pirita	2.9		16
Carbonatos	0.3		2	Carbonatos	0.4		2
Materia Mineral	20.1		120	Materia Mineral	21.0		116
Total (con MM)			597	Total (con MM)			552
Total (sin MM)			477	Total (sin MM)			436



COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SA-01-M3	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	33.5	42.2	195
Telovitrinita	33.5	42.2	195
Colodetrinita	28.4	35.7	165
Vitrodetrinita	0.5	0.6	3
Detrovitrinita	28.9	36.4	168
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	62.4	78.6	363
Fusinita	2.7	3.5	16
Semifusinita	3.8	4.8	22
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	10.0	12.6	58
Total Inertinita	16.5	20.8	96
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	0.5	0.6	3
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	0.5	0.6	3
Total macerales	79.4	100	462
Arcilla	18.6		108
Pirita	2.1		12
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral (MM)	20.6		120
Total (con MM)			582
Total (sin MM)			462

COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SA-01-M4	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	27.0	36.1	148
Telovitrinita	27.0	36.1	148
Colodetrinita	28.6	38.3	157
Vitrodetrinita	0.7	1.0	4
Detrovitrinita	29.4	39.3	161
Corpogelinita	0.2	0.2	1
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.2	0.2	1
Total Vitrinita	56.6	75.6	310
Fusinita	1.8	2.4	10
Semifusinita	3.8	5.1	21
Funginita	0.2	0.2	1
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.7	12.9	53
Total Inertinita	15.5	20.7	85
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	2.7	3.7	15
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	2.7	3.7	15
Total macerales	74.8	100	410
Arcilla	24.8		136
Pirita	0.4		2
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral (MM)	25.2		138
Total (con MM)			548
Total (sin MM)			410



COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SL-01-M1			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	37.2	43.8	219
Telovitrinita	37.2	43.8	219
Colodetrinita	30.6	36.0	180
Vitrodetrinita	1.2	1.4	7
Detrovitrinita	31.7	37.4	187
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	68.9	81.2	406
Fusinita	2.2	2.6	13
Semifusinita	2.7	3.2	16
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.5	0.6	3
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.0	10.6	53
Total Inertinita	14.4	17.0	85
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exudatinita	1.5	1.8	9
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.5	1.8	9
Total macerales	84.9	100	500
Arcilla	12.9		76
Pirita	2.2		13
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	15.1		89
Total (con MM)			589
Total (sin MM)			500

COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SL-01-M2			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	32.7	41.8	185
Telovitrinita	32.7	41.8	185
Colodetrinita	24.7	31.6	140
Vitrodetrinita	1.2	1.6	7
Detrovitrinita	26.0	33.2	147
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	58.7	74.9	332
Fusinita	3.2	4.1	18
Semifusinita	3.9	5.0	22
Funginita	0.2	0.2	1
Secrenita	0.5	0.7	3
Macrinita	0.2	0.2	1
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.9	12.6	56
Total Inertinita	17.8	22.8	101
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.8	2.3	10
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.8	2.3	10
Total macerales	78.3	100	443
Arcilla	16.8		95
Pirita	4.9		28
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	21.7		123
Total (con MM)			566
Total (sin MM)			443



COMPOSICIÓN MACERAL				COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SL-01-M3				Muestra: SL-01-M4			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo		Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo
Maceral				Maceral			
Telinita	0.0	0.0	0	Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	35.6	45.0	211	Colotelinita	32.4	41.0	189
Telovitrinita	35.6	45.0	211	Telovitrinita	32.4	41.0	189
Colodetrinita	26.0	32.8	154	Colodetrinita	30.2	38.2	176
Vitrodetrinita	0.8	1.1	5	Vitrodetrinita	0.0	0.0	0
Detrovitrinita	26.9	33.9	159	Detrovitrinita	30.2	38.2	176
Corpogelinita	0.0	0.0	0	Corpogelinita	0.2	0.2	1
Gelinita	0.0	0.0	0	Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0	Gelovitrinita	0.2	0.2	1
Total Vitrinita	62.5	78.9	370	Total Vitrinita	62.8	79.4	366
Fusinita	1.5	1.9	9	Fusinita	1.7	2.2	10
Semifusinita	3.4	4.3	20	Semifusinita	2.9	3.7	17
Funginita	0.0	0.0	0	Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.2	0.2	1	Secrenita	0.2	0.2	1
Macrinita	0.0	0.0	0	Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0	Micrinita	0.9	1.1	5
Inertodetrinita	10.0	12.6	59	Inertodetrinita	9.6	12.1	56
Total Inertinita	15.0	19.0	89	Total Inertinita	15.3	19.3	89
Cutinita	0.0	0.0	0	Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0	Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0	Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0	Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.7	2.1	10	Exsudatinita	1.0	1.3	6
Clorofilinita	0.0	0.0	0	Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0	Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0	Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0	Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.7	2.1	10	Total Liptinita	1.0	1.3	6
Total macerales	79.2	100	469	Total macerales	79.1	100	461
Arcilla	19.1		113	Arcilla	19.2		112
Pirita	1.7		10	Pirita	1.7		10
Carbonatos	0.0		0	Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	20.8		123	Materia Mineral	20.9		122
Total (con MM)			592	Total (con MM)			583
Total (sin MM)			469	Total (sin MM)			461



COMPOSICIÓN MACERAL				COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SL-01-M5				Muestra: AD-01-M1			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo		Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo
Maceral				Maceral			
Telinita	0.0	0.0	0	Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	42.6	51.0	235	Colotelinita	37.4	51.2	208
Telovitrinita	42.6	51.0	235	Telovitrinita	37.4	51.2	208
Colodetrinita	27.4	32.8	151	Colodetrinita	18.9	25.9	105
Vitrodetrinita	0.9	1.1	5	Vitrodetrinita	1.3	1.7	7
Detrovitrinita	28.3	33.8	156	Detrovitrinita	20.1	27.6	112
Corpogelinita	0.0	0.0	0	Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0	Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0	Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	70.8	84.8	391	Total Vitrinita	57.6	78.8	320
Fusinita	1.4	1.7	8	Fusinita	0.9	1.2	5
Semifusinita	1.8	2.2	10	Semifusinita	1.3	1.7	7
Funginita	0.2	0.2	1	Funginita	0.2	0.2	1
Secrenita	0.2	0.2	1	Secrenita	0.2	0.2	1
Macrinita	0.2	0.2	1	Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0	Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	8.0	9.5	44	Inertodetrinita	11.3	15.5	63
Total Inertinita	11.8	14.1	65	Total Inertinita	13.8	19.0	77
Cutinita	0.0	0.0	0	Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0	Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0	Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0	Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	0.9	1.1	5	Exsudatinita	1.6	2.2	9
Clorofilinita	0.0	0.0	0	Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0	Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0	Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0	Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	0.9	1.1	5	Total Liptinita	1.6	2.2	9
Total macerales	83.5	100	461	Total macerales	73.0	100	406
Arcilla	14.9		82	Arcilla	21.9		122
Pirita	1.6		9	Pirita	2.9		16
Carbonatos	0.0		0	Carbonatos	2.2		12
Materia Mineral	16.5		91	Materia Mineral	27.0		150
Total (con MM)			552	Total (con MM)			556
Total (sin MM)			461	Total (sin MM)			406



COMPOSICIÓN MACERAL				COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: ES-01-M1				Muestra: ES-01-M2			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo		Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo
Maceral				Maceral			
Telinita	0.0	0.0	0	Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	42.9	49.7	260	Colotelinita	44.4	52.2	258
Telovitrinita	42.9	49.7	260	Telovitrinita	44.4	52.2	258
Colodetrinita	27.7	32.1	168	Colodetrinita	27.5	32.4	160
Vitrodetrinita	0.5	0.6	3	Vitrodetrinita	0.7	0.8	4
Detrovitrinita	28.2	32.7	171	Detrovitrinita	28.2	33.2	164
Corpogelinita	0.0	0.0	0	Corpogelinita	0.2	0.2	1
Gelinita	0.0	0.0	0	Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0	Gelovitrinita	0.2	0.2	1
Total Vitrinita	71.1	82.4	431	Total Vitrinita	72.8	85.6	423
Fusinita	1.3	1.5	8	Fusinita	0.9	1.0	5
Semifusinita	2.0	2.3	12	Semifusinita	1.4	1.6	8
Funginita	0.0	0.0	0	Funginita	0.5	0.6	3
Secrenita	0.0	0.0	0	Secrenita	0.2	0.2	1
Macrinita	0.0	0.0	0	Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0	Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.9	11.5	60	Inertodetrinita	7.9	9.3	46
Total Inertinita	13.2	15.3	80	Total Inertinita	10.8	12.8	63
Cutinita	0.0	0.0	0	Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0	Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0	Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0	Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	2.0	2.3	12	Exsudatinita	1.4	1.6	8
Clorofilinita	0.0	0.0	0	Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0	Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0	Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bitumininita	0.0	0.0	0	Bitumininita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	2.0	2.3	12	Total Liptinita	1.4	1.6	8
Total macerales	86.3	100	523	Total macerales	85.0	100	494
Arcilla	12.7		77	Arcilla	12.6		73
Pirita	1.0		6	Pirita	2.4		14
Carbonatos	0.0		0	Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	13.7		83	Materia Mineral	15.0		87
Total (con MM)			606	Total (con MM)			581
Total (sin MM)			523	Total (sin MM)			494



COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: ES-01-M3	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	52.9	58.6	280
Telovitrinita	52.9	58.6	280
Colodetrinita	24.6	27.2	130
Vitrodetrinita	0.6	0.6	3
Detrovitrinita	25.1	27.8	133
Corpogelinita	0.2	0.2	1
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.2	0.2	1
Total Vitrinita	78.3	86.6	414
Fusinita	0.9	1.0	5
Semifusinita	1.7	1.9	9
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	8.3	9.2	44
Total Inertinita	11.0	12.1	58
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.1	1.3	6
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.1	1.3	6
Total macerales	90.4	100	478
Arcilla	7.9		42
Pirita	1.5		8
Carbonatos	0.2		1
Materia Mineral	9.6		51
Total (con MM)			529
Total (sin MM)			478

COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: ES-01-M4	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	38.9	56.0	229
Telovitrinita	38.9	56.0	229
Colodetrinita	18.3	26.4	108
Vitrodetrinita	0.7	1.0	4
Detrovitrinita	19.0	27.4	112
Corpogelinita	0.2	0.2	1
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.2	0.2	1
Total Vitrinita	58.1	83.6	342
Fusinita	0.8	1.2	5
Semifusinita	1.4	2.0	8
Funginita	0.5	0.7	3
Secrenita	0.2	0.2	1
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	7.1	10.3	42
Total Inertinita	10.0	14.4	59
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.4	2.0	8
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.4	2.0	8
Total macerales	69.4	100	409
Arcilla	28.0		165
Pirita	2.5		15
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	30.6		180
Total (con MM)			589
Total (sin MM)			409



COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M2			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo
Maceral			
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	41.1	49.8	241
Telovitritinita	41.1	49.8	239
Colodetrinita	27.4	33.3	161
Vitrodetrinita	0.5	0.6	3
Detrovitritinita	27.9	33.9	164
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitritinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	69.0	83.7	403
Fusinita	0.9	1.0	5
Semifusinita	1.9	2.3	11
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.2	11.2	54
Total Inertinita	11.9	14.5	70
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.9	2.3	11
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.9	2.3	11
Total macerales	82.8	100	484
Arcilla	15.5		91
Pirita	1.9		11
Carbonatos	0.2		1
Materia Mineral	17.5		103
Total (con MM)			587
Total (sin MM)			484

COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M3			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	Conteo
Maceral			
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	39.4	47.4	226
Telovitritinita	39.4	47.4	226
Colodetrinita	27.1	32.5	155
Vitrodetrinita	0.3	0.4	2
Detrovitritinita	27.4	32.9	157
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitritinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	66.8	80.3	383
Fusinita	2.6	3.1	15
Semifusinita	2.8	3.4	16
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.8	11.7	56
Total Inertinita	15.2	18.2	87
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.2	1.5	7
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.2	1.5	7
Total macerales	83.2	100	477
Arcilla	13.4		77
Pirita	3.3		19
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	16.8		96
Total (con MM)			573
Total (sin MM)			477



COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M4	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	34.4	49.9	188
Telovitrinita	34.4	49.9	188
Colodetrinita	21.6	31.3	118
Vitrodetrinita	0.7	1.1	4
Detrovitrinita	22.3	32.4	122
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	56.8	82.2	310
Fusinita	1.5	2.1	8
Semifusinita	2.2	3.2	12
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	7.7	11.1	42
Total Inertinita	11.4	16.4	62
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	0.9	1.3	5
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	0.9	1.3	5
Total macerales	69.0	100	377
Arcilla	28.6		156
Pirita	2.4		13
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	31.0		169
Total (con MM)			546
Total (sin MM)			377

COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M5	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	35.8	47.4	210
Telovitrinita	35.8	47.4	210
Colodetrinita	26.5	35.0	155
Vitrodetrinita	0.9	1.1	5
Detrovitrinita	27.3	36.1	160
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	63.1	83.5	370
Fusinita	1.0	1.4	6
Semifusinita	1.7	2.3	10
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	8.0	10.6	47
Total Inertinita	10.8	14.2	63
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.7	2.3	10
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.7	2.3	10
Total macerales	75.6	100	443
Arcilla	20.8		122
Pirita	3.2		19
Carbonatos	0.3		2
Materia Mineral	24.4		143
Total (con MM)			586
Total (sin MM)			443



COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M6			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	34.7	51.0	206
Telovitrinita	34.7	51.0	206
Colodetrinita	17.3	25.5	103
Vitrodetrinita	1.3	2.0	8
Detrovitrinita	18.7	27.5	111
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	53.4	78.5	317
Fusinita	2.0	3.0	12
Semifusinita	1.2	1.7	7
Funginita	0.2	0.2	1
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.8	14.4	58
Total Inertinita	13.1	19.3	78
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.5	2.2	9
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.5	2.2	9
Total macerales	68.0	100	404
Arcilla	29.3		174
Pirita	2.7		16
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	32.0		190
Total (con MM)			594
Total (sin MM)			404

COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M7			
	Con MM (%vol)	Sin MM (%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.2	0.2	1
Colotelinita	48.0	57.9	285
Telovitrinita	48.1	58.1	286
Colodetrinita	19.0	23.0	113
Vitrodetrinita	0.8	1.0	5
Detrovitrinita	19.9	24.0	118
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	68.0	82.1	404
Fusinita	2.7	3.3	16
Semifusinita	1.9	2.2	11
Funginita	0.0	0.0	0
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	9.4	11.4	56
Total Inertinita	14.0	16.9	83
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	0.8	1.0	5
Cholofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	0.8	1.0	5
Total macerales	82.8	100	492
Arcilla	14.8		88
Pirita	1.5		9
Carbonatos	0.8		5
Materia Mineral	17.2		102
Total (con MM)			594
Total (sin MM)			492

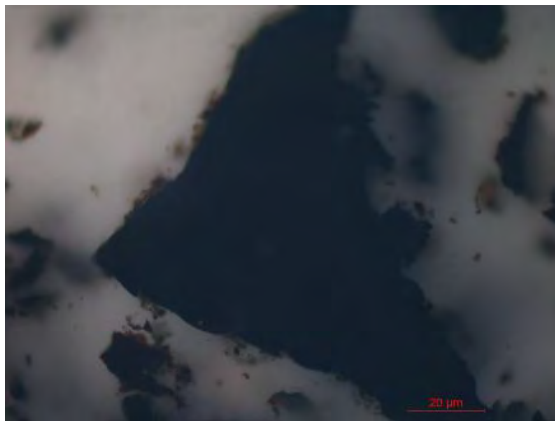
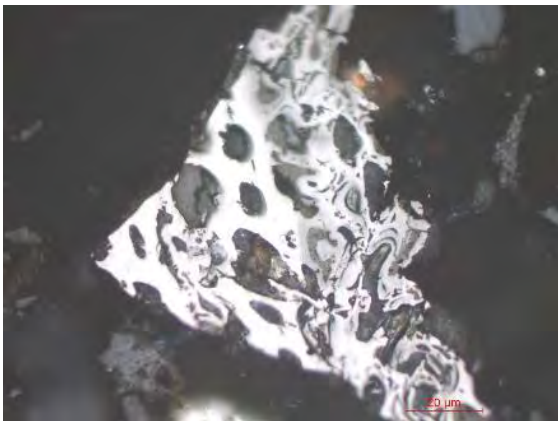
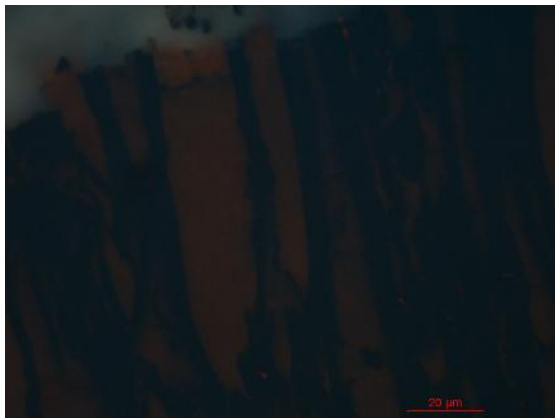
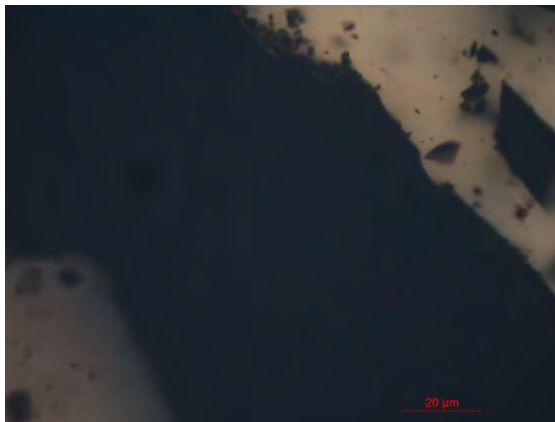
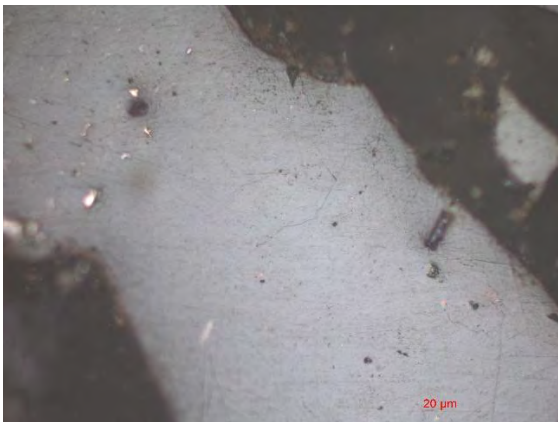


COMPOSICIÓN MACERAL			
Muestra: SP-01-M8	Con MM	Sin MM	
	(%vol)	(%vol)	
Maceral			Conteo
Telinita	0.0	0.0	0
Colotelinita	34.9	45.9	206
Telovitrinita	34.9	45.9	206
Colodetrinita	28.4	37.4	168
Vitrodetrinita	0.5	0.7	3
Detrovitrinita	28.9	38.1	171
Corpogelinita	0.0	0.0	0
Gelinita	0.0	0.0	0
Gelovitrinita	0.0	0.0	0
Total Vitrinita	63.8	84.0	377
Fusinita	1.0	1.3	6
Semifusinita	2.4	3.1	14
Funginita	0.2	0.2	1
Secrenita	0.0	0.0	0
Macrinita	0.0	0.0	0
Micrinita	0.0	0.0	0
Inertodetrinita	7.3	9.6	43
Total Inertinita	10.8	14.3	64
Cutinita	0.0	0.0	0
Suberinita	0.0	0.0	0
Esporinita	0.0	0.0	0
Resinita	0.0	0.0	0
Exsudatinita	1.4	1.8	8
Clorofilinita	0.0	0.0	0
Alginita	0.0	0.0	0
Liptodetrinita	0.0	0.0	0
Bituminita	0.0	0.0	0
Total Liptinita	1.4	1.8	8
Total macerales	76.0	100	449
Arcilla	21.5		127
Pirita	2.5		15
Carbonatos	0.0		0
Materia Mineral	24.0		142
Total (con MM)			591
Total (sin MM)			449



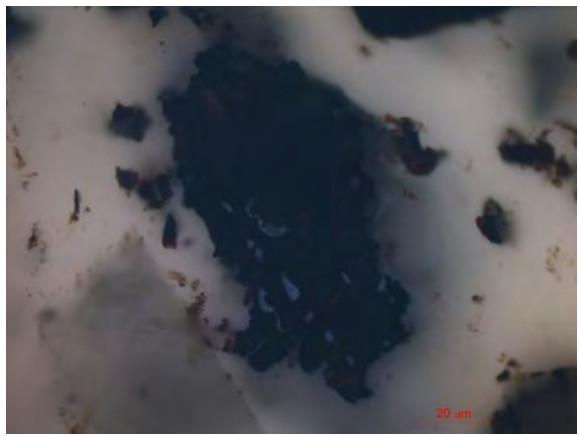
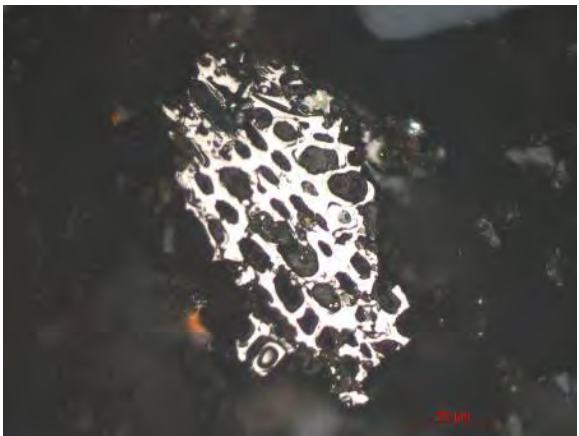
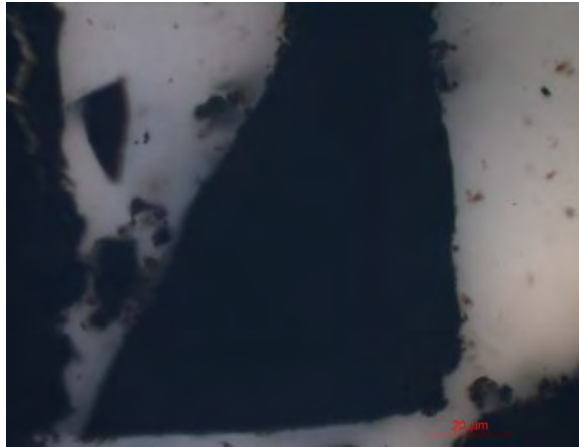
9.4. Fotomicrografías

Muestra: SA-01-M1



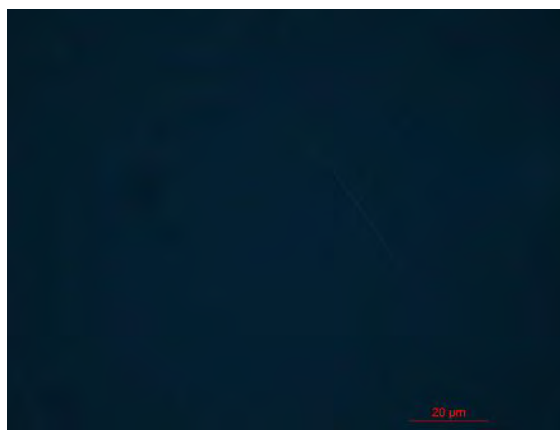
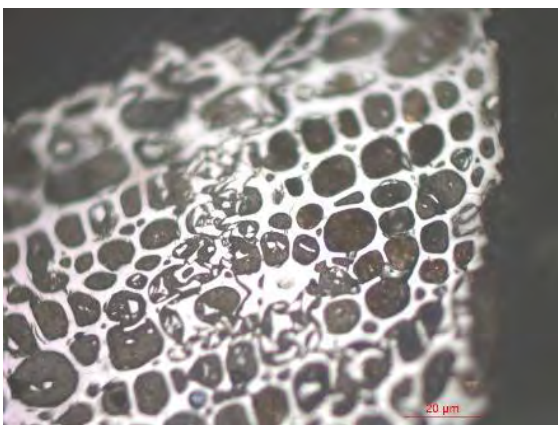
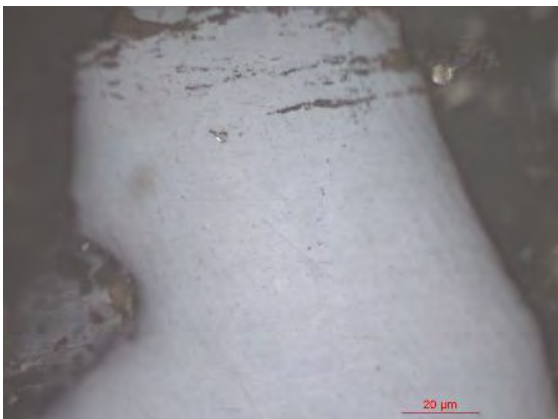


Muestra: SA-01-M2



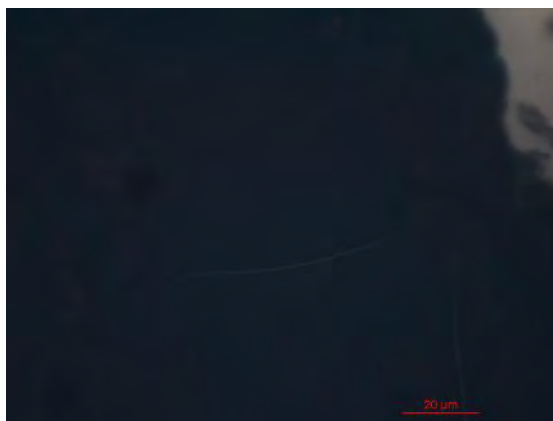
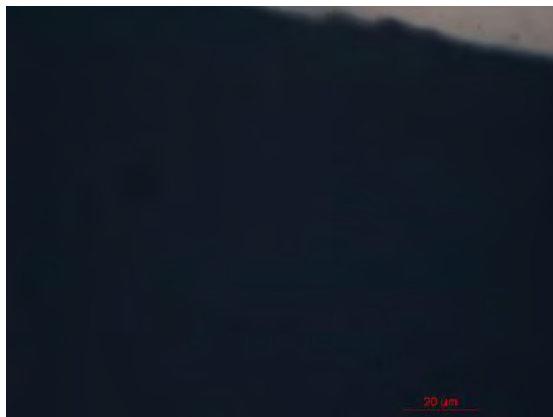


Muestra: SA-01-M3



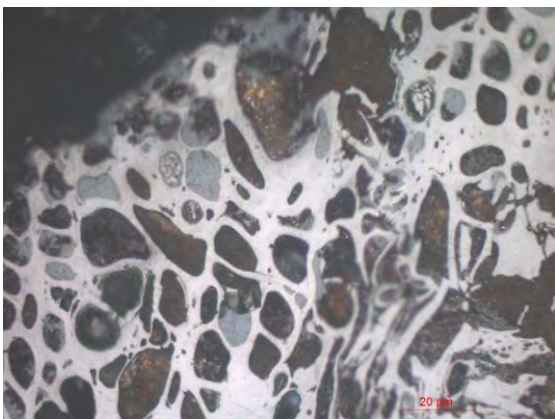
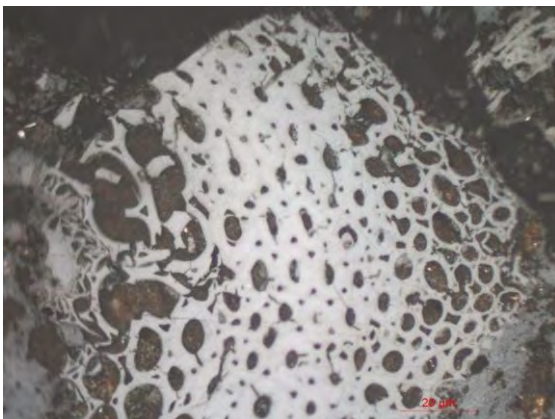
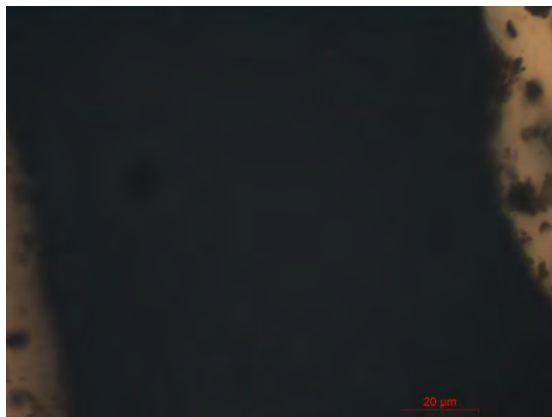


Muestra: SA-01-M4



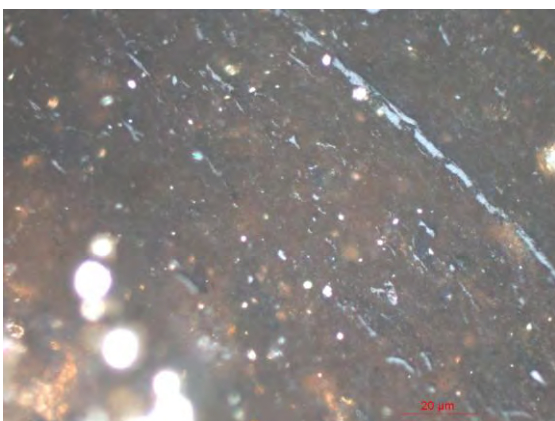
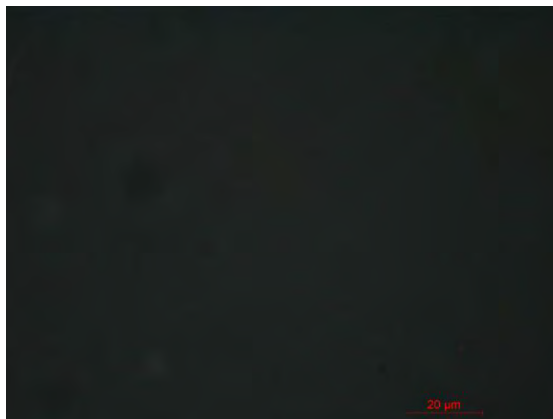
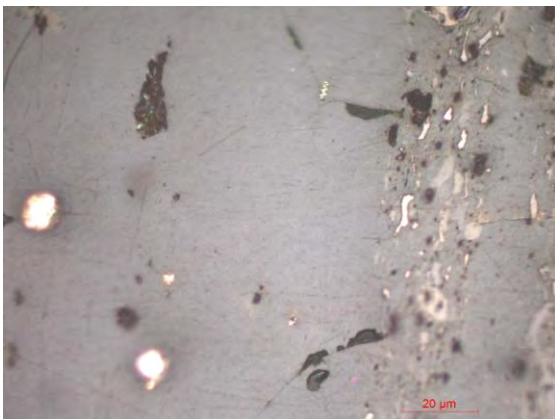
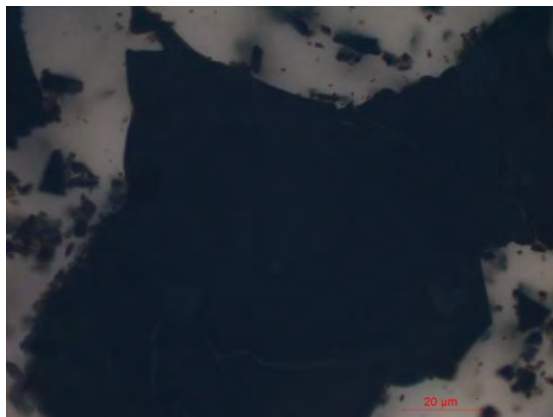
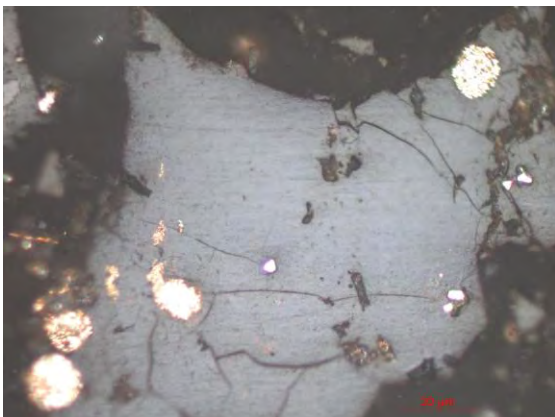


Muestra: SL-01-M1



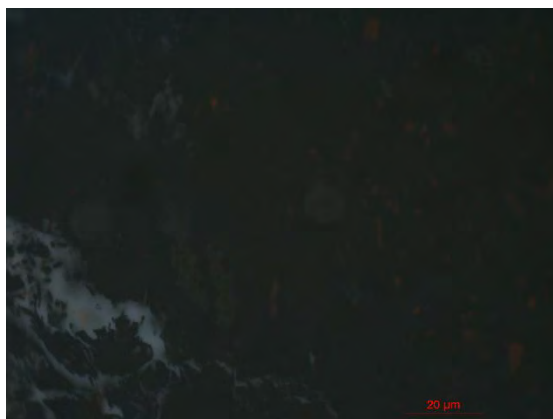
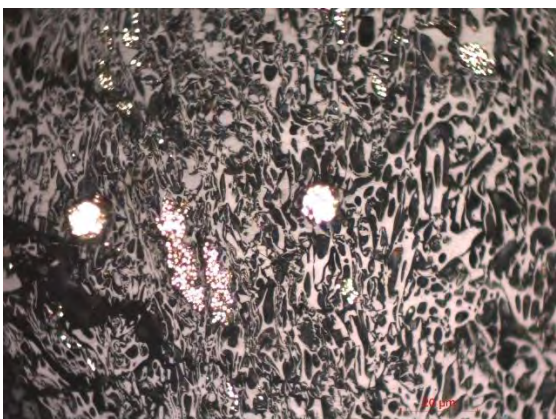
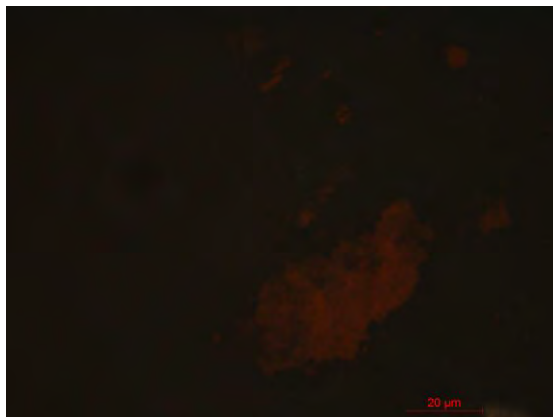
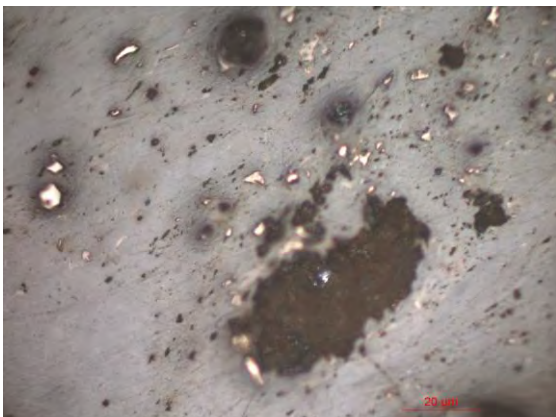


Muestra: SL-01-M2



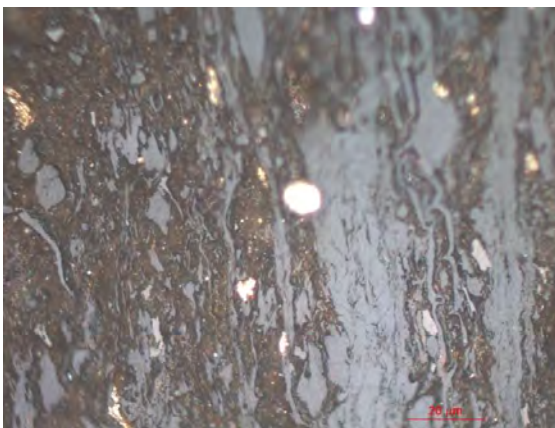
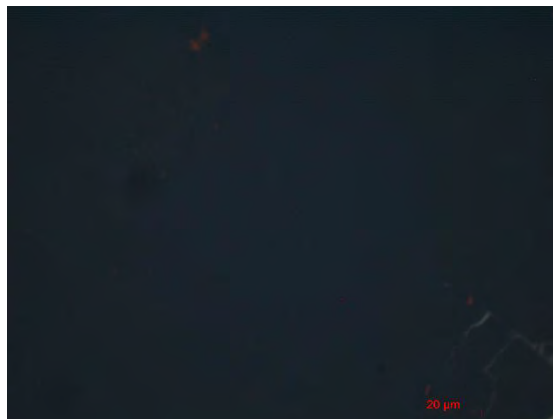
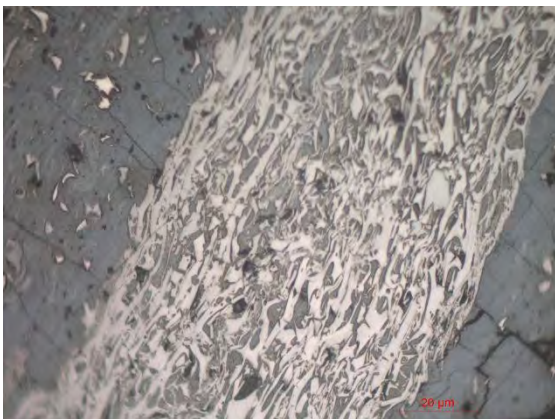
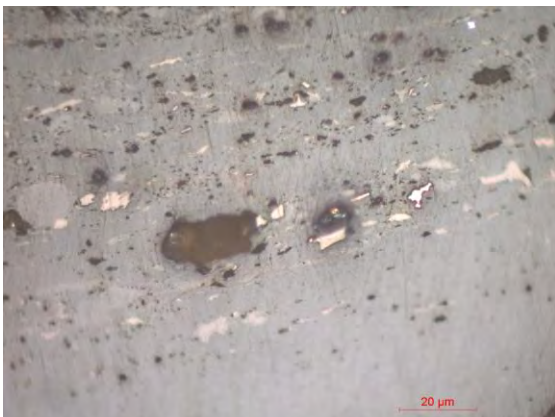


Muestra: SL-01-M3



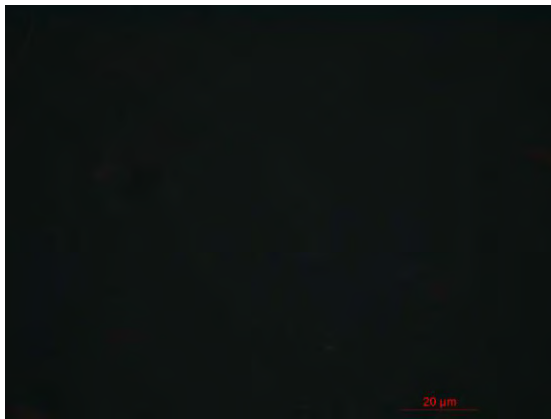
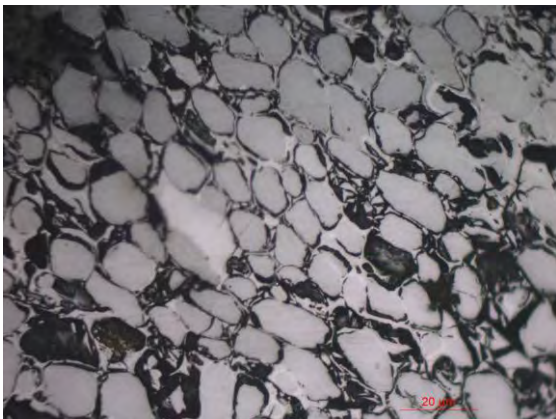
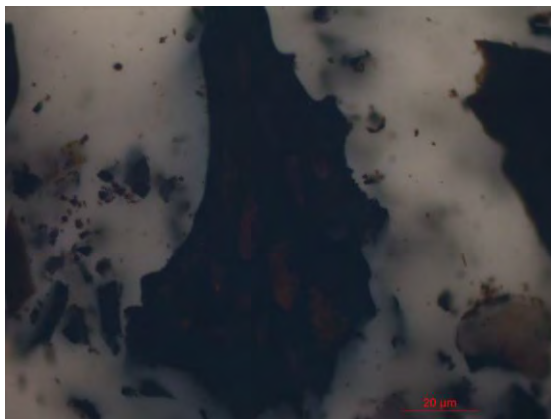
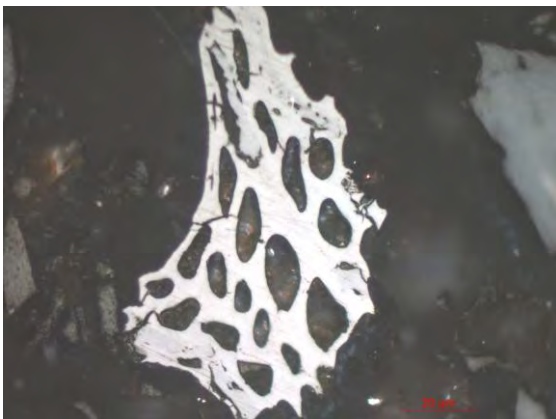
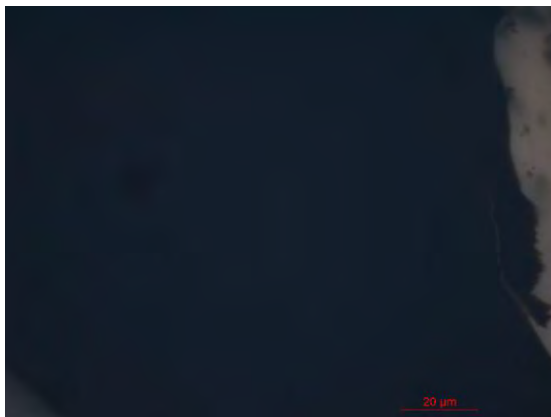


Muestra: SL-01-M4



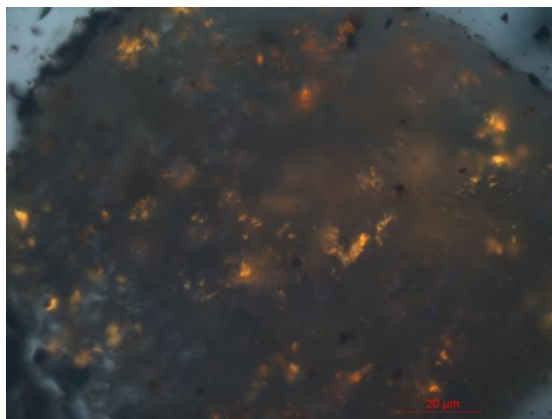
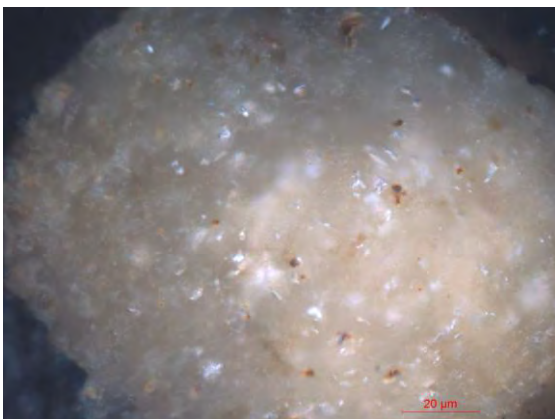
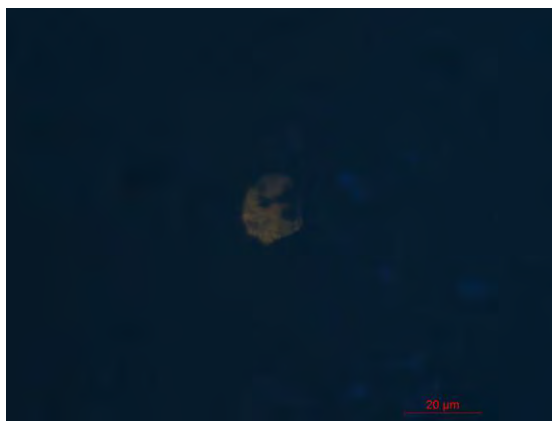
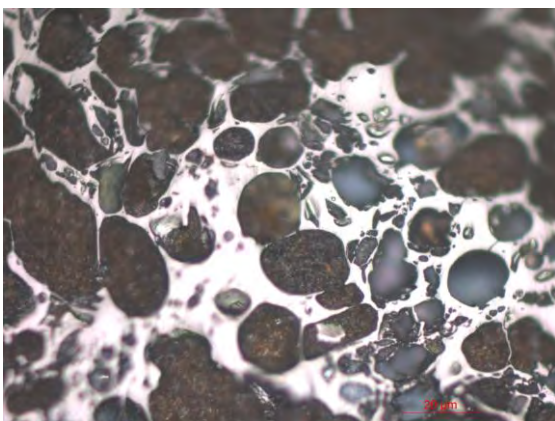
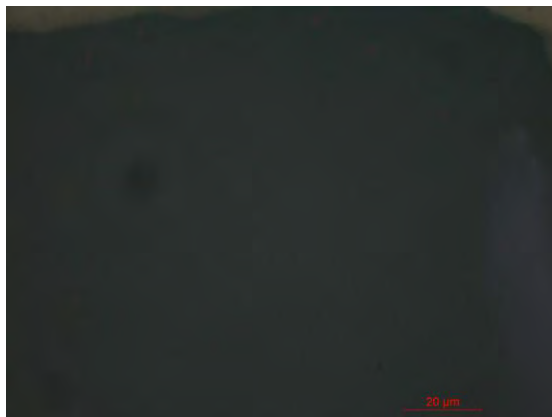
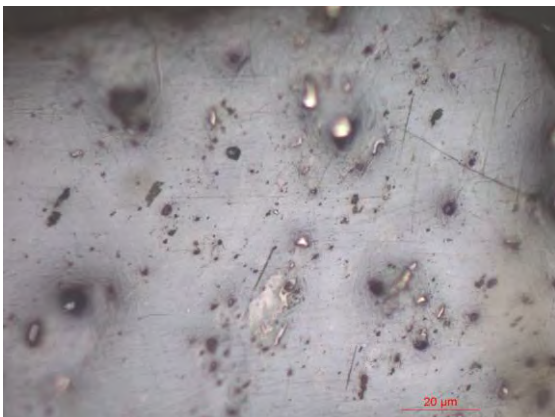


Muestra: SL-01-M5



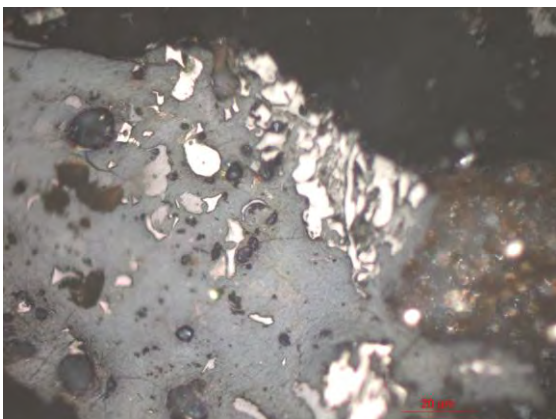
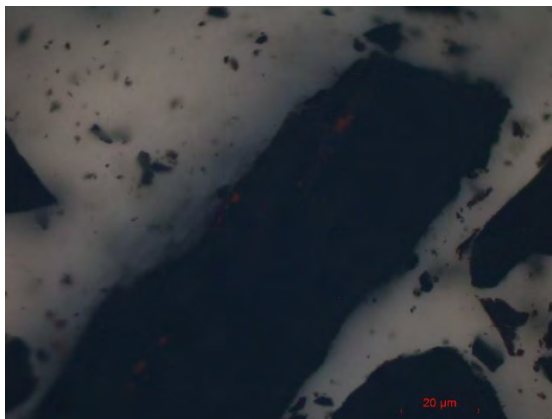
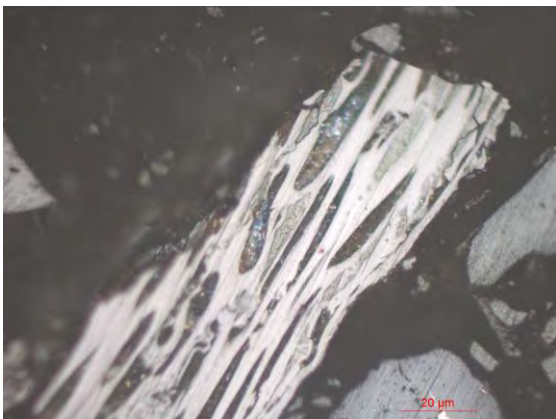
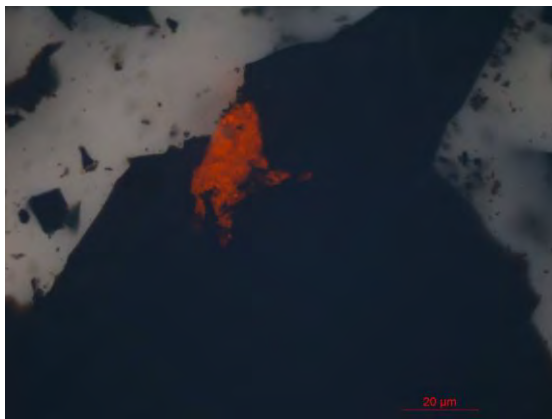


Muestra: AD-01-M1



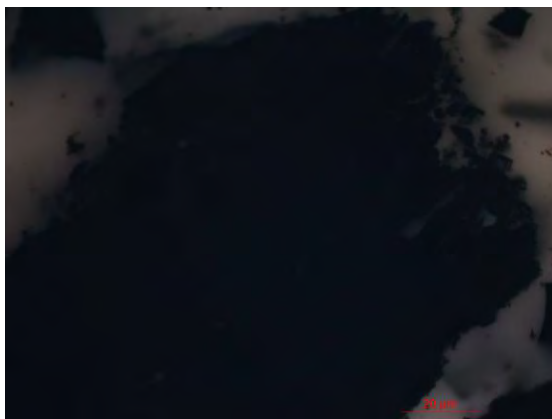
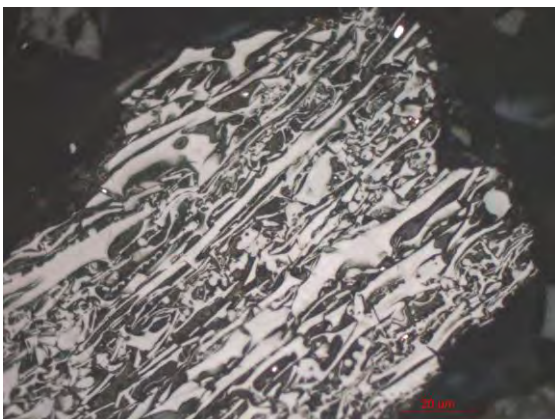
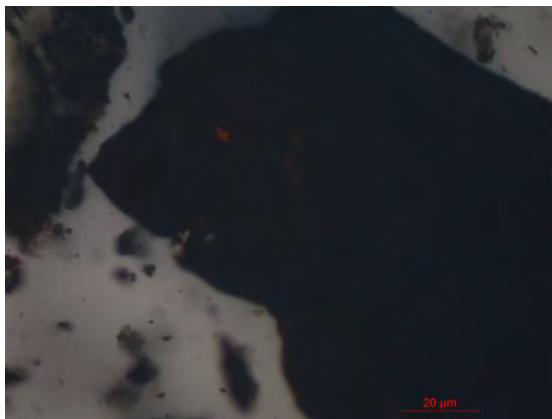
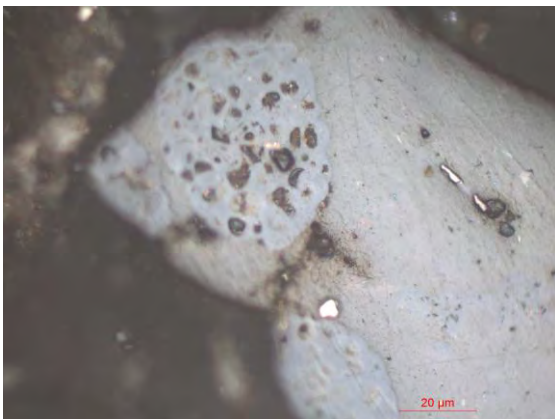
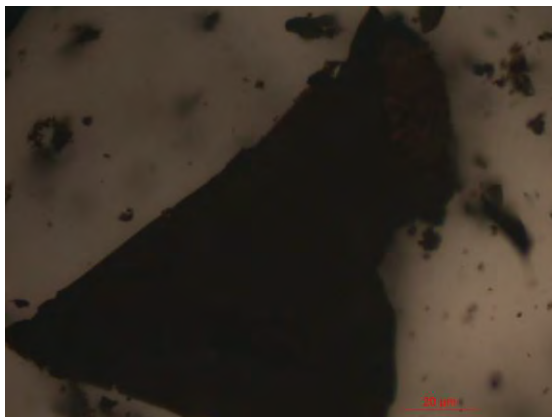
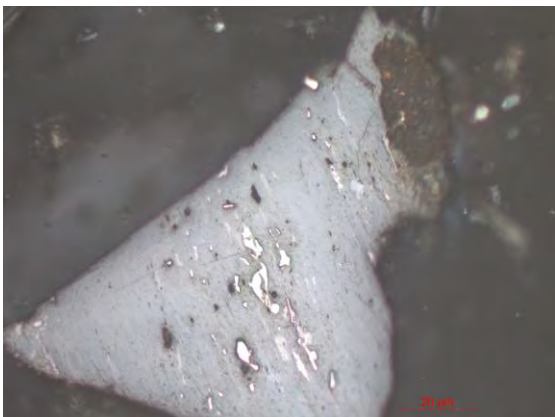


Muestra: ES-01-M1



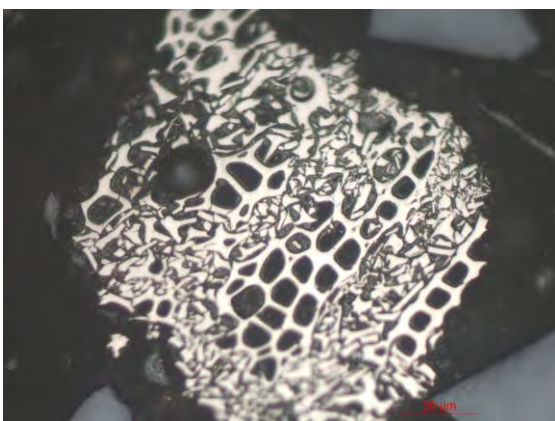
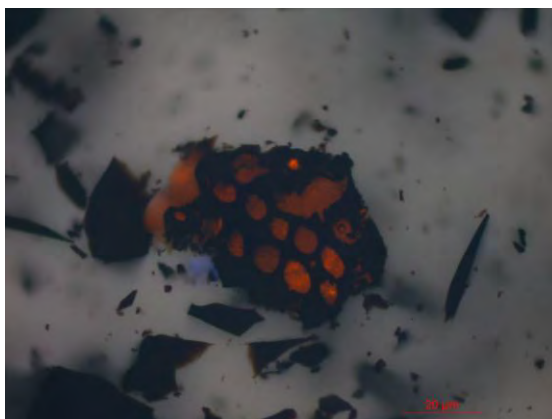
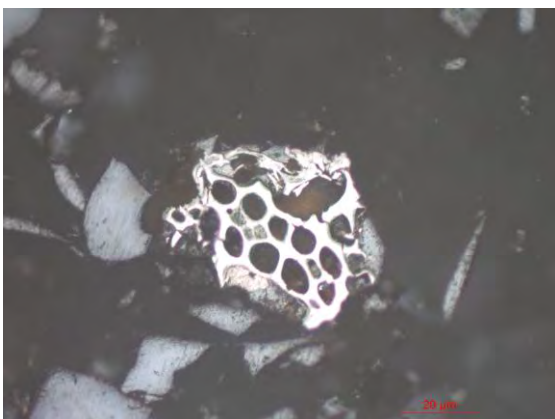
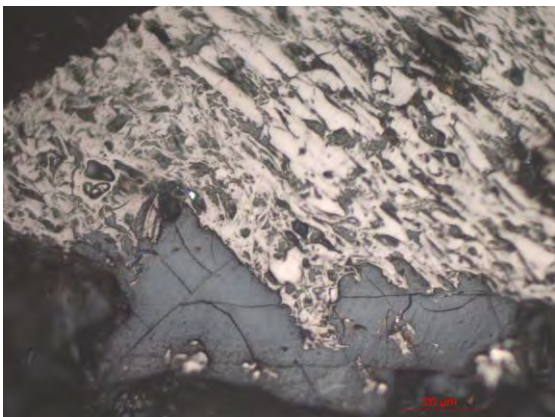


Muestra: ES-01-M2



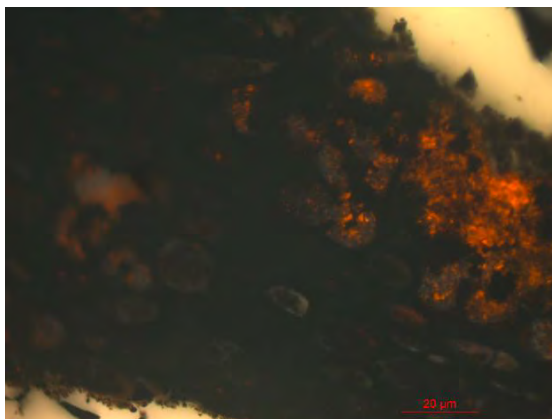
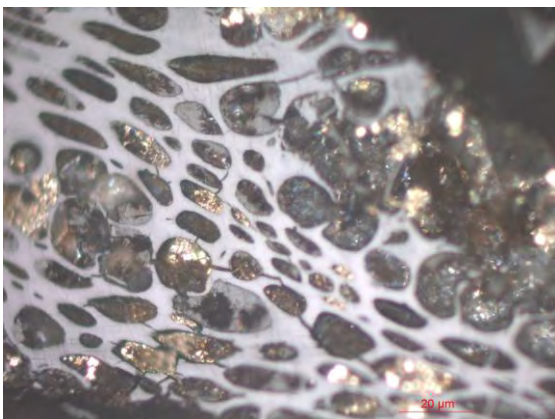
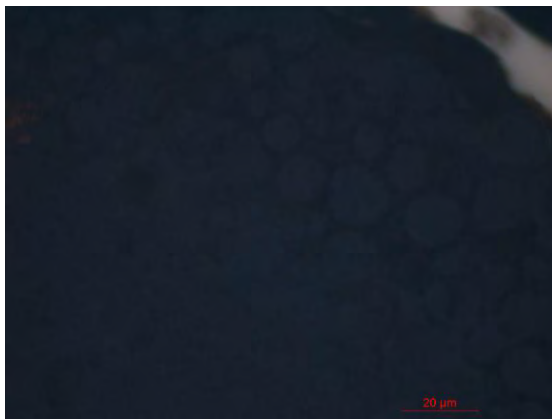
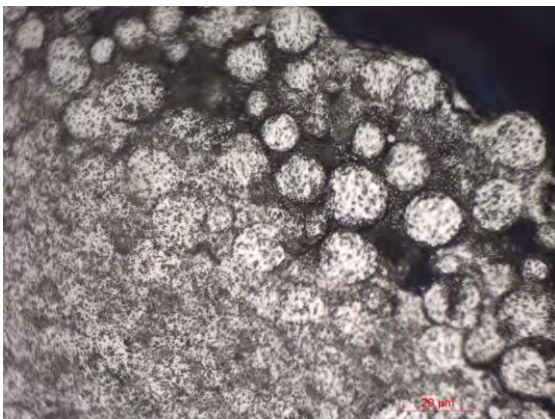
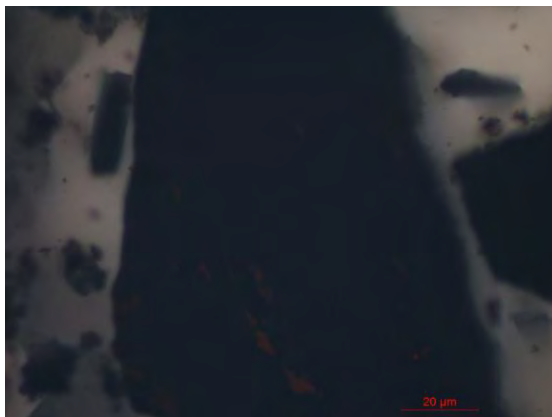


Muestra: ES-01-M3



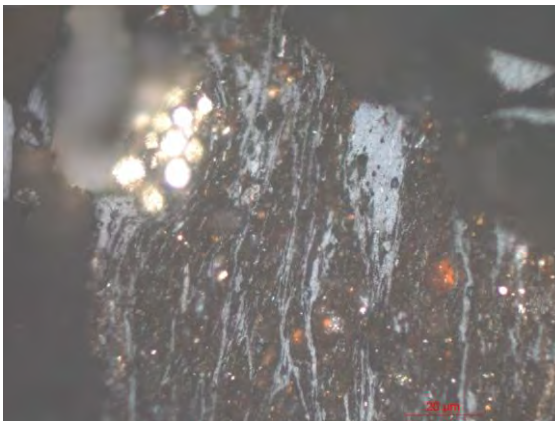
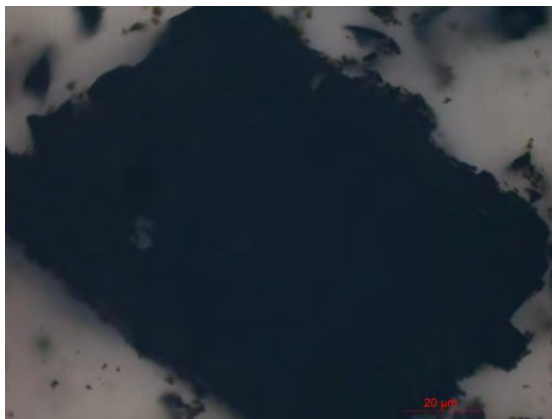
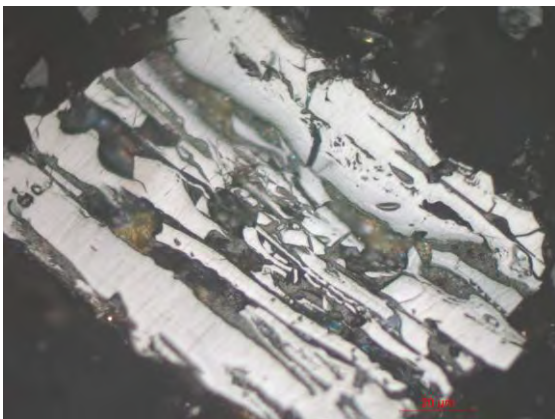


Muestra: ES-01-M4



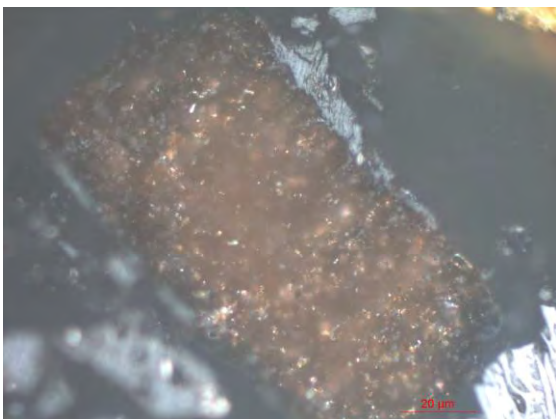
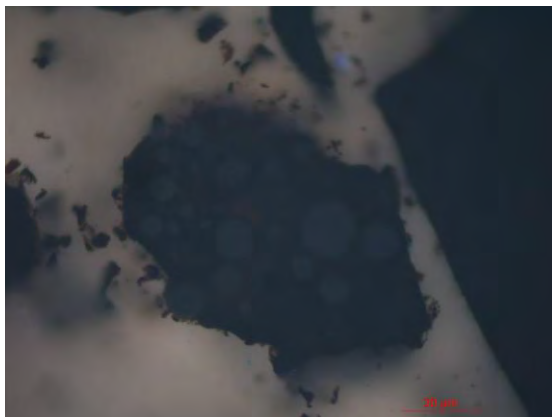
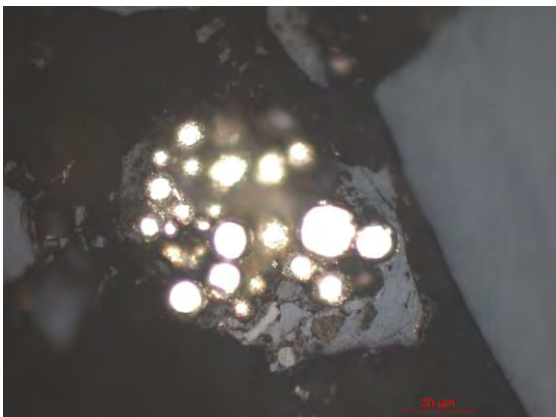
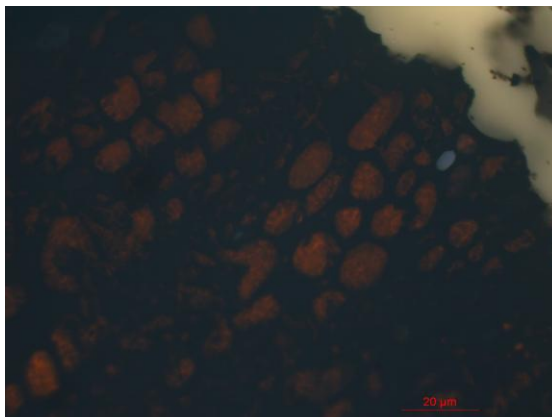
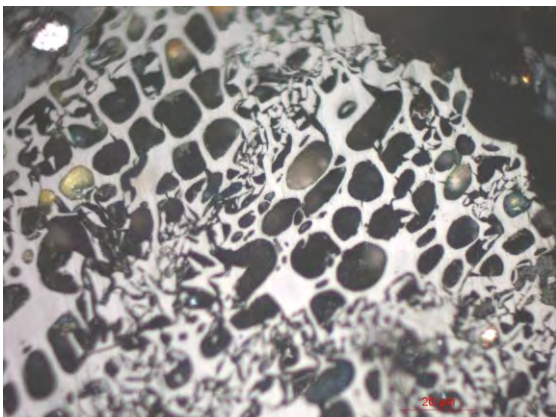


Muestra: SP-01-M2



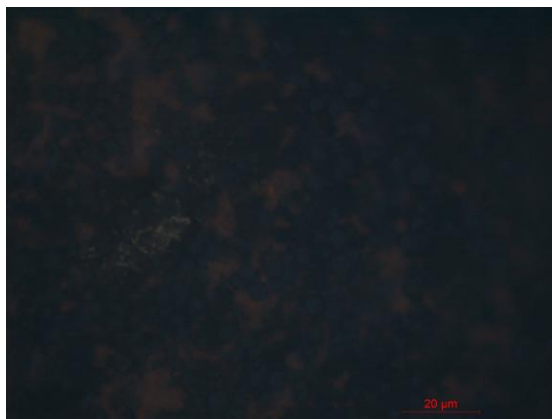
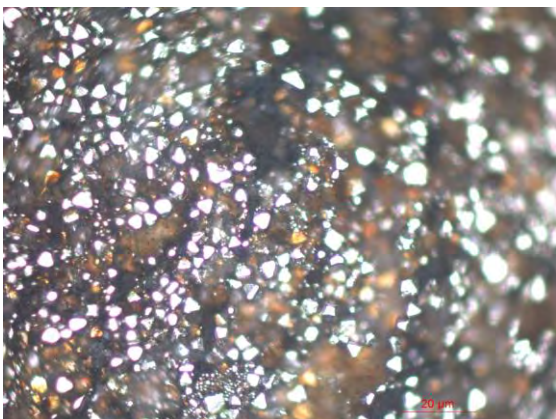
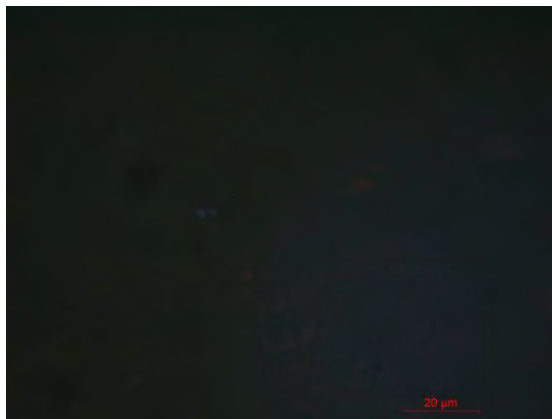
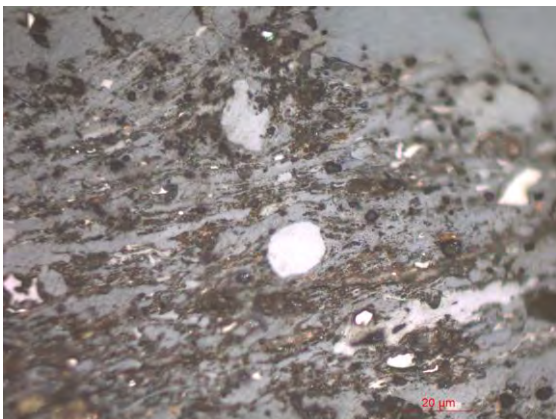
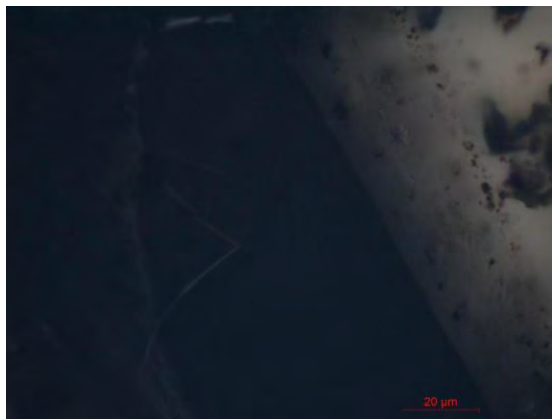


Muestra: SP-01-M3



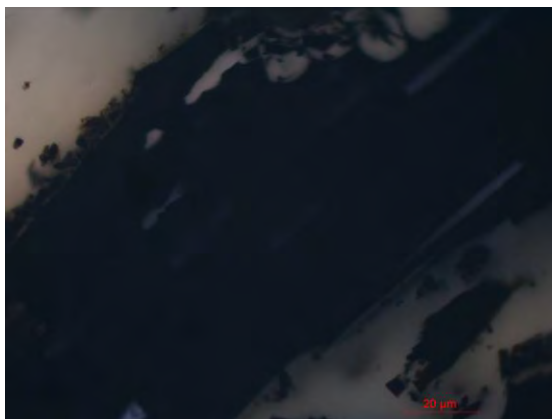
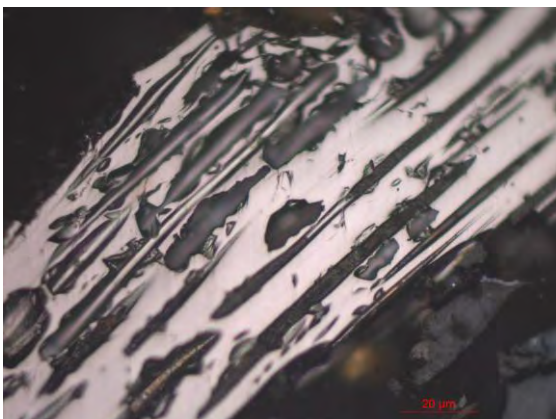
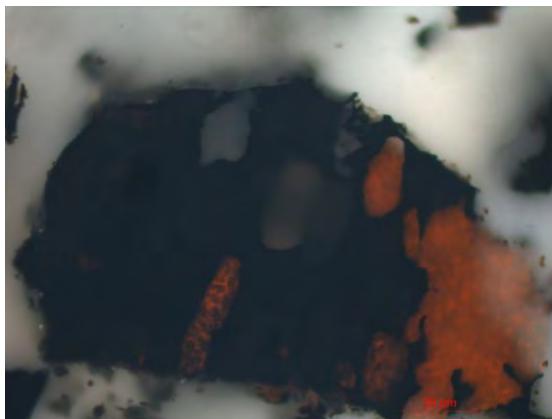
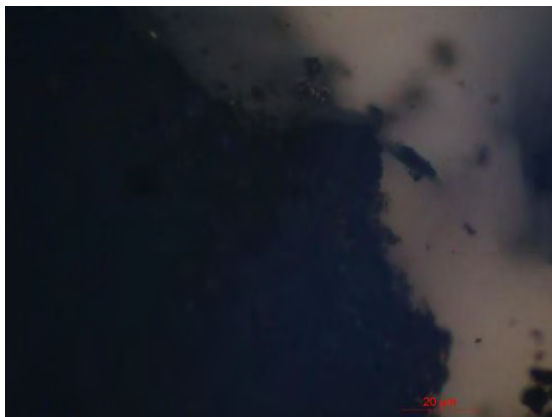
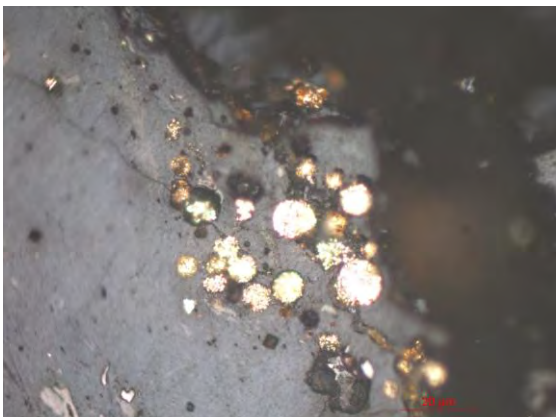


Muestra: SP-01-M4



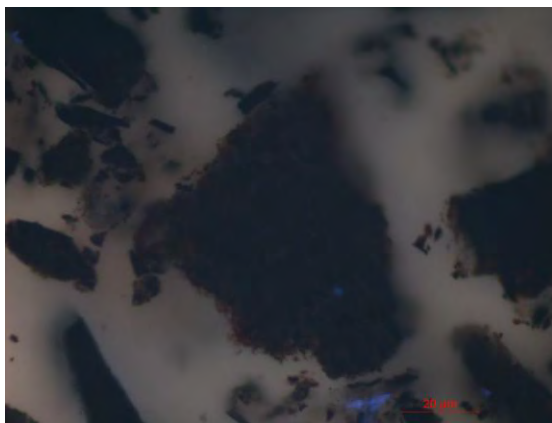
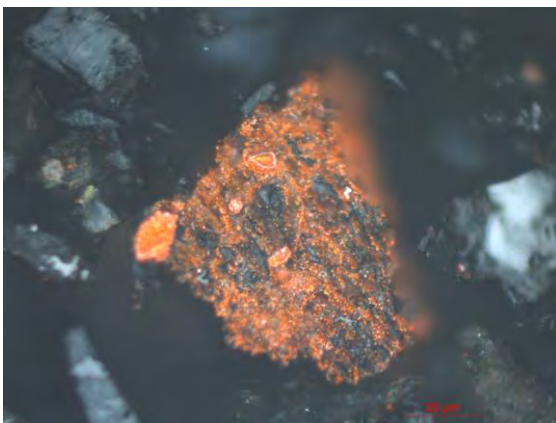
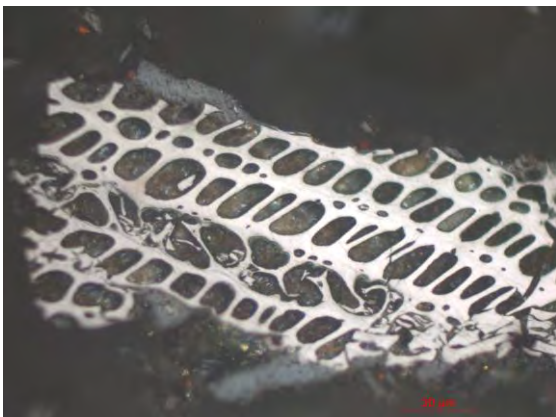


Muestra: SP-01-M5



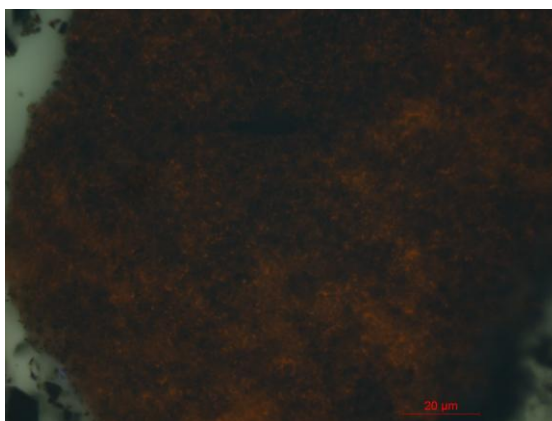
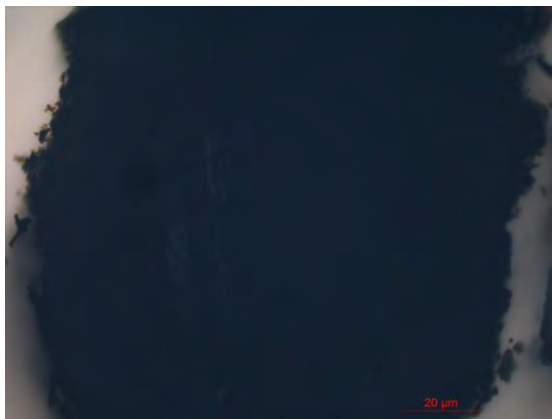


Muestra: SP-01-M6



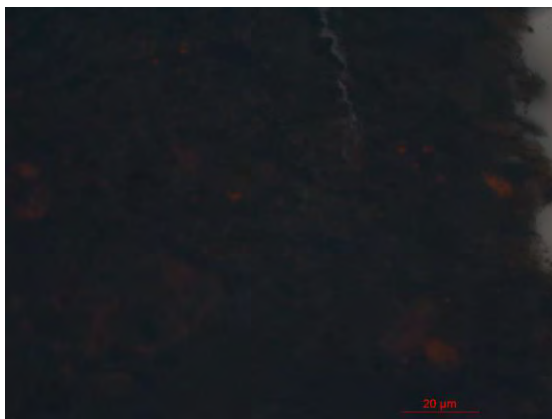
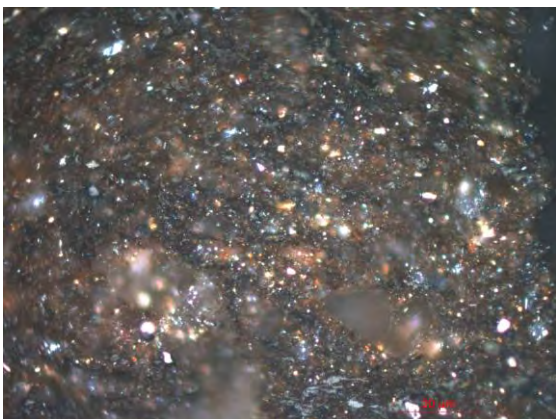
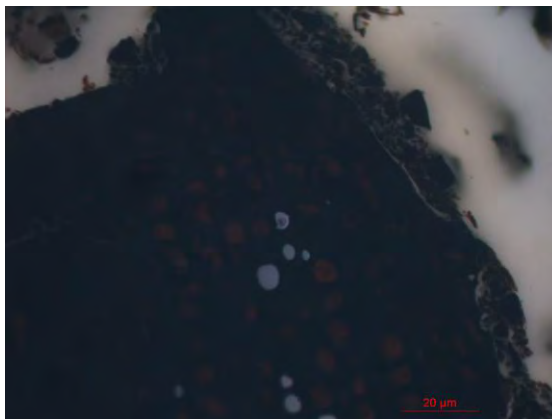
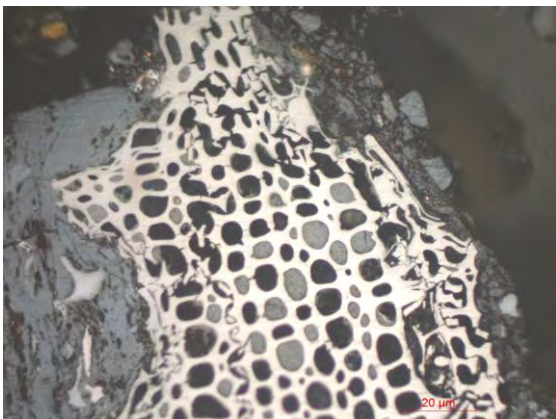
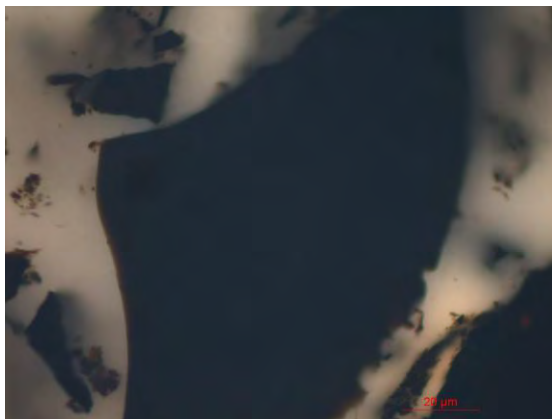
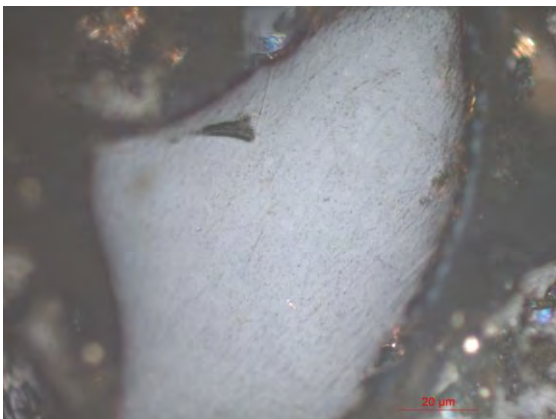


Muestra: SP-01-M7





Muestra: SP-01-M8





9.5. Presiones de isotermas de CO₂ en la Cuenca de Sabinas

Valores de presiones estabilizadas de adsorción de la muestra SA-01-M1 (Subcuenca Sabinas). Pi – Presión inicial, Pf – Presión final.

Muestra: SA-01-M1				
Adsorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Incremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	88.4395904	31.0690184	11.3261736	33.9886736
2	208.853249	89.7696072	33.7392048	92.557276
3	348.071343	188.559252	92.1685688	191.515167
4	548.348377	343.807167	189.345369	346.568729
5	635.283902	474.398282	343.688234	477.096026
6	676.048845	563.652998	471.758554	565.168666

Valores de presiones estabilizadas de desorción de la muestra SA-01-M1 (Subcuenca Sabinas)

Muestra: SA-01-M1				
Desorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Decremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	440.073116	507.129459	559.475846	509.821402
2	378.922802	449.989501	503.967587	452.701749
3	295.111438	386.704198	451.157073	389.422247
4	208.93157	316.397508	388.52445	319.019831
5	151.376798	251.509513	318.50639	254.416114
6	75.2264464	185.802042	254.149241	188.643375
7	16.3213512	125.739527	188.599863	128.511242



Valores de presiones estabilizadas de adsorción de la muestra SL-01-M3 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos)

Muestra: SL-01-M3				
Adsorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Incremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	89.733347	32.441097	12.184810	34.969144
2	204.728311	94.229587	35.249071	96.592289
3	353.817828	193.068546	96.154268	195.544378
4	548.690671	347.248966	194.423219	349.514491
5	630.570102	474.060339	348.156917	476.911826
6	752.158585	604.291755	471.352442	607.004003

Valores de presiones estabilizadas de desorción de la muestra SL-01-M3 (Subcuenca Saltillito-Lampacitos)

Muestra: SL-01-M3				
Desorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Decremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	513.406790	561.394725	599.627269	562.153284
2	425.593773	502.459171	561.462894	504.791414
3	295.524802	415.348147	499.932574	417.560007
4	191.613794	325.052045	413.085523	327.197186
5	152.297802	258.195857	327.308867	260.751462
6	76.201115	190.288129	260.599170	192.765412
7	16.933420	128.451775	192.650830	130.805774



Valores de presiones estabilizadas de adsorción de la muestra AD-01-M1 (Subcuenca Adjuntas)

Muestra: AD-01-M1				
Adsorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Incremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	88.516462	32.435295	12.805582	35.154795
2	205.427404	90.642748	35.066321	93.288278
3	355.632278	194.401463	92.777737	197.184781
4	561.596330	355.513346	194.949714	357.878948
5	628.728094	478.166422	355.664187	480.495764
6	741.630131	602.890669	478.581236	605.935058

Valores de presiones estabilizadas de desorción de la muestra AD-01-M1 (Subcuenca Adjuntas)

Muestra: AD-01-M1				
Desorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Decremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	515.715827	564.530490	603.116931	563.606585
2	398.788930	492.687826	563.300550	495.350761
3	293.083778	407.682783	493.938071	414.550427
4	193.951839	321.504366	408.998296	323.562484
5	151.814818	255.042687	323.677066	257.818753
6	77.574644	187.426490	256.971719	190.182250
7	16.038523	125.584334	190.222861	128.254521



Valores de presiones estabilizadas de adsorción de la muestra ES-01-M3 (Subcuenca Las Esperanzas)

Muestra: ES-01-M3				
Adsorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Incremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	92.982243	32.101703	12.396569	34.497764
2	211.05641	90.532518	34.320815	91.473827
3	360.75074	192.64358	90.713818	195.15857
4	561.71961	353.84974	194.3565	359.09293
5	629.38803	483.04992	358.73758	485.48079
6	669.58151	574.81673	483.64168	568.65688

Valores de presiones estabilizadas de desorción de la muestra ES-01-M3 (Subcuenca Las Esperanzas)

Muestra: ES-01-M3				
Desorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Decremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	497.71201	528.94057	566.16509	537.28037
2	394.7046	474.24599	533.66888	470.80564
3	295.83374	394.8627	469.31898	397.22395
4	194.01711	312.83388	396.01867	315.1023
5	151.89024	249.19032	315.22123	251.80104
6	76.821886	182.97666	250.09827	185.53372
7	16.141502	123.68866	185.55547	126.19205



Valores de presiones estabilizadas de adsorción de la muestra SP-01-M7 (Subcuenca San Patricio)

Muestra: SP-01-M7				
Adsorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Incremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	93.198353	33.570958	11.710530	36.161373
2	207.875679	91.615966	35.874194	94.061341
3	352.512468	190.237365	93.365149	192.835031
4	553.475541	346.502010	191.126460	348.914026
5	609.811978	463.861126	347.090873	466.360166
6	709.544382	574.642678	458.156703	577.225841

Valores de presiones estabilizadas de desorción de la muestra SP-01-M7 (Subcuenca San Patricio)

Muestra: SP-01-M7				
Desorción	Celda de referencia		Celda de la muestra	
Decremento	Pi (psi)	Pf (psi)	Pi (psi)	Pf (psi)
1	474.248891	529.216150	574.707946	531.699235
2	392.151900	467.517585	525.623510	469.903493
3	296.560387	396.807684	468.318206	399.137026
4	218.717419	326.245724	398.540912	328.570715
5	153.027353	258.179902	328.332850	260.751462
6	76.331651	190.784166	260.703598	193.296258
7	16.264786	129.472857	193.458703	131.938537



9.6. Pozos modelados en PetroMod

Pozos modelados en la Subcuenca Sabinas

PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-1

Depth Input: ☒ Top ☐ Base ☐ Thickness Assign from Well Pick

☒ Conglomerado

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	216	206	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	216	304	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	304	309	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	309	340	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	340	426	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	426	467	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	467	744	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Overburden Rock			
Upson	744	921	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	921	1205	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1205	1247	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1247	1278	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1278	1299	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1299	1369	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1369	1391	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1391	1908	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1908	1991	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1991	2190	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen M5	2190	3639	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3639	3729	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3729	3827	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

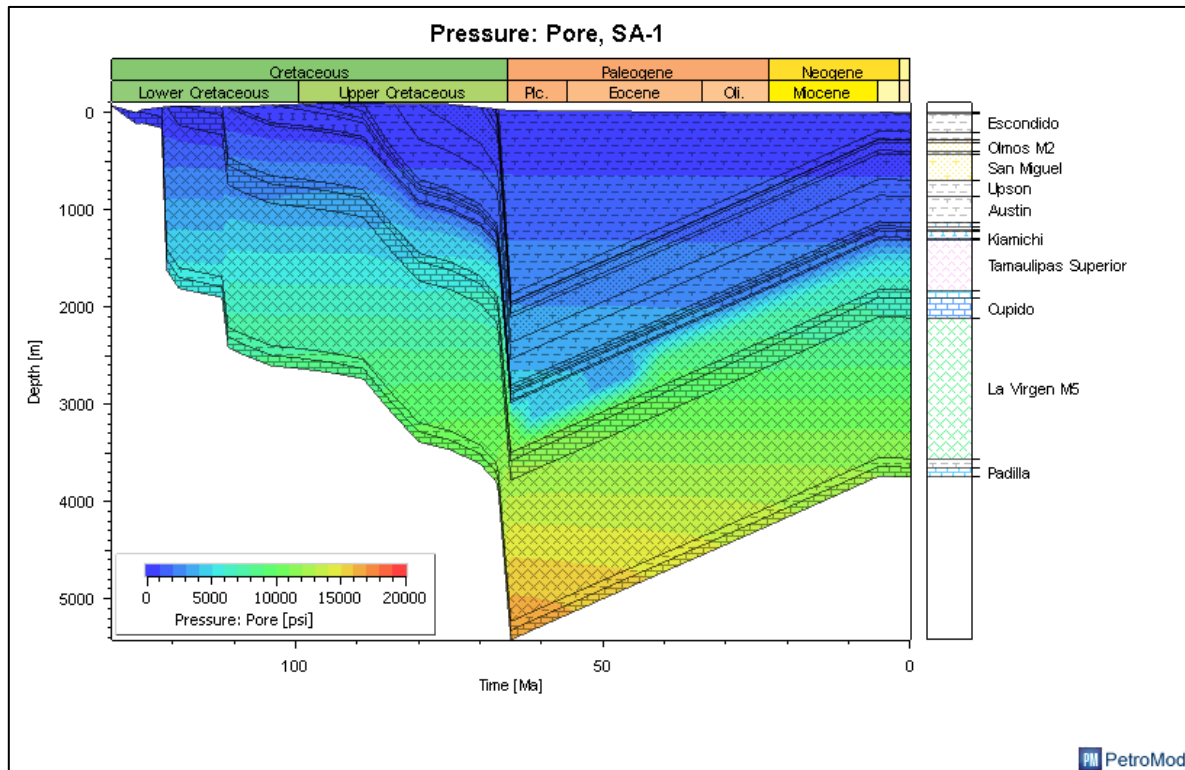
Input SA-1

☐ Main Input (21)
☐ Well Assignment (1)
☐ Boundary Conditions
☐ Tools (1)
☒ Burial History Preview
☐ PSE Settings

Simulation SA-1

Output SA-1

Info





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-2

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Model

SA-2

SA-1

Input SA-2

Main Input (21)

Well Assignment (1)

Boundary Conditions

Tools (1)

Burial History Preview

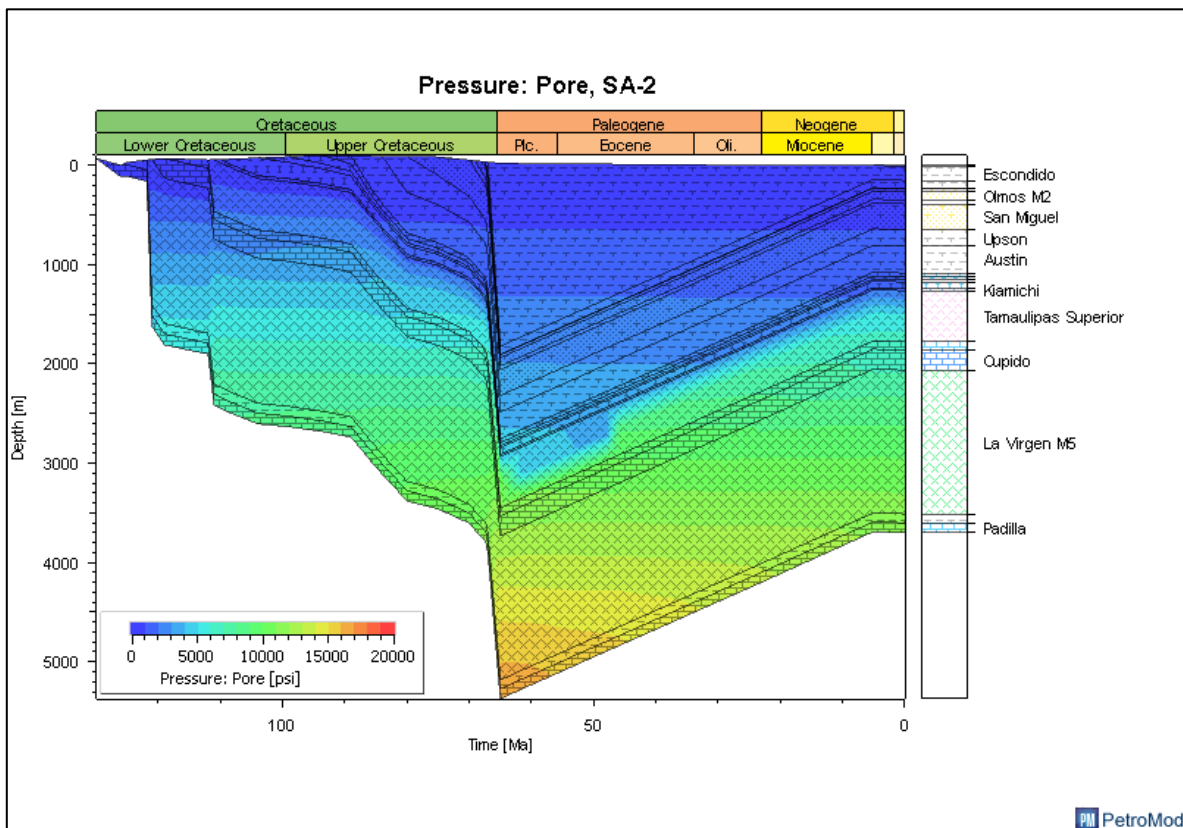
PSE Settings

Simulation SA-2

Output SA-2

Info

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/g TOC
Conglomerado	0	10	10	0	5.10	0.00	0.00	0.00	CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	165	155	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	165	253	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	253	258	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	258	289	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	289	375	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	375	416	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	416	693	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	693	870	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	870	1154	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1154	1196	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1196	1227	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1227	1248	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1248	1318	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1318	1340	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1340	1857	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1857	1940	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1940	2139	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2139	3588	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3588	3678	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3678	3776	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-3

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Model

- ☒ SA-3
- ☐ SA-2
- ☐ SA-1

Input SA-3

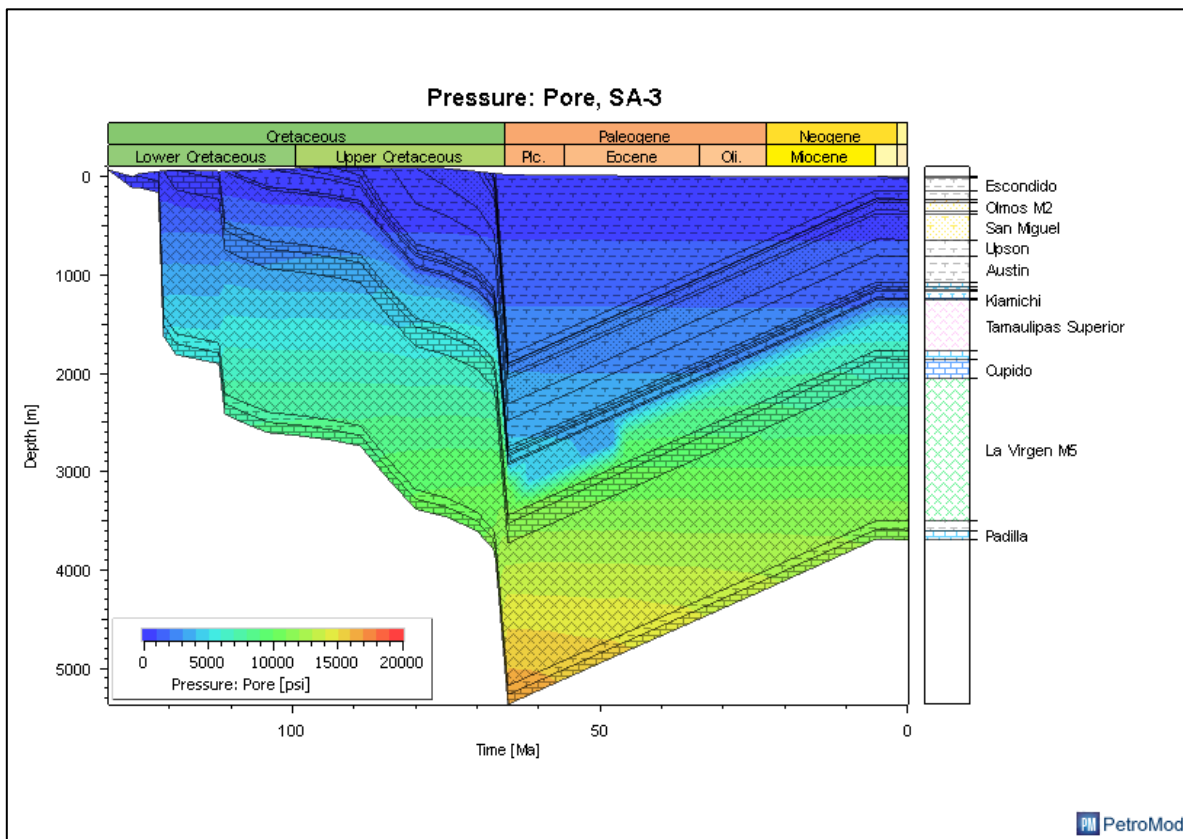
- ☒ Main Input (21)
- ☐ Well Assignment (1)
- ☐ Boundary Conditions
- ☐ Tools (1)
- ☐ Burial History Preview
- ☒ PSE Settings

Simulation SA-3

Output SA-3

Info

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	160	150	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	160	248	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	248	253	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	253	284	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	284	370	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	370	411	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_Till	272.00
San Miguel	411	688	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	688	865	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	865	1149	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1149	1191	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)Till(Eagle Ford)	600.00
Buda	1191	1222	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1222	1243	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1243	1313	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1313	1335	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1335	1852	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1852	1935	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Till(La Peña)	600.00
Cupido	1935	2134	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2134	3583	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3583	3673	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3673	3771	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-4

Depth Inputs: ☒ Top ☐ Base ☐ Thickness Assign from Well Pick

Model

SA-4
SA-3
SA-2
SA-1

Input SA-4

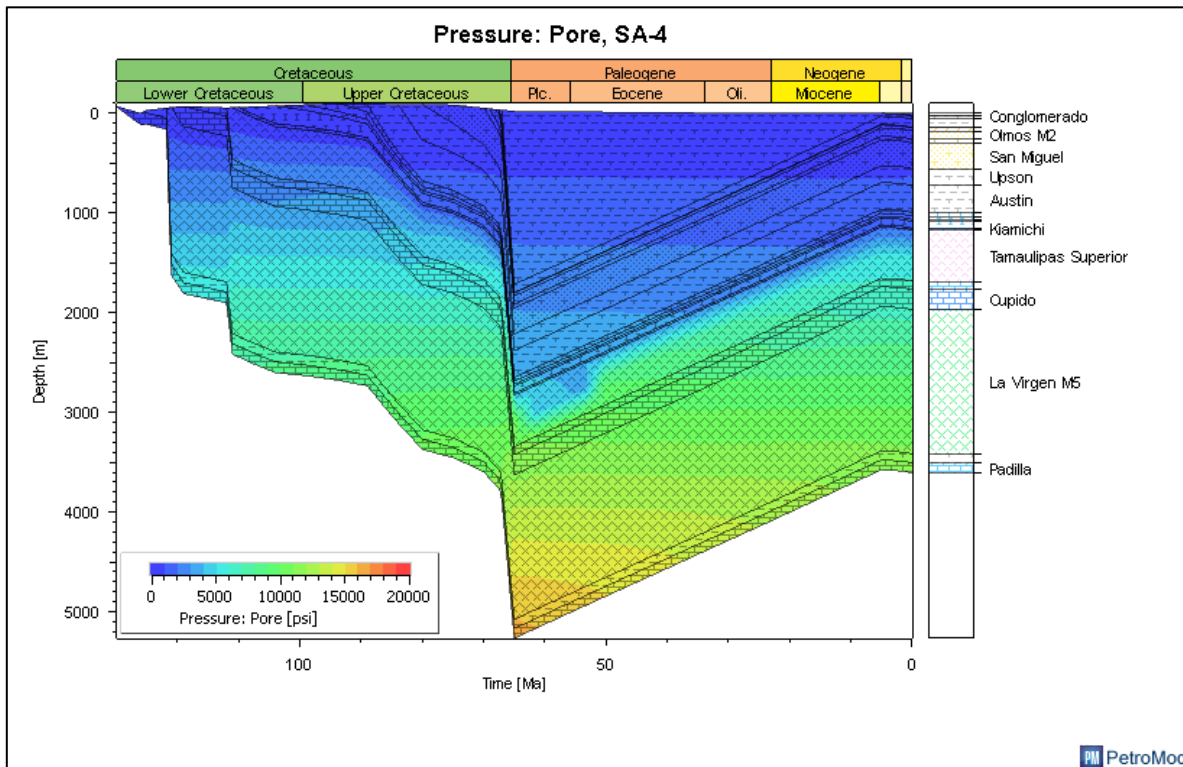
☒ Main Input (22)
☒ Well Assignment (1)
☒ Boundary Conditions
☒ Tools (1)
☐ Burial History Preview
☒ PSE Settings

Simulation SA-4

Output SA-4

Info

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
Lavas Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS_Lavas Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	62	32	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	62	150	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	150	155	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	155	186	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	186	272	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	272	313	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	313	590	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	590	767	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	767	1051	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1051	1093	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1093	1124	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1124	1145	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1145	1215	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1215	1237	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1237	1754	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1754	1837	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1837	2036	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2036	3485	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3485	3575	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3575	3673	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-5

Depth Input: ☒ Top ☐ Base ☐ Thickness Assign from Well Pick

☒ Conglomerado

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	170	160	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	170	258	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	258	263	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	263	294	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	294	380	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	380	421	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	421	698	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	698	875	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	875	1159	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1159	1201	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1201	1232	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1232	1253	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1253	1323	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1323	1345	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1345	1862	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1862	1945	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1945	2144	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2144	3593	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3593	3683	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3683	3781	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
					130.00								

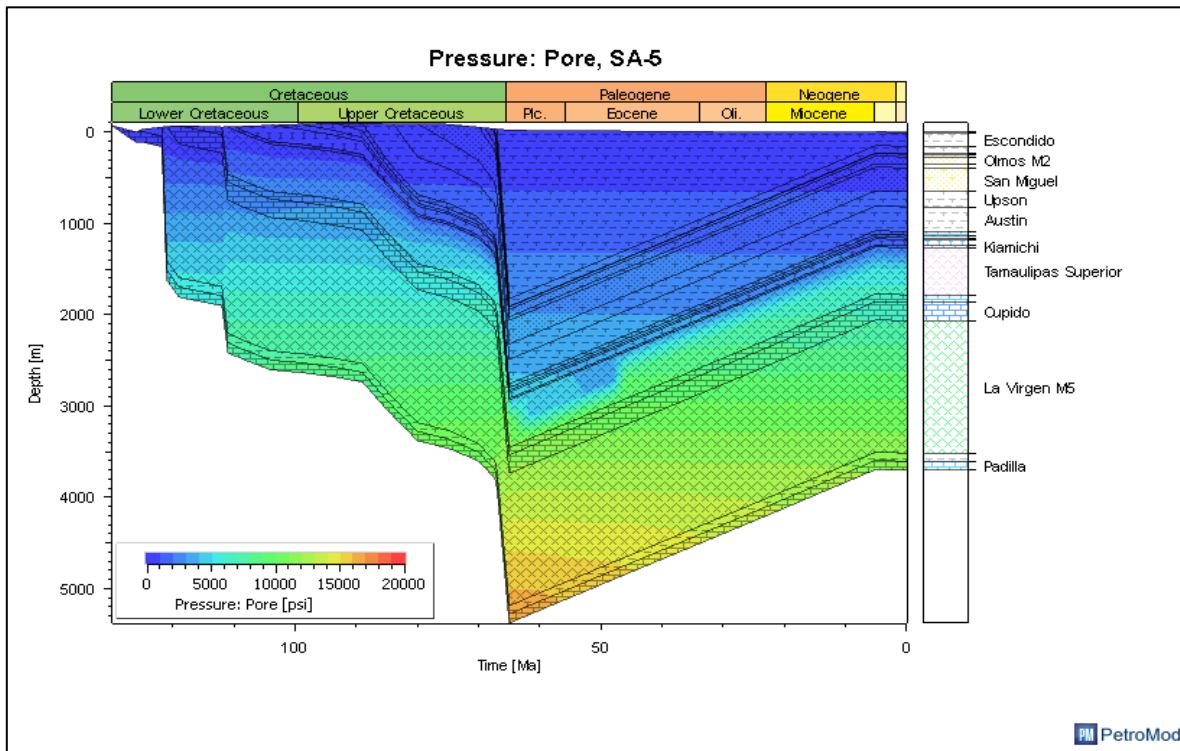
Input SA-5

- ☒ Main Input (21)
- ☐ Well Assignment (1)
- ☐ Boundary Conditions
- ☐ Tools (1)
- ☐ Burial History Preview
- ☐ PSE Settings

Simulation SA-5

Output SA-5

Info





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-5

Depth Input: ☒ Top ☐ Base ☐ Thickness Assign from Well Pick

Model

- ☒ SA-5
- ☐ SA-4
- ☐ SA-3
- ☐ SA-2
- ☐ SA-1

Input SA-5

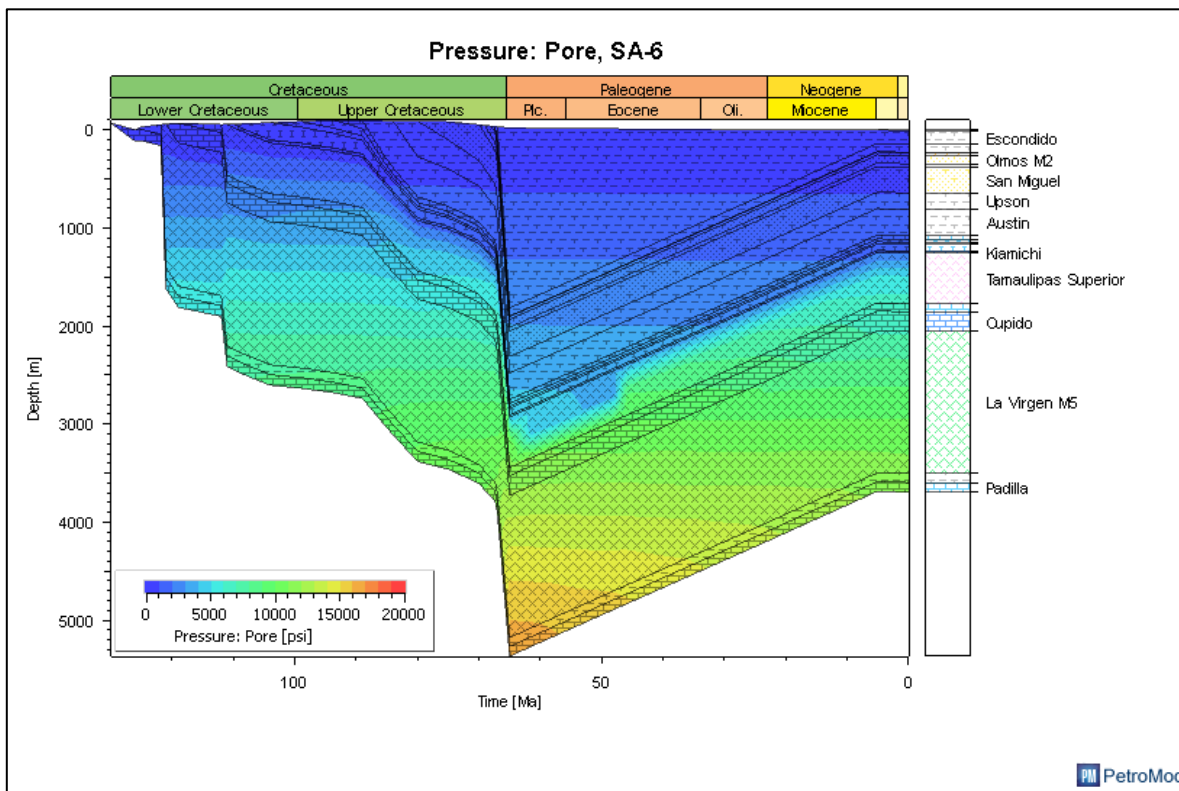
- ☒ Main Input (21)
- ☐ Well Assignment (1)
- ☐ Boundary Conditions
- ☐ Tools (1)
- ☐ Burial History Preview
- ☐ PSE Settings

Simulation SA-5

Output SA-5

Info

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	170	160	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	170	258	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	258	263	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	263	294	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	294	380	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	380	421	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	421	698	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	698	875	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	875	1159	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1159	1201	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1201	1232	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1232	1253	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1253	1323	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1323	1345	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1345	1862	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1862	1945	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1945	2144	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2144	3593	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3593	3683	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3683	3781	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
					130.00								





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-7

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Model

- SA-7
- SA-6
- SA-5
- SA-4
- SA-3
- SA-2
- SA-1

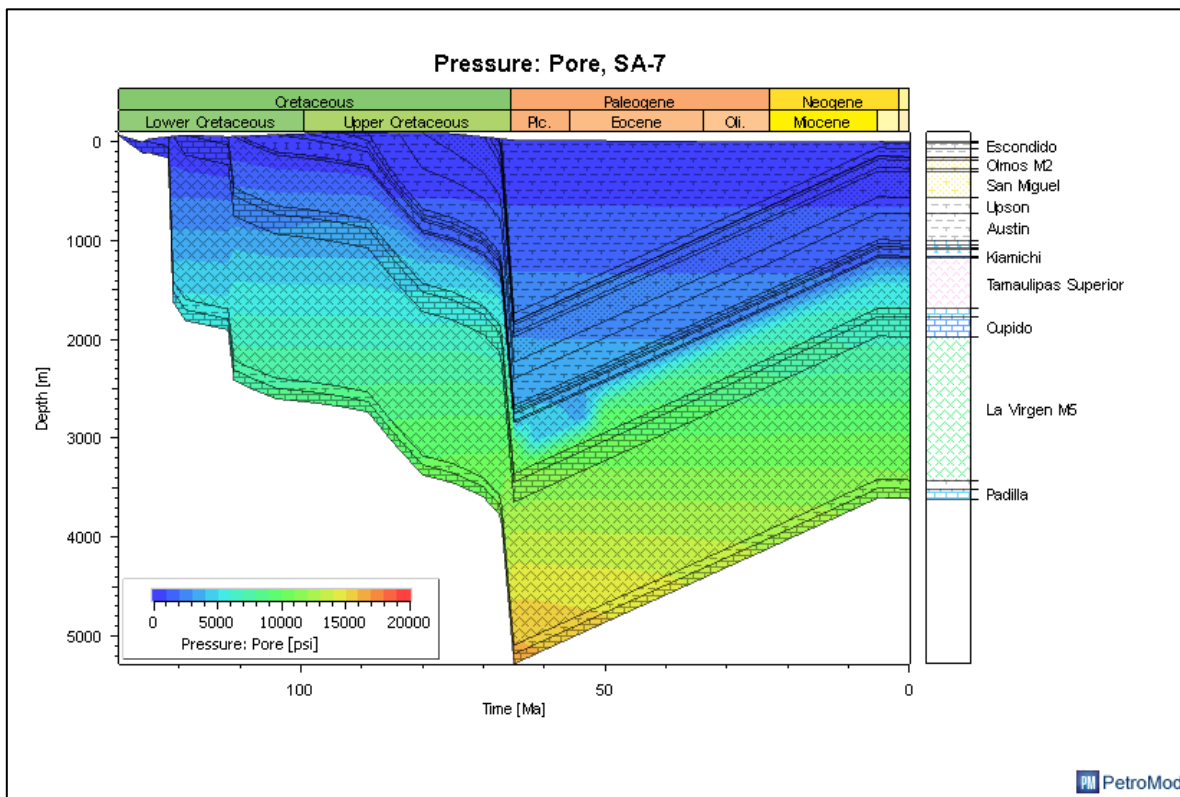
Input SA-7

- Main Input (21)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

Simulation SA-7

Output SA-7

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	73	63	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	73	161	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	161	166	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	166	197	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	197	283	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	283	324	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	324	601	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	601	778	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	778	1062	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1062	1104	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1104	1135	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1135	1156	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1156	1226	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1226	1248	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1248	1765	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1765	1848	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1848	2047	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2047	3496	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3496	3586	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3586	3684	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-8

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	52	42	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	52	137	85		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	300	577	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	577	754	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	754	1038	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1038	1080	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Model

- SA-8
- SA-7
- SA-6
- SA-5
- SA-4
- SA-3
- SA-2
- SA-1

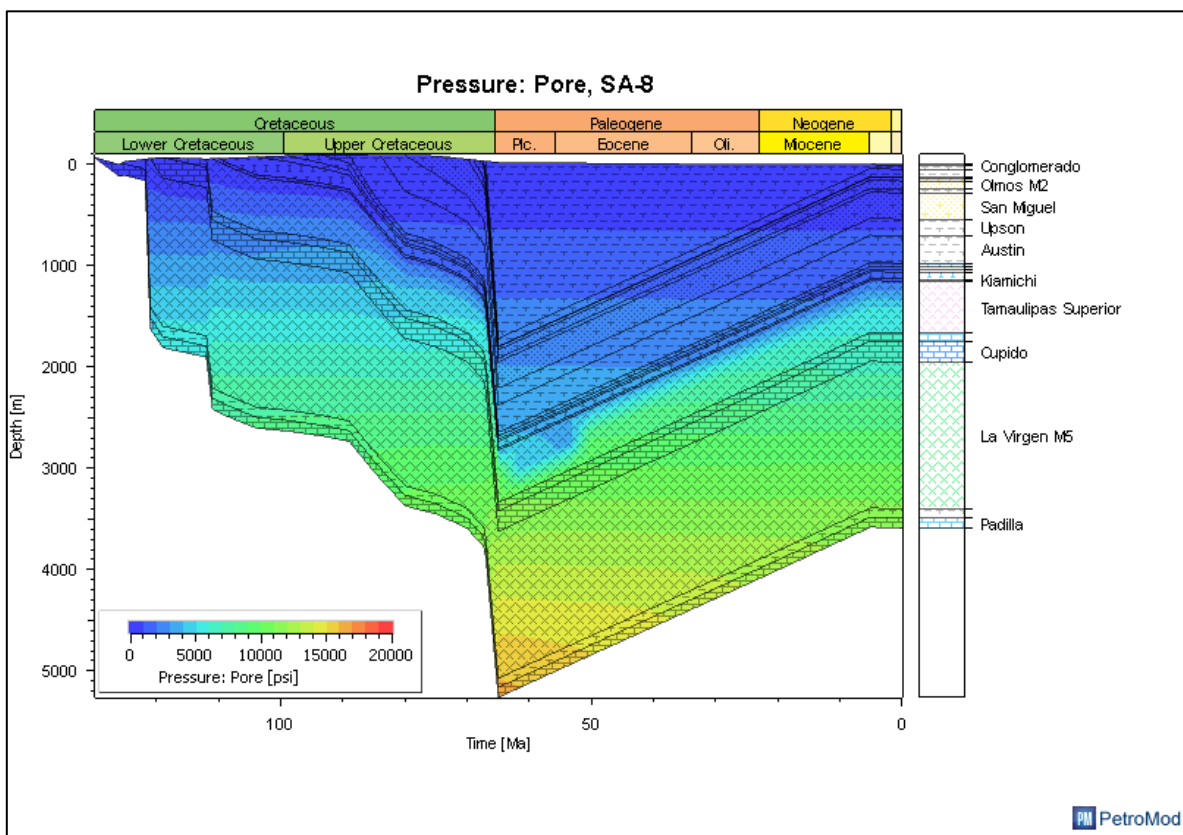
Input SA-8

- Main Input (21)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

Simulation SA-8

Output SA-8

Info





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-9

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	165	155	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	165	253	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	253	258	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	258	289	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	289	375	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	375	416	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	416	693	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	693	870	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	870	1154	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1154	1196	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1196	1227	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1227	1248	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1248	1318	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1318	1340	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1340	1857	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1857	1940	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	1940	2139	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2139	3588	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3588	3678	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3678	3776	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			

Model

- SA-9
- SA-8
- SA-7
- SA-6
- SA-5
- SA-4
- SA-3
- SA-2
- SA-1

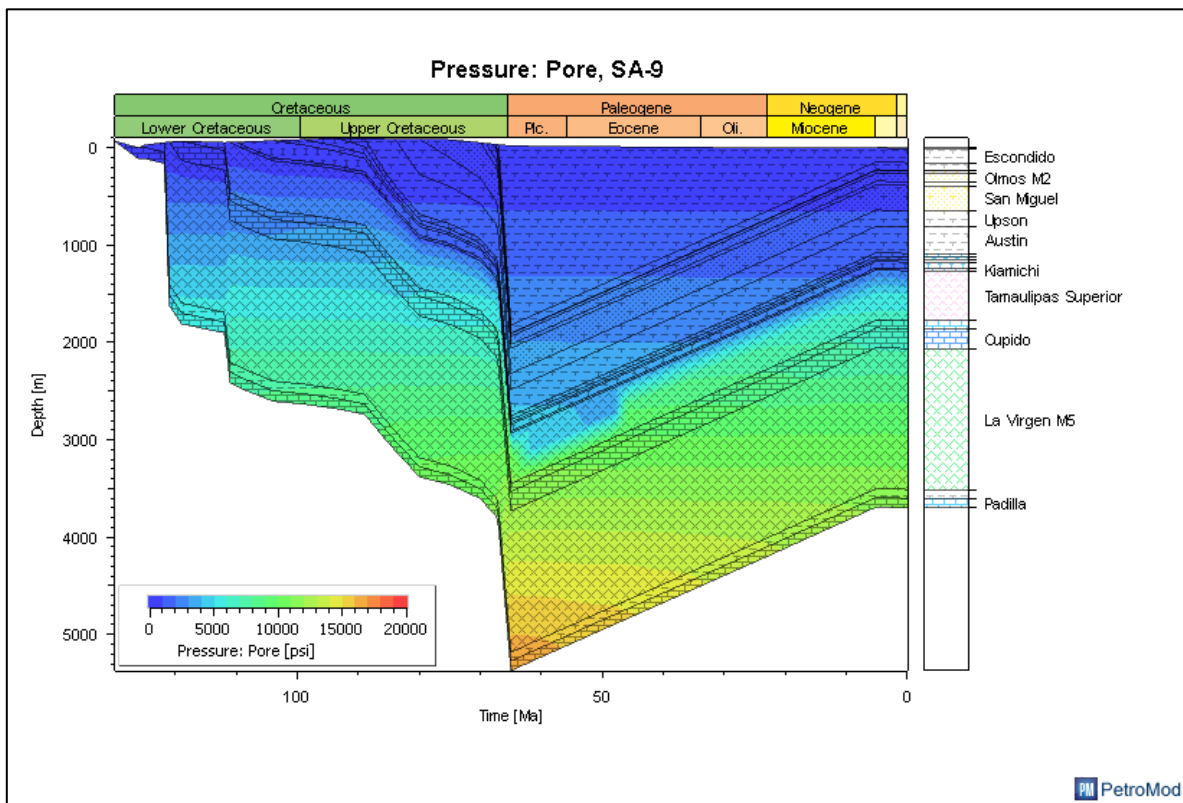
Input SA-9

- Main Input (21)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

Simulation SA-9

Output SA-9

Info





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SA-10

Depth Input: ☒ Top ☐ Base ☐ Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Lavas Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS_Lavas Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	49	19	1850	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	53.46	Burnham(1989)_TIII	272.00
San Miguel	300	577	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	577	754	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	754	1038	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1038	1080	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
					130.00								

Model

- ☒ SA-10
- ☐ SA-9
- ☐ SA-8
- ☐ SA-7
- ☐ SA-6
- ☐ SA-5
- ☐ SA-4
- ☐ SA-3
- ☐ SA-2
- ☐ SA-1

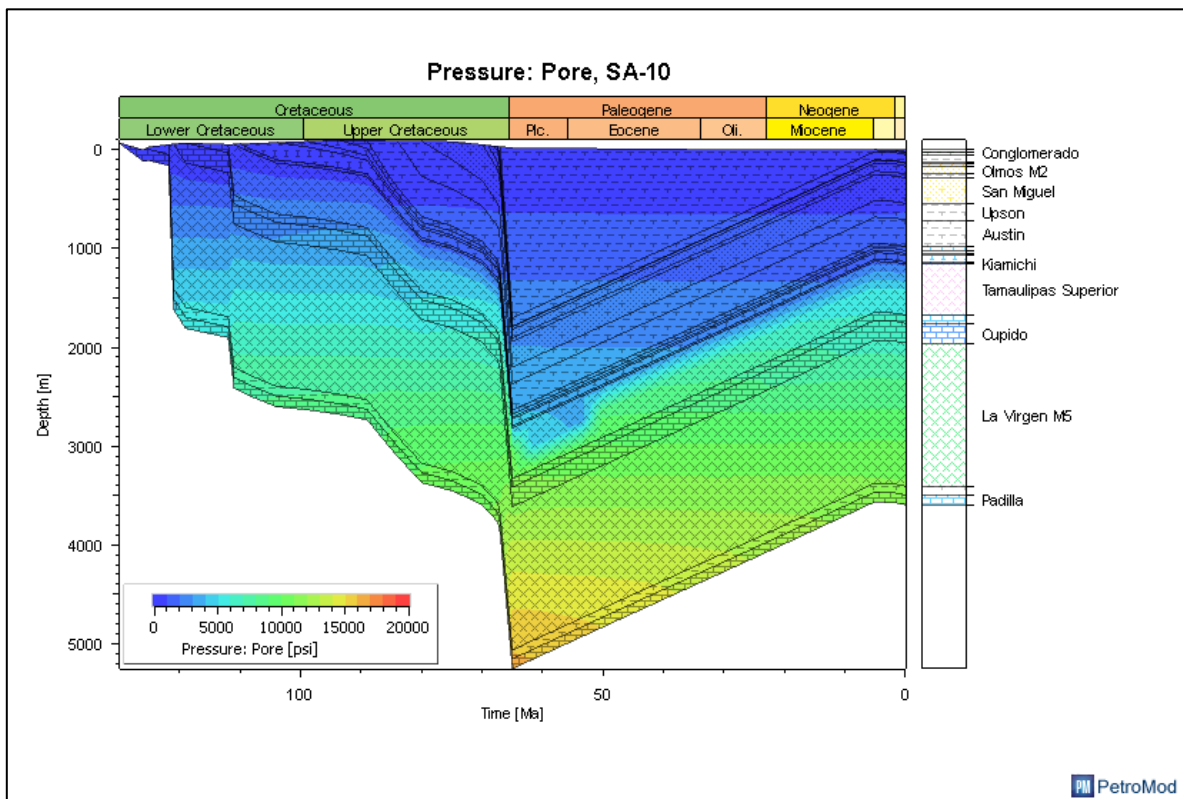
Input SA-10

- ☒ Main Input (22)
- ☐ Well Assignment (1)
- ☐ Boundary Conditions
- ☐ Tools (1)
- ☐ Burial History Preview
- ☒ PSE Settings

Simulation SA-10

Output SA-10

Info





Pozos modelados en la Subcuenca Saltillito-Lampacitos

PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SL-1

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	799	799	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	799	887	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	887	892	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	892	923	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	923	1009	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1009	1050	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_TIII	241.00
San Miguel	1050	1120	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1120	1237	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1237	1653	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1653	1718	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1718	1754	36		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1754	1783	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1783	1800	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1800	1887	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1887	2307	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2307	2352	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2352	2495	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2495	3328	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3328	3429	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3429	3548	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	3548	3703	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3703	3888	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3888	4077	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00

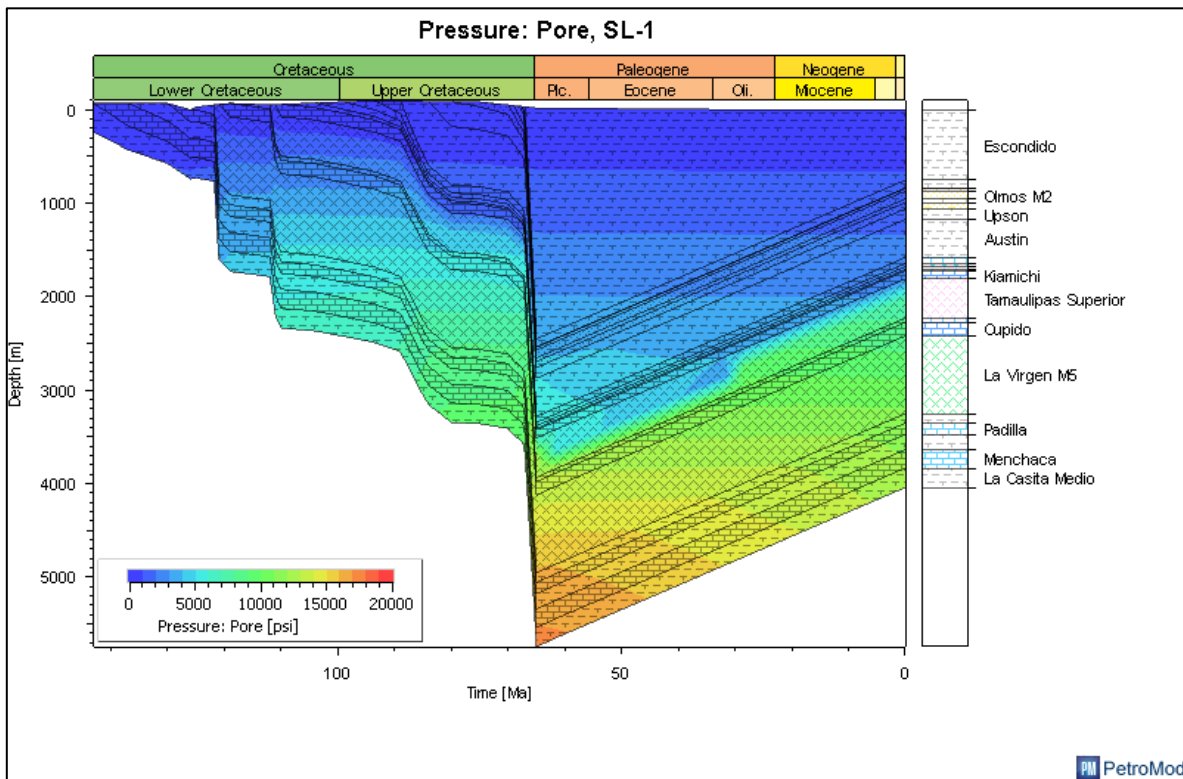
Input SL-1

- Main Input (23)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

Simulation SL-1

Output SL-1

Info





PetroMod 1D - PETROMOD02012

File Edit Settings Windows Help

Data Main Input for SL-2

Model

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

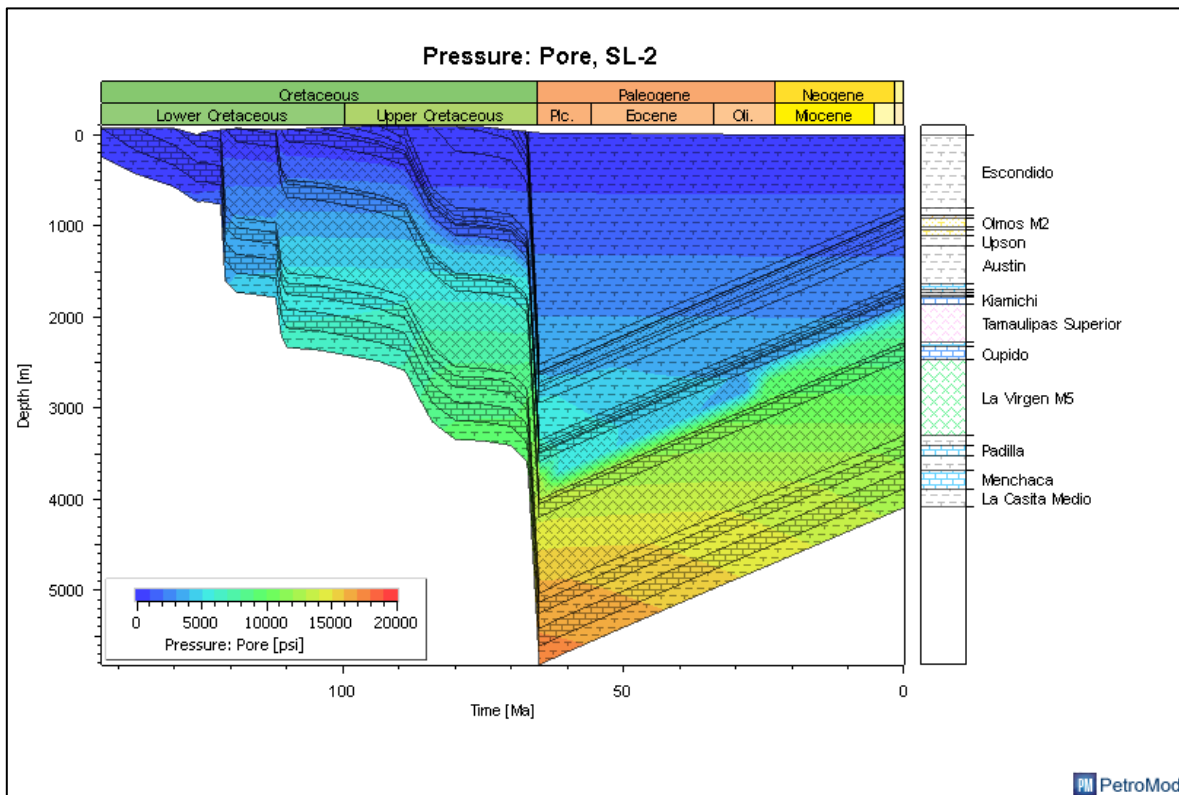
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Escondido	0	366	366	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	349	937	588		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	937	942	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	942	973	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	973	1059	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1059	1100	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_TII	241.00
San Miguel	1100	1170	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1170	1287	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1287	1703	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1703	1766	63		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1766	1804	38		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1804	1833	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1833	1850	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1850	1937	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1937	2357	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2357	2402	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2402	2545	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2545	3378	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3378	3479	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3479	3598	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	3598	3753	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3753	3938	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3938	4127	189		145.00	143.00			CS_La Casita Medio	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00

Input SL-2

- ☒ Main Input (23)
- ☒ Well Assignment (1)
- ☒ Boundary Conditions
- ☒ Tools (1)
- ☒ Run History Preview
- ☒ PSE Settings

Simulation SL-2

Output SL-2





PetroMod 1D - PETROMOD02012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SL-3

Model

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

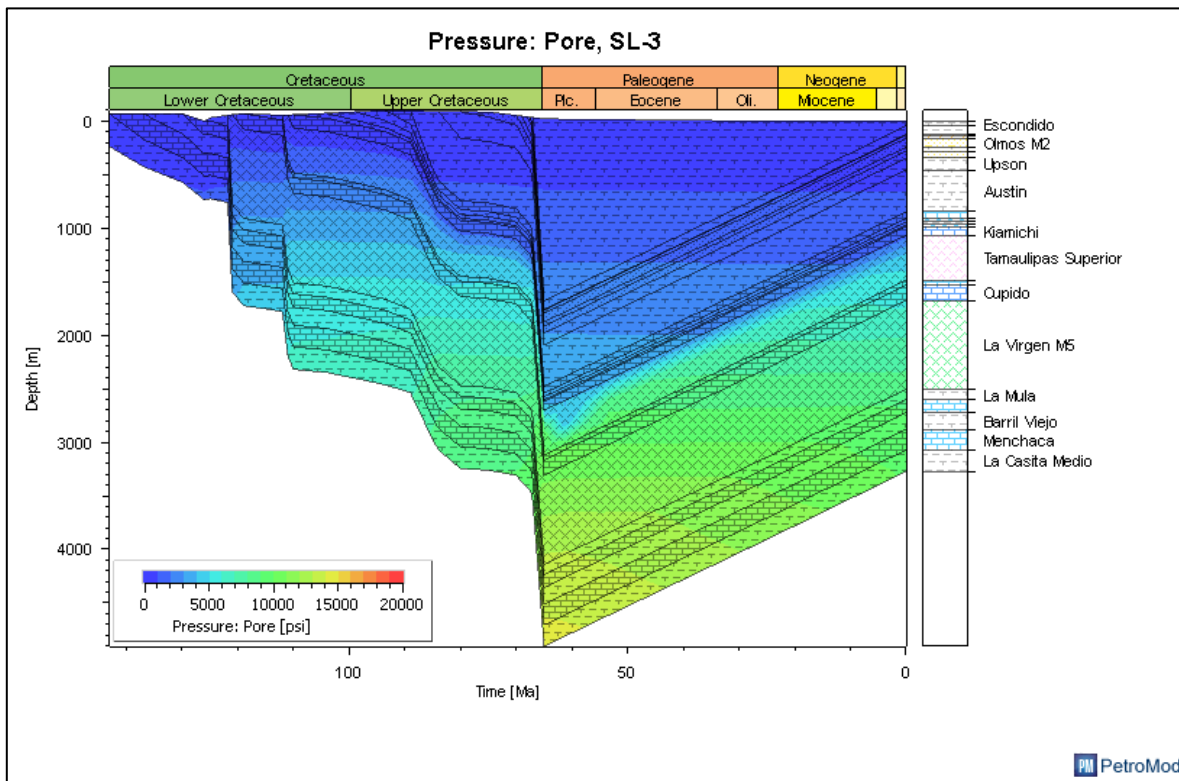
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSR	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/g TOC
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olimos M3	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olimos M3	Overburden Rock			
Olimos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olimos M4	Overburden Rock			
Olimos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olimos M3	Overburden Rock			
Olimos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olimos M2	Overburden Rock			
Olimos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olimos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_T81	241.00
San Miguel	300	370	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	370	487	117		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	487	903	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	903	968	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)T81(Eagle Ford)	600.00
Buda	968	1004	36		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1004	1033	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1033	1050	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1050	1137	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1137	1557	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1557	1602	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)T81(La Peña)	600.00
Cupido	1602	1745	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	1745	2578	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	2578	2679	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	2679	2798	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	2798	2953	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	2953	3138	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3138	3327	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)T81(La Casita)	400.00
						145.00							

Input SL-3

- Main Input (I)
- Well Assignment (I)
- Boundary Conditions
- Tauly (I)
- Bural History Preview
- PSR Settings

Simulation SL-3

Output SL-3





PetroMod 1D - PETROMOD02012

File Edit Settings Windows Help

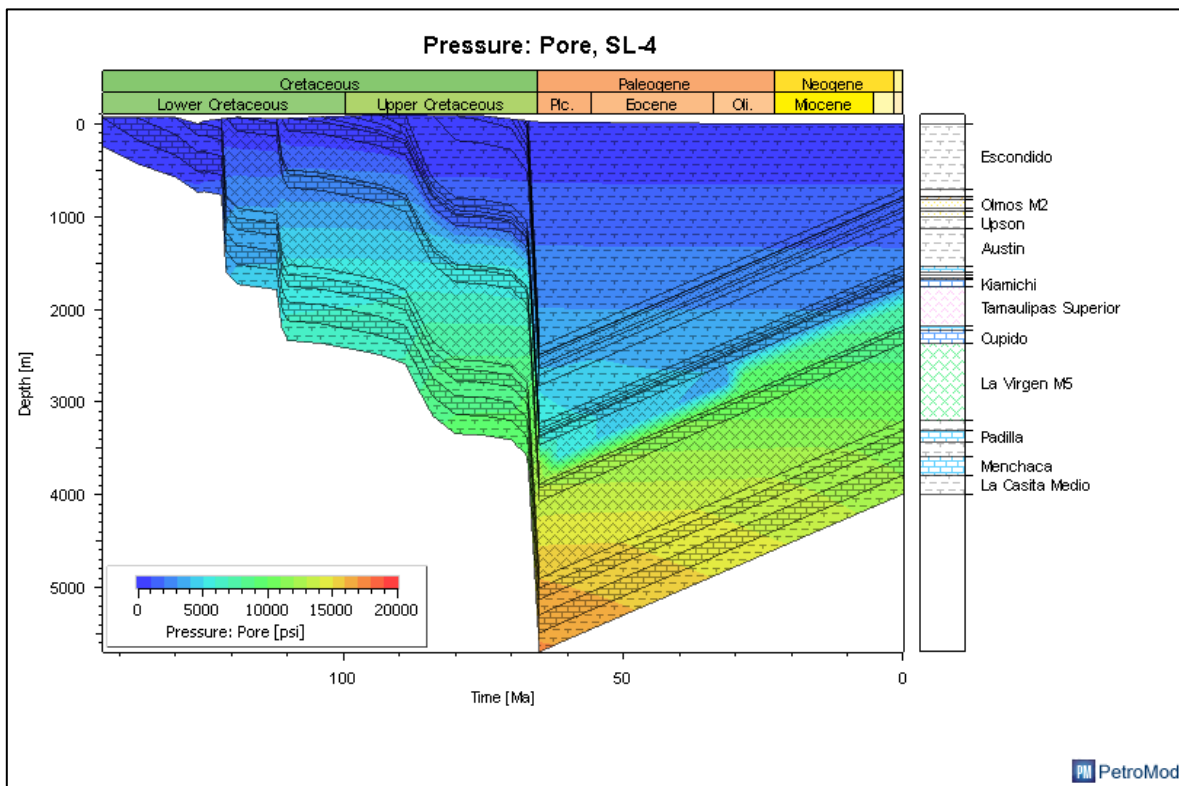
Main Input for SL-4

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSR	TOC [%]	Kinetic	H _i mgHC/gTOC
Escandido	0	749	749	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escandido	Overburden Rock			
Olmos M5	749	837	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	837	842	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	842	873	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	873	959	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	959	1000	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_TII	241.00
San Miguel	1000	1070	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1070	1187	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1187	1603	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1603	1668	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1668	1704	36		96.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1704	1733	29		104.00	96.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1733	1790	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1790	1837	47		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1837	2257	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2257	2302	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2302	2445	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2445	3278	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3278	3379	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3379	3498	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Baril Viejo	3498	3653	155		137.00	130.00			CS_Baril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3653	3838	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3838	4027	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
						145.00							

Simulation SL-4

Output SL-4





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

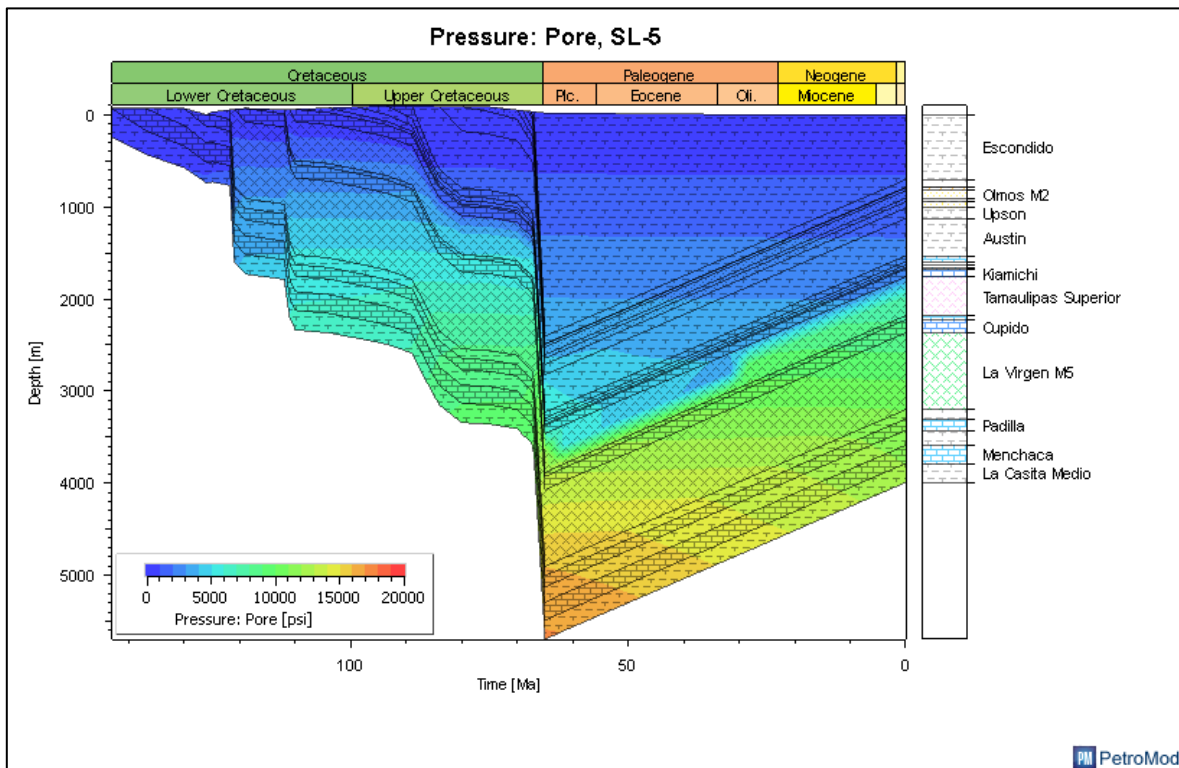
Main Input for SL-5

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escandido	0	749	749	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escandido	Overburden Rock			
Olmos M5	749	837	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	837	842	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	842	873	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	873	959	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	959	1000	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Runham(1988)_TBI	241.00
San Miguel	1000	1070	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1070	1187	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1187	1603	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1603	1660	57		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TBI(Eagle Ford)	600.00
Buda	1668	1704	36		98.00	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1704	1733	29		104.00	98.00			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1733	1750	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1750	1837	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1837	2257	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2257	2302	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TBI(La Peña)	600.00
Cupido	2302	2445	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2445	3278	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3278	3379	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3379	3498	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Ranil Viejo	3498	3653	155		137.00	130.00			CS_Ranil Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3653	3838	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3838	4027	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.80	Enciso&Martinez(2015)TBI(La Casita)	400.00

Simulation SL-5

Output SL-5





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Model

SL-6
SL-5
SL-4
SL-3
SL-2
SL-1

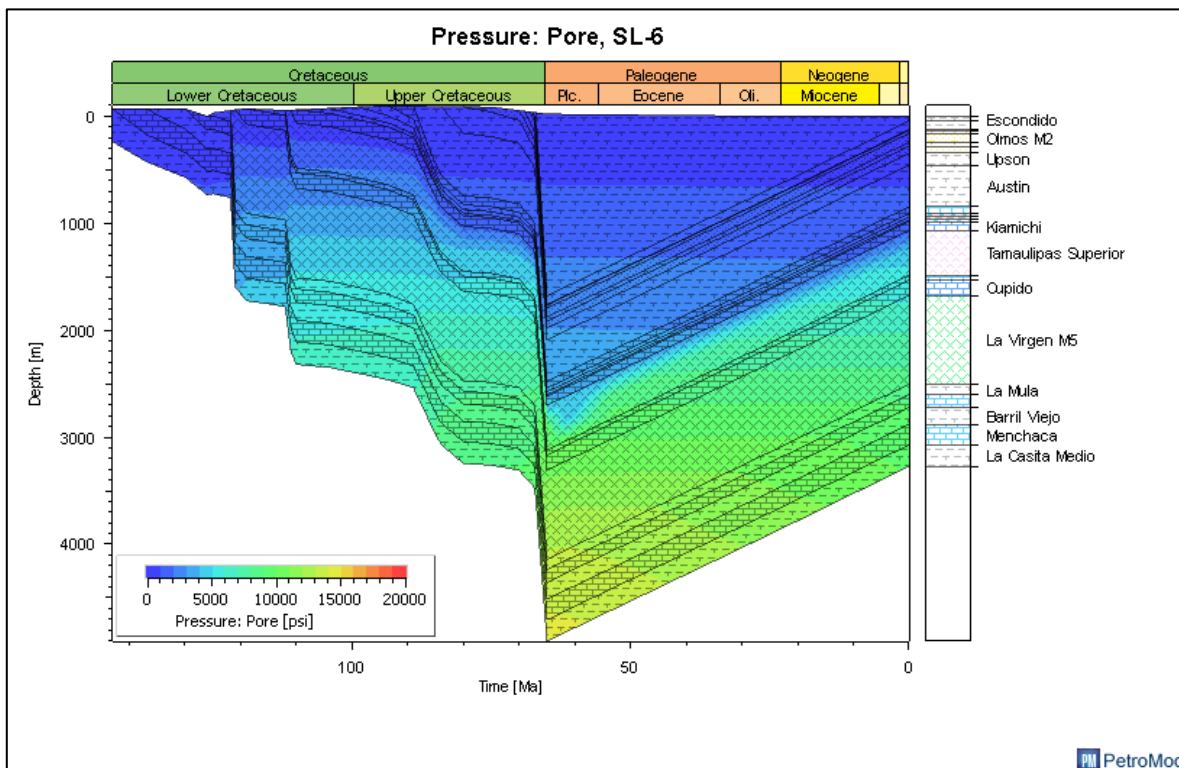
Input SL-6

Main Input (20)
Well Assignment (1)
Boundary Conditions
Tools (1)
Serial History Preview
PSE Settings

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	H ₂ mgHC/gTOC
Escondido	0	49	49	1900	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Bumham(1999)_Till	241.00
San Miguel	300	370	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	370	487	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	487	903	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	903	968	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)Till(Eagle Ford)	600.00
Buda	968	1004	36		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1004	1033	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1033	1050	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1050	1137	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1137	1557	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1557	1602	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Till(La Peña)	600.00
Cupido	1602	1745	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	1745	2578	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	2578	2679	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	2679	2798	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	2798	2953	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	2953	3138	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3138	3327	189		145.00	143.00			CS_La Casita Medi	Source Rock	2.80	Enciso&Martinez(2015)Till(La Casita)	400.00

Simulation SL-6

Output SL-6





PetroMod 1D - PETROMOD2012

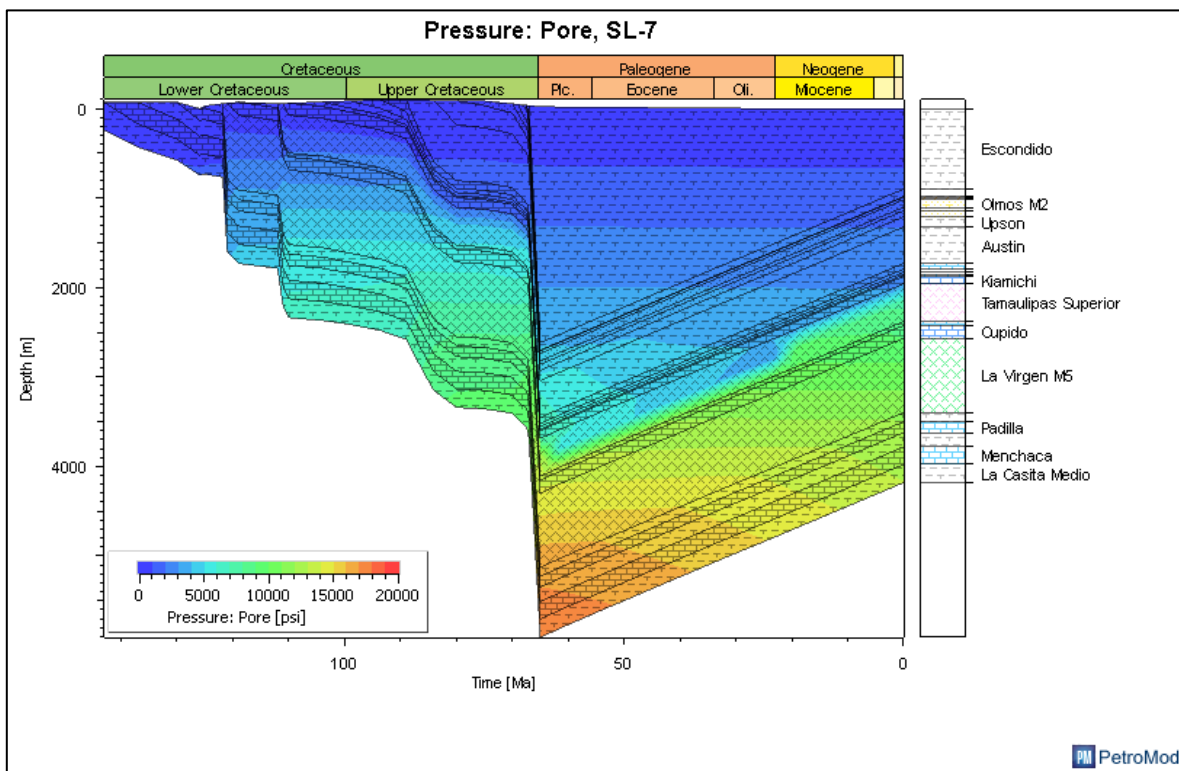
File Edit Settings Windows Help

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Layer

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 mg HC/g TOC
Escondido	0	949	949	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	949	1037	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1037	1042	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1042	1073	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1073	1159	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1159	1200	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_TII	241.00
San Miguel	1200	1270	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1270	1387	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1387	1803	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1803	1888	85		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1888	1904	16		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1904	1933	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1933	1950	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1950	2037	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2037	2457	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peta	2457	2502	45		119.00	112.00			CS_La Peta	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peta)	600.00
Cupido	2502	2645	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2645	3478	833		121.00	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3478	3579	101		126.00	121.00			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3579	3698	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	3698	3853	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3853	4038	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	4038	4227	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00

Info





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SL-8

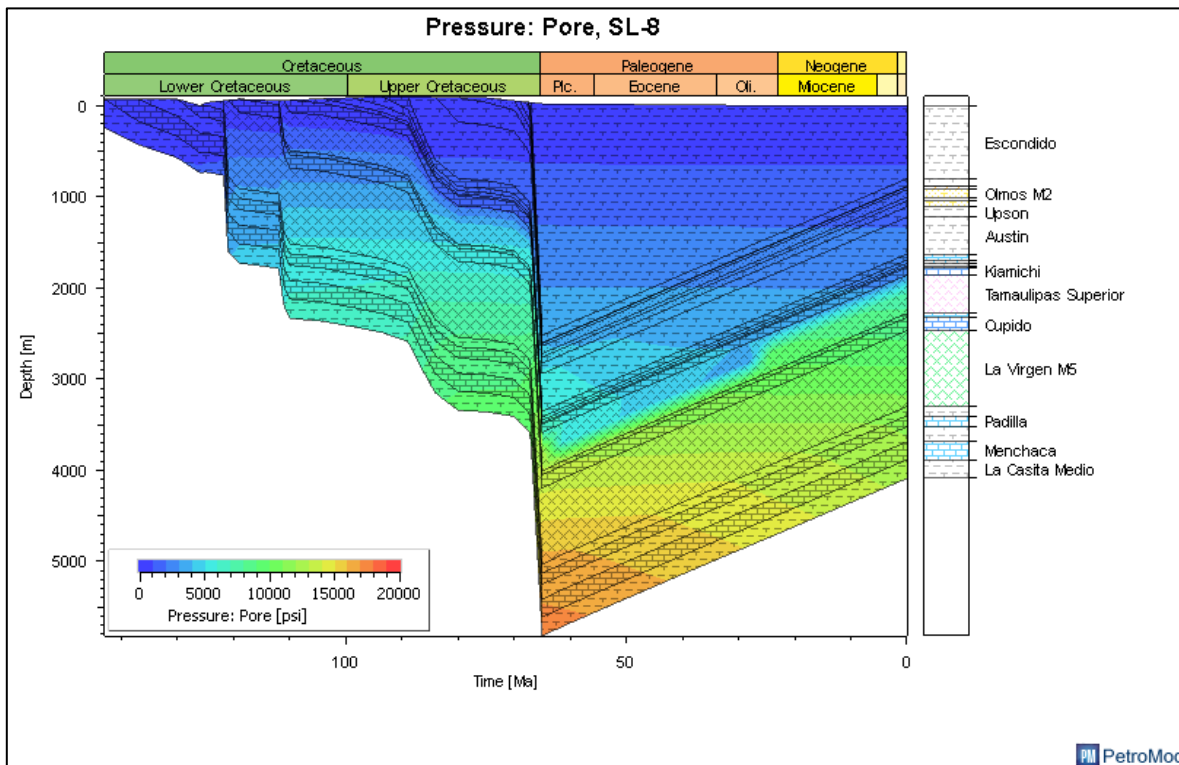
Model

Depth Inputs: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	H _i mg HC/g TOC
Escondido	0	849	849	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	849	937	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	937	942	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	942	973	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	973	1059	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1059	1100	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989)_TII	241.00
San Miguel	1100	1170	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1170	1287	117		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1287	1703	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1703	1769	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1769	1804	36		98.00	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1804	1833	29		104.00	98.00			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1833	1850	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1850	1937	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1937	2357	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peha	2357	2402	45		119.00	112.00			CS_La Peha	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peha)	600.00
Cupido	2402	2545	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2545	3378	833		121.00	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3378	3479	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3479	3598	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Baril Viejo	3598	3753	155		137.00	130.00			CS_Baril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3753	3938	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3938	4127	189		145.00	143.00			CS_La Casita Medio	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00

Simulation SL-8

Output SL-8





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

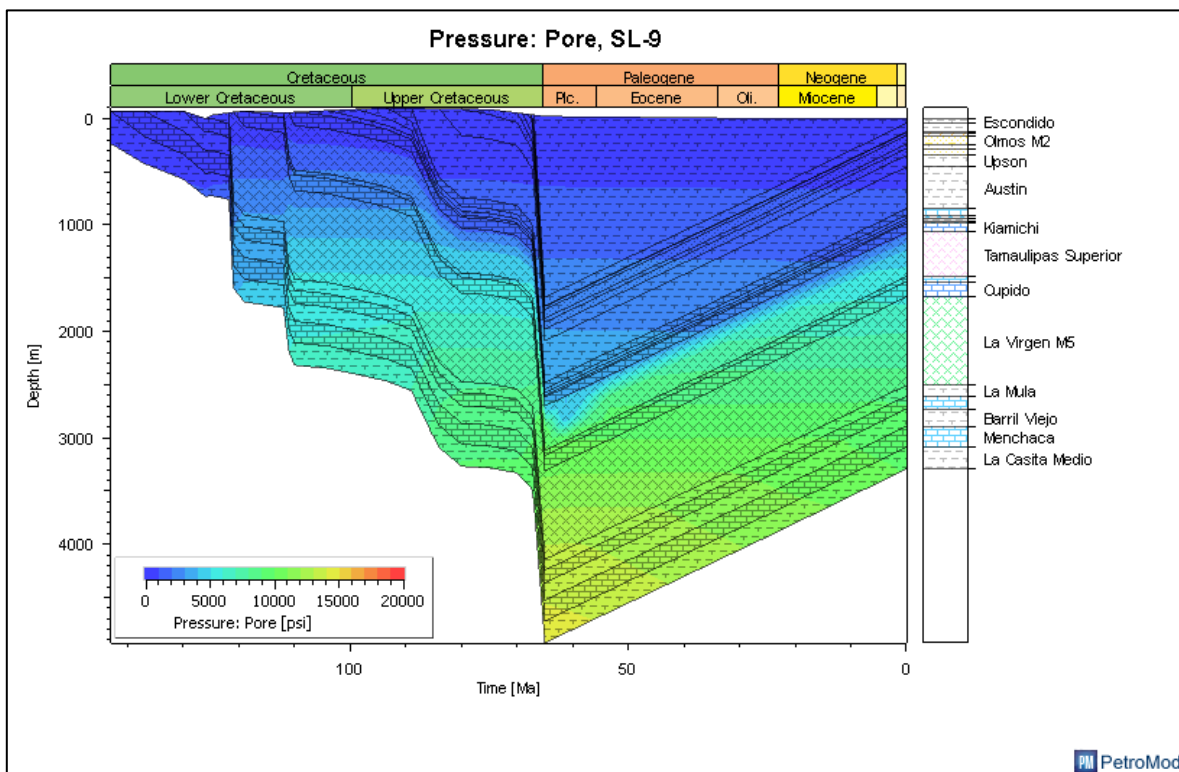
Main Input for SL-9

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	63.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olimos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olimos M5	Overburden Rock			
Olimos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olimos M4	Overburden Rock			
Olimos M3	142	173	31		66.00	67.50			CS_Olimos M3	Overburden Rock			
Olimos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olimos M2	Overburden Rock			
Olimos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olimos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1989),TIII	241.00
San Miguel	300	370	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	370	487	117		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	487	903	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	903	968	65		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	968	1004	36		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1004	1033	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1033	1050	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1050	1137	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1137	1557	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1557	1602	45		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1602	1745	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	1745	2578	833		121.00	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	2578	2679	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	2679	2769	110		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	2769	2953	185		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	2953	3138	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	3138	3327	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00

Simulation SL-9

Output SL-9





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

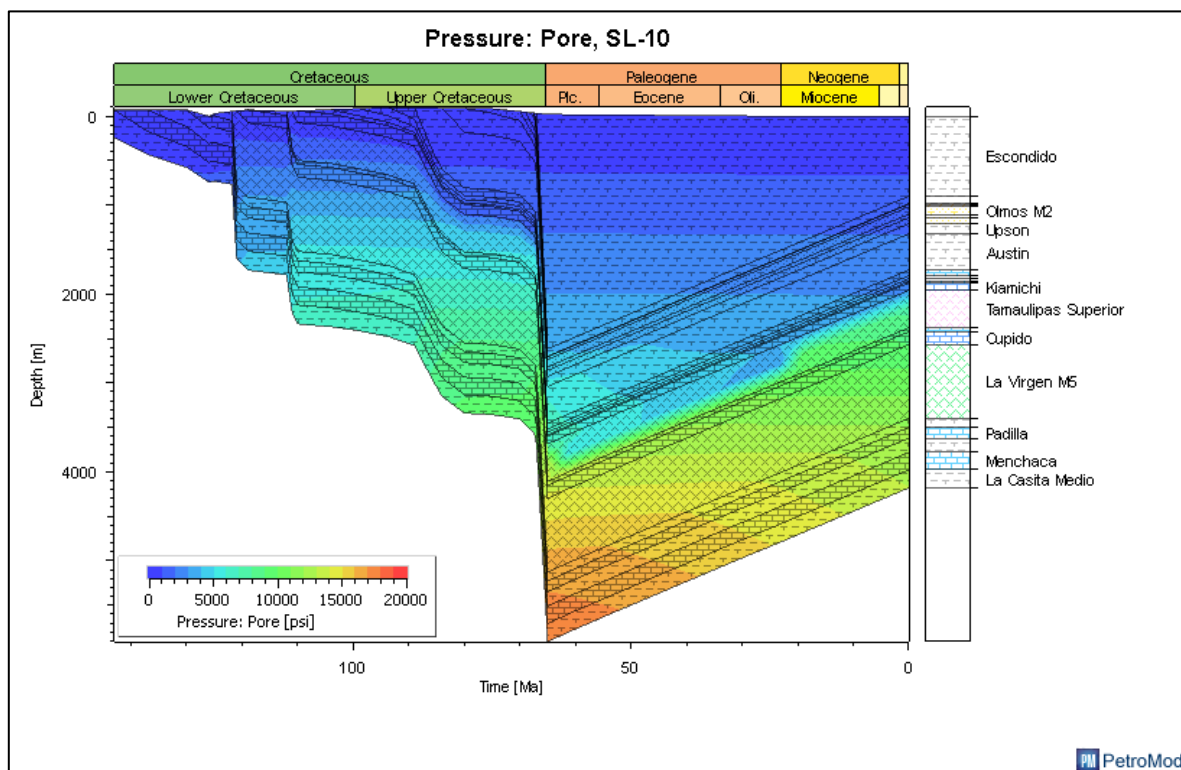
Main Input for SL-10

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	949	949	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M3	949	1037	88		67.40	67.00			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M4	1037	1042	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1042	1073	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1073	1159	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1159	1200	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.12	Burnham(1999), TII	241.00
San Miguel	1200	1270	70		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1270	1387	117		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1387	1803	416		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1803	1868	65		91.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1868	1904	36		98.90	91.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1904	1933	29		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1933	1950	17		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1950	2037	87		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2037	2457	420		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Pella	2457	2502	45		119.00	112.00			CS_La Pella	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Pella)	600.00
Cupido	2502	2645	143		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2645	3478	833		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3478	3579	101		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3579	3698	119		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
Barril Viejo	3698	3853	155		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	3853	4038	185		143.00	137.00			CS_Menchaca	Underburden Rock			
La Casita Medio	4038	4227	189		145.00	143.00			CS_La Casita Med	Source Rock	2.80	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
						145.00							

Simulation SL-10

Output SL-10





Pozos modelados en la Subcuenca Adjuntas

PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

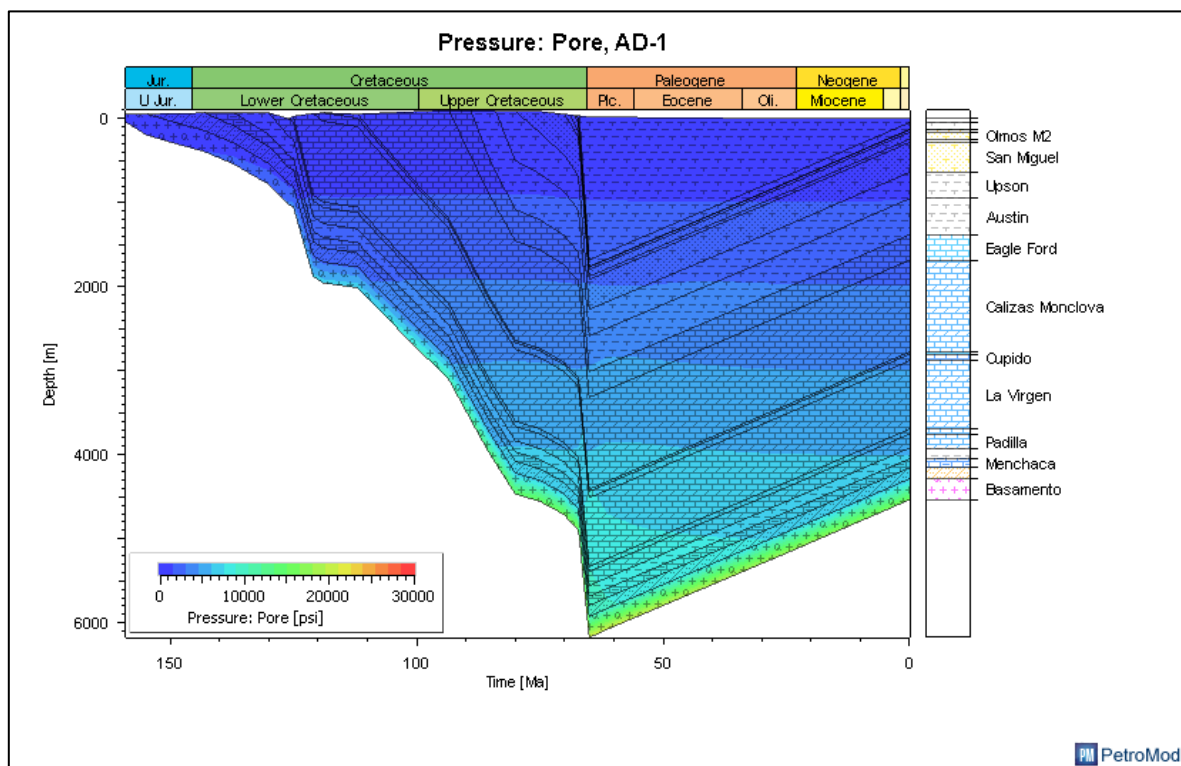
Main Input for AD-1

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	I-H mgH ₂ C/gTOC
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	6.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Burnham1989_TII	184.00
San Miguel	300	681	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	681	1013	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1013	1461	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1461	1777	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	1777	2895	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	2895	2923	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2923	3000	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3000	3826	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	3826	3886	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	3886	4055	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4055	4183	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4183	4293	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	4293	4426	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	400.00
Basamento	4426	4675	249		161.50	154.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-1

Output AD-1





PetroMod 1D - PETROMOD02012

File Edit Settings Windows Help

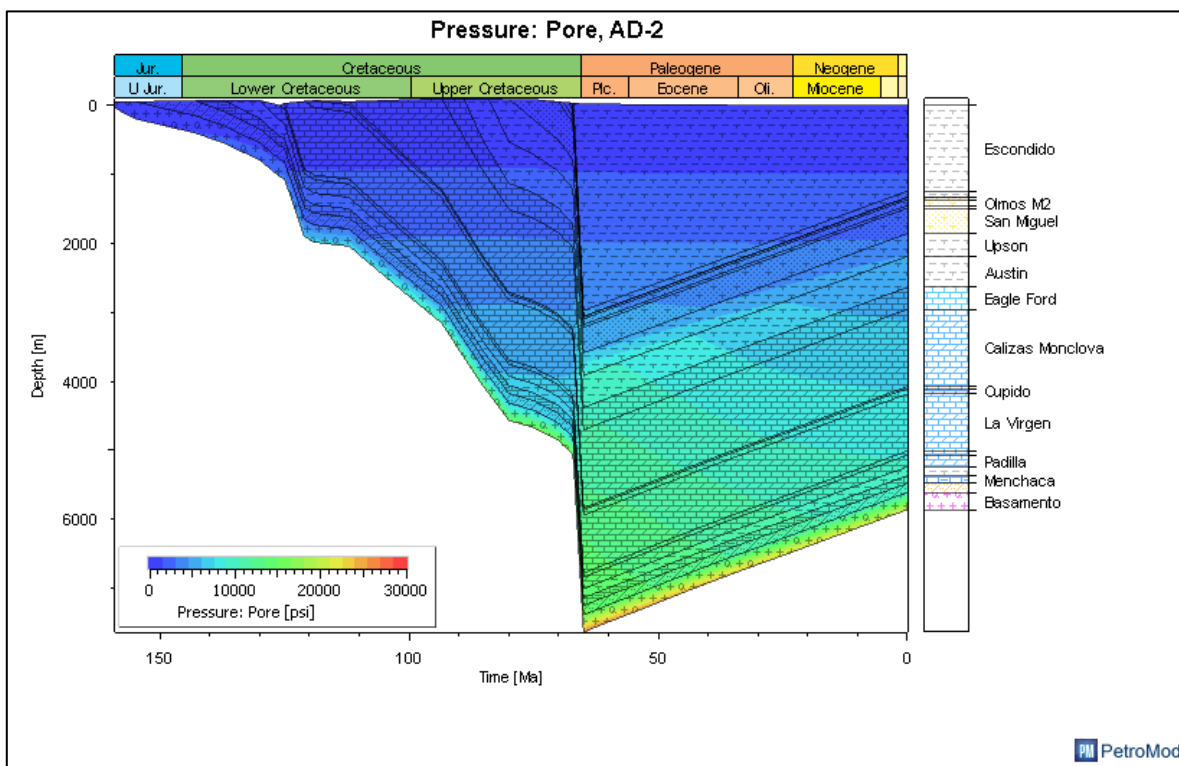
Main Input for AD-2

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	1299	1299	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	1299	1387	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1387	1392	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1392	1423	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1423	1509	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1509	1550	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Burnham(1989)_TIII	154.00
San Miguel	1550	1931	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1931	2264	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	2263	2711	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2711	3027	316		91.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	3027	4145	1118		112.00	91.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	4145	4173	28		116.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	4173	4250	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	4250	5076	826		123.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	5076	5136	60		125.00	123.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	5136	5305	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	5305	5433	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	5433	5543	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	5543	5676	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00
Basamento	5676	5925	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-2

Output AD-2





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for AD-3

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

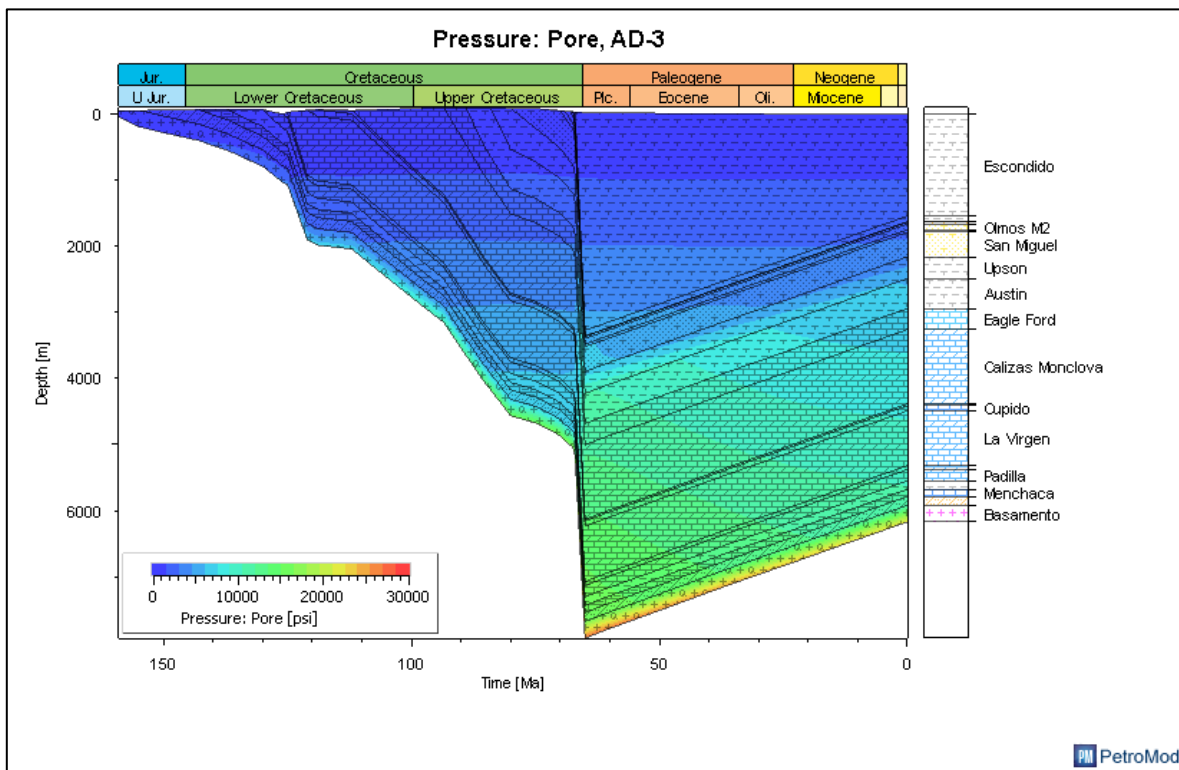
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgH ₂ C/gTOC
Escondido	0	1599	1599	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	1599	1687	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1687	1692	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1692	1723	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1723	1809	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1809	1850	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	25.88	Burnham(1989)_TII	184.00
San Miguel	1850	2231	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	2231	2563	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	2563	3011	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	3011	3327	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	3327	4443	1116		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	4443	4473	30		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	4473	4550	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	4550	5376	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	5376	5436	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	5436	5605	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	5605	5733	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	5733	5843	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Cañita	5843	5976	133		154.80	143.00			CS_La Cañita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Cañita)	400.00
Basamento	5976	6225	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Input AD-3

- Main Input (20)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

Simulation AD-3

Output AD-3





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

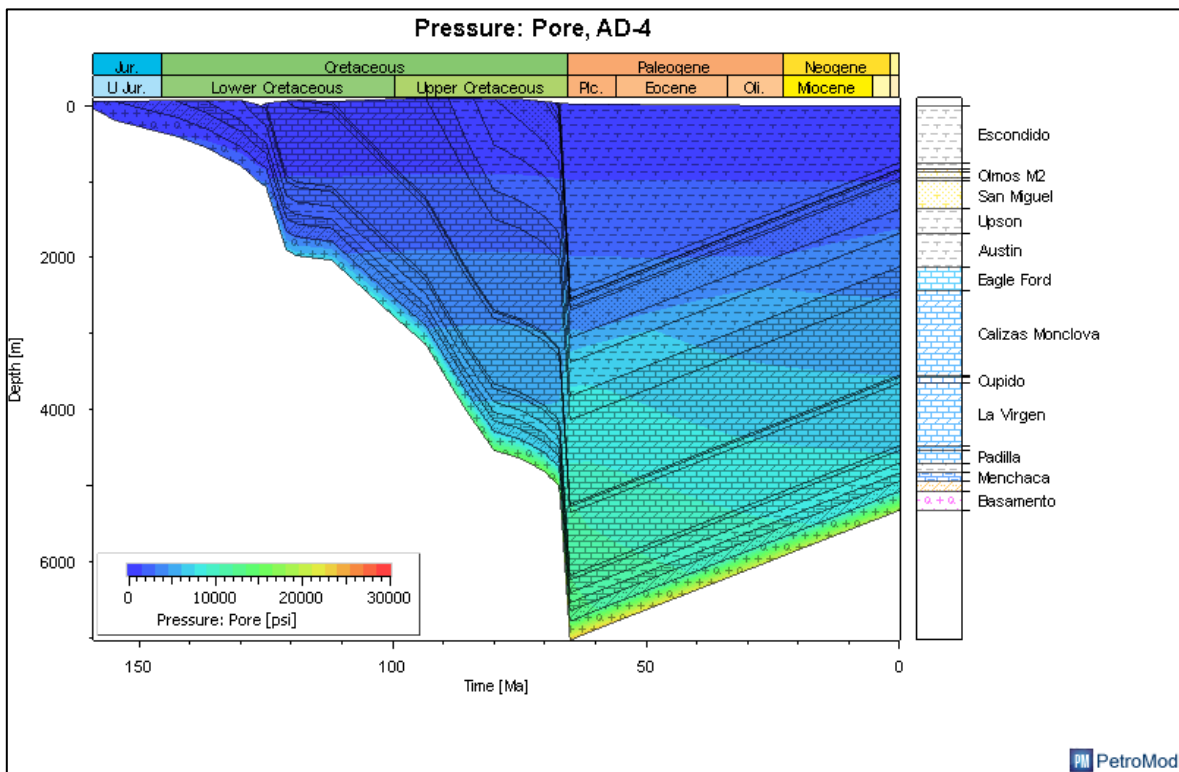
Main Input for AD-4

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	799	799	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M3	799	887	88		67.40	67.00			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M4	887	892	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	892	923	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	923	1009	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1009	1090	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	33.88	Burnham(1999)_TII	154.00
San Miguel	1090	1431	341		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1431	1763	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1763	2211	448		99.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2211	2527	316		95.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	2527	3645	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	3645	3673	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	3673	3750	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3750	4576	826		123.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	4576	4636	60		126.00	123.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	4636	4805	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4805	4933	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4933	5043	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	5043	5176	133		154.00	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Basamento	5176	5425	249		161.50	154.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-4

Output AD-4





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

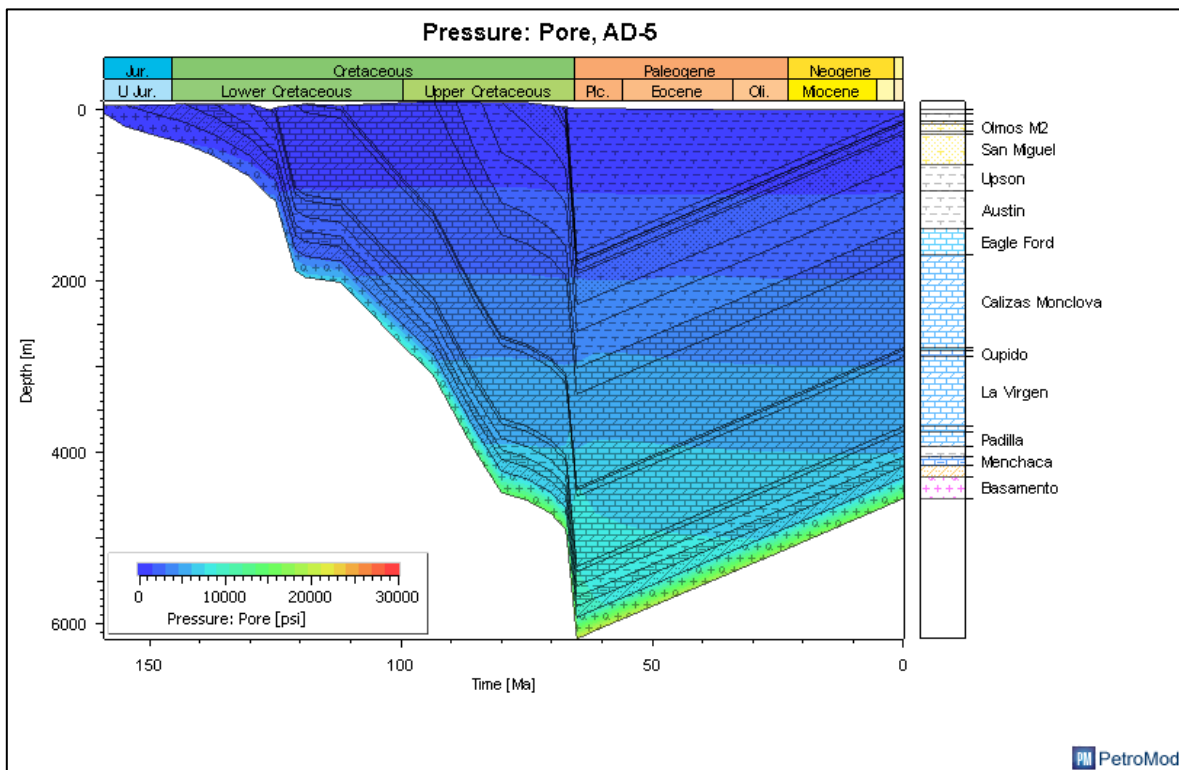
Main Input for AD-5

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	157	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Burnham(1989)_TIII	184.00
San Miguel	300	681	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	681	1013	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1013	1461	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1461	1777	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	1777	2895	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	2895	2923	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2923	3000	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3000	3826	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	3826	3886	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	3886	4055	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4055	4183	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4183	4293	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	4293	4426	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.06	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00
Basamento	4426	4675	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-5

Output AD-5





PetroMod 1D - PETROMOD00212

File Edit Settings Windows Help

Main Input for AD-6

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

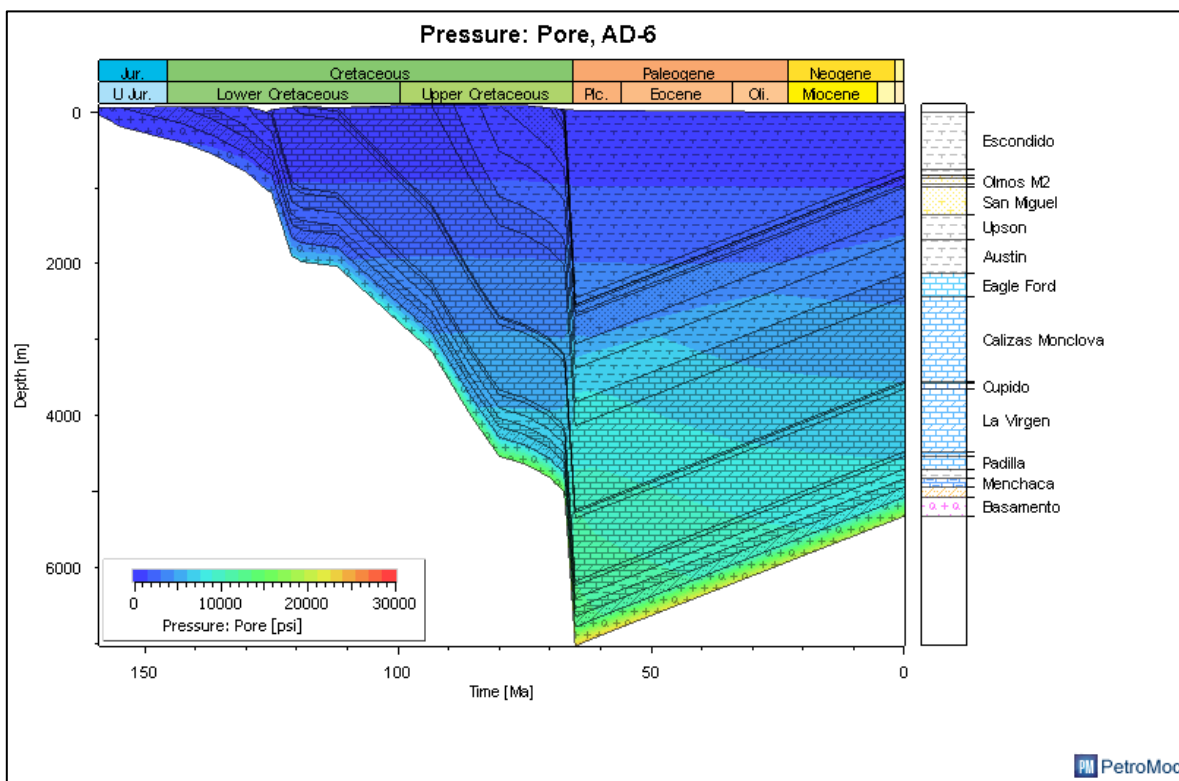
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/gTOC
Escondido	0	799	799	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	799	887	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	887	892	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	892	923	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	923	1009	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1009	1050	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	25.88	Burnham(1989)_TII	104.00
San Miguel	1050	1431	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1431	1763	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1763	2211	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2211	2527	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	2527	3645	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	3645	3673	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	3673	3750	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3750	4576	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	4576	4636	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	4636	4805	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4805	4933	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4933	5043	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	5043	5126	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Basamento	5126	5425	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Input AD-6

- Main Input (20)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Basal History Preview
- PSE Settings

Simulation AD-6

Output AD-6





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

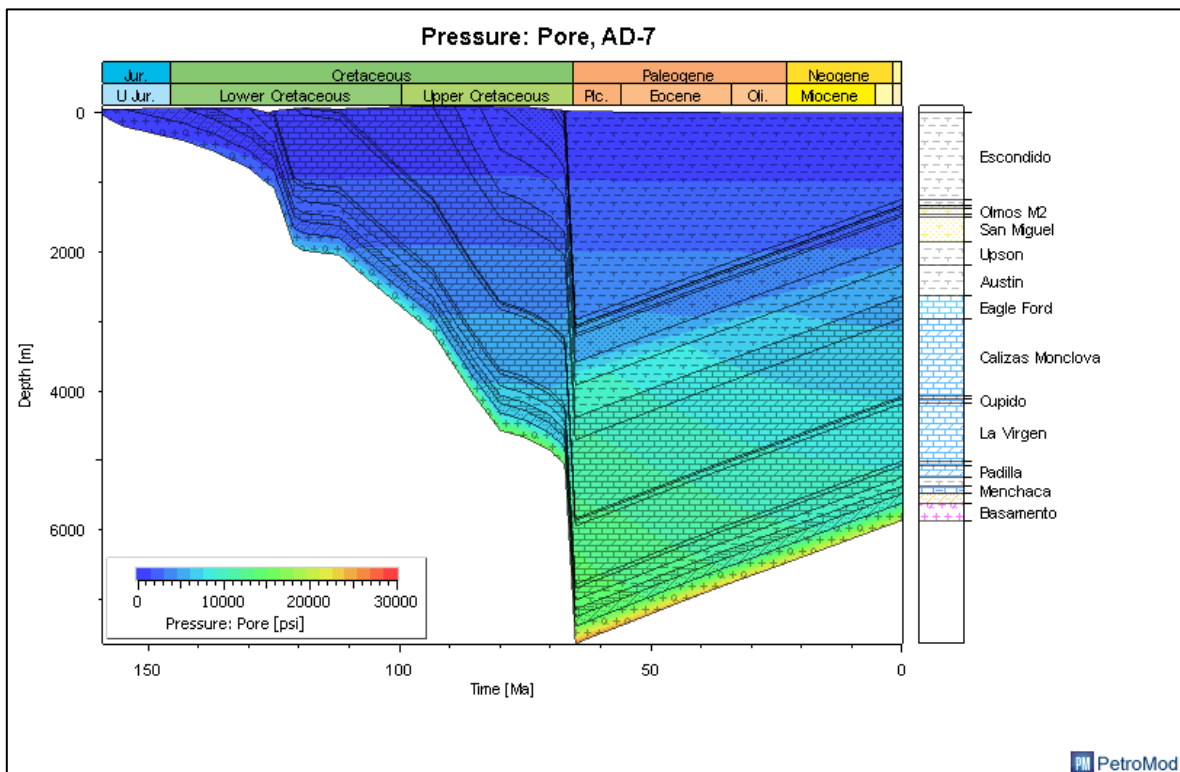
Main Input for AD-7

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TDC [%]	Kinetic	H ₂ mgHC/gTOC
Escondido	0	1299	1299	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	1299	1387	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1387	1392	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1392	1423	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1423	1509	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1509	1550	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Bumham(1989)_Til	184.00
San Miguel	1550	1931	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1931	2263	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	2263	2711	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2711	3027	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)Til(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	3027	4145	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	4145	4172	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Til(La Peña)	600.00
Cupido	4172	4250	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	4250	5076	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	5076	5136	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	5136	5305	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	5305	5433	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	5433	5543	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	5543	5676	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.80	Enciso&Martinez(2015)Til(La Casita)	400.00
Basamento	5676	5925	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-7

Output AD-7





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

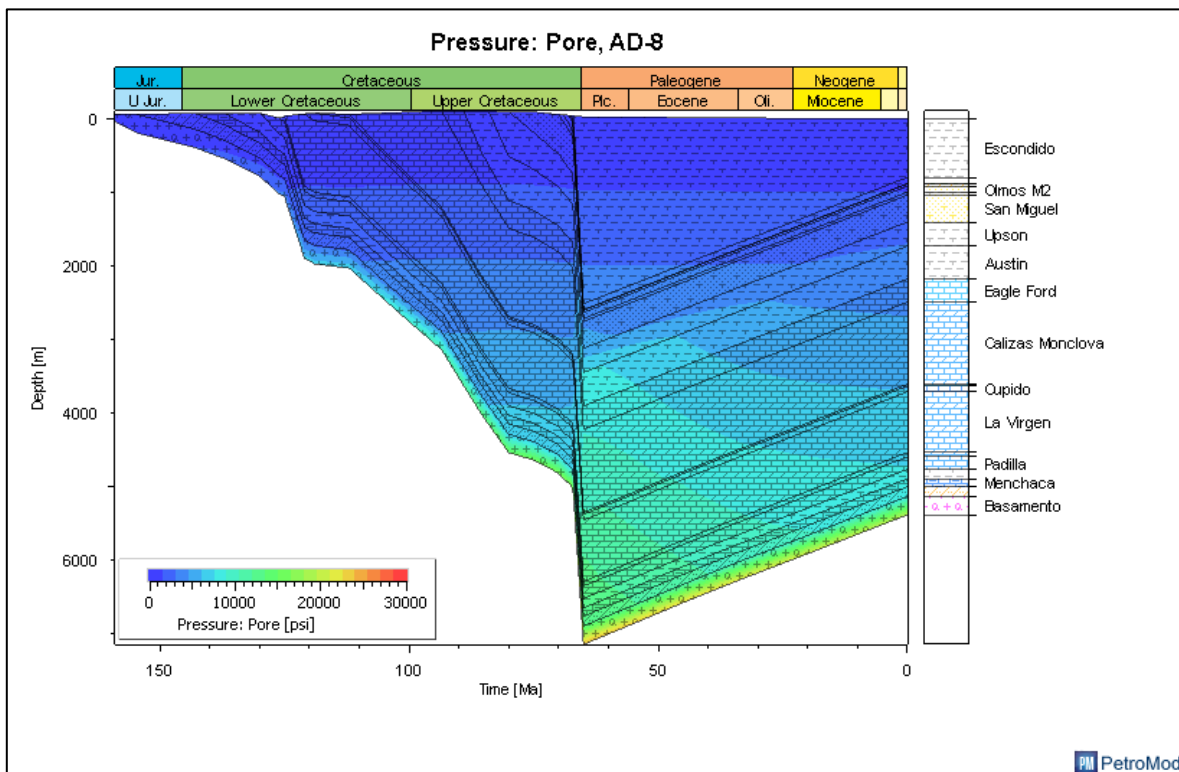
Main Input for AD-8

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	849	849	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	849	937	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	937	942	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	942	973	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	973	1059	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1059	1100	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Burnham(1989)_T88	184.00
San Miguel	1100	1481	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1481	1813	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1813	2261	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2261	2577	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)T88(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	2577	3695	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	3695	3723	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)T88(La Peña)	600.00
Cupido	3723	3800	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3800	4626	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	4626	4686	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	4686	4855	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4855	4983	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4983	5093	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	5093	5226	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)T88(La Casita)	400.00
Basamento	5226	5475	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-8

Output AD-8





PetroMod 1D - PETROMOD02012

File Edit Settings Windows Help

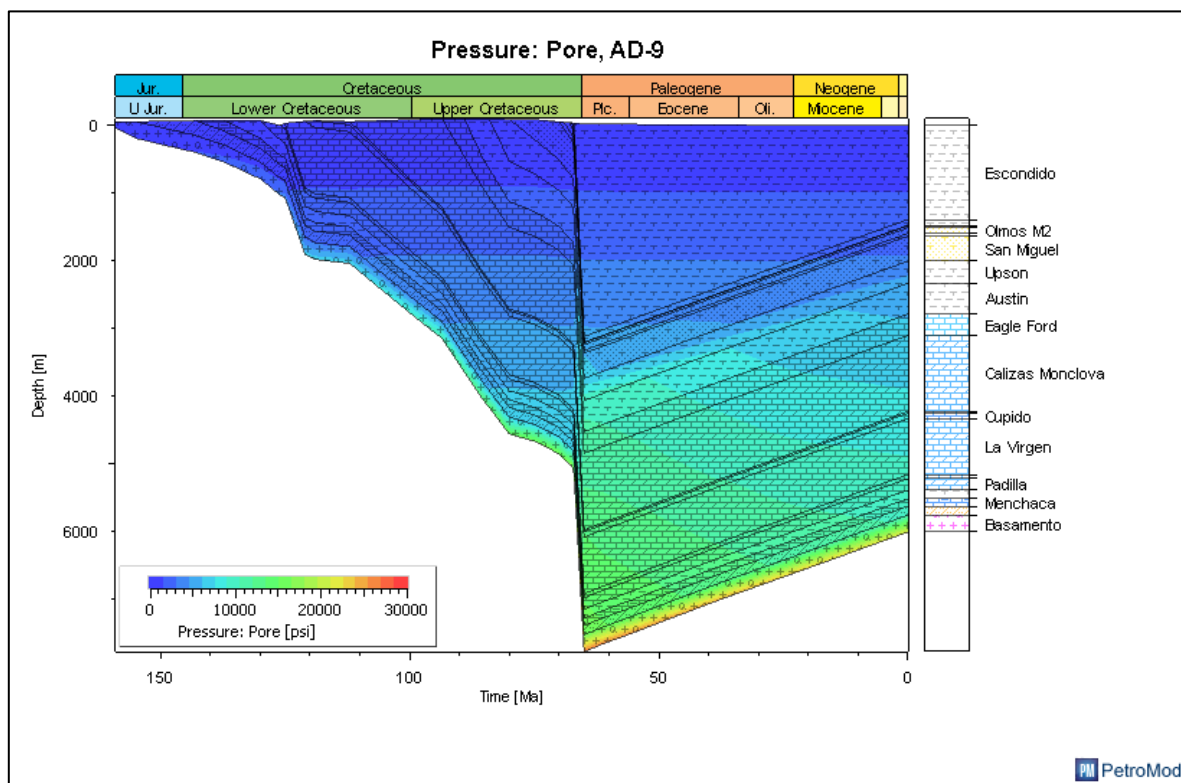
Main Input for AD-9

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	H ₂ mgHC/g TOC
Escondido	0	1449	1449	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	1449	1537	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1537	1542	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1542	1573	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1573	1659	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1659	1700	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.00	Bumham(1989)_TII	104.00
San Miguel	1700	2081	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	2081	2413	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	2413	2861	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2861	3177	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	3177	4295	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	4295	4323	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	400.00
Cupido	4323	4400	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	4400	5226	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	5226	5286	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	5286	5455	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	5455	5583	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	5583	5693	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	5693	5826	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Basamento	5826	6075	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-9

Output AD-9





PetroMod 1D - PETROMOD0212

File Edit Settings Windows Help

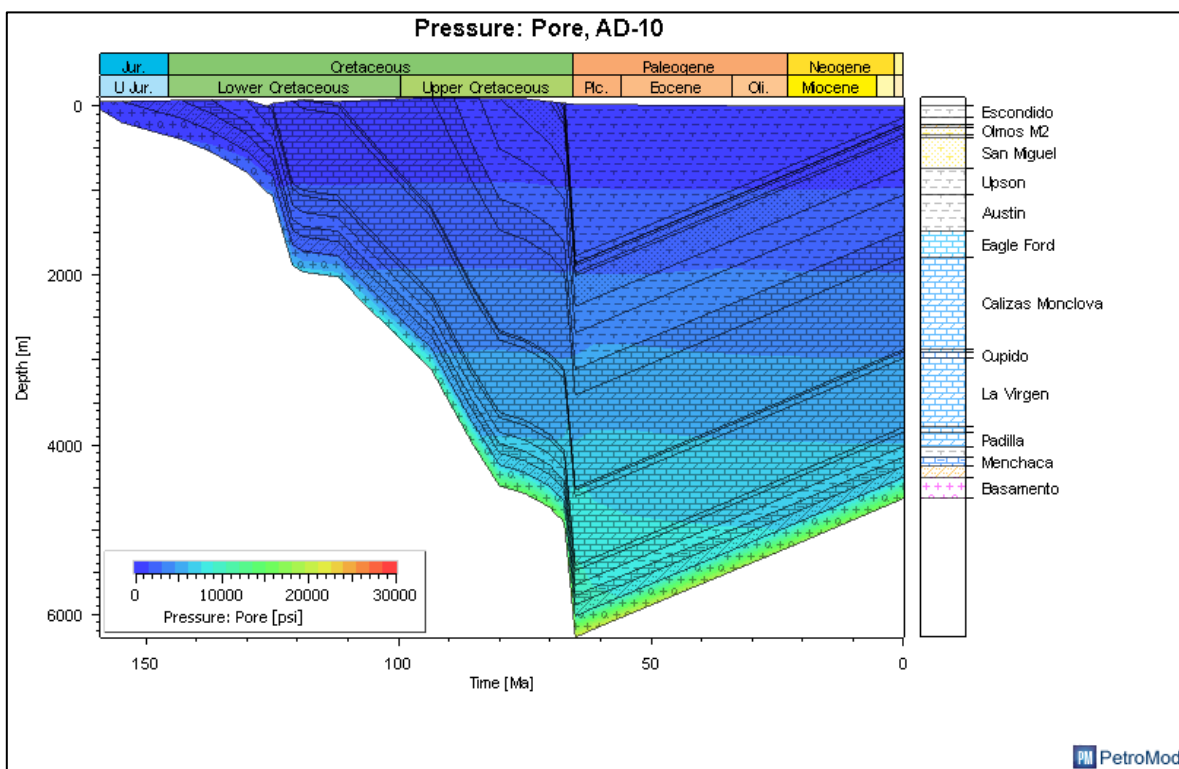
Main Input for AD-10

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	H ₂ mgHC/gTOC
Escendido	0	149	149	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escendido	Overburden Rock			
Olmos M5	149	237	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	237	242	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	242	273	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	273	359	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	359	400	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	35.88	Burnham(1989), TII	184.00
San Miguel	400	781	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	781	1113	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1113	1561	448		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1561	1877	316		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Calizas Monclova	1877	2995	1118		112.00	93.50			CS_Calizas Monclova	Overburden Rock			
La Peña	2995	3023	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	3023	3100	77		121.00	119.00			CS_Cupido	Overburden Rock			
La Virgen	3100	3926	826		125.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
La Mula	3926	3986	60		126.00	125.00			CS_La Mula AD	Underburden Rock			
Padilla	3986	4155	169		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Barril Viejo	4155	4283	128		137.00	130.00			CS_Barril Viejo	Underburden Rock			
Menchaca	4283	4393	110		143.00	137.00			CS_Menchaca AD	Underburden Rock			
La Casita	4393	4526	133		154.80	143.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Basamento	4526	4775	249		161.50	154.80			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation AD-10

Output AD-10





Pozos modelados en la Subcuenca Las Esperanzas

PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for ES-1

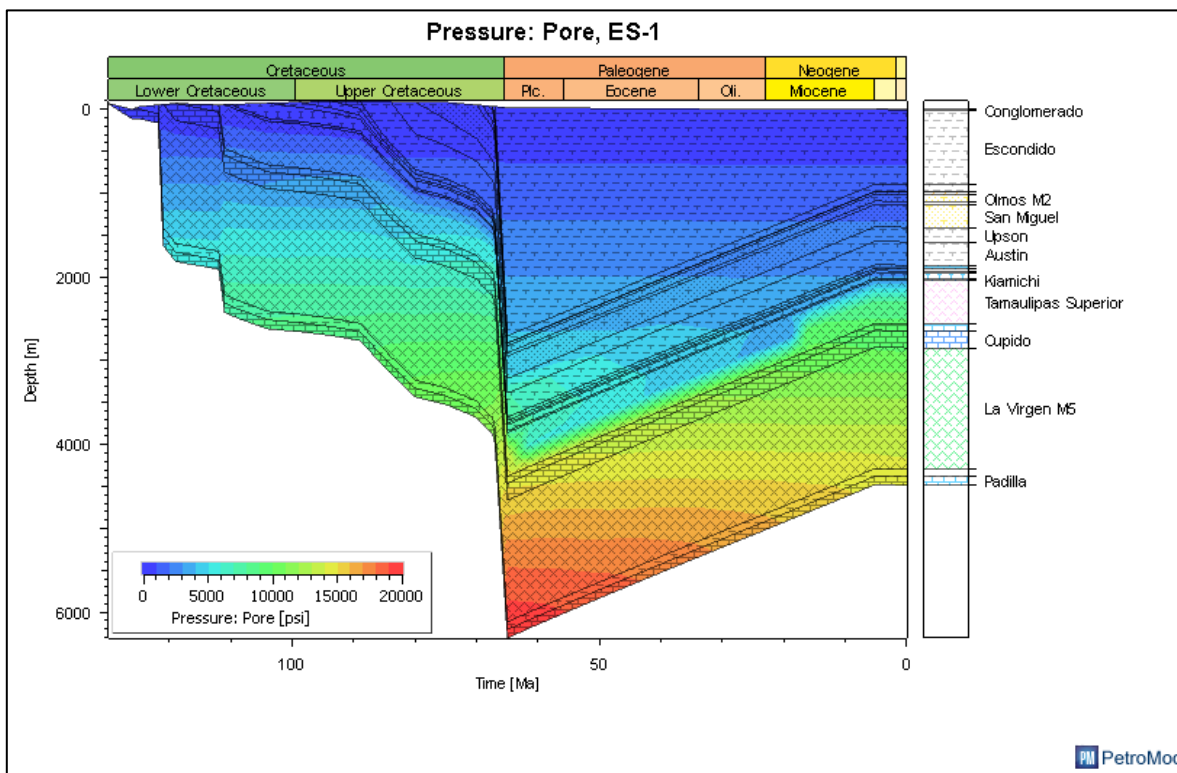
Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Model ES-1

Layer	Top [m]	Base [m]	Thick. [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Uthology	PSE	TOC [%]	Kinetic	H _i mgHC/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	949	939	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	949	1037	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1037	1042	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1042	1073	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1073	1159	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1159	1200	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_TIII	231.00
San Miguel	1200	1477	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1477	1654	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1654	1938	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1938	1980	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)(Eagle Ford)	600.00
Buda	1980	2011	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	2011	2032	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	2032	2102	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	2102	2124	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2124	2641	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2641	2724	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)(La Peña)	600.00
Cupido	2724	2923	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2923	4372	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	4372	4462	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	4462	4560	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Simulation ES-1

Output ES-1





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for ES-2

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

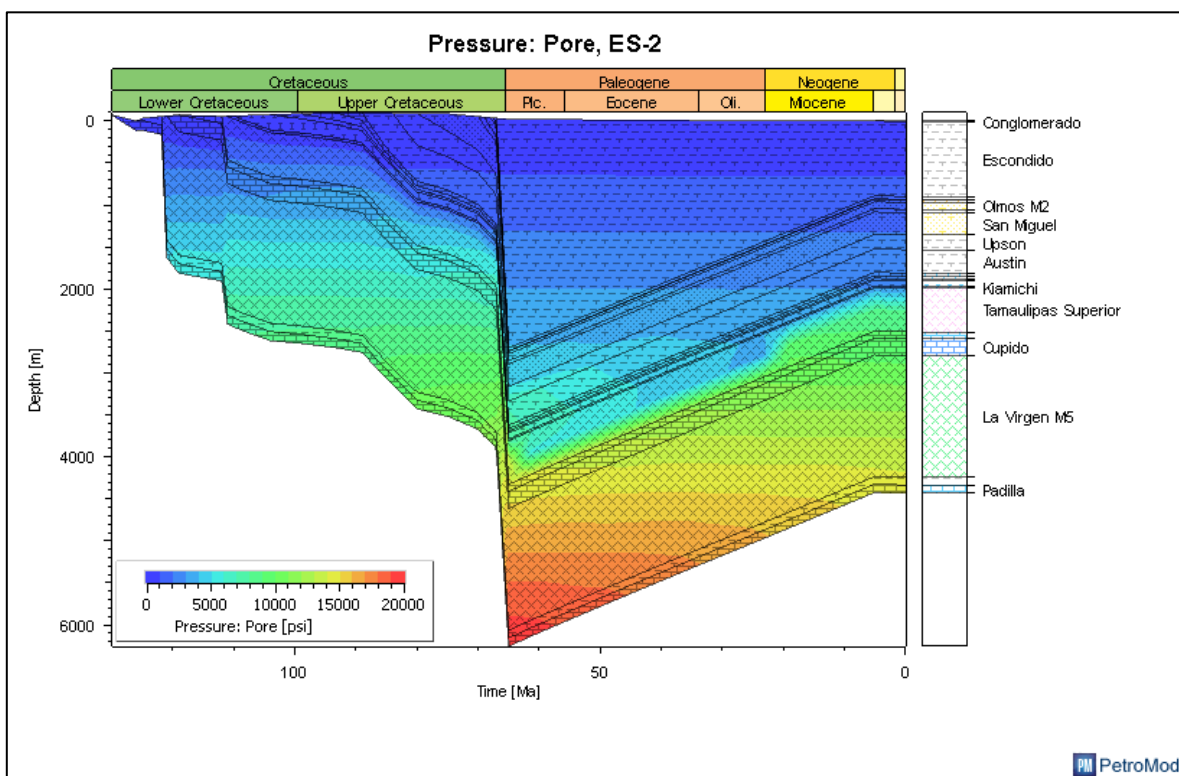
Layer	Top [m]	Base [m]	Thick [m]	Eroded [m]	Depo. from [Ma]	Depo. to [Ma]	Eroded from [Ma]	Eroded to [Ma]	Lithology	PSE	TOC [%]	Kinetic	HI mgHC/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	949	939	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	949	987	38		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	987	992	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	992	1023	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1023	1109	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1109	1150	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_TIII	231.00
San Miguel	1150	1427	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1427	1604	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1604	1888	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1888	1930	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1930	1961	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1961	1982	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1982	2052	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	2052	2074	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2074	2591	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2591	2674	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2674	2873	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2873	4322	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	4322	4412	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	4412	4510	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Input ES-2

- Main Input (21)
- Well Assignment (1)
- Boundary Conditions
- Tools (1)
- Burial History Preview
- PSE Settings

Simulation ES-2

Output ES-2





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

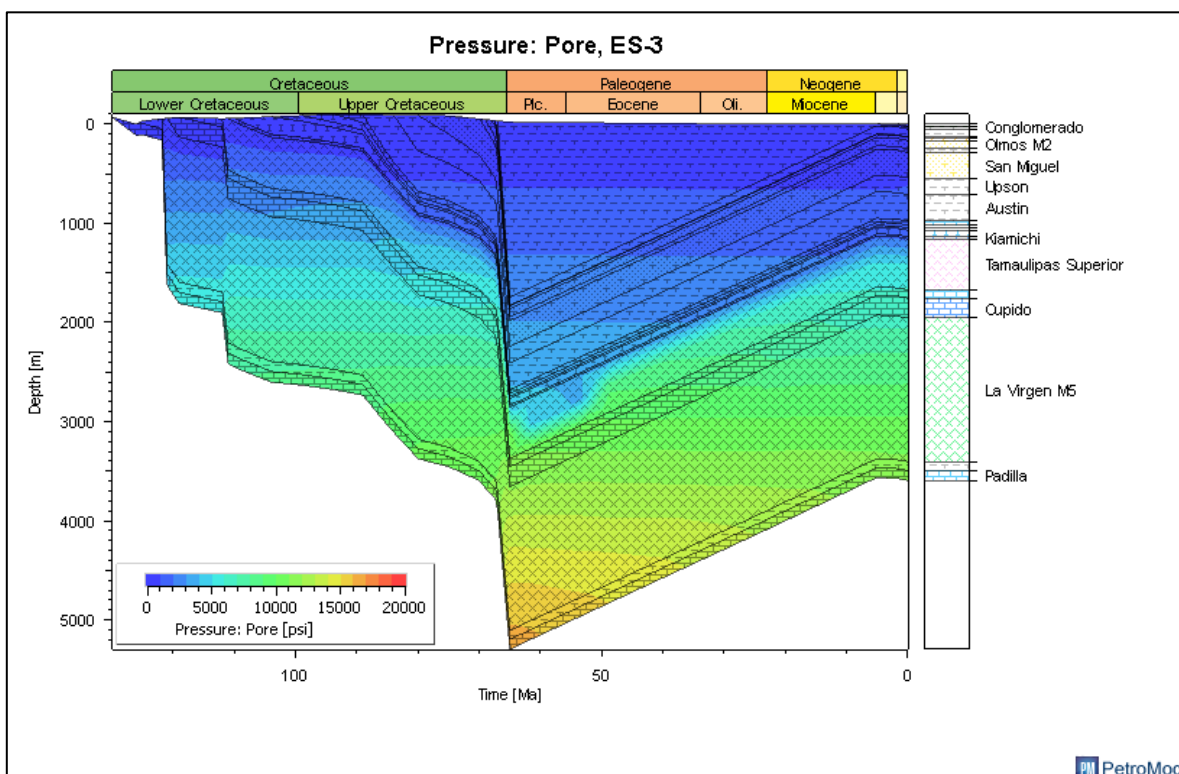
Main Input for ES-3

Depth Inputs: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Lavas Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS_Lavas Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	49	19	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	127	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	127	142	15		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_TIII	231.00
San Miguel	300	577	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	577	754	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	754	1028	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1028	1080	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Budla	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Budla	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.00	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.00			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			

Simulation ES-3

Output ES-3





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for ES-4

Depth Inputs: Top Base Thickness Assign from Well Pick

Model

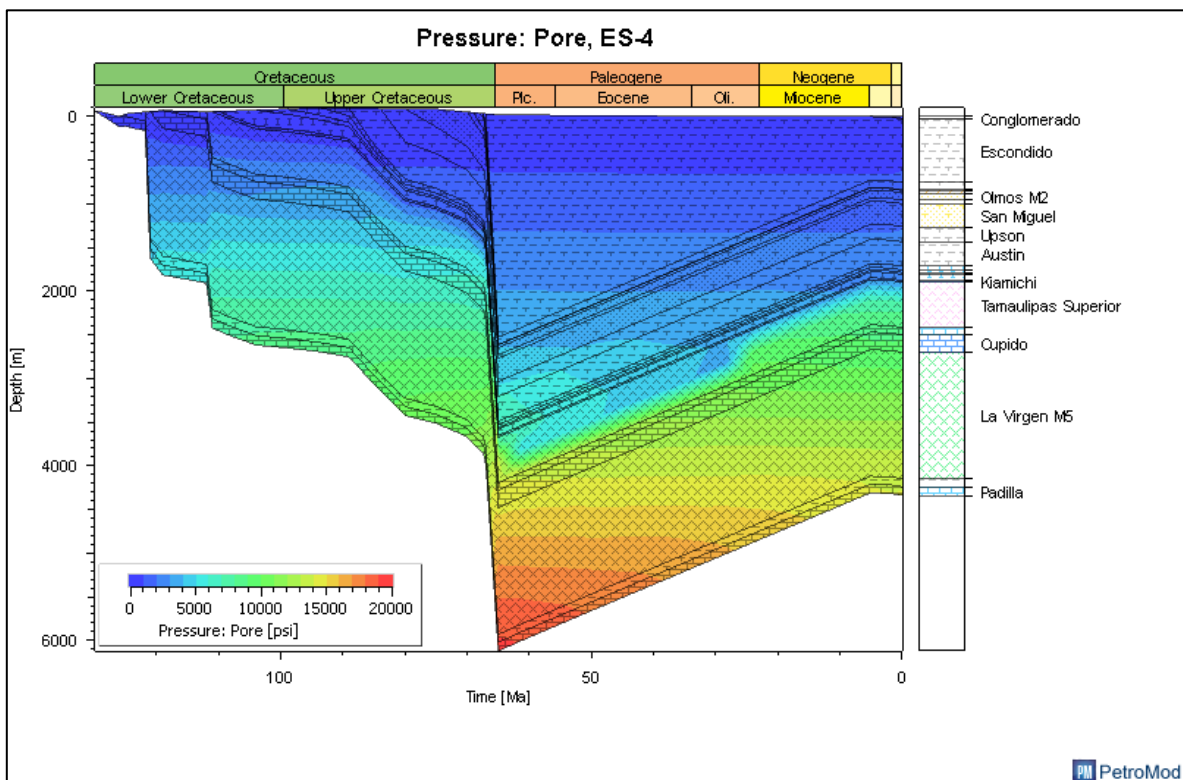
ES-4
ES-3
ES-2
ES-1

Input ES-4

Main Input (22)
Well Assignment (1)
Boundary Conditions
Tools (1)
Burial History Preview
PSE Settings

Simulation ES-4
Output ES-4

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	Ht mgH ₂ C/g TOC
Laives Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS, Laives Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS, Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	799	769	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS, Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	799	887	88		67.40	67.00			CS, Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	887	892	5		67.50	67.40			CS, Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	892	923	31		68.00	67.50			CS, Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	923	1009	86		69.00	68.00			CS, Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1009	1050	41		70.00	69.00			CS, Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989), TII	231.00
San Miguel	1050	1327	277		80.00	70.00			CS, San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1327	1504	177		84.00	80.00			CS, Upson	Overburden Rock			
Austin	1504	1788	284		89.00	84.00			CS, Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1788	1830	42		93.50	89.00			CS, Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1830	1961	31		95.90	93.50			CS, Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1961	1982	21		104.00	95.90			CS, Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1982	1952	70		110.00	104.00			CS, Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1952	1974	22		111.00	110.00			CS, Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1974	2491	517		112.00	111.00			CS, Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2491	2574	83		119.00	112.00			CS, La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2574	2773	199		121.00	119.00			CS, Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2773	4222	1449		121.80	121.00			CS, La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	4222	4312	90		126.00	121.80			CS, La Mula	Underburden Rock			
Padilla	4312	6410	98		130.00	126.00			CS, Padilla	Seal Rock			





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

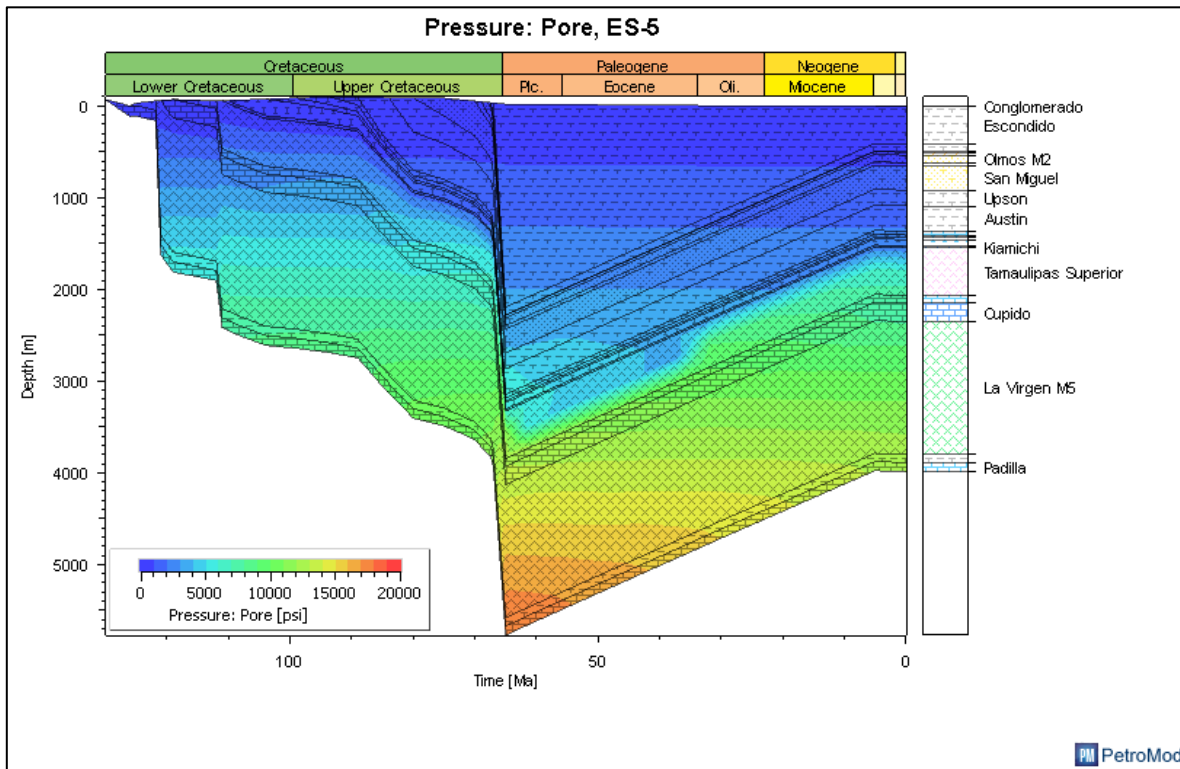
Main Input for ES-5

Depth Inputs: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	449	439	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	449	537	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	537	542	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	542	573	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	573	659	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	659	700	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Runham(1999)_TII	231.00
San Miguel	700	977	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	977	1154	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1154	1439	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1438	1480	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Ruda	1480	1511	31		96.90	93.50			CS_Ruda	Overburden Rock			
Del Rio	1511	1532	21		104.00	96.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1532	1602	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1602	1624	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1624	2141	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2141	2224	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2224	2423	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2423	3872	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3872	3962	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3962	4060	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			

Simulation ES-5

Output ES-5





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

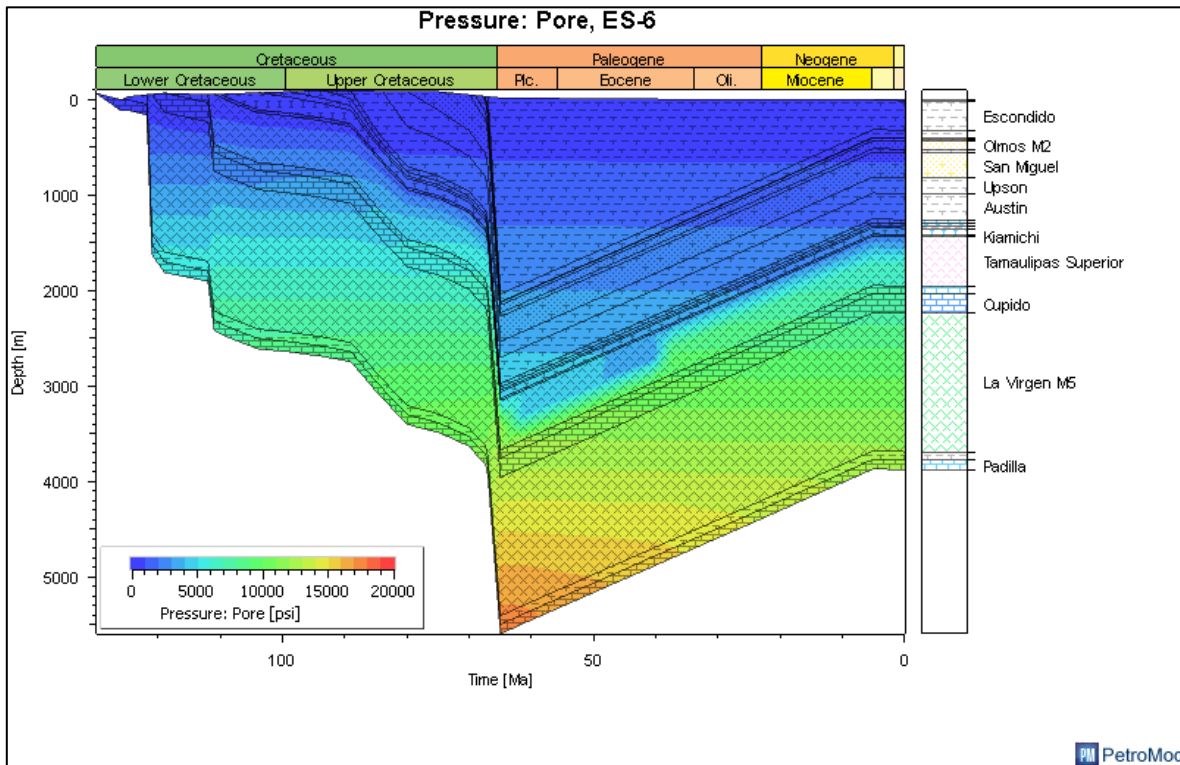
Main Input for ES-6

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	349	339	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	349	487	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	437	442	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	442	473	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	473	558	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	559	600	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_Till	221.00
San Miguel	600	877	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	877	1054	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1054	1338	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1338	1380	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.30	Enciso&Martinez(2015)Till(Eagle Ford)	600.00
Buda	1380	1411	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Dal Rio	1411	1432	21		104.00	98.90			CS_Dal Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1432	1502	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1502	1524	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1524	2041	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2041	2124	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Till(La Peña)	600.00
Cupido	2124	2323	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2323	3772	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3772	3883	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3882	3960	78		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Simulation ES-6

Output ES-6





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Depth Inputs: Top Base Thickness Assign from Well Pos

Model

Input ES-7

Main Input (21)

Well Assignment (1)

Boundary Conditions

Tasks (1)

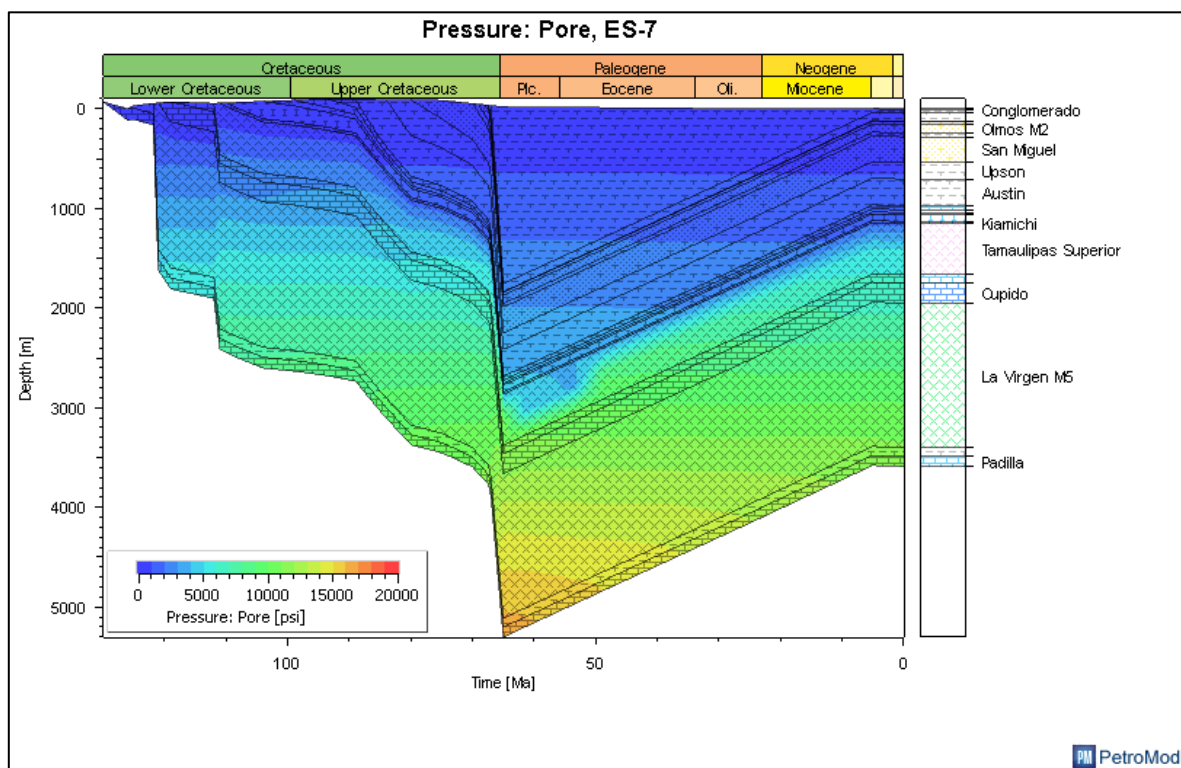
Burnt History Preview

PSE Settings

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	H ₂ mgHC/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	49	39	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_Till	231.00
San Miguel	300	577	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	577	754	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	754	1038	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1038	1080	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)Till(Eagle Ford)	600.00
Buda	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Till(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Simulation ES-7

Output ES-7





PetroMod 1D - PETROMOD12

File Edit Settings Windows Help

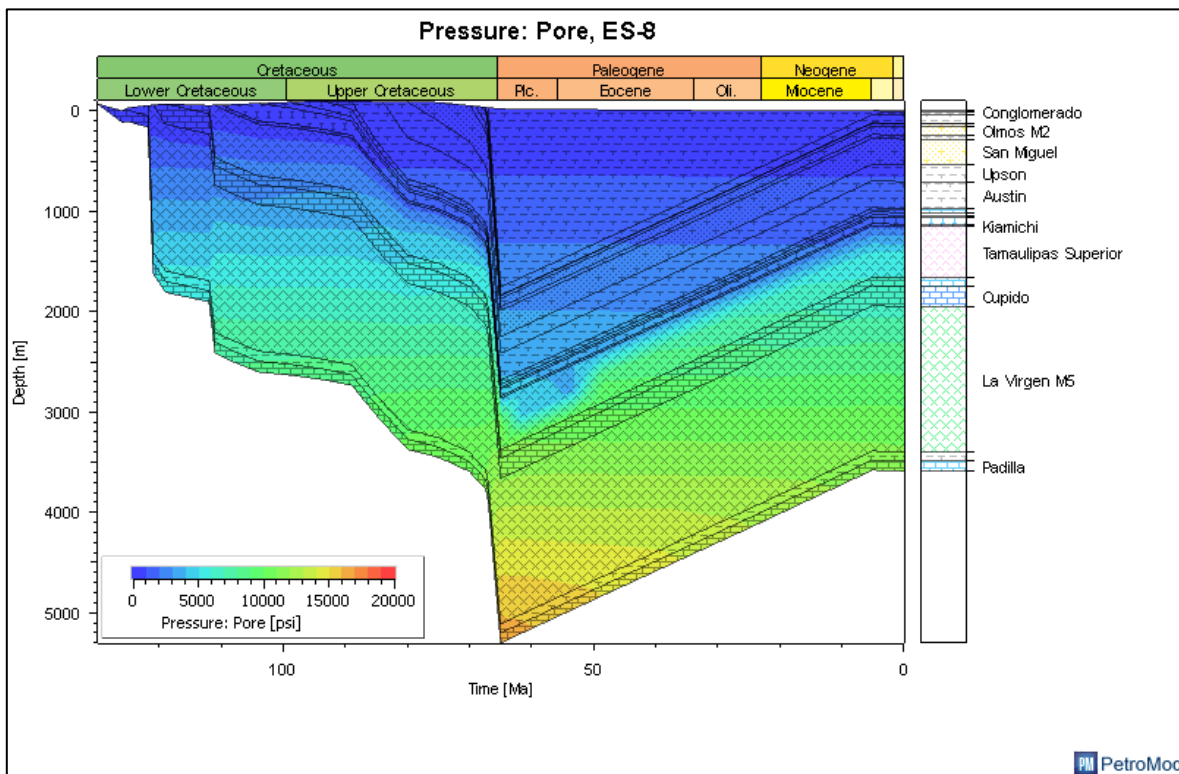
Main Input for ES-8

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	49	39	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_TII	231.00
San Miguel	300	377	77		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	377	754	377		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	754	1038	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1038	1080	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Simulation ES-8

Output ES-8





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

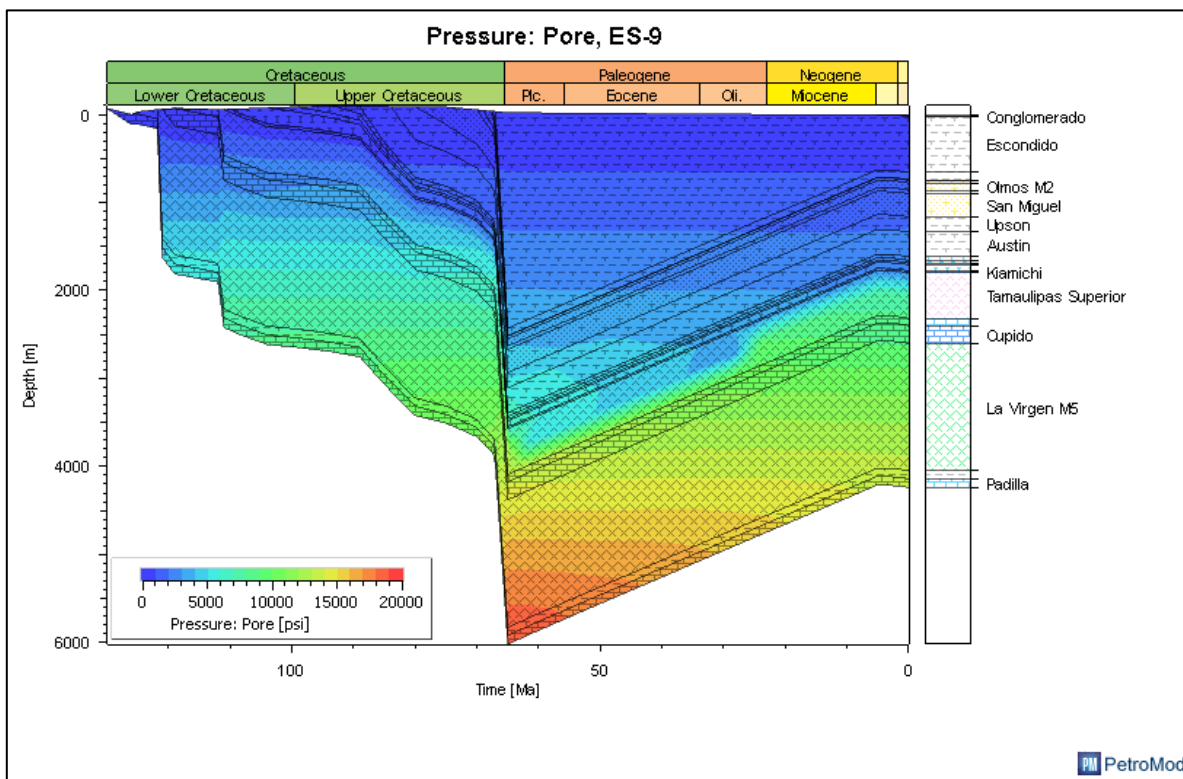
Data Main Input for ES-4

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	H ₂ mgHC/gTOC
Lavas Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS_Lavas Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	699	669	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	699	787	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	787	792	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	792	823	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	823	909	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	909	950	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Bumham(1989)_Til	231.00
San Miguel	950	1227	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1227	1404	177		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1404	1688	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1688	1730	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)Til(Eagle Ford)	600.00
Buda	1730	1761	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1761	1782	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1782	1852	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1852	1874	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1874	2391	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2391	2474	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Til(La Peña)	600.00
Cupido	2474	2673	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2673	4122	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	4122	4212	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	4212	4310	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			

Simulation ES-9

Output ES-9





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

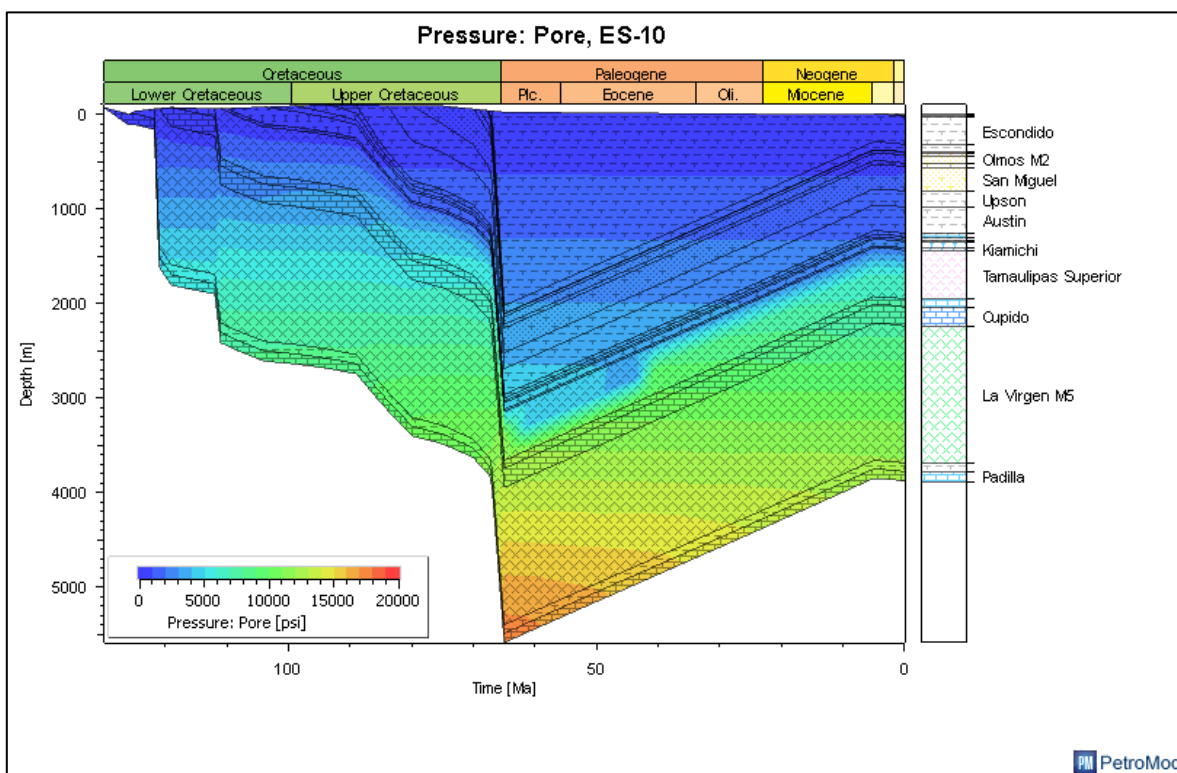
Main Input for ES-10

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	H _i mgHC/gTOC
Lavas Esperanzas	0	20	20		1.68	0.00			CS_Lavas Esperanzas	Overburden Rock			
Conglomerado	20	30	10		5.10	1.68			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	30	349	319	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	349	437	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	437	442	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	442	473	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	473	559	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	559	600	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Burnham(1989)_TII	231.00
San Miguel	600	877	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	877	1054	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1054	1338	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1338	1380	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1380	1411	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1411	1432	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1432	1502	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1502	1534	32		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1534	2041	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2041	2124	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2124	2523	399		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2523	3772	1249		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3772	3862	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3862	3960	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Simulation ES-10

Output ES-10





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Data Main Input for ES-11

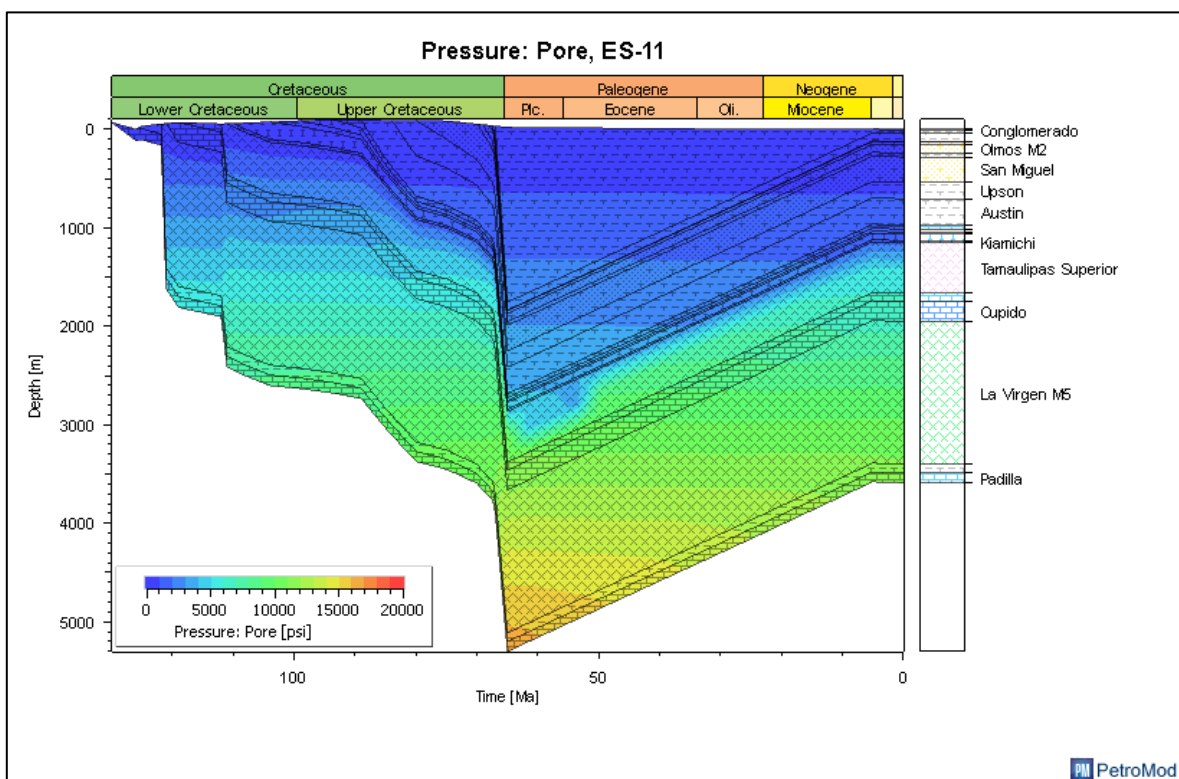
Model

Depth Input: ☒ Top ☐ Base ☐ Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Conglomerado	0	10	10		5.10	0.00			CS_Conglomerado	Overburden Rock			
Escondido	10	49	39	1900	67.00	65.00	65.00	5.10	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	50.53	Bumham(1980)_Til	231.00
San Miguel	300	577	277		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	577	754	177		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	754	1038	284		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1038	1000	42		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)Til(Eagle Ford)	600.00
Buda	1080	1111	31		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1111	1132	21		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1132	1202	70		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1202	1224	22		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1224	1741	517		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1741	1824	83		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)Til(La Peña)	600.00
Cupido	1824	2023	199		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen M5	2023	3472	1449		121.80	121.00			CS_La Virgen M5	Reservoir Rock			
La Mula	3472	3562	90		126.00	121.80			CS_La Mula	Underburden Rock			
Padilla	3562	3660	98		130.00	126.00			CS_Padilla	Seal Rock			
						130.00							

Simulation ES-11

Output ES-11





Pozos modelados en la Subcuenca San Patricio

PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

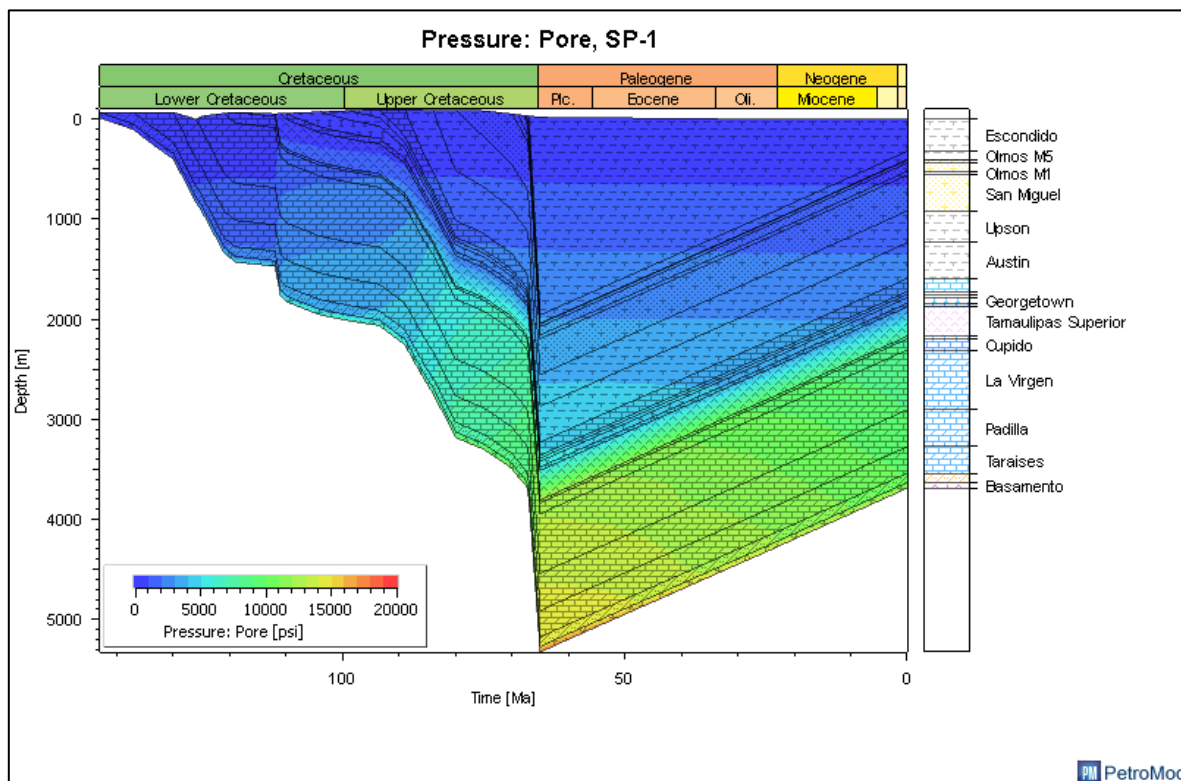
Main Input for SP-1

Depth Input: Tip C Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	349	349	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	349	437	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	437	442	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	442	473	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	473	559	86		68.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	559	600	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham/1989/TII	247.00
San Miguel	600	981	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	981	1313	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1313	1684	371		86.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1684	1820	136		92.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)/TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1820	1850	30		95.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1850	1883	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1883	1940	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1940	1977	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1977	2272	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2272	2300	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)/TII(La Peña)	600.00
Cupido	2300	2409	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2409	3007	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3007	3374	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3374	3637	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	3637	3731	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.80	Enciso&Martinez(2015)/TII(La Casita)	400.00
Basamento	3731	3786	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			
						145.00							

Simulation SP-1

Output SP-1





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SP-2

Model

SP-2

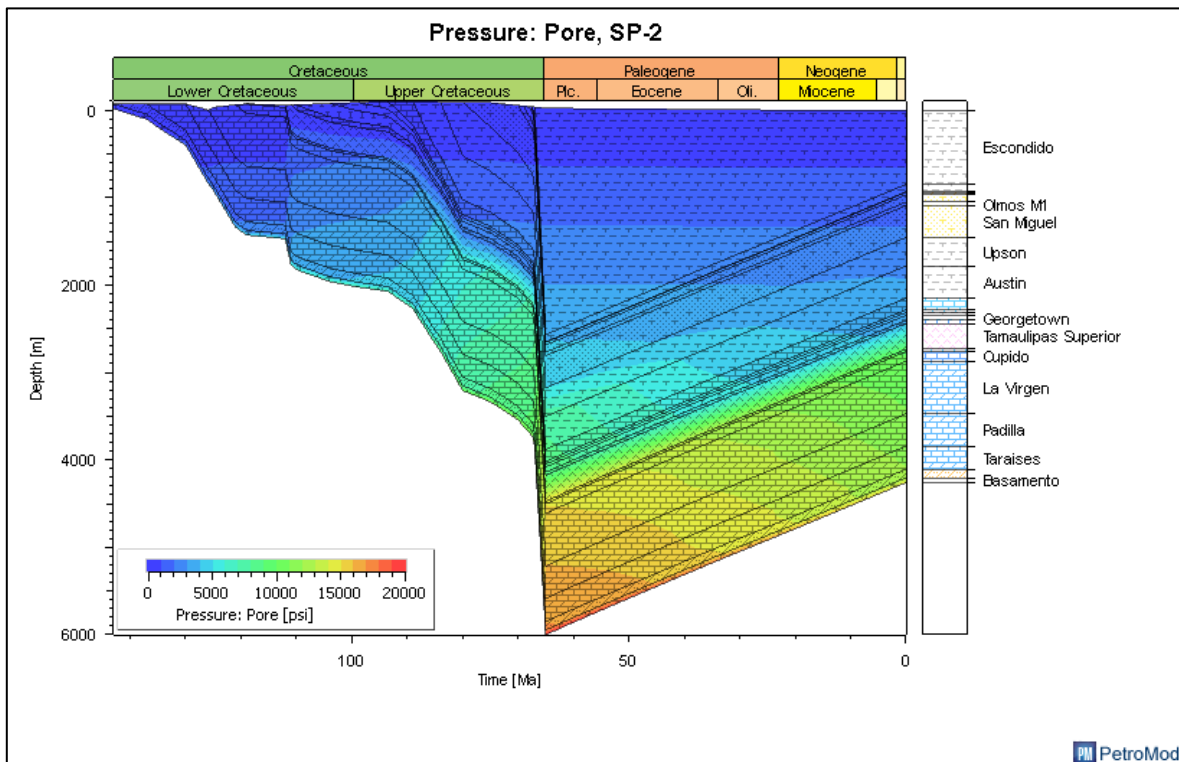
SP-1

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	999	999	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	899	987	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	987	992	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	992	1023	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1023	1109	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1109	1150	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989)_TII	247.00
San Miguel	1150	1531	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1531	1863	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1863	2234	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2234	2370	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	2370	2400	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	2400	2433	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	2433	2490	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	2490	2527	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2527	2822	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2822	2850	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2850	2999	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2999	3557	558		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3557	3824	267		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3824	4187	363		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	4187	4281	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.80	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Bacamento	4281	4336	55		145.00	143.00			CS_Bacamento	Underburden Rock			

Simulation SP-2

Output SP-2





PetroMod 10 - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SP-3

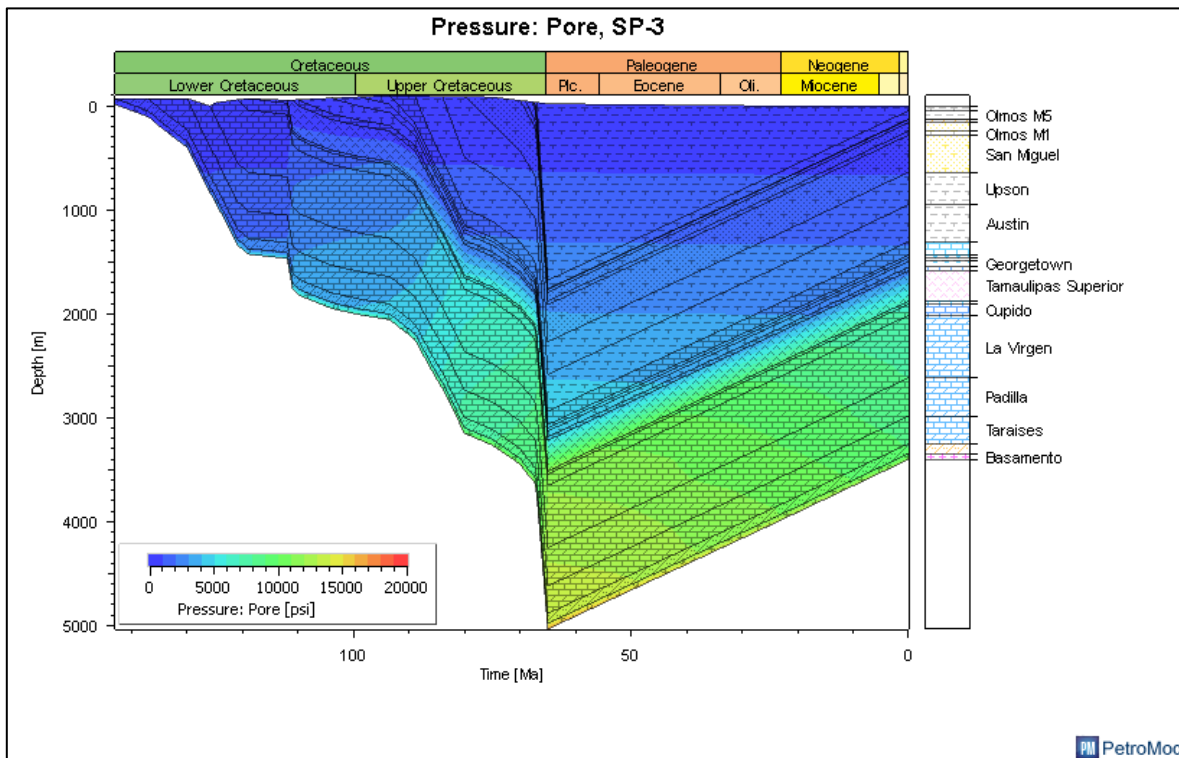
Model

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escandido	0	40	40	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escandido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989)_TII	247.00
San Miguel	300	681	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	681	1013	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1013	1384	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1384	1520	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1520	1550	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1550	1583	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1583	1640	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1640	1677	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1677	1972	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1972	2000	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2000	2109	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2109	2707	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	2707	3074	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3074	3337	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	3337	3431	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Basamento	3431	3406	25		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation SP-3

Output SP-3





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

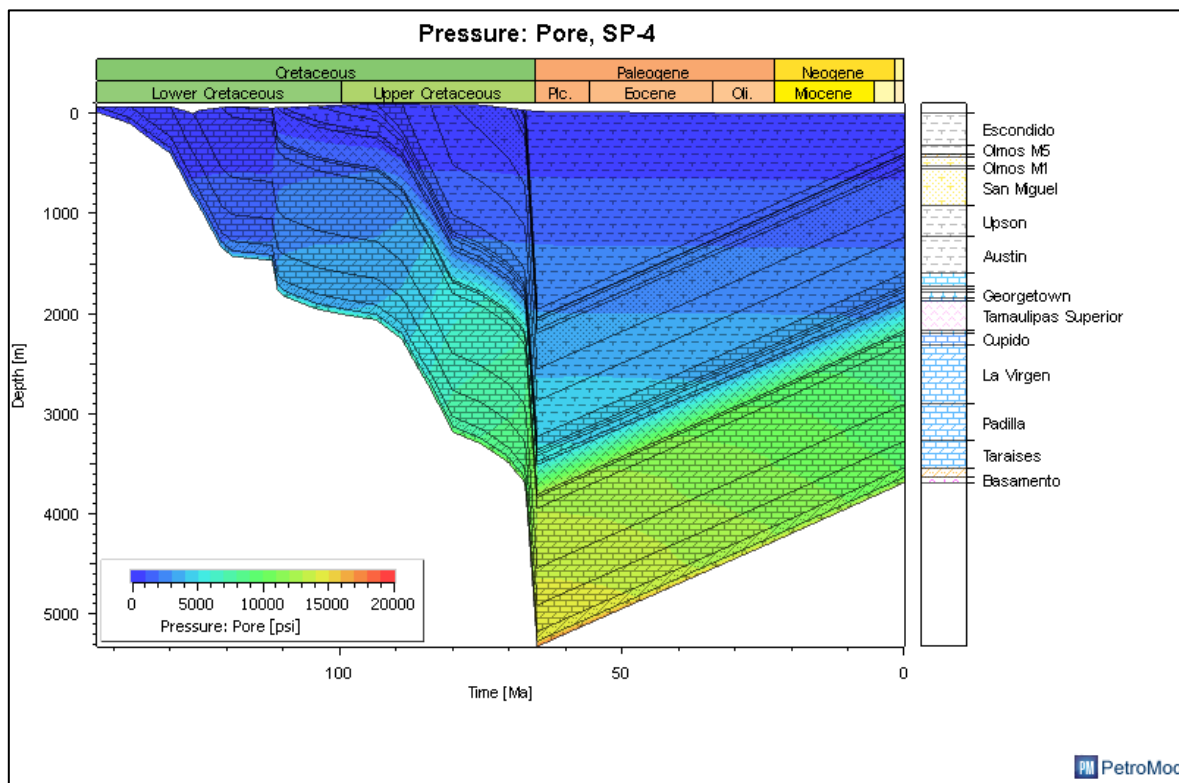
Main Input for SP-4

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	349	349	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olimos M5	349	437	88		67.40	67.00			CS_Olimos M5	Overburden Rock			
Olimos M4	437	442	5		67.50	67.40			CS_Olimos M4	Overburden Rock			
Olimos M3	442	473	31		68.00	67.50			CS_Olimos M3	Overburden Rock			
Olimos M2	473	559	86		69.00	68.00			CS_Olimos M2	Overburden Rock			
Olimos M1	559	600	41		70.00	69.00			CS_Olimos M1	Source Rock	84.56	Burnham(1989)_TII	247.00
San Miguel	600	981	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	981	1313	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1313	1684	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1684	1820	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1820	1850	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1850	1883	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1883	1940	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1940	1977	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1977	2272	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2272	2300	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TII(La Peña)	600.00
Cupido	2300	2409	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2409	3007	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3007	3374	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3374	3637	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	3637	3731	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TII(La Casita)	400.00
Basamento	3731	3706	25		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation SP-4

Output SP-4





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

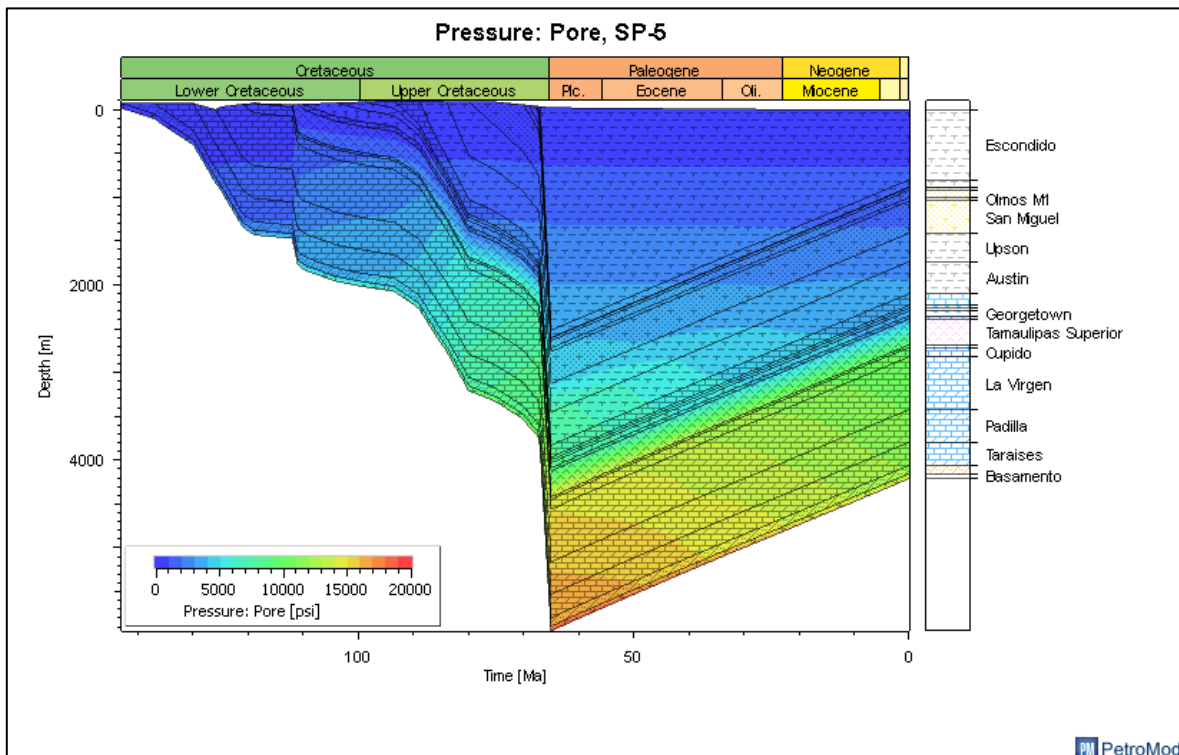
Data Main Input for SP-5

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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	H _i mgHC/g TOC
Escondido	0	849	849	1800	67.00	65.00	65.00	65.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	849	937	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	937	942	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	942	973	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	973	1059	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1059	1100	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989)_TIII	247.00
San Miguel	1100	1481	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1481	1813	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1813	2104	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2104	2320	216		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	2320	2350	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	2350	2383	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	2383	2440	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	2440	2477	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2477	2772	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2772	2800	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2800	2909	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2909	3507	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3507	3874	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3874	4137	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Cuesta	4137	4231	94		143.00	137.00			CS_La Cuesta	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Cuesta)	400.00
Basamento	4231	4286	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation SP-5

Output SP-5





Petromod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

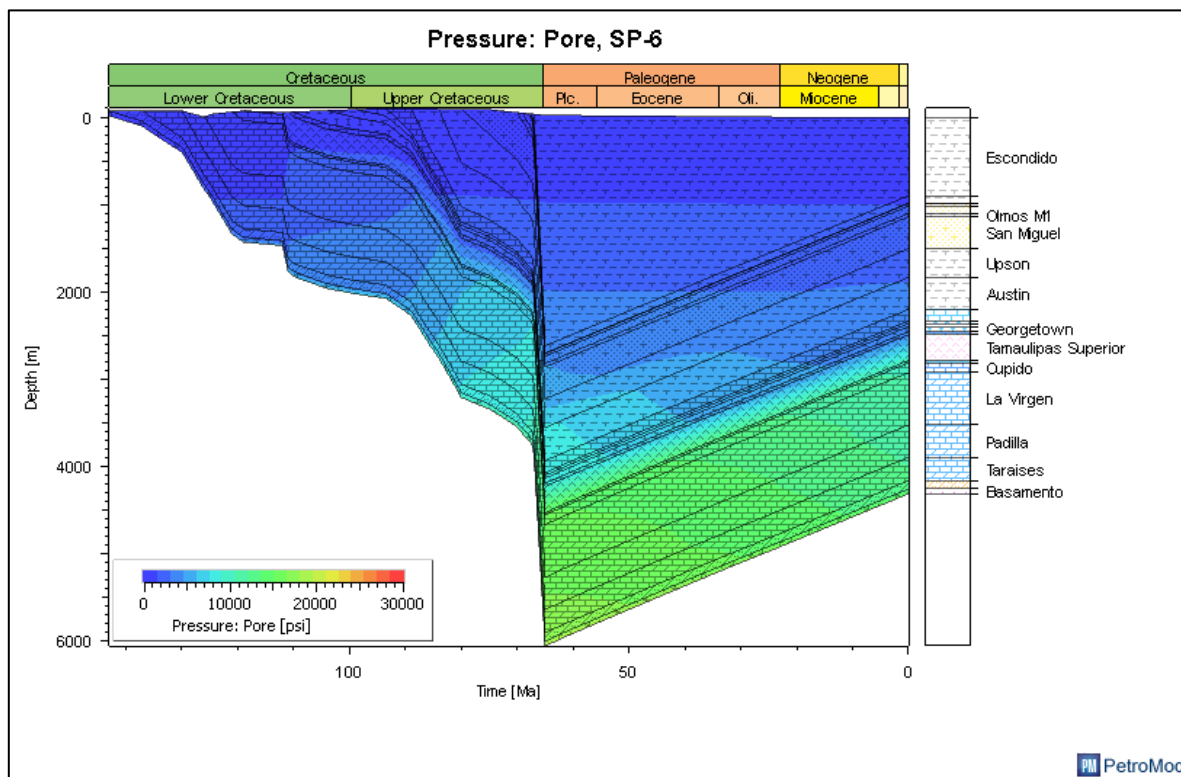
Main Input for SP-6

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	949	949	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	949	1037	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	1037	1042	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	1042	1073	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	1073	1159	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1159	1200	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989)_T88	247.00
San Miguel	1200	1581	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	1581	1913	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1913	2284	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2284	2420	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)T88(Eagle Ford)	600.00
Buda	2420	2450	30		96.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	2450	2483	33		104.00	96.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	2483	2540	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	2540	2577	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2577	2872	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2872	2900	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)T88(La Peña)	600.00
Cupido	2900	3009	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	3009	3607	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3607	3974	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3974	4237	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	4237	4331	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)T88(La Casita)	400.00
Basamento	4331	4386	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation SP-6

Output SP-6





PetroMod 10 - PETROMOD.2012

File Edit Settings Windows Help

Data Main Input for SP-7

Model

SP-7
SP-6
SP-5
SP-4
SP-3
SP-2
SP-1

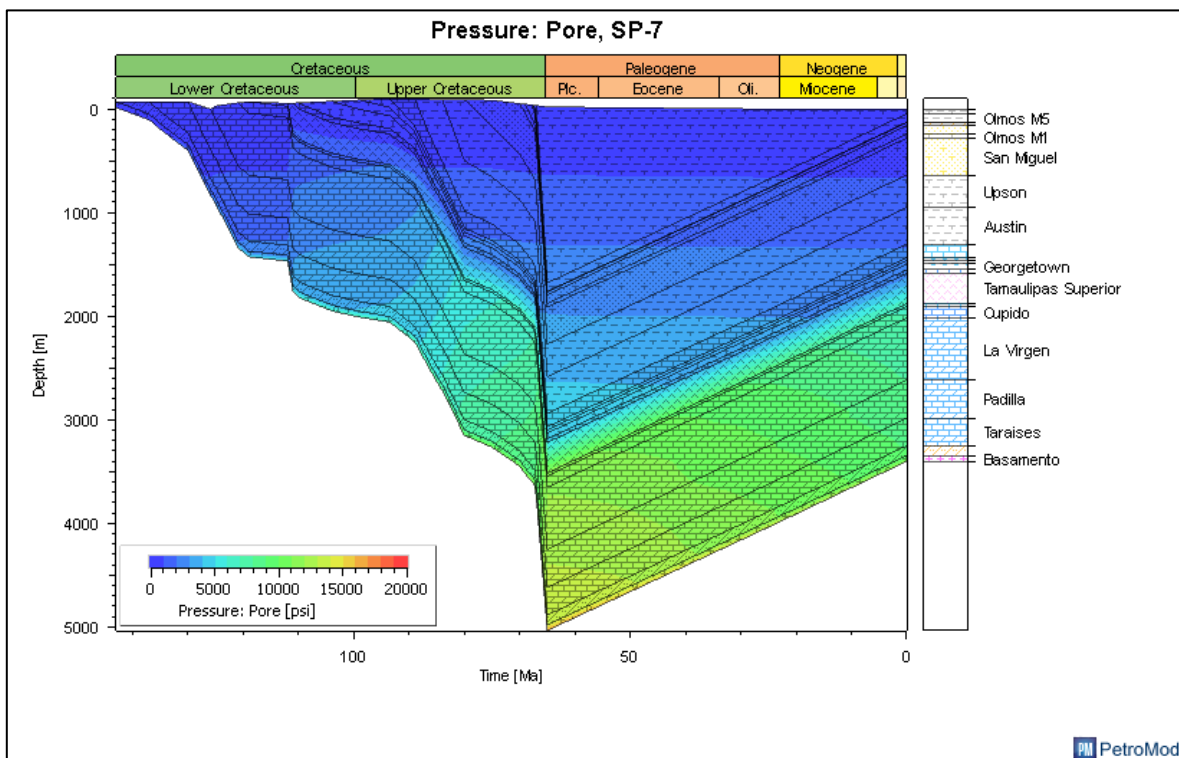
Input SP-7

Manager (17)
Well Assignment (1)
Boundary Conditions
Tools (1)
Burial History Preview
PSE Settings

Simulation SP-7
Output SP-7

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989), TI	247.00
San Miguel	300	681	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upton	681	1013	332		84.00	80.00			CS_Upton	Overburden Rock			
Austin	1013	1384	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1384	1529	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TI(Eagle Ford)	600.00
Buda	1529	1550	20		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1550	1583	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1583	1640	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Karnachi	1640	1677	37		111.00	110.00			CS_Karnachi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1677	1972	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1972	2000	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TI(La Peña)	600.00
Cupido	2000	2109	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2109	2707	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	2707	3074	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3074	3337	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casta	3337	3431	94		143.00	137.00			CS_La Casta	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TI(La Casta)	400.00
Basamento	3431	3486	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			





Petromod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SP-8

Model

SP-8
SP-7
SP-6
SP-5
SP-4
SP-3
SP-2
SP-1

Input SP-8

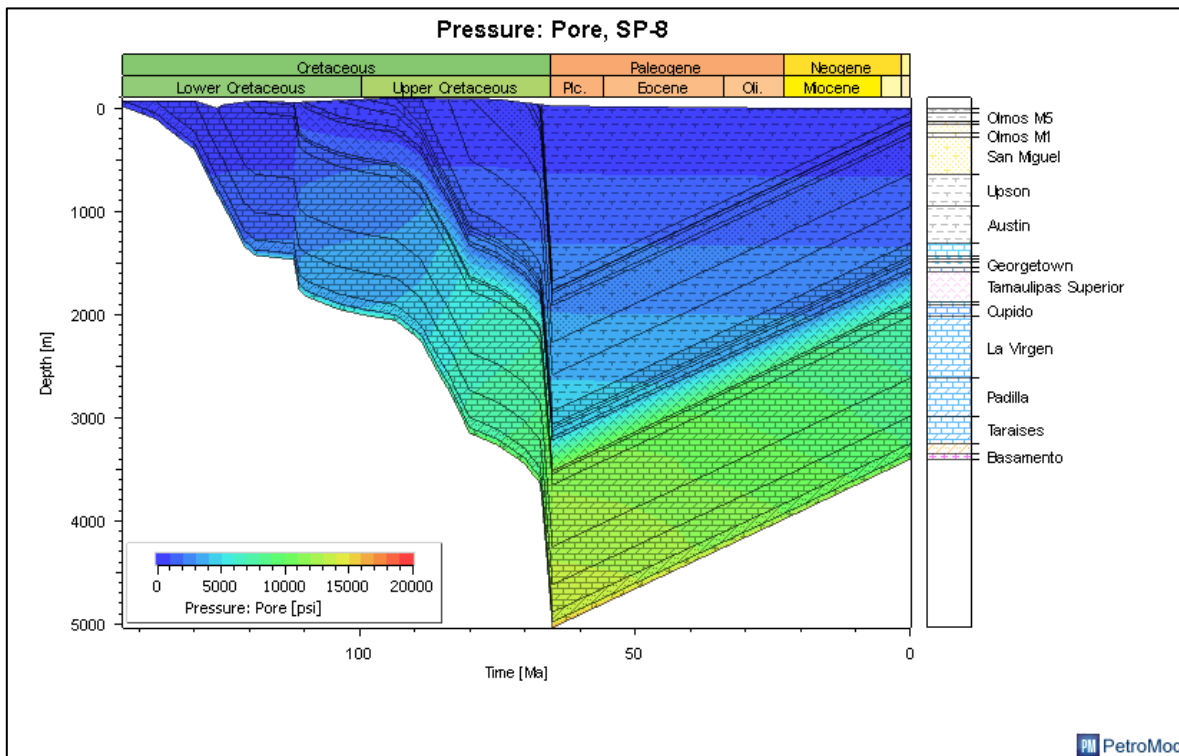
Main Input (20)
Well Assignment (1)
Boundary Conditions
Tools (1)
Burial History Preview
PSE Settings

Simulation SP-8

Output SP-8

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	49	49	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	49	137	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	137	142	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	142	173	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	173	259	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	259	300	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989) TIII	247.00
San Miguel	300	601	301		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	601	1013	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1013	1384	371		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1384	1520	136		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	1520	1550	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	1550	1583	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1583	1640	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	1640	1677	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1677	1972	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	1972	2000	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2000	2109	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2109	2707	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	2707	3074	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3074	3337	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	3337	3431	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00
Basamento	3431	3486	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			





PetroMod 1D - PETROMOD02012

File Edit Settings Windows Help

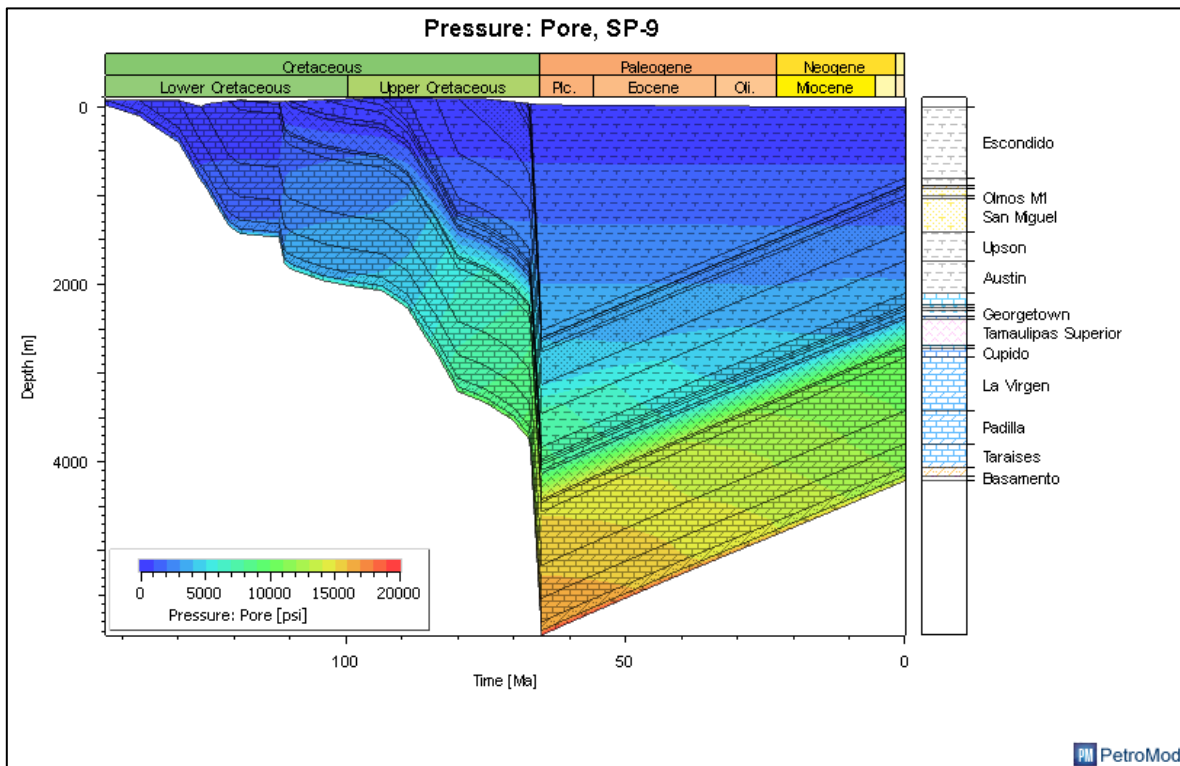
Main Input for SP-9

Depth Input: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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
Escondido	0	849	849	1800	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	849	927	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	927	942	15		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	942	973	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	973	1059	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	1059	1100	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	44.56	Burnham(1989)_TIII	247.00
San Miguel	1100	1481	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	1481	1813	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1813	2104	291		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	2104	2320	216		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	600.00
Buda	2320	2350	30		98.90	93.50			CS_Buda	Overburden Rock			
Del Rio	2350	2383	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	2383	2440	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kiamichi	2440	2477	37		111.00	110.00			CS_Kiamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	2477	2772	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2772	2800	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2800	2909	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2909	3507	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3507	3874	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3874	4137	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	4137	4231	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00
Basamento	4231	4266	35		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation SP-9

Output SP-9





PetroMod 1D - PETROMOD2012

File Edit Settings Windows Help

Main Input for SP-10

Depth Inputs: Top Base Thickness Assign from Well Pick

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/g TOC
Escondido	0	349	349	1000	67.00	65.00	65.00	0.00	CS_Escondido	Overburden Rock			
Olmos M5	349	437	88		67.40	67.00			CS_Olmos M5	Overburden Rock			
Olmos M4	437	442	5		67.50	67.40			CS_Olmos M4	Overburden Rock			
Olmos M3	442	473	31		68.00	67.50			CS_Olmos M3	Overburden Rock			
Olmos M2	473	559	86		69.00	68.00			CS_Olmos M2	Overburden Rock			
Olmos M1	559	600	41		70.00	69.00			CS_Olmos M1	Source Rock	41.56	Burnham(1988)_TIII	247.00
San Miguel	600	981	381		80.00	70.00			CS_San Miguel	Reservoir Rock			
Upson	981	1313	332		84.00	80.00			CS_Upson	Overburden Rock			
Austin	1313	1604	291		89.00	84.00			CS_Austin	Overburden Rock			
Eagle Ford	1604	1820	216		93.50	89.00			CS_Eagle Ford	Source Rock	2.50	Enciso&Martinez(2015)TIII(Eagle Ford)	800.00
Ruda	1820	1850	30		98.90	93.50			CS_Ruda	Overburden Rock			
Del Rio	1850	1883	33		104.00	98.90			CS_Del Rio	Overburden Rock			
Georgetown	1883	1940	57		110.00	104.00			CS_Georgetown	Overburden Rock			
Kuamichi	1940	1977	37		111.00	110.00			CS_Kuamichi	Seal Rock			
Tamaulipas Superior	1977	2272	295		112.00	111.00			CS_Tamaulipas Superior	Reservoir Rock			
La Peña	2272	2300	28		119.00	112.00			CS_La Peña	Source Rock	1.10	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Peña)	600.00
Cupido	2300	2409	109		121.00	119.00			CS_Cupido	Reservoir Rock			
La Virgen	2409	3007	598		126.00	121.00			CS_La Virgen	Reservoir Rock			
Padilla	3007	3374	367		130.00	126.00			CS_Padilla SP	Seal Rock			
Taraises	3374	3637	263		137.00	130.00			CS_Taraises	Underburden Rock			
La Casita	3637	3731	94		143.00	137.00			CS_La Casita	Source Rock	2.60	Enciso&Martinez(2015)TIII(La Casita)	400.00
Basamento	3731	3786	55		145.00	143.00			CS_Basamento	Underburden Rock			

Simulation SP-10

Output SP-10

