



# ATLAS GEOLÓGICO CUENCAS SABINAS - BURGOS



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

**Centro Nacional de Información de Hidrocarburos**

Av. Patriotismo 580, Piso 4  
Col. Nonoalco, Del. Benito Juárez,  
C.P. 03700, CDMX  
[contactoCNIH@cnh.gob.mx](mailto:contactoCNIH@cnh.gob.mx)





## CUENCAS SABINAS-BURGOS

### Contenido

<b>CUENCAS SABINAS-BURGOS</b> .....	2
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	4
<b>CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL</b> .....	5
MAPA DE UBICACIÓN. ....	5
PROVINCIAS GEOLÓGICAS Y PETROLERAS. ....	7
INFORMACIÓN DE POZO. ....	8
DATOS SÍSMICOS 2D Y 3D.....	9
ESTUDIOS MAGNETOMÉTRICOS.....	11
COBERTURA GRAVIMÉTRICA. ....	12
<b>MARCO ESTRUCTURAL</b> . ....	13
EVENTOS TECTÓNICOS. ....	13
MARCO ESTRUCTURAL – SABINAS. ....	14
MARCO ESTRUCTURAL -BURGOS. ....	15
ESTILO ESTRUCTURAL – CUENCA DE BURGOS _ SECCIÓN A-A’ . ....	17
<b>MARCO ESTRATIGRÁFICO</b> . ....	19
COLUMNA ESTRATIGRÁFICA. ....	19
BURGOS – AMBIENTE DEPOSICIONAL.....	25
MAPA DE FACIES - CENTRO DE PIMIENTA.....	27
BASE EAGLE FORD - MAPA DE FACIES .....	28
CIMA EAGLE FORD - MAPA DE FACIES.....	29
MAPA PALEOBATIMETRICO- TITONIANO .....	30
<b>SISTEMA PETROLERO</b> .....	30
INTRODUCCIÓN –PLAYS CONVENCIONALES .....	30
SABINAS-BURRO-PICACHOS TABLA .....	32
SABINAS –ROCA GENERADORA MADURACIÓN Y CALIDAD. ....	33
SABINAS – EXTENSIÓN GEOGRÁFICA. ....	34
SABINAS – EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO.....	35
BURGOS – TABLA.....	36



BURGOS – CALIDAD Y MADUREZ.....	37
BURGOS – EXTENSION GEOGRÁFICA.....	38
BURGOS – EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO.....	38
SABINAS _ PARAMETROS GEOQUÍMICOS. ....	39
PARÁMETROS GEOQUÍMICOS DE BURGOS Y BURRO-PICACHOS. ....	40
<b>PLAYS</b> .....	42
RECURSOS DE PROSPECTOS CONVENCIONALES – SABINAS .....	42
BURGOS – RECURSOS DE PROSPECTOS CONVENCIONALES. ....	44
SABINAS – RECURSOS DE PROSPECTOS NO CONVENCIONALES. ....	46
BURGOS – RECURSOS DE PROSPECTOS NO CONVENCIONALES. ....	47
CUENCAS DE SABINAS Y BURGOS – VISION GENERAL DE PROSPECTOS NO CONVENCIONALES. .....	48
<b>GLOSARIO</b> .....	49
<b>FIGURAS</b> .....	51
<b>TABLAS</b> .....	52
<b>REFERENCIAS</b> .....	53



## INTRODUCCIÓN

El Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, establece que la Comisión Nacional de Hidrocarburos ejercerá sus funciones procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.
- Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.
- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En el marco de las próximas rondas de licitación de áreas para exploración de hidrocarburos y, en el ejercicio de las funciones antes señaladas, esta Comisión Nacional de Hidrocarburos elaboró el presente documento, en el que se presenta una Síntesis Geológico Petrolera de las cuencas de Burgos y Sabinas. La Provincia Geológica de Burro-Picachos se incluye como parte de la Cuenca de Sabinas por considerarse desde el punto de vista geológico dentro de la misma Provincia Petrolera.



**La Cuenca de Sabinas.** Fue descubierta en la década de 1930 con la perforación de los pozos San Marcos-1 y San Marcos-2. Durante los años 50s y 60s se perforaron varios pozos que mostraron importantes manifestaciones de gas en formaciones del Cretácico y Jurásico. Sin embargo, fue hasta el 1975 con la terminación del pozo Buena Suerte-2A, productor de gas seco en carbonatos dolomíticos de la Formación Padilla, que se establece producción en la cuenca. Luego continuaron nuevos descubrimientos entre los que destacan Monclova, Buena Suerte, Pirineo, Merced, Forastero, Lampazos y Minero.

De acuerdo a estudios geológicos y geoquímicos realizados en esta cuenca, se ha establecido que las rocas generadoras principales corresponden a las facies arcillo-calcáreas de los miembros inferior y superior de la Formación La Casita, en tanto que las facies arcillo-calcáreas de la Formación la Peña del Aptiano y las facies calcáreas de Eagle Ford de edad Turoniano-Cenomaniano, han contribuido en menor porcentaje a la generación de hidrocarburos. El kerógeno de las formaciones del Jurásico es Tipo III, severamente alterado, variando de muy maduro a sobremaduro con un alto índice de transformación.

**La Cuenca de Burgos.** La producción comercial de esta cuenca inicio en 1945 con el descubrimiento del campo Misión, productor en el *Play Vicksburg*. A la fecha esta cuenca ya ha sido explorada ampliamente con respecto a objetivos convencionales. Los campos mas importantes que han contribuido con la producción son: Reynosa, Brasil, Monterrey, Culebra, Arcabuz, Arcos, Cuitláhuac, Enlace, Fundador, Nejo y General. Esta cuenca es considerada como la principal provincia productora de gas no asociado de México.

Los hidrocarburos acumulados provienen de dos rocas generadoras mayores, la Formación Pimienta de edad Titoniano, y la Formación Agua Nueva, de edad Cenomaniano a Turoniano. El kerógeno encontrado en esta cuenca es de Tipo II y Tipo III

## CONTEXTO GEOLÓGICO REGIONAL

### MAPA DE UBICACIÓN.

**La Cuenca de Sabinas** se localiza en la porción noreste de México, específicamente, en la parte central del Estado de Coahuila y occidental del Estado de Nuevo León; ocupando un área de 42,995.8 km<sup>2</sup>.

Esta cuenca es de forma elíptica, su eje mayor presenta un rumbo NO-SE y sus límites están referidos a los paleo-elementos tectónicos (como penínsulas e islas) que prevalecieron durante el Jurásico Tardío.

**La Provincia Geológica de Burro-Picachos**, también conocida como Península de Tamaulipas o Arco de Tamaulipas, se considera en la mayoría de los estudios como una sección adyacente de la Cuenca de Sabinas por considerarse - desde el punto de vista geológico- dentro de la misma

provincia petrolera. Esta provincia cubre gran parte de la región norte del Estado de Coahuila y región norte del Estado de Nuevo León; con una extensión de 5,1089 Km<sup>2</sup>

**La Cuenca de Burgos**, está ubicada en el Noreste de la República Mexicana entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León y se extiende costa afuera hacia la plataforma continental. Esta cuenca cubre una superficie de 73,800 km<sup>2</sup>, con 650 km de largo, desde Piedras Negras en el Norte hasta la costa en el Sur.

En la figura 1 se ilustra la ubicación para la Provincia Burro-Picachos y las cuencas de Sabinas y Burgos.

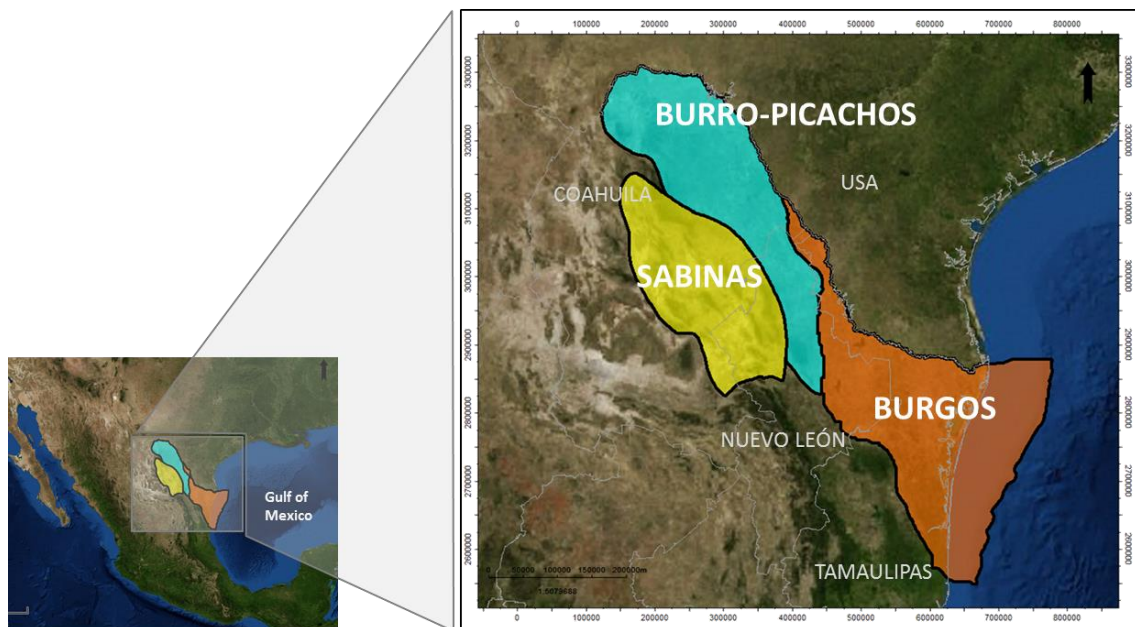


Figura 1. Provincia de Burro-Picachos y cuencas de Sabinas-Burgos- Mapa de Contexto Geológico Regional.

### PROVINCIAS GEOLÓGICAS Y PETROLERAS.

Las provincias petroleras y geológicas en el norte de México están clasificadas de la siguiente manera:

- Tres provincias Geológicas: Sabinas, Burro-Picachos y Burgos (figura 2).

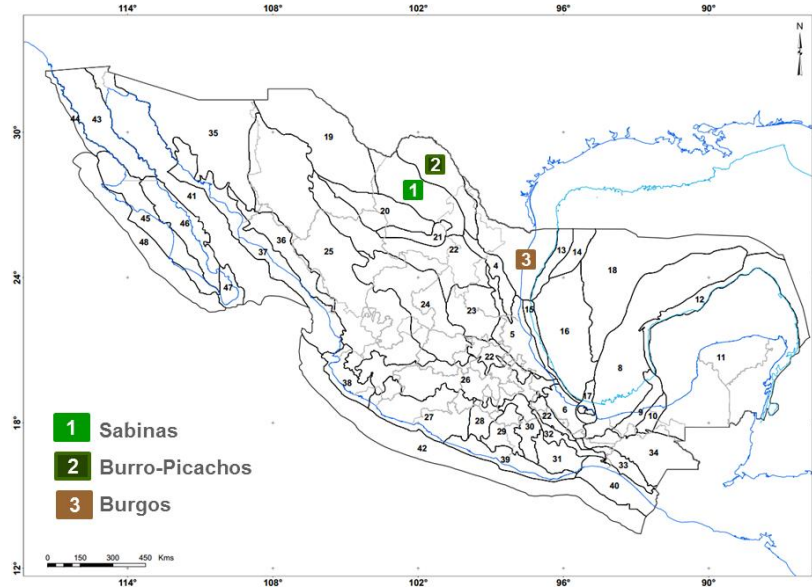


Figura 2. Provincias Geológicas

- Dos provincias petroleras: Sabinas- Burro- Picachos y Burgos (figura 3).

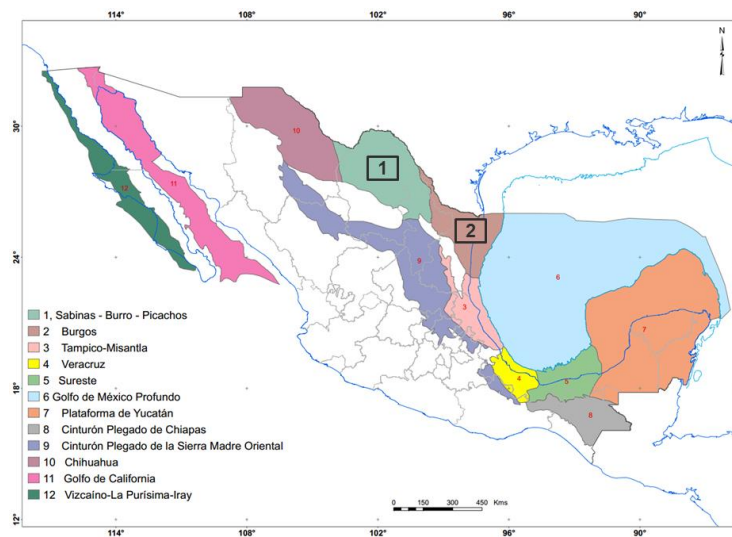


Figura 3. Provincias Petroleras.



### INFORMACIÓN DE POZO.

En la Tabla 1 se muestra información general para las Provincias Petroleras Sabinas - Burro-Picachos y Burgos, como, número total de campos y pozos, información del estado actual del pozo, clasificación dependiendo de si es exploratorio o de desarrollo, el tipo de hidrocarburo encontrado, su ubicación y si cuenta con información de muestras físicas.

*Tabla 1. Cuenca de Sabinas-Burgos \_Información de Pozo*

ÁREA	CAMPOS	POZOS	TIPO DE POZO					UBICACIÓN POZOS		
			VERTICAL	DESVIADO	HORIZONTAL	MULTILATERAL	SIN INF.	TERRESTRE	MARINO	LACUSTRE
Cuencas Sabinas y Burgos	359	8032	4005	2286	41	3	1697	8010	22	0

CLASIFICACIÓN POZOS		TIPO DE HIDROCARBURO							MUESTRAS DE FORMACIÓN			
EXPLORATORIO	DESARROLLO	ACEITE	GAS	ACEITE Y GAS	GAS Y CONDENSADO	CONDENSADO	NO APLICA	SIN INF.	CANAL	NÚCLEO	TAPÓN	LÁMINAS
1692	6340	0	6333	0	3	0	1	1695	2326	1161	36	1318

ESTADO DE LOS POZOS										
CERRADO	PRODUCTOR	INYECTOR	TAPONADO	PENDIENTE TAP.	SIN POSIBILIDAD	EN TERMINACIÓN	EN REPARACIÓN	IMPRODUCTIVO	OTROS CONCEPTOS	SIN INF.
454	3011	26	2718	854	576	2	2	3	54	332

A continuación, se muestra la ubicación y distribución de los pozos que previamente se enlistaron de manera general en la tabla 1 Con propósitos informativos y representativos de la información confiable por CNIH a nivel de pozos. Es posible considerar a primera vista el desarrollo de cada una de las provincias (figura 4).



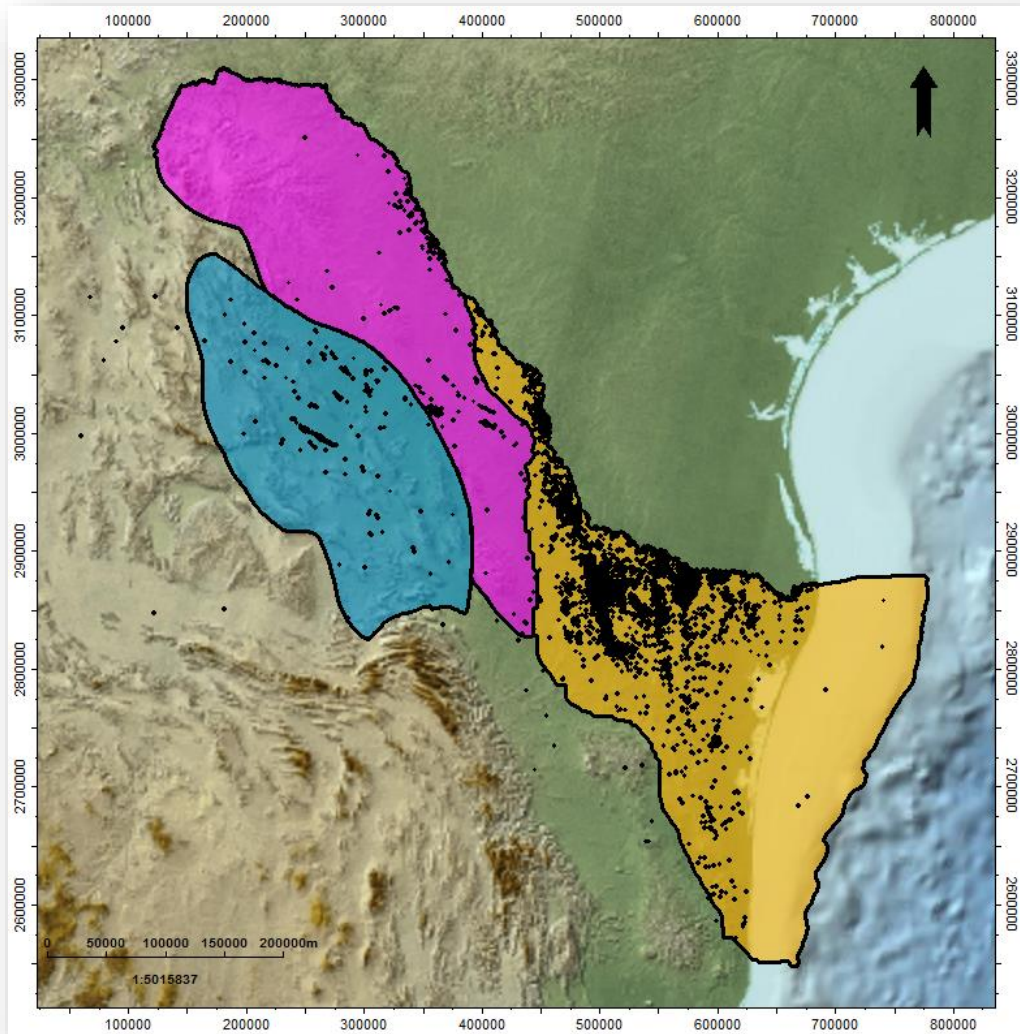


Figura 4. Distribución de Pozos\_ Cuencas de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos.

### DATOS SÍSMICOS 2D Y 3D.

Cobertura de datos para líneas de sísmicas 2D (Figura 5 -líneas azules) y cobertura sísmica 3D (Figura 6 -polígonos azules) los cuales aparecen en el siguiente mapa.

De acuerdo con el mapa, los datos de sísmica 2D cubren al menos toda la extensión en tierra de la Cuenca de Burgos, y respectivamente la Provincia de Sabinas-Burro-Picachos. Costa fuera la extensión de la Provincia de Burgos no muestra ningún estudio de sísmica 2D.

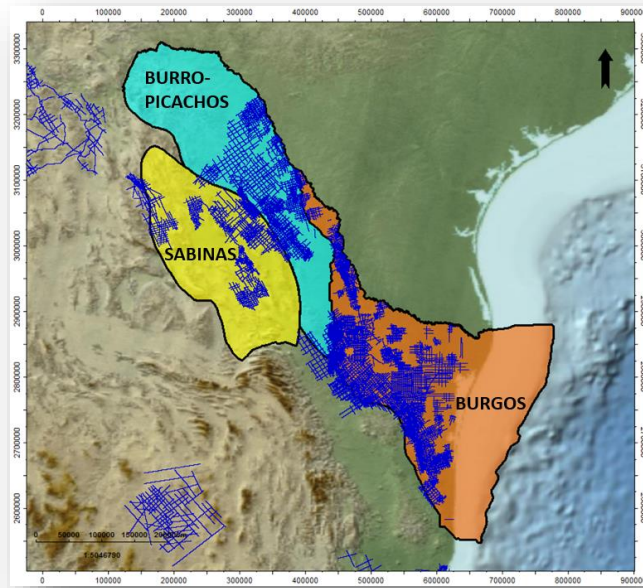


Figura 5. Sabinas-Burgos \_ líneas sísmicas 2D.

A pesar de que las áreas de sísmica 3D en la Provincia Petrolera de Sabinas-Burro-Picachos es baja, los datos de sísmica 3D en la cuenca de Burgos cubren una extensión considerable de área en tierra y costa fuera.

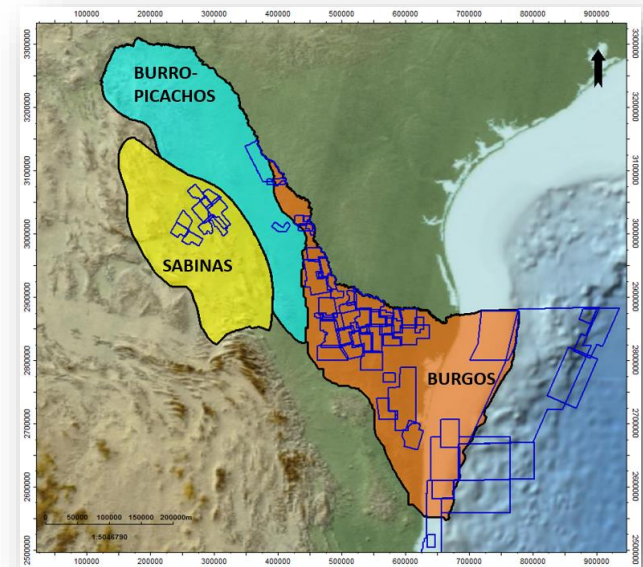


Figura 6. Sabinas-Burgos \_ sísmica 3D.

### ESTUDIOS MAGNETOMÉTRICOS.

Los estudios de adquisición para magnetometría regional están mostrados en la figura 7 (polígonos naranjas). El mapa de anomalía magnética proviene de la estructura superficial y composición de la corteza terrestre, caso aplicable para las Provincias Petroleras de Sabinas-Burro-Picachos y Burgos (Figura 8).

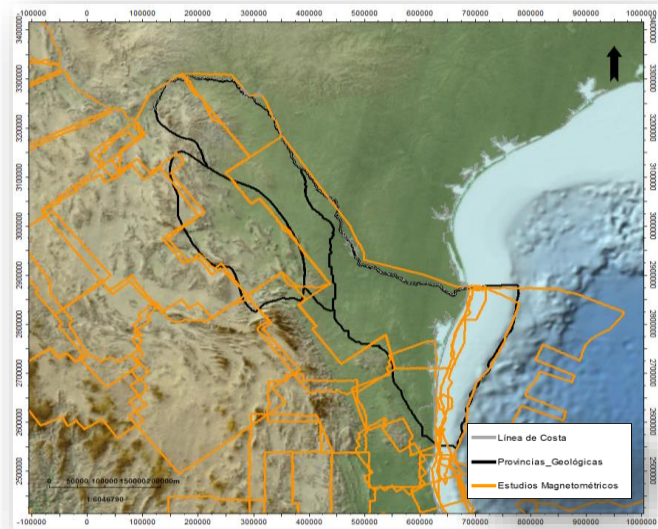


Figura 7. Estudios Magnetométricos.

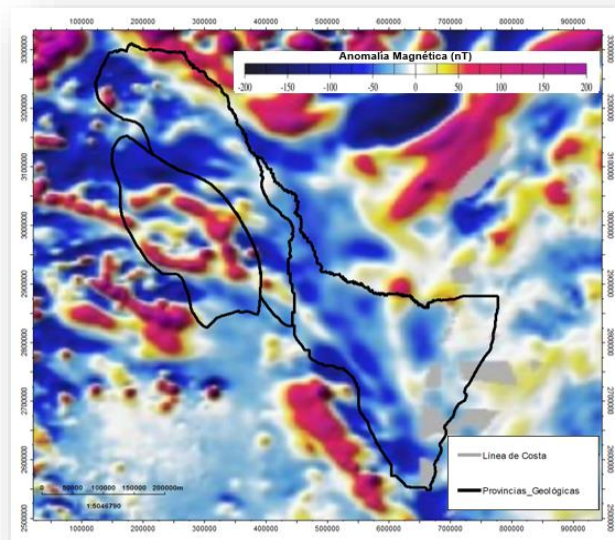


Figura 8. Mapa de Anomalia Magnética.

### COBERTURA GRAVIMÉTRICA.

En el mismo contexto como en los casos previos, áreas que han estado sometidas a coberturas gravimétricas (polígonos verdes) están representados en el mapa de la figura 9. La Figura 10 contempla el resultado de la cobertura.

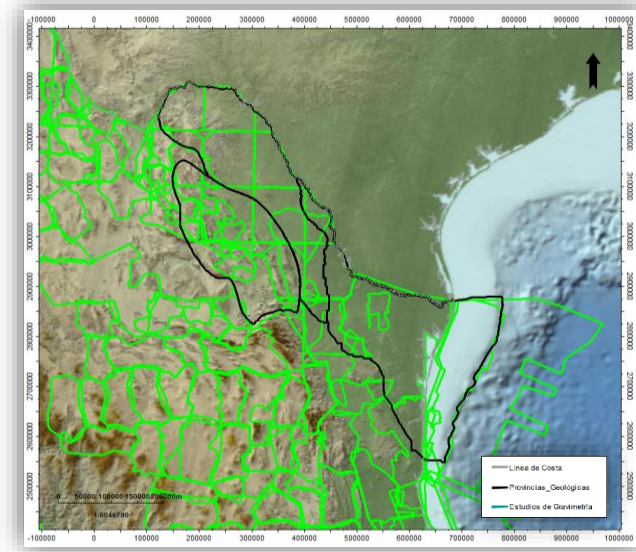


Figura 9. Cobertura Gravimétrica.

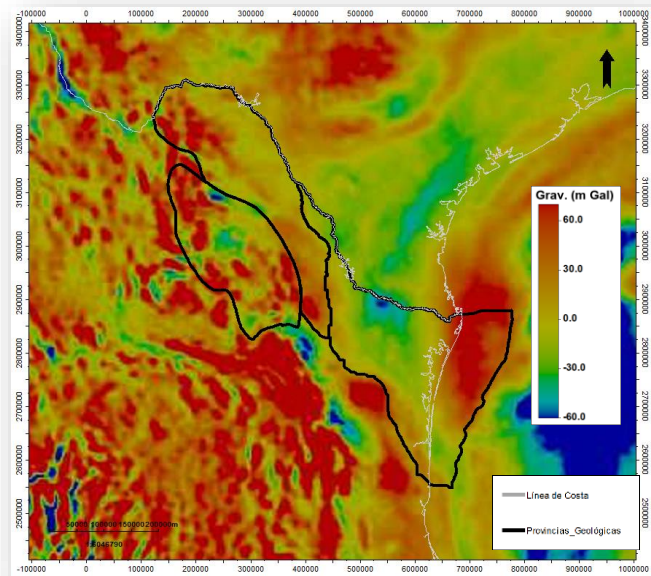


Figura 10. Mapa de Anomalia Gravimétrica



## MARCO ESTRUCTURAL.

### EVENTOS TECTÓNICOS.

**Triásico Tardío al Colloviano etapa de *rift* con dirección NO-SE:** A partir del Triásico Tardío inició la segmentación y “rifting” de la Pangea que duró hasta el Calloviano, manifestándose por atenuación del basamento en el área, el cual se expresa como altos de basamento (Isla de Coahuila, Península de Tamaulipas, altos Picachos y San Carlos), bajos de basamento (Cuencas de Sabinas y Magícatzin) y fallas laterales de grandes extensiones que los limitan (Mojave-Sonora, San Marcos y La Babia). Sedimentos de lechos rojos, evaporitas e intrusiones de diques de composición riolítica a andesítica caracterizaron esta etapa.

**Proto-Golfo de México:** Las fallas laterales y los movimientos de extensión asociados al “rift” culminaron en el ciclo Oxfordiano Superior. Posteriormente, estos eventos han iniciado una nueva fase de generación de corteza oceánica en el Golfo de México, que duro hasta el Berriasiano.

**Margen Pasivo- Subsistencia:** Uno de los bloques alcanzo su posición y la apertura del Golfo de México terminada, un escenario de subsidencia termal caracterizando en su totalidad el Golfo de México y las cuencas a su alrededor. Basamentos característicos formados durante la etapa del “rifting” ha tenido influencia en el significado dentro de depósitos sedimentarios continentales y marinos del Jurásico tardío al Cretácico tardío.

**Orogénesis Laramide, ambiente de deposición– del tipo Cuenca Antepaís:** El plegamiento y fallamiento efecto de la Orogenia Laramide ocurrió desde finales del Cretácico hasta el Eoceno. La etapa de margen pasivo culminó en esta región con el inicio del evento orogénico Laramídico, el cual está relacionado con el efecto del cambio de vergencia de NO a SE, y de la velocidad en la subducción de la Placa Farallón con el borde continental Oeste de la Placa de Norteamérica. Este evento tectónico es el responsable de la deformación contraccional que prevalece en el área, de la reactivación de fallas de basamento y movilización de la sal.

**Mioceno y Plioceno:** Levantamiento a nivel regional a lo largo del margen occidental de la cuenca durante el Mioceno y el Plioceno. Este levantamiento fue la fuente de gran cantidad de material clástico depositados en la cuenca, la plataforma continental y talud del Golfo de México.

**Medio/Superior Oligoceno:** Episodio de levantamiento y magmatismo en el margen oriental de la Cuenca.

**Eoceno Tardío:** Durante el Eoceno tardío, comenzó el levantamiento de la Cuenca, donde se produjo una erosión significativa del cretácico superior y paleógeno en el borde suroeste de la Cuenca.

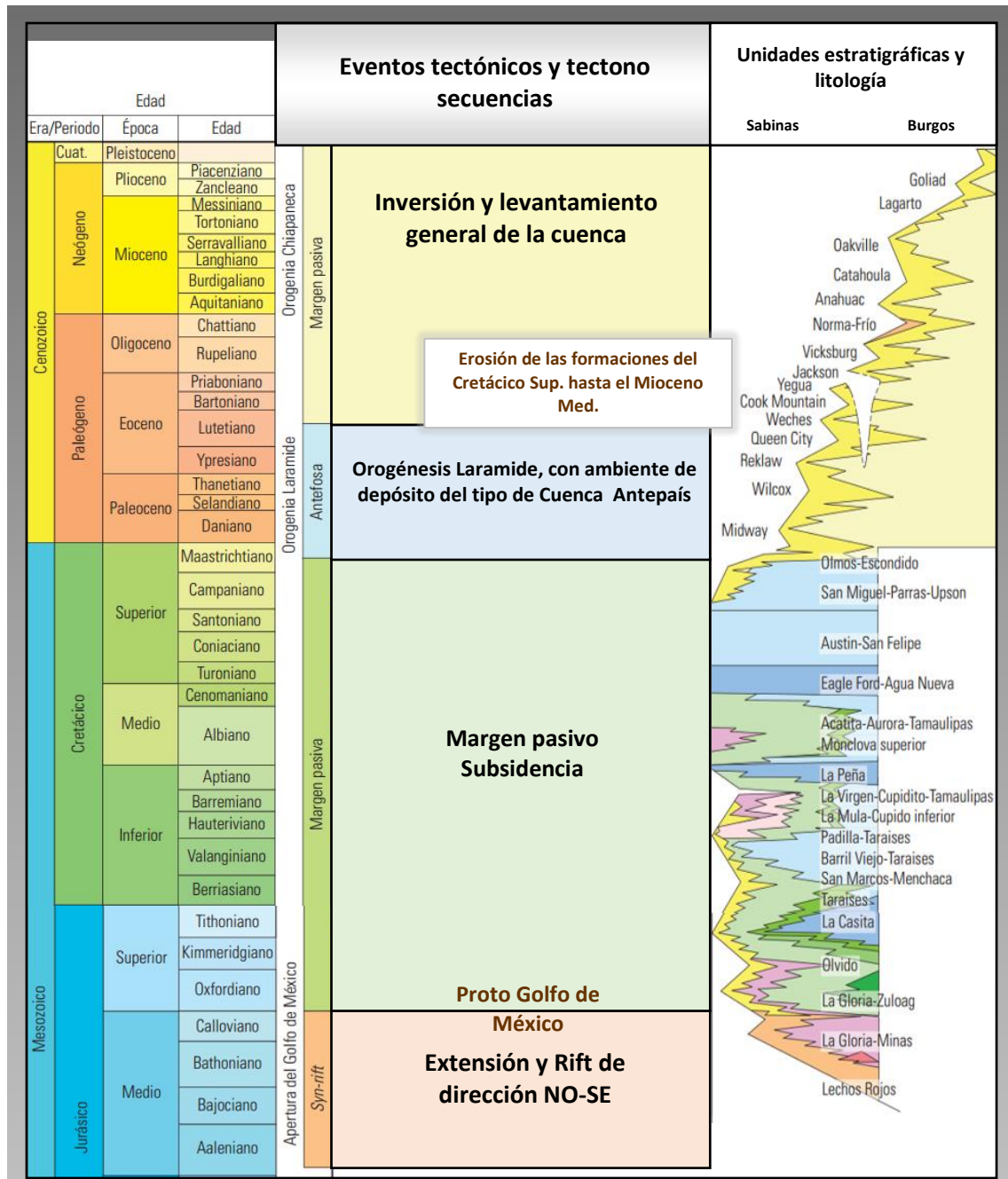


Figura 11. Columna Estratigráfica Regional.

### MARCO ESTRUCTURAL – SABINAS.

Desde el punto de vista geológico, esta provincia petrolera incluye la Cuenca de Sabinas y los campos ubicados al Noreste sobre la Península de Tamaulipas. Desde el punto de vista tectónico, la Cuenca de Sabinas se ha interpretado como un *rift* abortado o aulacógeno asociado a la apertura del Golfo de México. Geológicamente está limitada por grandes unidades positivas que

corresponden a los elementos paleogeográficos del Jurásico Tardío, denominados Península de Tamaulipas, Alto de Picachos y Alto de San Carlos (también conocidos como Macizo El Burro-Picachos o Arco de Tamaulipas) en el Noreste y por la Isla de Coahuila en el Suroeste. Al Noreste se extiende hacia la Cuenca de Chihuahua y al Sureste limita con el Arco de Monterrey (figura 12).

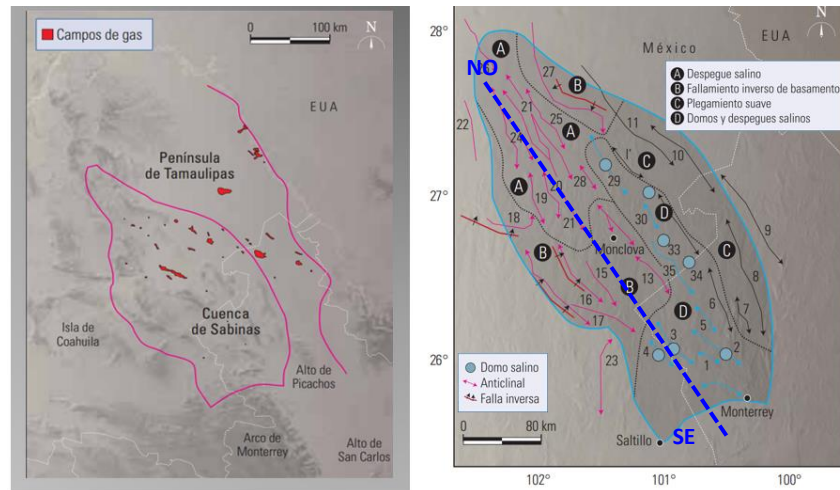


Figura 12. Distribución de Campos y Eventos Tectónicos.

En la figura 13 se muestra una sección estratigráfica con orientación NO-SE, con base en la columna geológica atravesada por pozos que se encuentran en la parte central de la Cuenca de Sabinas.

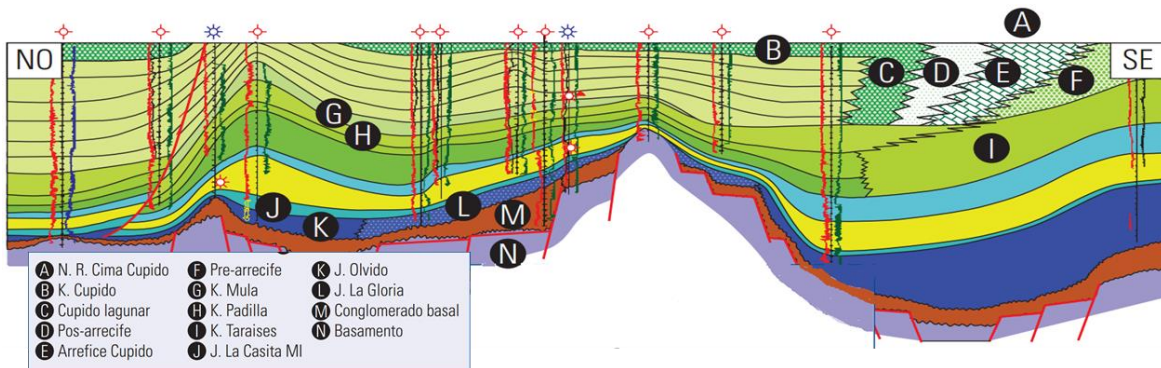


Figura 13. Sección estructural de la parte central de la Cuenca de Sabinas orientación NO-SE.

### MARCO ESTRUCTURAL -BURGOS.

La figura 14 está compuesta por dos mapas, del lado izquierdo se muestra la distribución de campos y del lado derecho las principales franjas de los plays productores del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno de la Cuenca de Burgos.

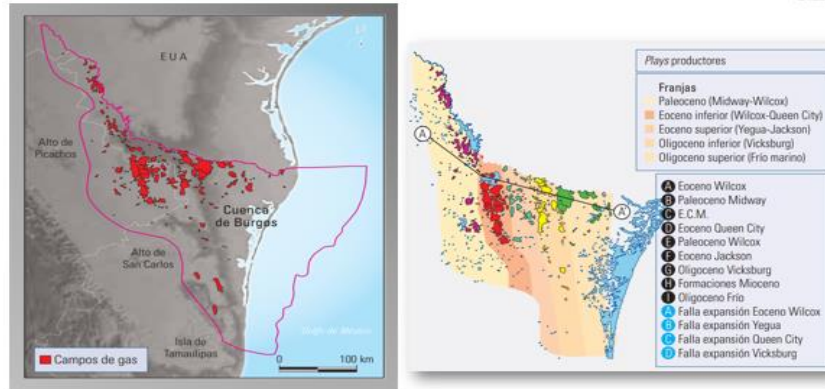


Figura 14. Campos y plays de Burgos.

En esta cuenca predomina un estilo estructural de sistema de fallas normales, con orientación NO-SE, con buzamiento hacia el oriente, donde las fallas se vuelven más recientes y desplazamientos de unos pocos cientos de metros.

Se pueden observar estructuras *roll-over* con nivel de despegue en sedimentos arcillosos del Paleoceno en la parte occidental y en niveles más jóvenes hacia el oriente, en el Oligoceno. Se distinguen tres principales estilos de fallamiento normal, uno hacia la porción occidental que involucra la franja del Paleoceno, en donde predominan las fallas normales sindepositacionales. Un segundo estilo se presenta hacia las denominadas franjas del Eoceno y Oligoceno, en las cuales son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo. La tercera zona se presenta en la parte oriental y se extiende hasta la plataforma continental en donde las fallas son también de crecimiento, pero con planos que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del Mioceno y Plioceno (figuras 15 y 16 sección A-A' y 17 sección B-B').

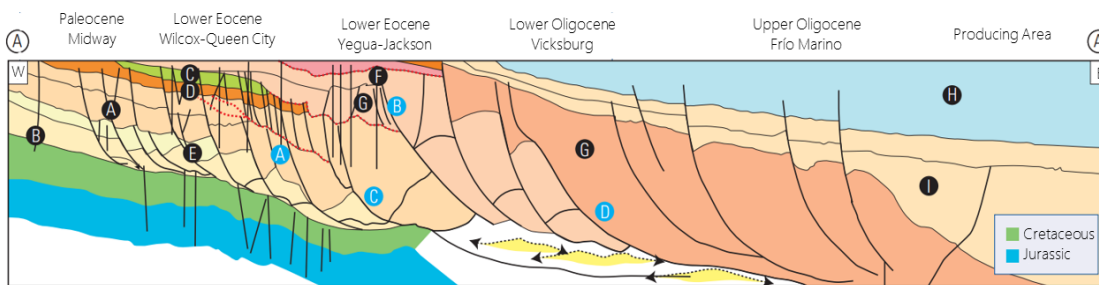


Figura 15. Burgos – Sección Estructural A-A'



ESTILO ESTRUCTURAL – CUENCA DE BURGOS \_ SECCIÓN A-A’.

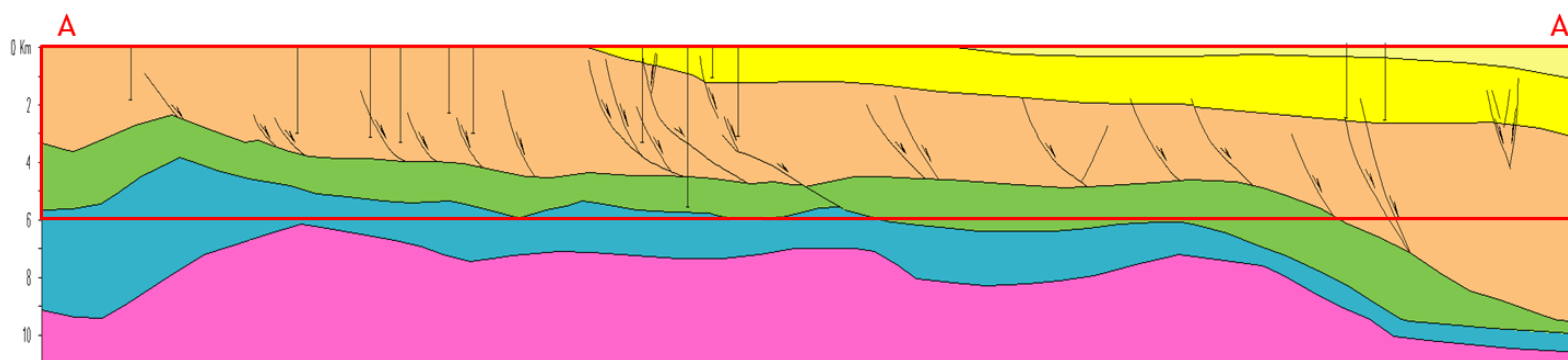
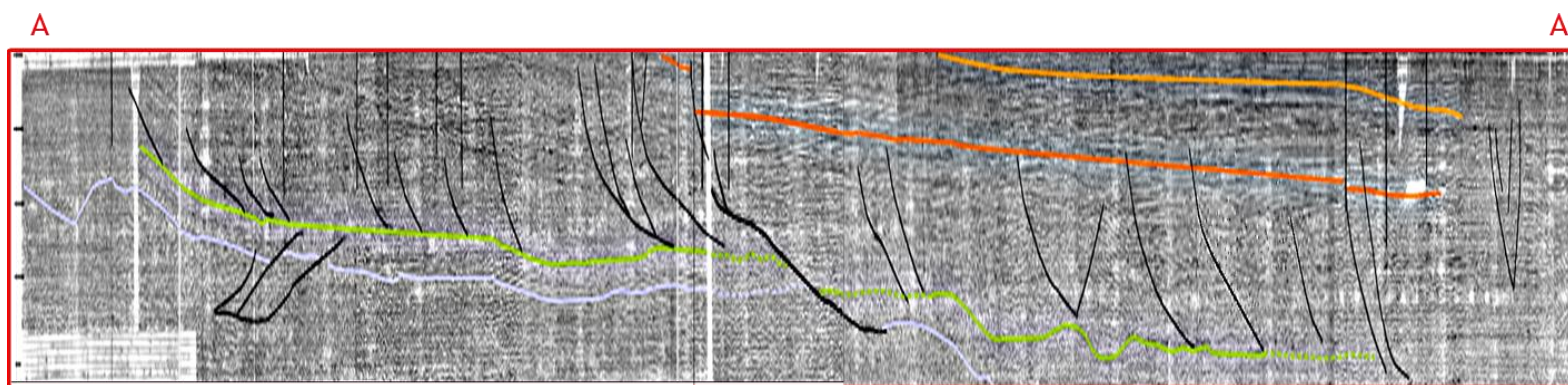


Figura 16. Burgos – Sección Estructural SO-SE \_ A - A'

- Cuaternario
- Mioceno
- Oligoceno
- Eoceno
- Paleoceno
- Cretácico
- Jurásico
- Basament

ESTILO ESTRUCTURAL- CUENCA BURGOS \_ SECCION B-B'

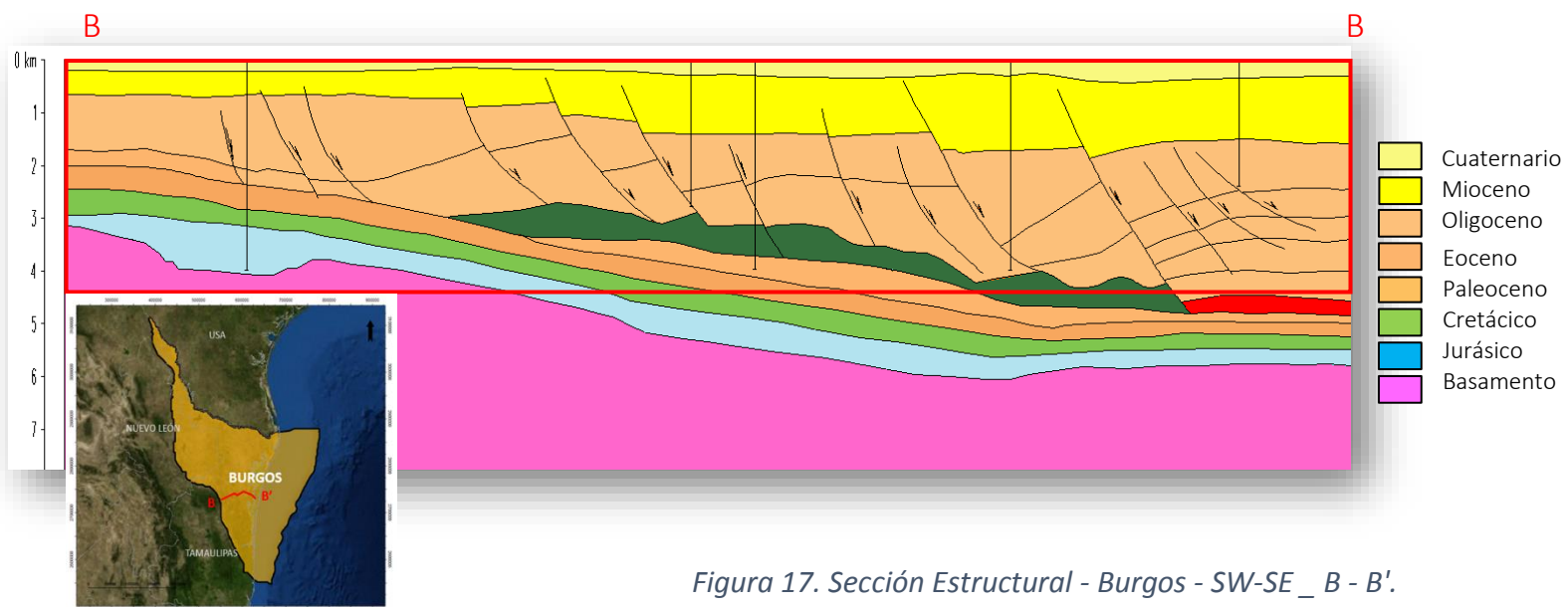
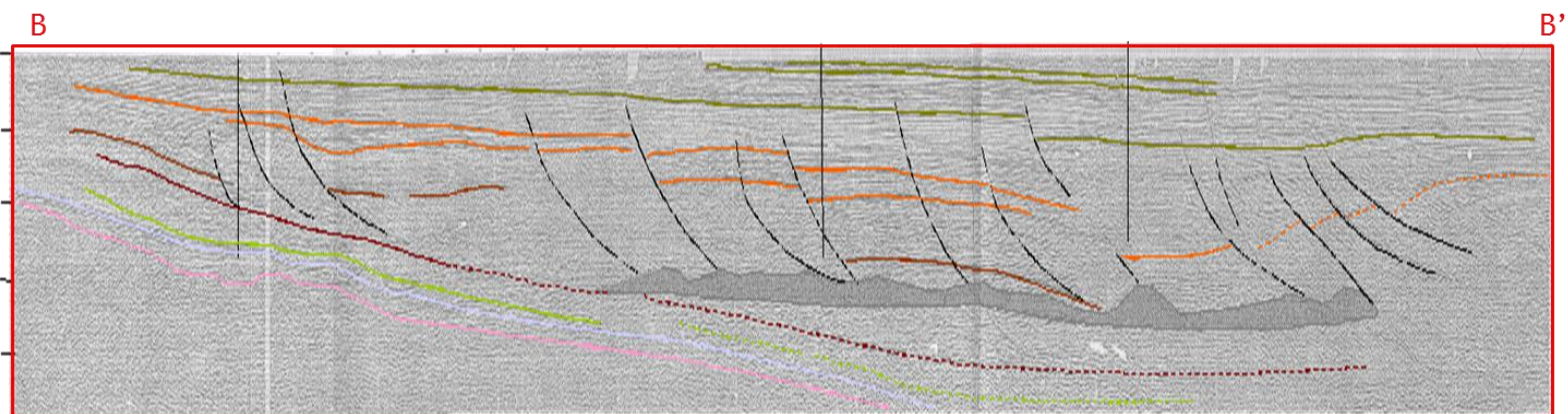


Figura 17. Sección Estructural - Burgos - SW-SE \_ B - B'.

# MARCO ESTRATIGRÁFICO.

## COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.

Figura 18 corresponde a la columna Estratigráfica de las cuencas Burgos y Sabinas.

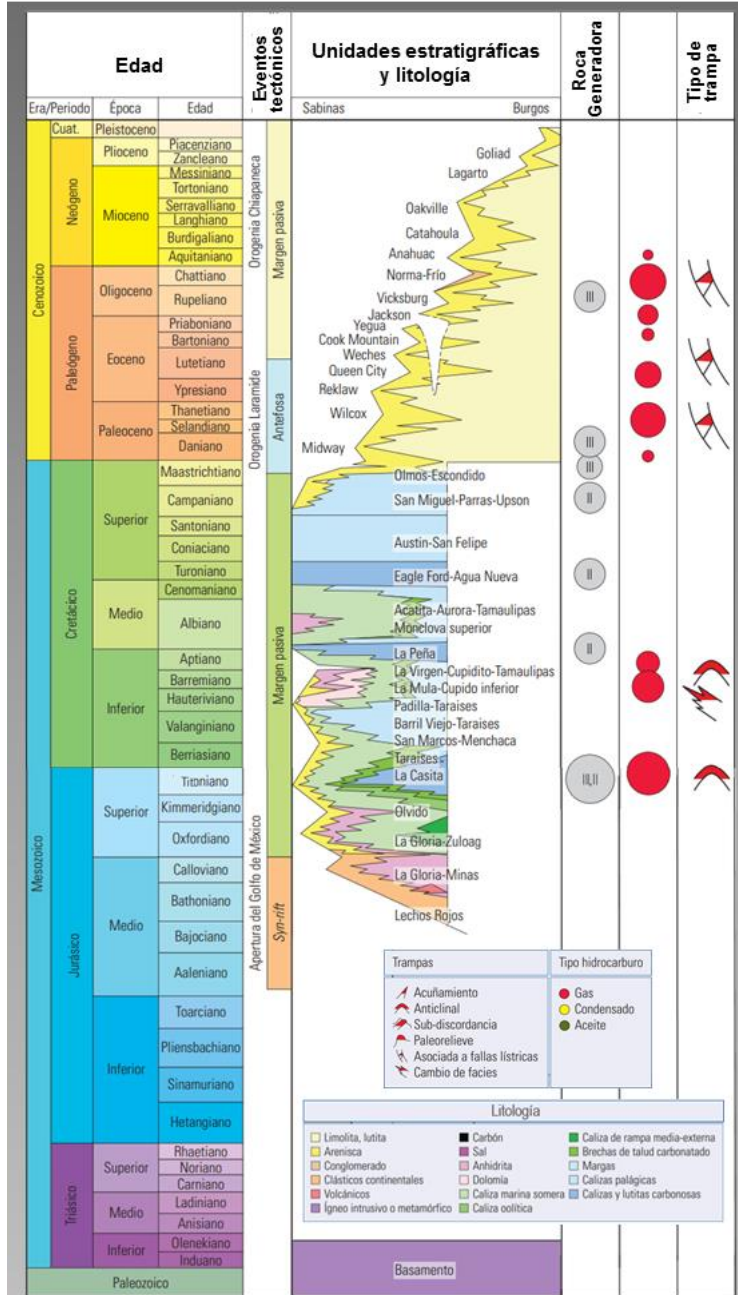


Figura 18. Columna Estratigráfica.



La columna sedimentaria descansa sobre el basamento cristalino (ígneo-metamórfico) de edad Permo-triásica sobre las cuales se depositaron capas rojas derivadas de la erosión de los paleo-elementos positivos, así como rocas volcánicas producidas durante el proceso de “*rifting*”.

En el Calloviano-Oxfordiano inicia la sedimentación marina con el depósito de evaporitas, calizas y algunos elementos terrígenos de la Formación Minas Viejas, también con influencia volcánica. Al continuar la transgresión durante el Kimmeridgiano temprano, se establecieron sobre las evaporitas rampas carbonatadas en las que se depositaron calizas de agua somera de la Formación Zuloaga. Las calizas, evaporitas y capas rojas de la Formación Olvido retrocedieron hacia los altos, mientras que hacia los bordes de la cuenca continuó la sedimentación de areniscas y conglomerados rojizos de la Formación La Gloria.

Hacia el final del Jurásico y principios del Cretácico (Kimmeridgiano-Berriasiano) la cuenca recibió un fuerte aporte de sedimentos siliciclásticos depositándose conglomerados, areniscas y lutitas carbonatadas de la Formación La Casita. Estas facies fueron cubiertas del Berriasiano al Barremiano por secciones conglomeráticas de las Formaciones San Marcos y Hosston hacia los bordes de la cuenca, mientras que hacia la parte central se depositó una secuencia de terrígenos finos, rocas carbonatadas de cuenca y de borde de plataforma, así como evaporitas y calizas de alta energía de las Formaciones Menchaca, Barril Viejo, Padilla, La Mula y La Virgen.

En el Aptiano Temprano se establece una amplia plataforma carbonatada, en la que se depositaron calizas de aguas someras de la Formación Cupido, desarrollándose una zona de aguas profundas hacia el sureste en donde se depositaron calizas de mar abierto de la Formación Tamaulipas Inferior. En el Aptiano Tardío se inició una transgresión que originó nuevamente condiciones de mar abierto depositándose las lutitas y calizas arcillosas de la Formación La Peña y facies terrígenas de la Formación Las Uvas en el área de la Plataforma de Coahuila.

Durante el Albiano continuó la subsidencia, depositándose calizas y lutitas de mar abierto de las Formaciones Tamaulipas Superior, Kiamichi y Georgetown, las que gradúan a calizas de plataforma de las Formaciones Aurora, Glenn Rose, Edwards y McNight hacia los elementos positivos. Durante el Cenomaniano una nueva transgresión estableció condiciones de plataforma abierta en gran parte de la cuenca depositándose las formaciones del Río y Buda.

Hacia el Cenomaniano Tardío-Santoniano se depositaron calizas de plataforma media a externa de las Formaciones Eagle Ford y Austin. Al final del Cretácico empezaron los levantamientos de las áreas continentales en la parte central de México como primeros efectos de la Orogenia Laramide. Esto ocasionó el incremento del material terrígeno y el depósito de facies deltaicas de las Formaciones Upson, San Miguel, Olmos y Escondidos, como parte de un sistema regresivo.

Al comienzo del Paleoceno, ocurrió un evento de transgresión marina debido a que la Orogenia Laramide, favoreciendo la deposición de cuerpos discordantes de turbitas, areniscas al oeste



de la cuenca de Burgos. La deposición, originada de las Formaciones Midway y Navarro-Taylor tuvo lugar alrededor de la superficie. Sedimentación del grupo Wilcox, una importante unidad estratigráfica del Paleógeno en la provincia geológica del noroeste del Golfo de México, se produjo en respuesta a la elevación tectónica y la erosión en el inferior continental.

Para el Eoceno inferior y medio, un ciclo regresivo-transgresivo fue considerado como el proceso responsable de la existencia de secuencias del grupo Mount-Selmant, constituido de las Formaciones Reklaw, Queen City y Weches.

Para el Eoceno tardío, un ciclo de origen progradante fue establecido areniscas que predominaron el ambiente (Miembros inferiores y medios Yegua). La formación Jackson también contribuyó a la deposición del Eoceno tardío, en el que se conformó de cuerpos áreos arcillosos, secuencias de areniscas y lutitas.

A inicios del Oligoceno se depositó de manera discordante la Formación Vicksburg correspondiente a una etapa progradante del sistema deltaico del Río Bravo. A finales del Oligoceno temprano y principios del Oligoceno medio se termina la transgresión y comienza una regresión favoreciendo una gran afluencia de terrígenos hacia la cuenca donde se depositaron la Formación Frío No Marino y más al oriente la Formación Frío Marino.

En el Oligoceno Tardío se inicia un ciclo transgresivo-regresivo completo afectando la sedimentación del Mioceno Temprano, depositándose una secuencia arcillo-arenosa marina, conocida como Formación Anáhuac y varias unidades más del Mioceno Medio-Tardío y Plioceno.

En la Cuenca de Sabinas, y con respecto a la Cuenca de Burgos, la columna estratigráfica se encuentra incompleta y el Terciario ha sido casi íntegramente erosionado, mientras que el Mesozoico aflora.

## **ESTILO ESTRATIGRÁFICO– CUENCA DE BURGOS.**

La sección estructural para la cima del Cretácico (figura 19) muestra arcilla de la formación Eagle Ford (EF) con rangos de espesor que van de 100 a 300 metros, y valores promedio alrededor de 20 metros.

SECCION ESTRATIGRAFICA NO-SE D-D'.

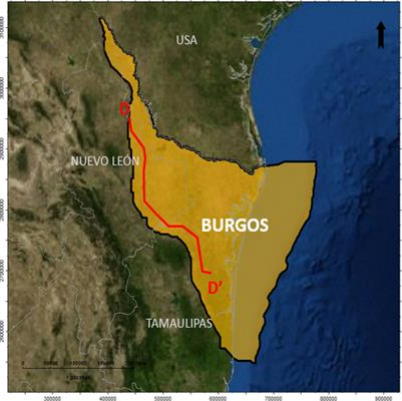
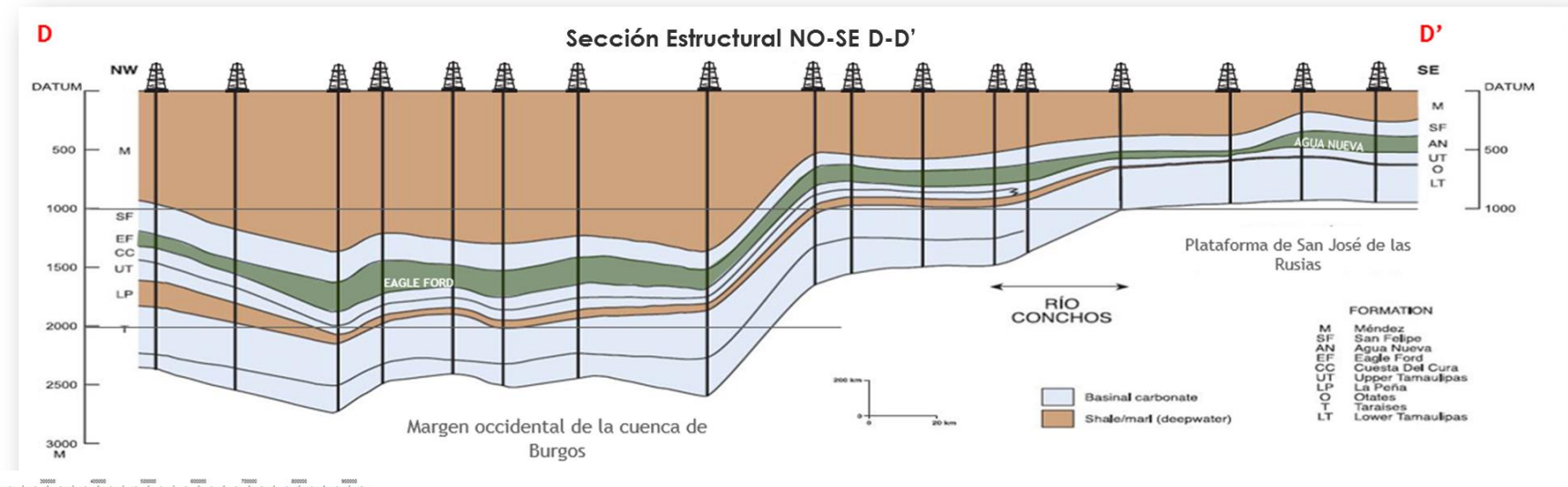
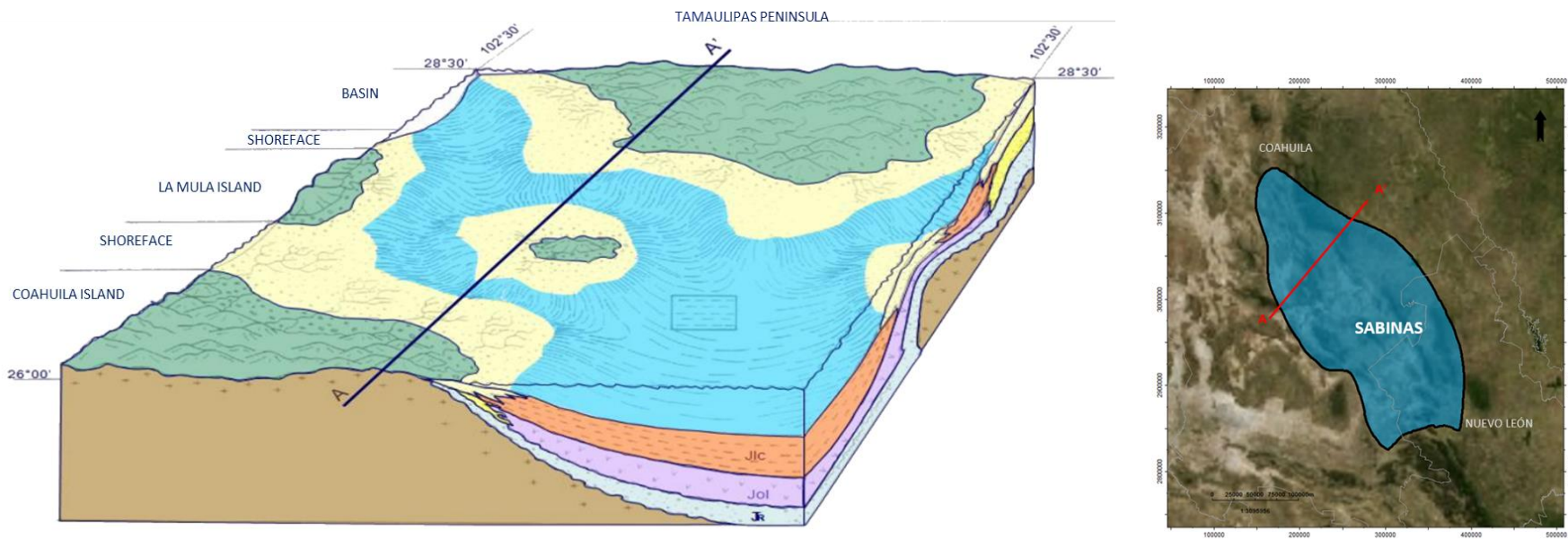


Figura 19. Sección Estratigráfica- Cuenca de Burgos.

**SABINAS – AMBIENTE DEPOSITACIONAL**



*Figura 20. Modelo: Facies Jurásico – Formación La Casita Titoniano Inferior.*



*Figura 21. Jurásico – Sección esquemática.*

SABINAS – AMBIENTE DEPOSICIONAL.

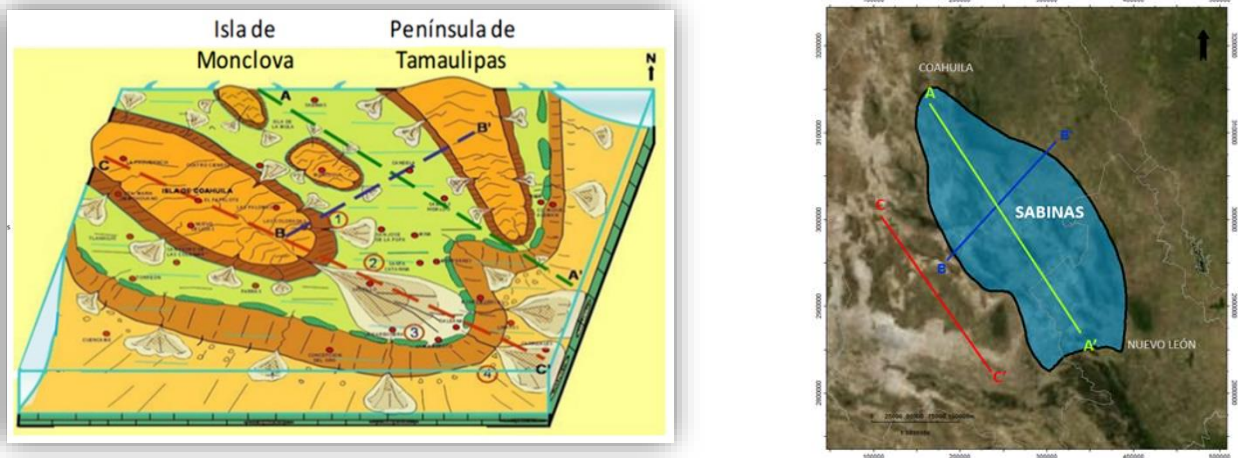


Figura 22. Modelo: Cretácico.

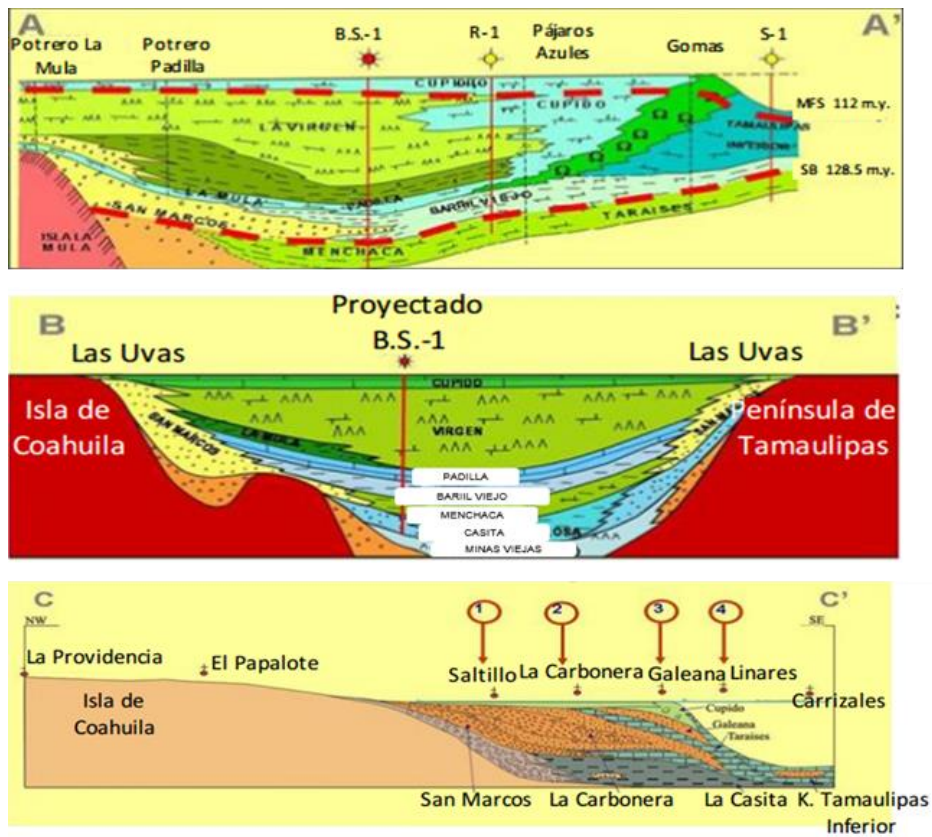


Figura 23. Modelo: Cretácico.



BURGOS – AMBIENTE DEPOSICIONAL

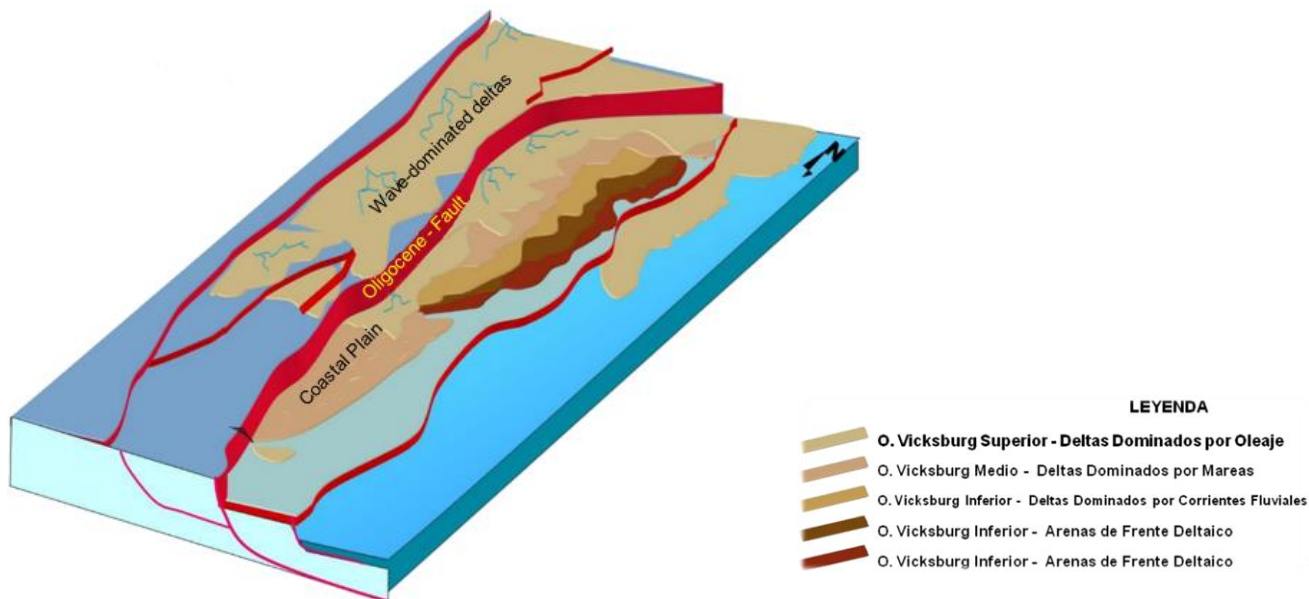


Figura 24. Modelo- Vicksburg Oligoceno

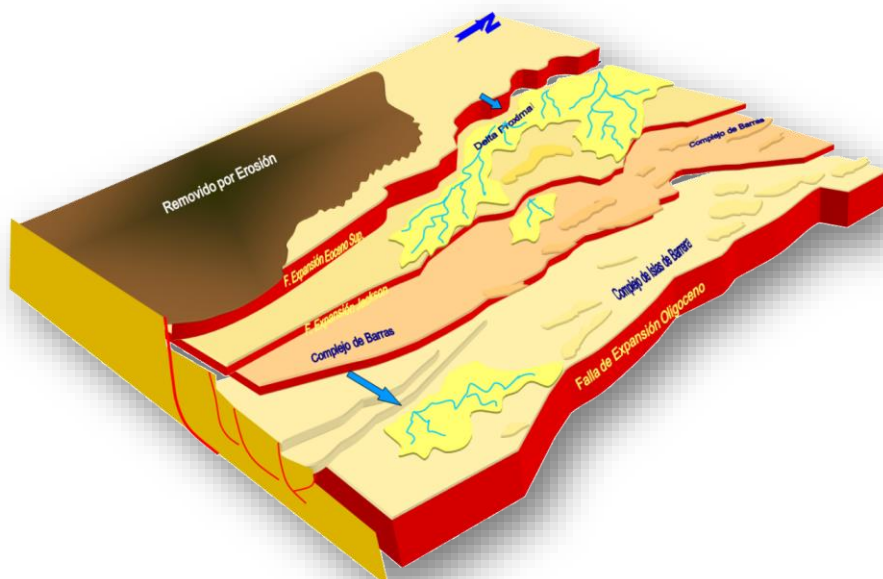


Figura 25. Modelo - Eoceno Jackson

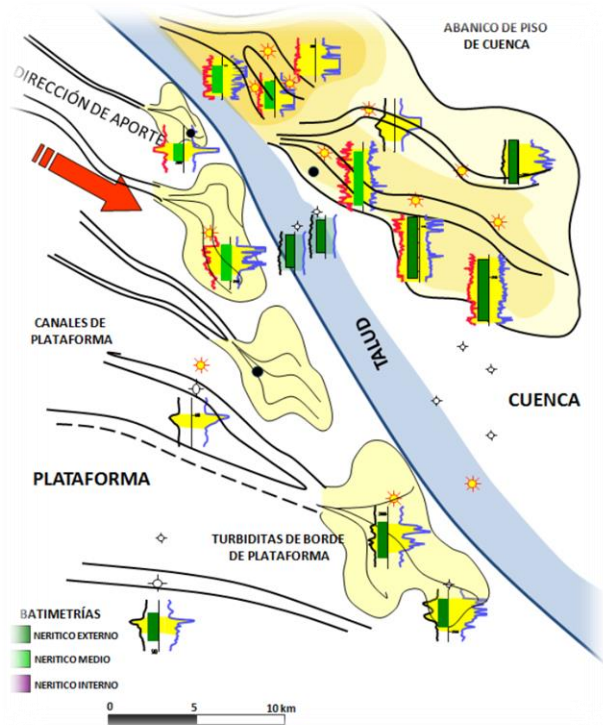


Figura 26. Modelo –Paleoceno Midway

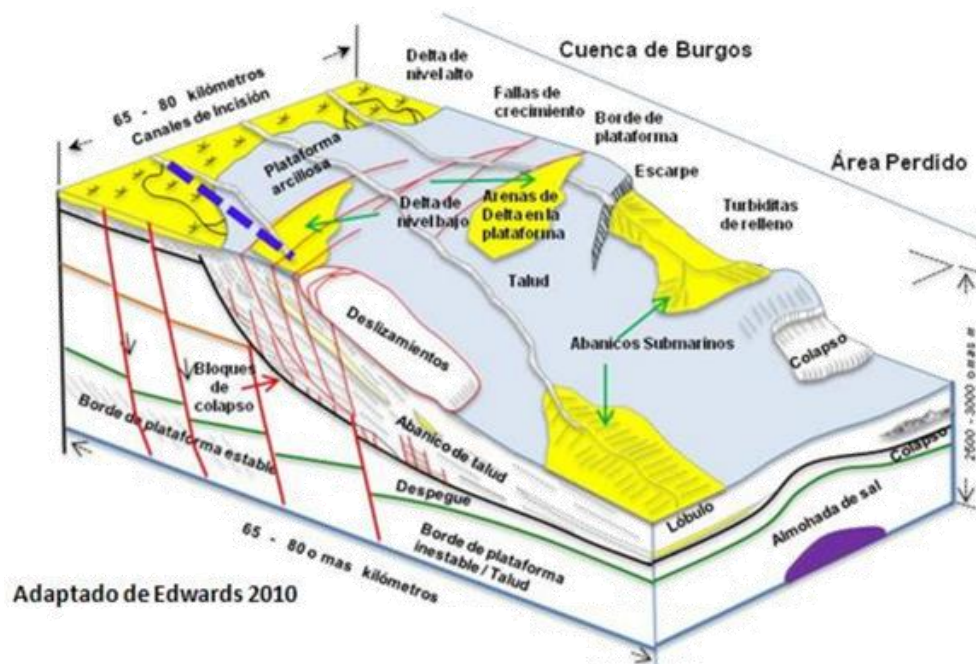


Figura 27. Modelo -Paleoceno Wilcox

MAPA DE FACIES - CENTRO DE PIMIENTA.

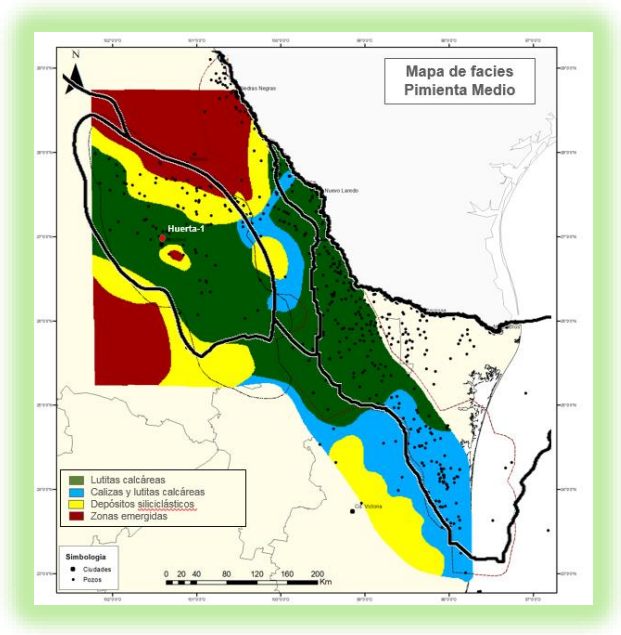


Figura 28. Formación Pimienta – Mapa de Facies

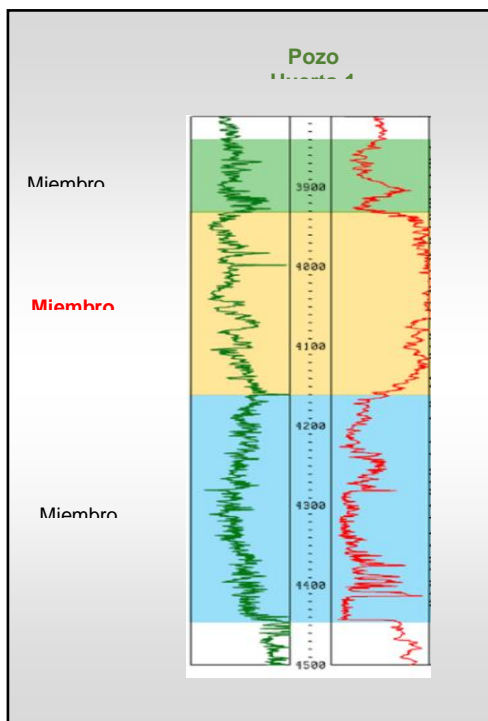


Figura 29. Formación Pimienta – Ejemplo de registro de pozo.

BASE EAGLE FORD - MAPA DE FACIES

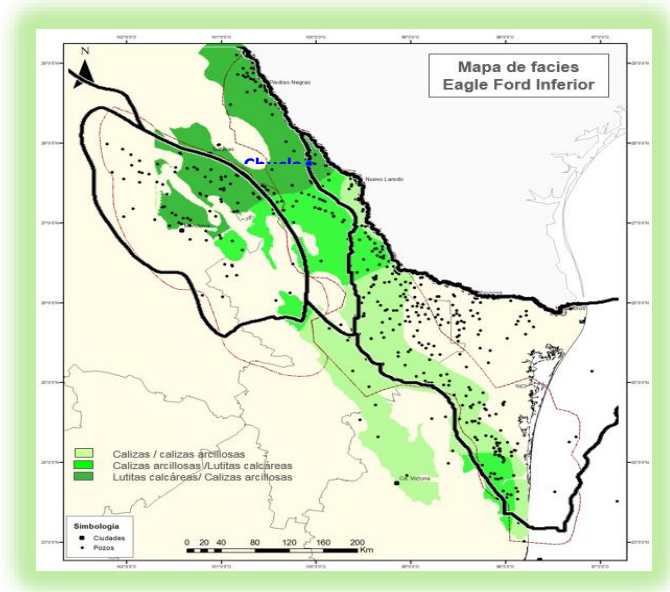


Figura 30. Base Eagle Ford – Mapa de Faces

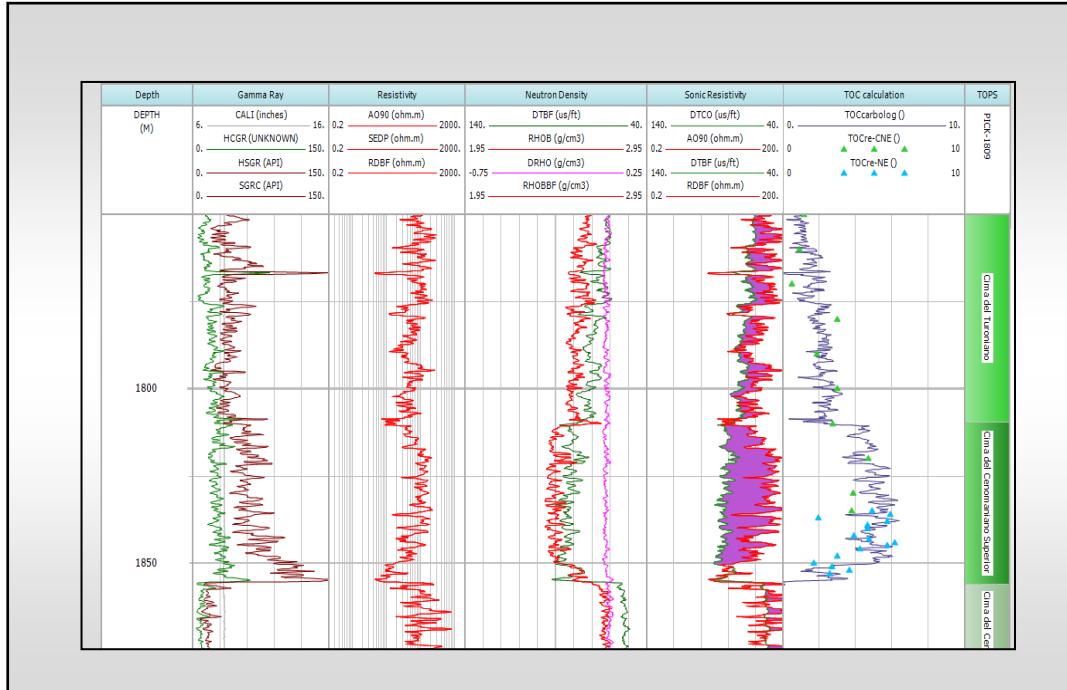


Figura 31. Eagle Ford – Ejemplo de registro de pozo.

CIMA EAGLE FORD - MAPA DE FACIES

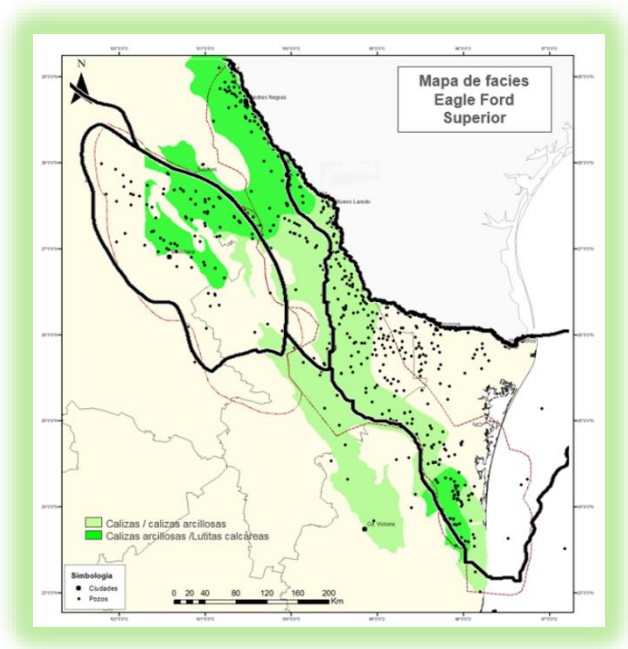


Figura 32. Cima Eagle Ford – Mapa de Facies

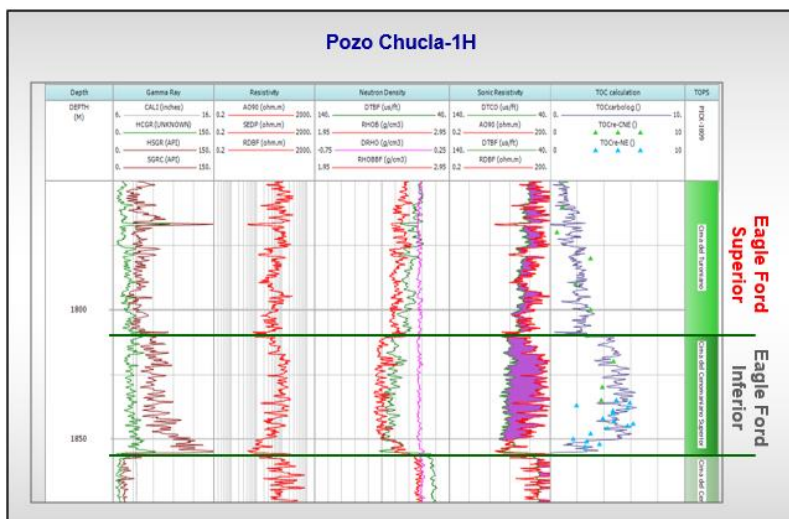


Figura 33. Eagle Ford – EJEMPLO DE REGISTRO DE POZO

## MAPA PALEOBATIMETRICO- TITONIANO

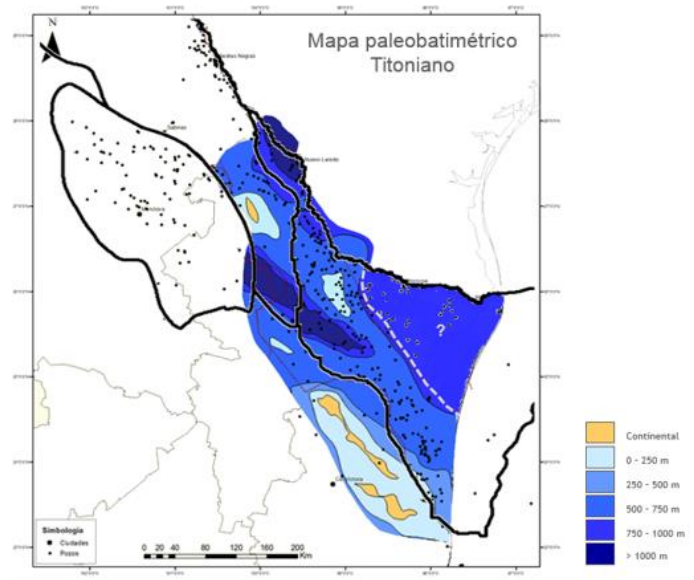


Figura 34. Mapa Paleobatimétrico – Titoniano.

## SISTEMA PETROLERO.

### INTRODUCCIÓN –PLAYS CONVENCIONALES

Distribución del sistema petrolero de las Provincias Petroleras Sabinas-Burro-Picachos y Burgos son mostrados en la figura 35. Los polígonos rojos con línea discontinua en la figura 36 indica la existencia de cuatro sistemas petroleros de esas cuencas.

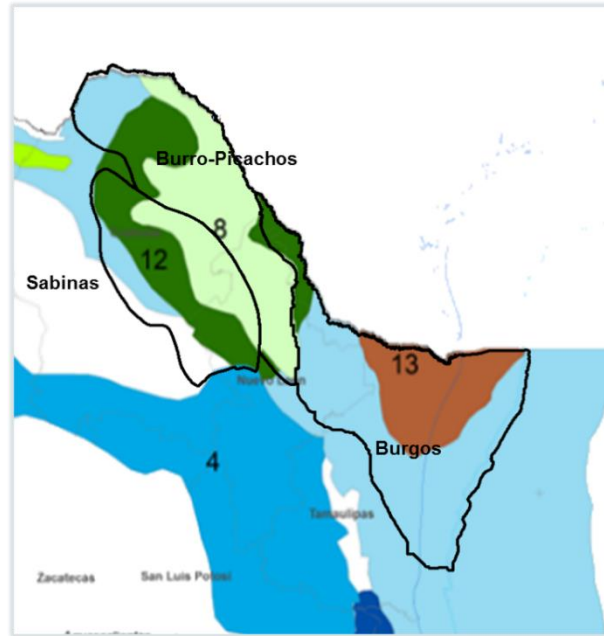


Figura 35. Sistema Petrolero – Mapa de Plays Convencionales.

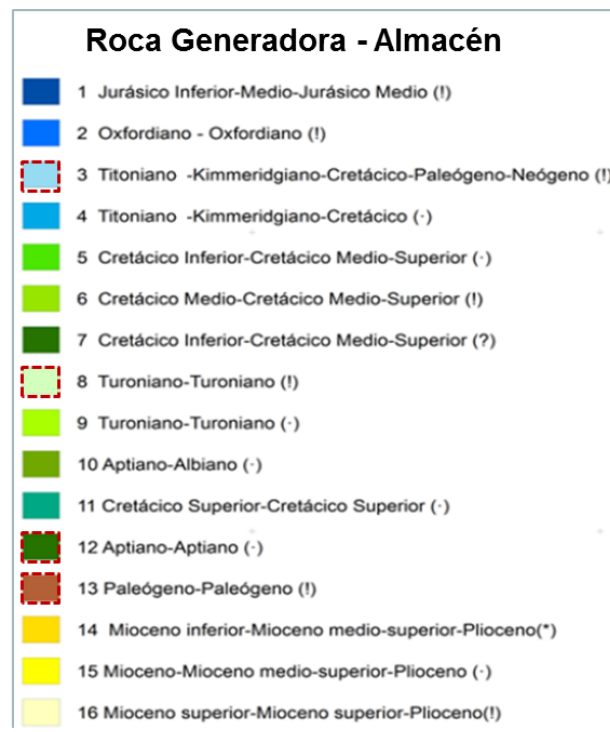


Figura 36. Sistema Petrolero - Clasificación.

SABINAS-BURRO-PICACHOS TABLA

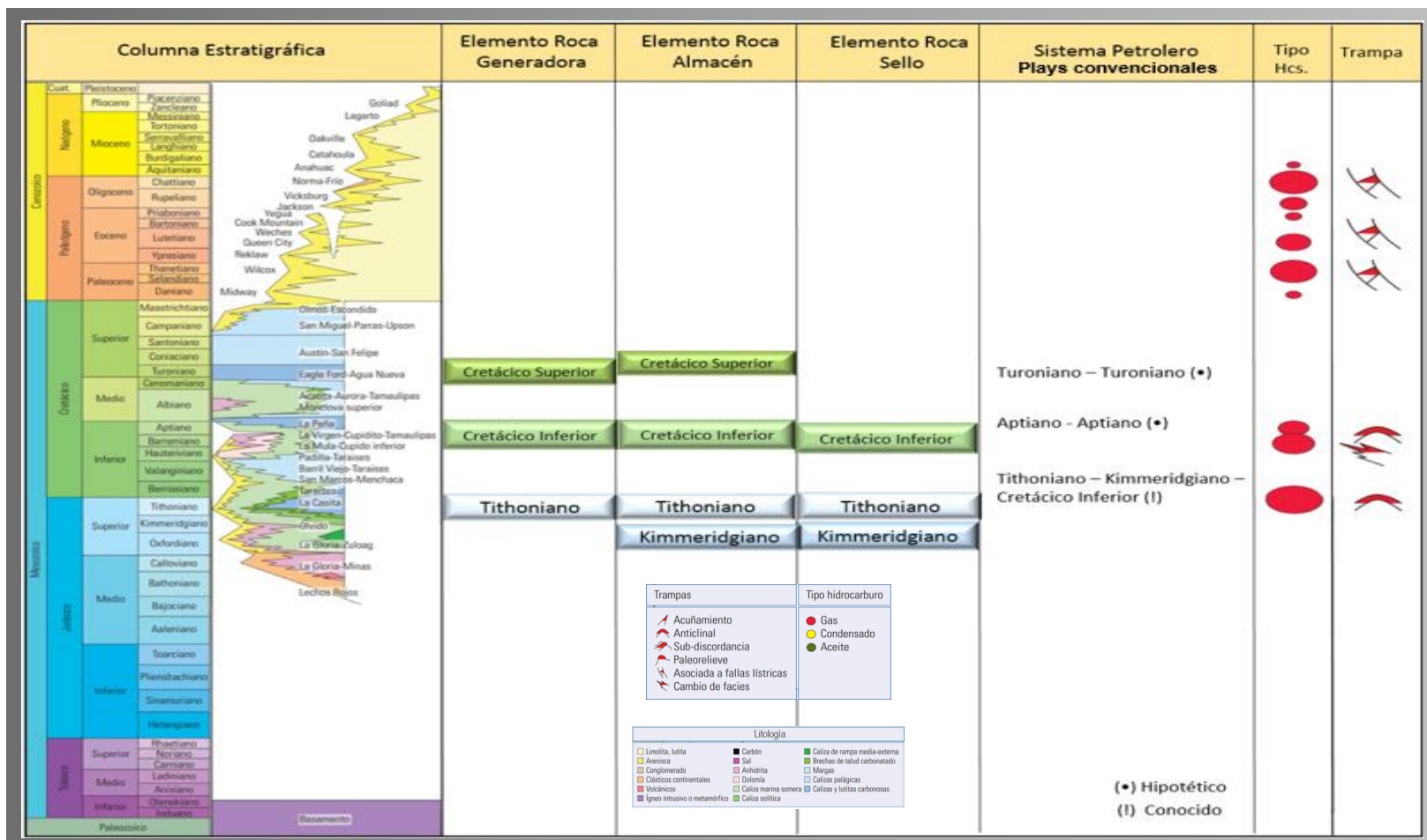


Figura 37. Sistemas Petroleros de Sabinas-Burro-Picachos.



SABINAS –ROCA GENERADORA MADURACIÓN Y CALIDAD.

La Formación La Casita de edad Titoniano es el principal subsistema generador conocido en una etapa de sobremadurez de la materia orgánica, que provee los hidrocarburos gaseosos a los plays más importantes (La Casita, La Virgen y Cupido), su presencia se manifiesta en las acumulaciones de los niveles estratigráficos del Jurásico, Cretácico Inferior y Cretácico Superior, en tanto que los subsistemas generadores Eagle Ford y La Peña participaron en menor proporción en la carga de los yacimientos (figura 38 y 39).

Tabla 2. Propiedades geoquímicas de la roca generadora.

Roca Generadora	Litología	Tipo de kerógeno	Carbono Orgánico Total COT (%)	Madurez (Ro%)	Roca Almacén
La Casita (Titoniano)	Arenisca calcárea de grano fino de cuarzo y feldespatos	III	< 1 a >4%	< 0.5 % a > 1.2 %	Secuencias de areniscas arcóscas y conglomeráticas de las formaciones La Gloria y Olvido del Kimmeridgiano
La Peña (Aptiano)	Margas, lutitas y calizas arcillosas	III	0.2 % a >3.0 %		Facies calcareníticas que varían de mudstone a grainstone intercaladas con areniscas calcáreas y calizas arenó-arcillosas. Formación La Peña
Eagle Ford (Turoniano)	lutitas y calizas arcillosas	II y III	0.6 - 5.0 %	0.2 % a > 1.2 %	- Mudstone a wackestone de bioclastos con intercalaciones de lutitas y en algunas partes cretosa (Formaciones Austin y Eagle Ford) Relleno de Canales constituido por alternancia de areniscas, lutitas y limolitas (Formaciones Upson Clay, Olmos, San Miguel y Escondido)

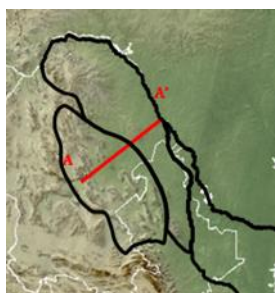
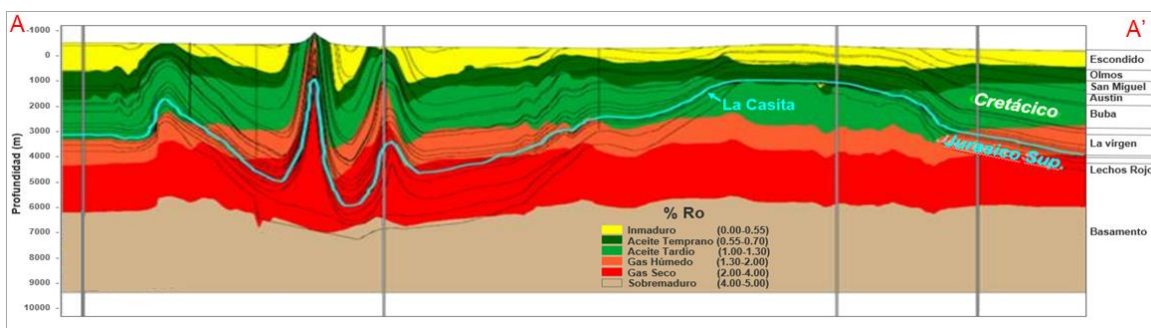


Figura 38. Sección estratigráfica con reflectancia de vitrinita A - A'.

Características isotópicas del metano en los plays La Casita, Padilla y La Virgen. Pozos: Amuleto 1; Buena Suerte 2-8; Florida 9; Merced 10-15; Monclova 16-23 y Progreso 24. **B.**- gas biogénico, **T.**-gas termogénico asociado, **TT.**- gas termogénico no asociado, materia orgánica sapropelítica lipnítica (**m**), materia orgánica húmica (**h**), ppt.- partes por millar.

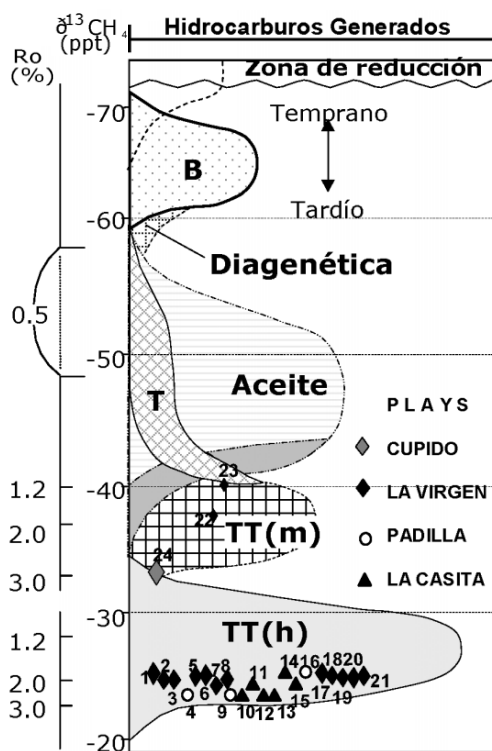


Figura 39. Diagrama de madurez térmica de las formaciones Cupido, La Virgen, Padilla y La Casita.

## SABINAS – EXTENSIÓN GEOGRÁFICA.

La extensión del sistema petrolero de la Formación La Casita, está identificado como el principal subsistema conocido en una etapa de sobremadurez de la materia orgánica, generando hidrocarburos gaseosos. Su presencia se manifiesta en las acumulaciones de los niveles estratigráficos del Jurásico, Cretácico Inferior y Cretácico Superior. Los subsistemas Eagle Ford y La Peña participaron en menor proporción en la carga de los yacimientos de esta zona.

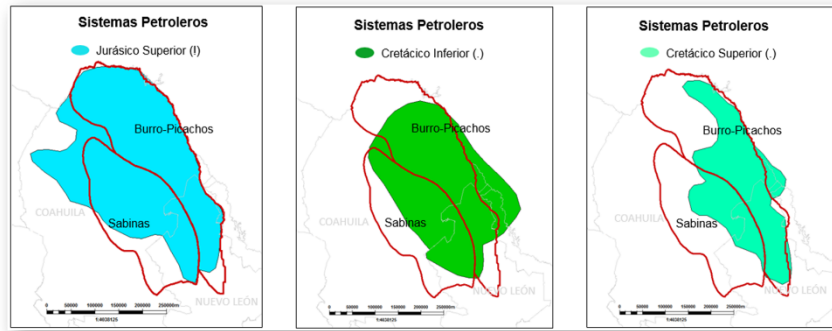


Figura 40. Extensión Geográfica de los sistemas petroleros de Sabinas-Burro-Picachos.

### SABINAS – EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO.

De acuerdo a estudios geológicos y geoquímicos en esta provincia, se ha establecido que las rocas generadoras principales corresponden a las facies arcillo-calcareas de la Formación La Casita; las facies arcillo-calcareas de La Peña y las facies calcáreas de Eagle Ford han contribuido en mucho menor porcentaje.

El kerógeno de las formaciones del Jurásico es del Tipo III el cual esta severamente alterado, variando de muy maduro a sobremaduro con un alto índice de transformación del kerógeno. La generación de gas proviene de las rocas Jurásicas durante el Cretácico Medio (figuras 41 y 42).

Basados en los resultados del modelo geológico - geoquímico se plantean dos procesos de migración ligados a la deformación estructural pre-laramídico y laramídico.

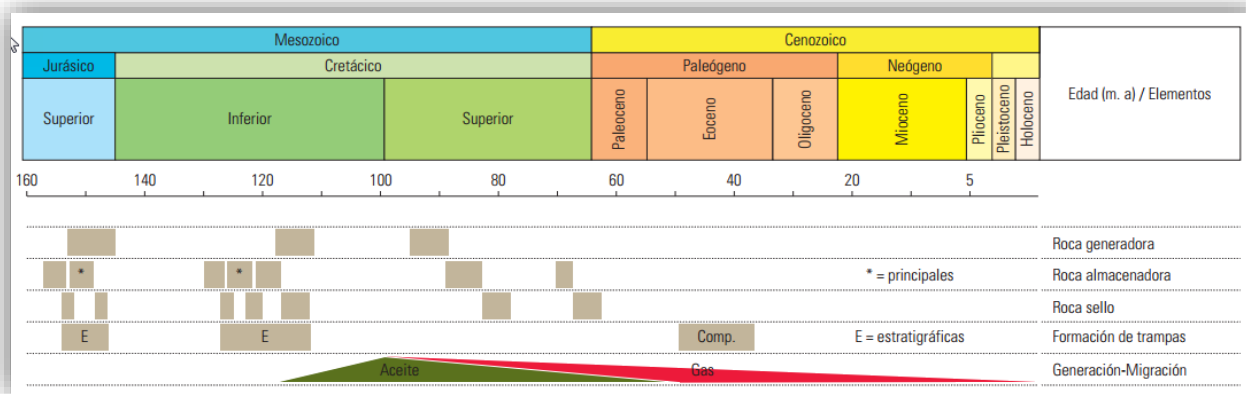


Figura 41. Carta de eventos de Sabinas-Burro Picachos.

BURGOS – TABLA

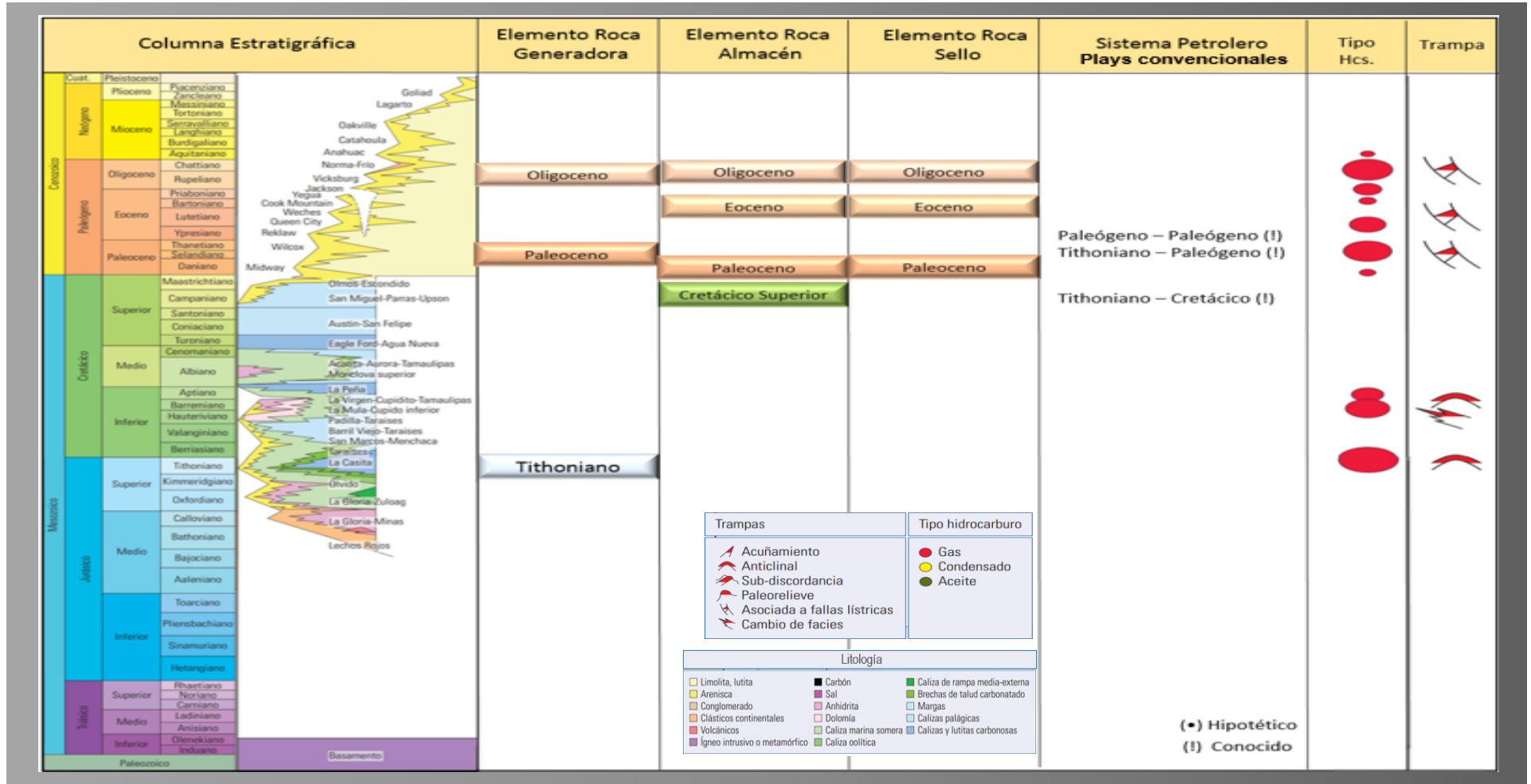


Figura 42. Burgos – Sistema Petrolero.

BURGOS – CALIDAD Y MADUREZ

El comportamiento isotópico indica que existen gases que provienen del craqueo secundario del aceite y que están almacenados en rocas del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno (figura 43). Los gases de esta provincia muestran que su comportamiento y diferencias son el origen de la segregación que sufren estos durante la migración. Tabla 3 es una breve descripción de las propiedades existentes de núcleos de roca.

Tabla 3. Propiedades geoquímicas de los núcleos de roca.

			COT Inicial (gC/gRoca)	HI Inicial (mgHC/gC)	Espesor neta generadora	Porosidad eff.
EAGLE FORD AGUA NUEVA	Miembro Superior	Lutitas calcareas y Calizas arcillosas	2,2%	350 a 550	54%	2,3%
		Calizas arcillosas	2,5%	350	43%	3,0%
	Miembro Inferior	Lutitas calcareo-carbonasas	5,9%	550	98%	2,6%
		Lutitas calcareas y Calizas arcillosas	3,7%	350	90%	2,8%
		Calizas arcillosas	2,9%	350	76%	2,5%
PIMIENTA	Miembro Superior	Calizas y Lutitas carbonasas	4,1%	600	91%	3,5%
		Lutitas carbonasas	7,0%	600	96%	5,4%
		Lutitas sílicas	1,9%	300	53%	5,7%
	Miembro Medio	Depositos terrigenos	0,5%	250	10%	0,5%
		Calizas y Lutitas carbonasas	4,7%	600	96%	3,9%
		Lutitas carbonasas	6,8%	600	98%	4,8%
	Miembro Inferior	Calizas arcillosas	5,7%	600	100%	8,5%
		Depositos terrigenos	0,5%	250	10%	0,5%
		Calizas y Lutitas carbonasas	3,6%	600	76%	2,3%
		Lutitas carbonasas	5,2%	600	90%	4,1%

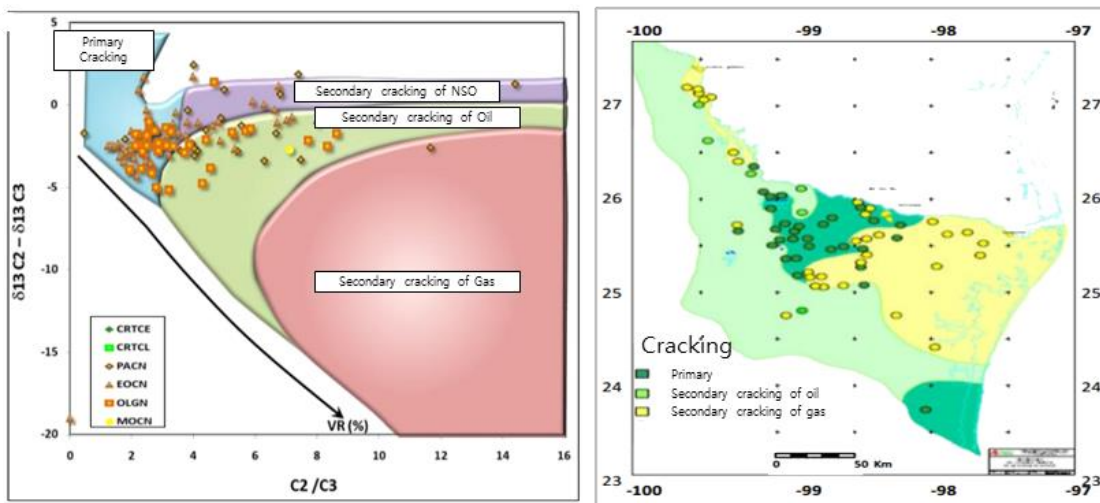


Figura 43. Mapas craqueo secundario de la materia orgánica de Burgos .

### BURGOS – EXTENSION GEOGRÁFICA.

Los elementos de los sistemas petroleros productores de gas y condensado se distribuyen a lo largo y ancho la Cuenca de Burgos. Para el caso del Titoniano la extensión geográfica se extiende por toda la provincia, mientras que los correspondientes al Paleógeno están localizados hacia la parte oriente de la cuenca.

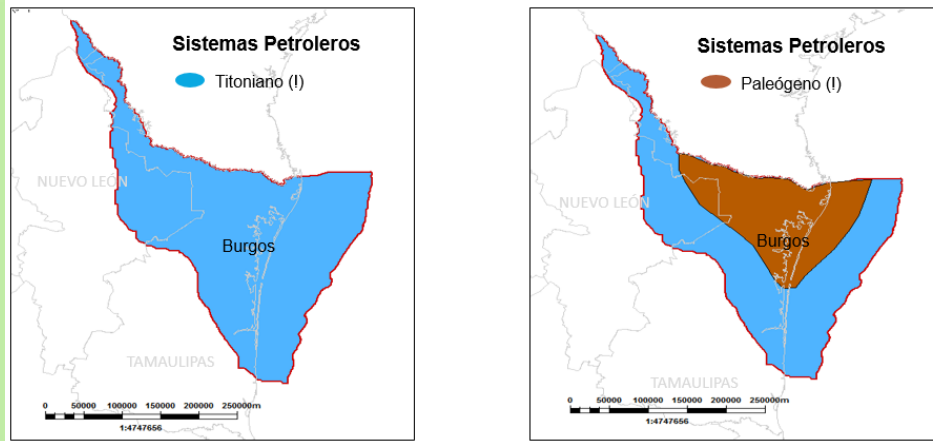


Figure 44. Extensión del Sistema Petrolero de la Cuenca de Burgos.

### BURGOS – EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO.

En la Cuenca de Burgos el gas es predominantemente termogénico no asociado y asociado a condensado proveniente de las rocas maduras. Las rocas del Jurásico Superior empezaron a generar hidrocarburos a finales del Cretácico. Las rocas de la Formación Midway empezaron a generar gas en el Eoceno mientras que las de la Formación Wilcox lo hicieron en el Eoceno y las de Vicksburg en el Mioceno. La migración ocurrió a lo largo de las fallas que conectan las rocas generadoras con los paquetes de areniscas. La roca almacén está compuesta por arenas de las Formaciones Midway, Wilcox, Queen City, Cook Mountain, Yegua, Jackson, Vicksburg, Frío Marino, Frío No Marino y Anáhuac. El sello está definido por los paquetes de facies arcillosas y las trampas son principalmente estructurales (figura 45).

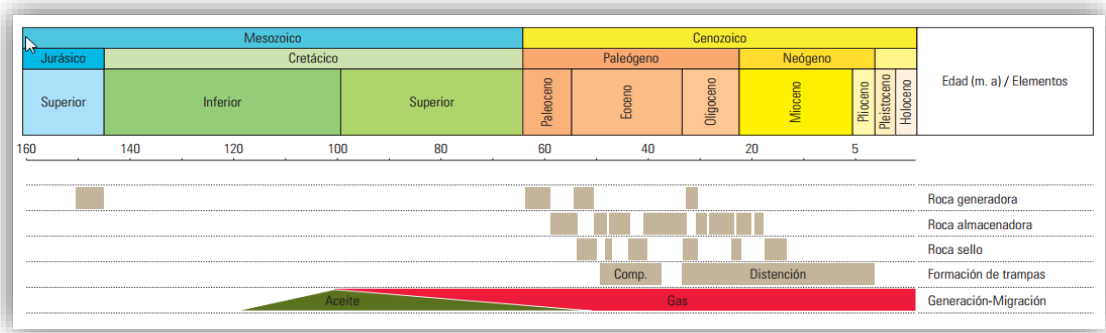


Figura 45. Carta de eventos del sistema petrolero de la Cuenca de Burgos.

## SABINAS \_ PARAMETROS GEOQUÍMICOS.

La figura 46 muestra los resultados obtenidos de análisis geoquímicos Rock-Eval realizados a muestras recolectadas de diversos pozos de la Cuenca de Sabinas.

La figura 47 muestra el Diagrama de Van Krevelen de los macerales del kerógeno para muestras de la Cuenca de Chihuahua (rombos rojos) y Sabinas (rombos azules).

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

TOC: Carbono Orgánico Total; HI: Índice de Hidrógeno; IO: Índice de Oxígeno

Figura 46. Resultados de los análisis Rock-Eval para la Cuenca de Sabinas.

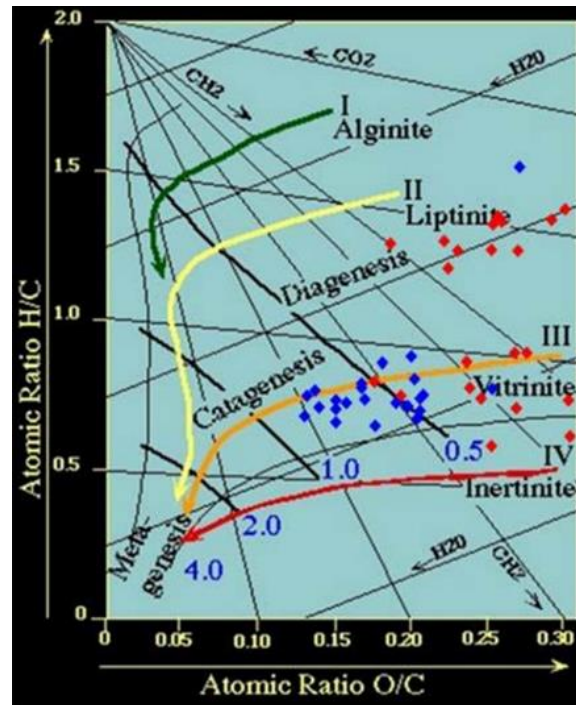


Figura 47. Kerógeno - Diagrama Van Krevelen.

## PARÁMETROS GEOQUÍMICOS DE BURGOS Y BURRO-PICACHOS.

Estudios geoquímicos fueron realizados a muestras recolectadas de pozos a lo largo de las provincias Burro-Picachos y Burgos, la figura 48 muestra el mapa con la distribución de dichos pozos resaltados con puntos rojos, mientras que en la tabla 4 se muestra los resultados de los estudios realizados, como temperatura máxima, reflectancia de Vitrinita, tipo de fluido y madurez del fluido.



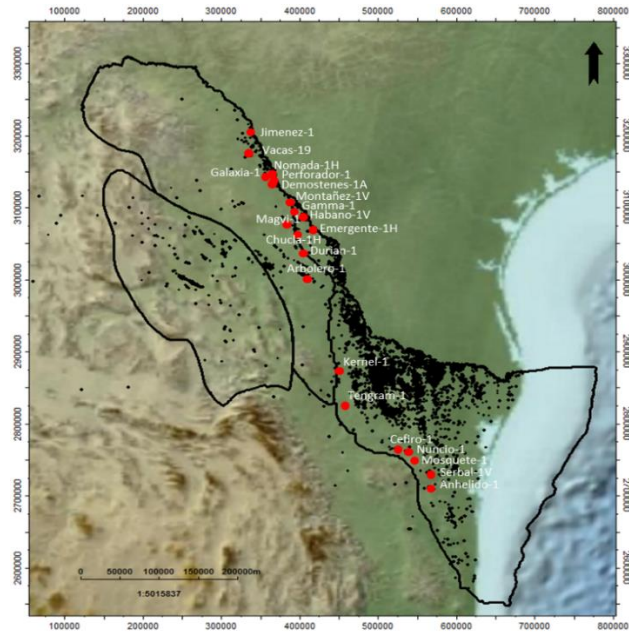


Figura 48. Mapa distribución de los pozos con estudios geoquímicos.

Tabla 4. Propiedades geoquímicas de Burgos y Burro-Picachos.

	Pozo	TMax		Vitrinita	RGA		Fluido			
		TMax	%RO eq.	%Ro	RGA (scf/bbl)	%RO eq.	Tipo	Madurez fluido	Madurez estimada	
Eagle Ford	Norte	Chucua-1	493	1,5				Gas/Cond.		1,5
		Demostenes-1A	446	0,85						0,95
		Durian-1	588		1,85			Gas Seco	>1,8	>2,00
		Emergente-1	606	2				Gas Seco	>1,8	>2,00
		Galaxia-1	448	0,86						0,9
		Gamma-1	487	1,42	1,6			Cond.		1,4
		Habano-1	506	1,47	1,67	26400	1,7	Cond.	1,3	1,6
	Sur	Jimenez-1	425	0,5						0,6
		Magvi-1	459	1						1,1
		Montaños-1	454	0,9				Aceite lig.	1,1	1,1
		Nomada-1	542	0,9						0,9
		Perforador-1	444	0,8						0,9
		Vacas-19	443	0,8						0,73
		Cefiro-1	454	1,5						>1,5
Pimienta	Norte	Mosquete-1	455	0,93						0,95
		Serbal-1	439	0,85	1,7?					0,85
		Arborelo-1						Gas Seco		>2,00
	Centro	Kernel-1			2,9			Gas Seco		>2,5
		Tengram-1			2,8			Gas Seco		>2,5
		Anhelido-1	452	0,9	0,9	2500	1,02	Aceite lig.		1
		Sur	Cefiro-1						Gas Seco	
Nuncio-1				1,7			Gas Seco		2	
Serbal-1	467	1,1				Gas/Cond.		1,4		

## PLAYS

### RECURSOS DE PROSPECTOS CONVENCIONALES – SABINAS

Dentro de la Cuenca de Sabinas se consideran cinco plays principales, La Gloria, La Casita, Padilla, La Virgen y Cupido con litología siliciclástica y calcárea, trampas de tipo estructural y estratigráfico y productoras de gas seco (Tabla 5). Tiene contribución en la producción de más de 400 billones de pies cúbicos (BSCF) de gas total.

Tabla 5. *Prospectos de Fuente Convencionales - Sabinas.*

PLAY	ROCA ALMACÉN	SELLO	TRAMPA	TIPO DE HIDROCARBURO	CAMPOS
La Gloria	Areniscas de grano grueso a conglomeráticas de cuarzo con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Gloria, Oxfordiano-Kimmeridgiano)	Lutitas (miembro inferior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos en ocasiones afallados) en algunos casos con componente estratigráfico	Gas seco en ocasiones amargo (Titoniano)	Lampazos, Monclova
La Casita	Areniscas calcáreas de grano fino de cuarzo y feldspatos, con porosidad secundaria por fracturas (La Casita, Kimmeridgiano -Titoniano)	Lutitas (miembro superior de La Casita)	Estructurales (anticlinales laramídicos) en algunos casos estratigráficas por acuñamiento	Gas seco en ocasiones amargo (Titoniano)	Monclova, Merced, Forastero, Lampazos
Padilla	Calizas dolomitizadas, dolomías y calizas arrecifales, porosidad primaria intercrystalina y secundaria por fracturas (Padilla, Hauteriviano)	Calizas arcillosas y lutitas (La Mula)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco en ocasiones amargo (Titoniano)	Monclova-Buena Suerte y Florida
La Virgen	<i>Packstone-grainstone</i> y micro dolomías con porosidad primaria intergranular y secundaria por fracturas (La Virgen miembros I y IV, Barremiano)	Anhidritas (miembros II y V de La Virgen)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies y combinadas	Gas seco amargo (Titoniano)	Monclova-Buena Suerte y Pirineo
Cupido	Calizas arrecifales, calizas dolomíticas porosidad primaria intragranular, secundaria móldica y por fracturas (Cupido, Aptiano)	Lutitas (La Peña)	Estructurales (anticlinales laramídicos) y estratigráficas por cambios de facies laterales	Gas seco amargo (Titoniano)	Cuatro Ciénegas, Totonaca, Casa Roja

PROSPECTOS CONVENCIONALES DE SABINAS- SECCION CRUZADA.

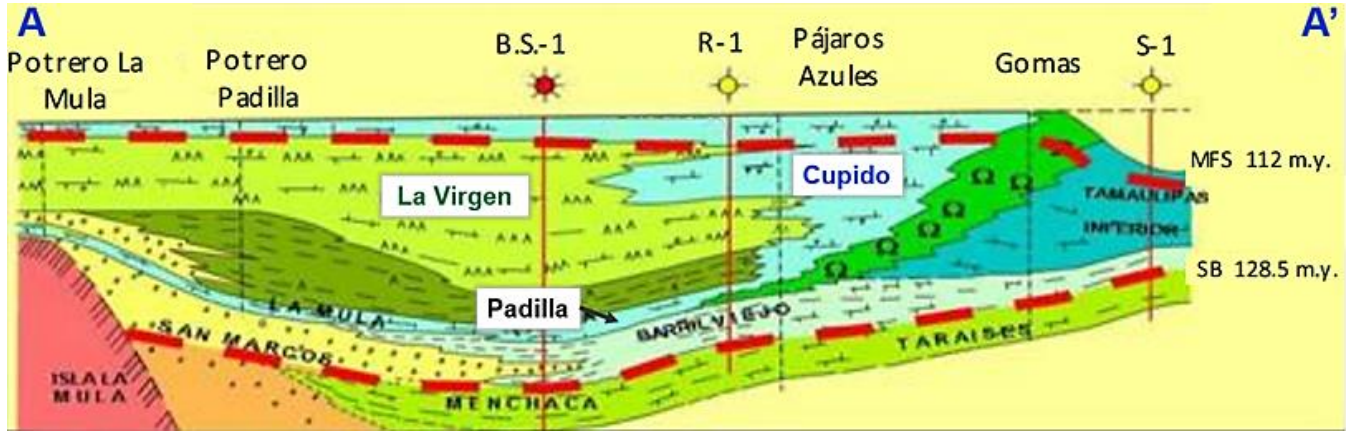


Figura 49. Sabinas – Sección Transversal A - A'

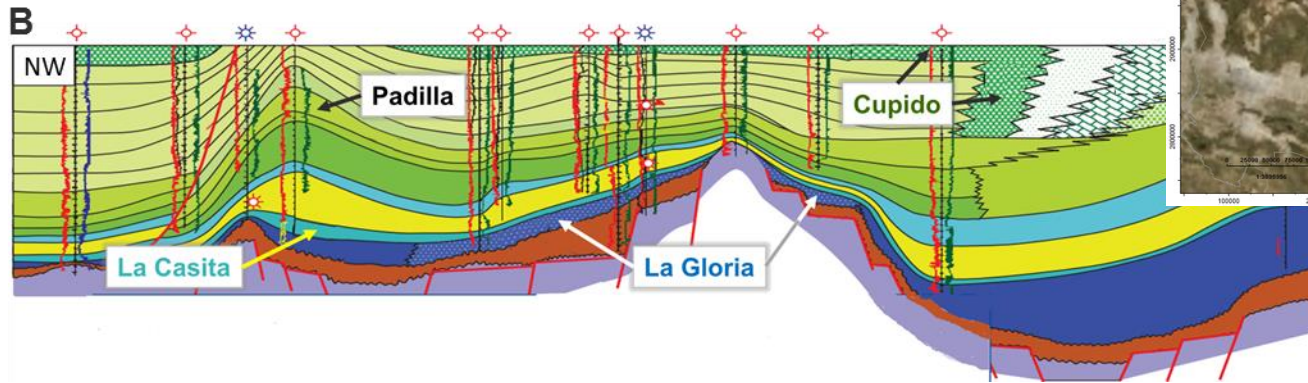
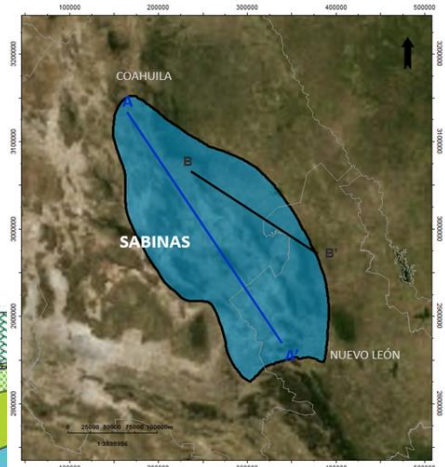


Figura 50. Sabinas – Sección Transversal B - B'





**BURGOS – RECURSOS DE PROSPECTOS CONVENCIONALES.**

Los principales Plays para la cuenca de Burgos se describen en la Tabla 6, la figura 51 corresponde a la sección en la Cuenca de Burgos:

*Tabla 6. Burgos – Prospectos generadores Convencionales.*

PLAY	ROCA ALMACÉN	SELLO	TRAMPA	TIPO DE HIDROCARBURO	CAMPOS
Midway	Areniscas líticas de grano grueso a fino de ambientes deltaicos y abanicos de talud (Midway, Daniano)	Lutitas (Midway)	Estratigráficas (acuñamientos y cambios de facies)	Gas seco (Titoniano, Daniano)	Alondra, Emú, Oasis-Pandura-Corindón
Wilcox	Areniscas líticas y sublíticas calcáreas de grano fino a muy fino de ambientes costeros (islas de barrera, barras costeras deltas) (Wilcox, Thanetiano-Ypresiano)	Lutitas y limolitas de plataforma (Wilcox)	Estructurales ( <i>roll-over</i> y cierres contra falla)	Gas seco y húmedo (Titoniano, Paleoceno-Eoceno)	Arcabuz-Culebra, Arcos, Enlace
Queen City	Areniscas líticas calcáreas, de grano grueso a muy fino, deltaicas y de barras costeras (Queen City, Lutetiano)	Limolitas y lutitas de plataforma (Queen City)	Estructurales (asociadas a fallas normales), combinadas y estratigráficas (cambios de facies, acuñamientos)	Gas húmedo (Eoceno)	Arcabuz, Culebra, Mojarreñas, Santa Rosalía
Yegua	Areniscas de grano medio a fino de ambientes lagunares y deltaicos (Yegua, Priaboniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Yegua)	Estructurales (asociadas a fallas de crecimiento), y estratigráficas (bloques desprendidos de la plataforma y abanicos submarinos)	Gas húmedo y condensado (Eoceno)	Palmito, Cabeza, Pamorana, Dulce, Caronte
Jackson	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos, y barras costeras (Jackson, Priaboniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Jackson)	Estructurales asociadas a fallas de crecimiento, y en algunos casos estratigráficas y combinadas	Gas húmedo y condensado (Eoceno)	Comitas, Torrecillas, Dragón, Bayo
Vicksburg	Areniscas de grano medio a fino de ambientes deltaicos y costeros (Vicksburg, Rupeliano)	Lutitas y limolitas (Vicksburg)	Estructurales ( <i>roll-over</i> y cierres contra falla) y combinadas	Gas húmedo y condensado (Cenozoico)	Cuitlahuac, Misión, Pípila, Fundador
Frío	Areniscas líticas y sublíticas calcáreas de grano medio a muy fino de ambientes deltaico, costero y plataforma somera (Frío, Rupeliano-Chatiano)	Lutitas y limolitas (Frío)	Estructurales ( <i>roll-over</i> y cierres contra falla) y combinadas	Gas seco, gas húmedo, condensado (Cenozoico)	Reynosa, Monterrey, Brasil, Nejo
Anáhuac	Areniscas de cuarzo de grano fino a medio, de ambiente lagunar, barras costeras y deltas dominados por oleaje (Anáhuac, Aquitaniano)	Lutitas y limolitas interestratificadas (Anáhuac)	Estructurales asociadas a bloques con cierre contrafalla y estratigráficas asociadas a cambios de facies laterales	Gas húmedo (Oligoceno)	18 de Marzo

Sección estructural A-A' de la Cuenca de Burgos con orientación NO-SE mostrando el estilo de fallas lístricas y la estratigrafía de los principales plays (figura 51).

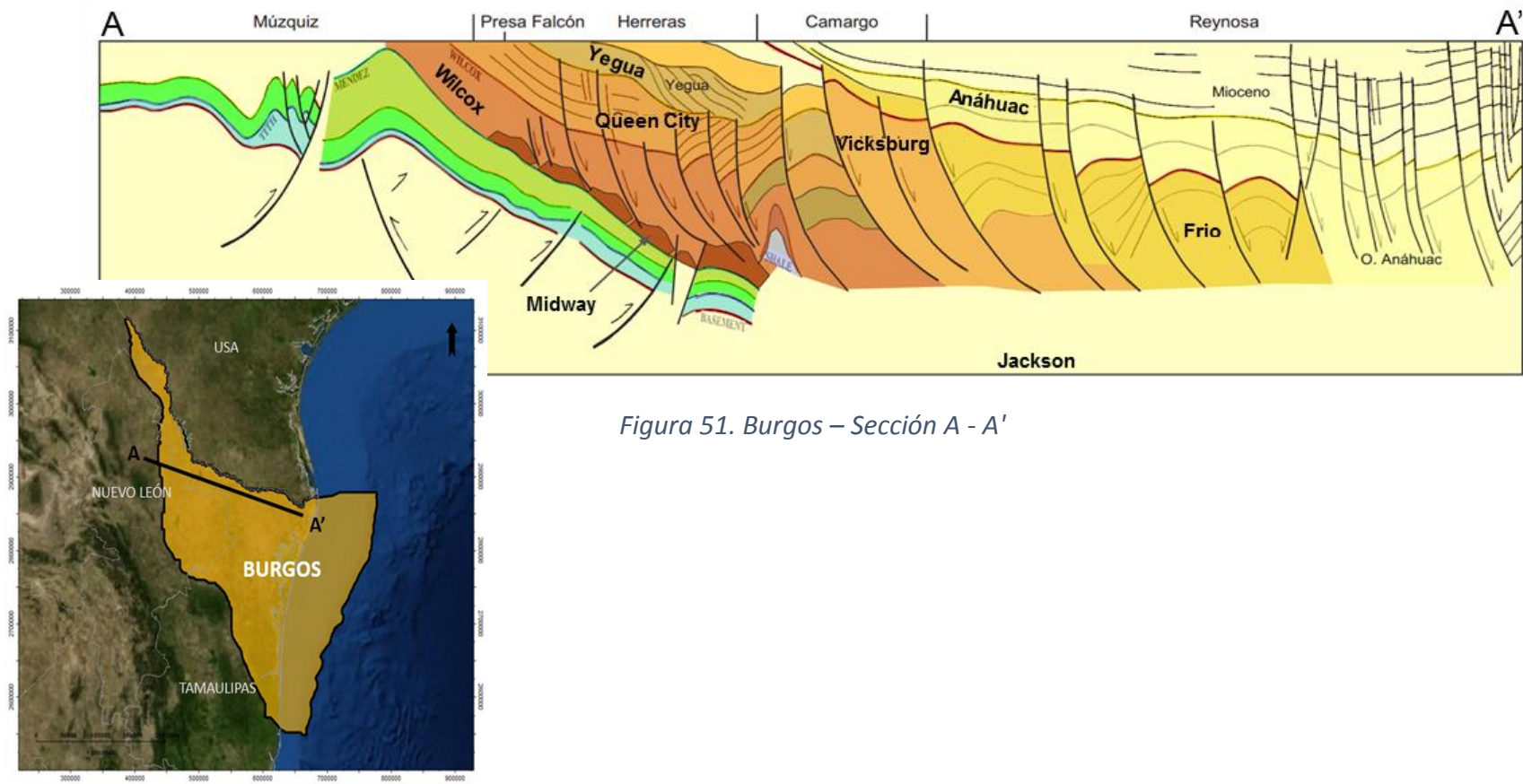


Figura 51. Burgos – Sección A - A'

## SABINAS – RECURSOS DE PROSPECTOS NO CONVENCIONALES.

Tabla 7. Sabinas – Prospectos generadores no-convencionales.

Provincia Geológica	Elemento Tectónico	Elementos Estructurales	Edad de deformación	Espesor (km)
Sabinas	Cuenca	Anticlinal	Paleógeno	> 6
Burro-Picachos	Plataforma / Rampa	Anticlinal - <u>Homoclinal</u>	Paleógeno	> 5

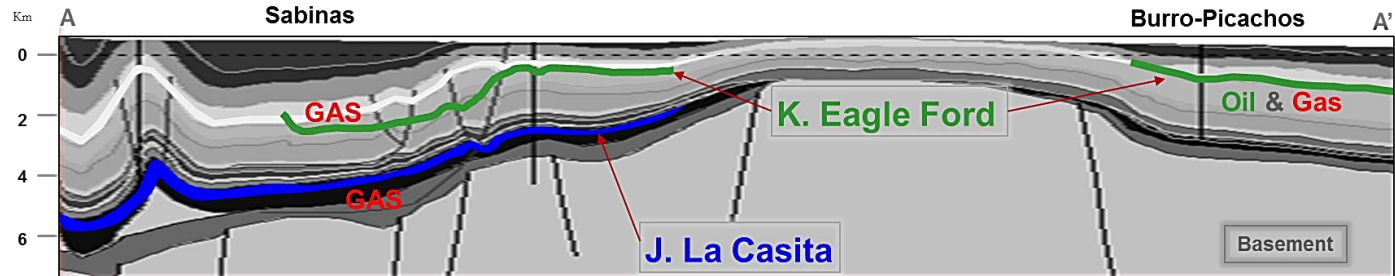
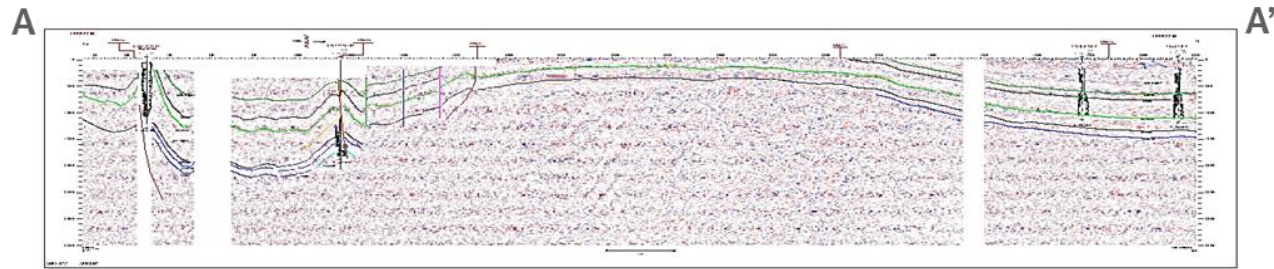
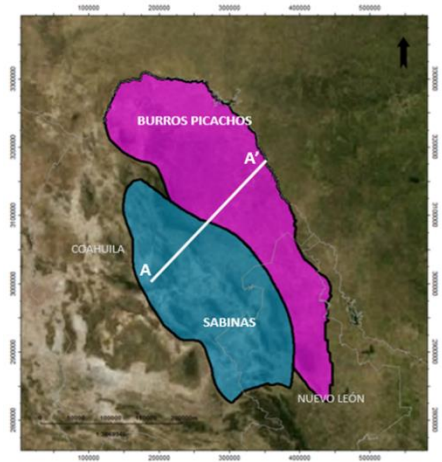


Figura 52. Sabinas – Sección Transversal A - A' \_ No convencional

**BURGOS – RECURSOS DE PROSPECTOS NO CONVENCIONALES.**

Tabla 8. Burgos – Prospecto generador no-convencional.

Provincia Geológica	Elemento Tectónico	Elementos Estructurales	Edad de deformación	Espesor (km)
Burgos	Cuenca	Anticlinal	Paleógeno	> 6

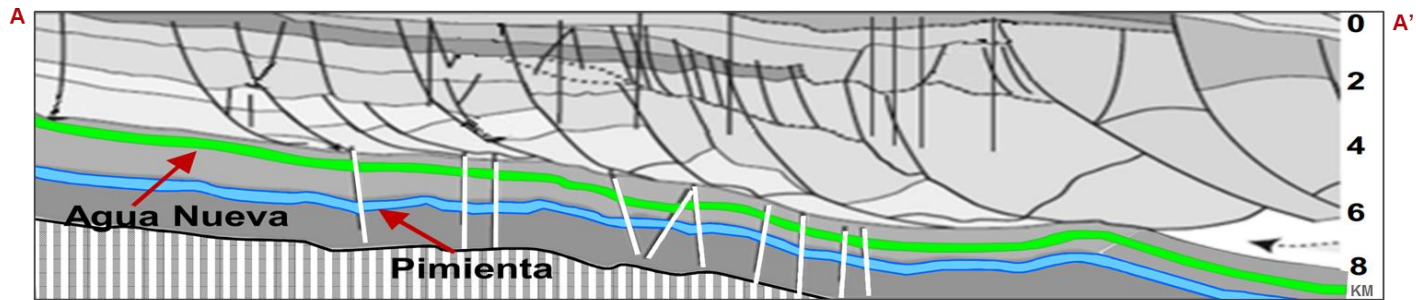
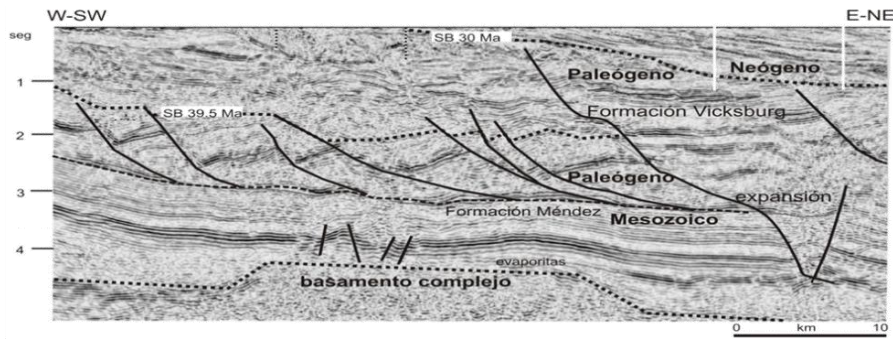
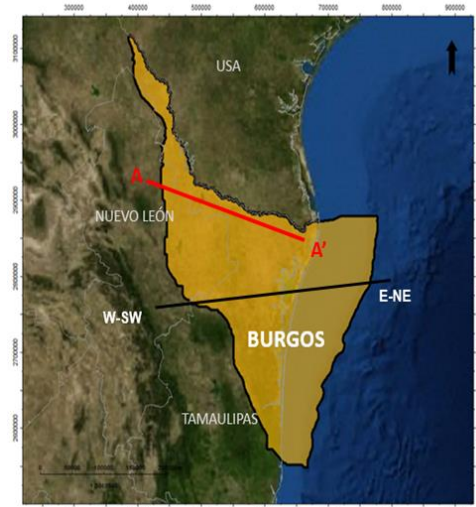
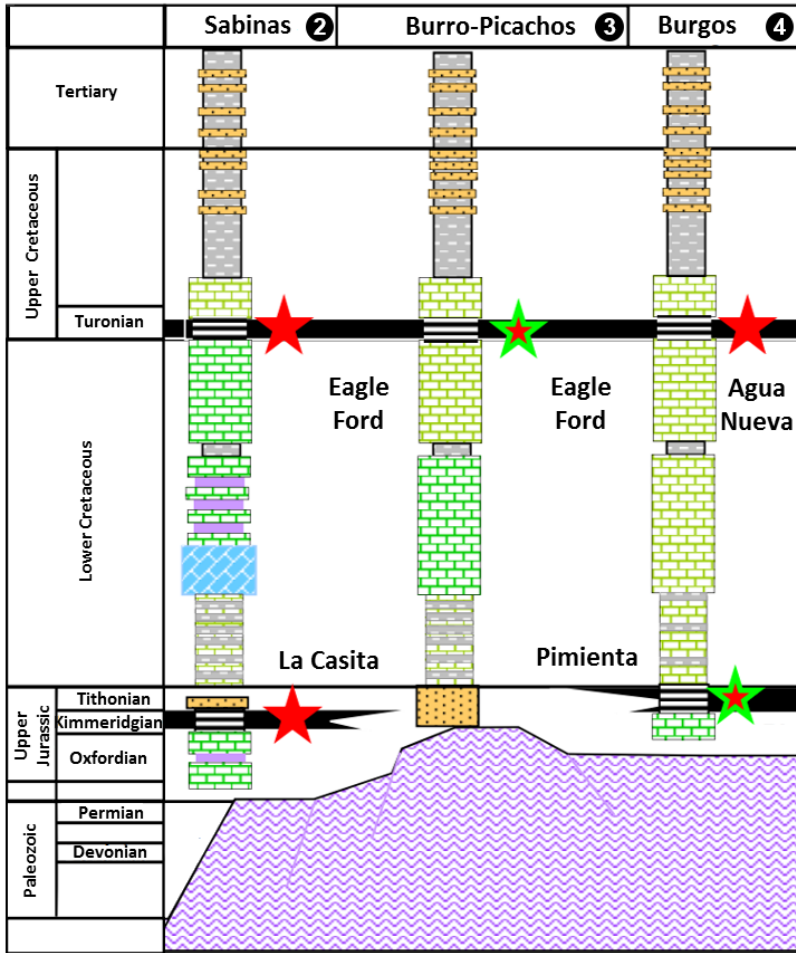
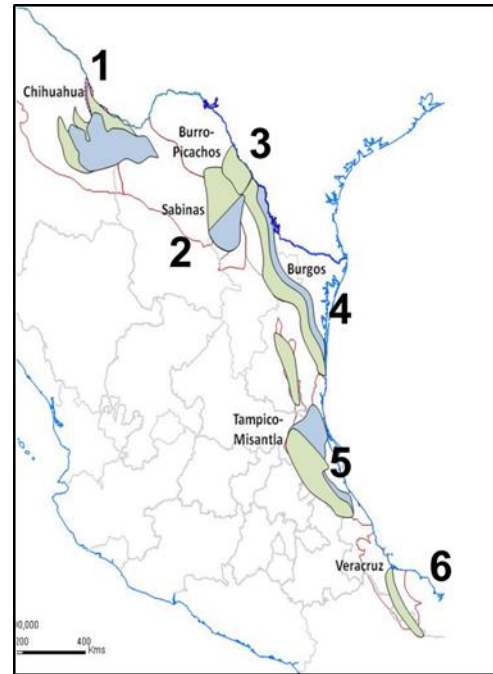


Figura 53. Burgos – Sección Transversal A - A' \_ no-convencional.

## CUENCAS DE SABINAS Y BURGOS – VISION GENERAL DE PROSPECTOS NO CONVENCIONALES.



Provincia Geológica	Formación	Edad	Tipo Kerógeno	% COT
Sabinas	Eagle Ford	Cretácico Sup.	II	1.0 - 4.0
Sabinas	La Casita	Jurásico Sup.	II - III	1.0 - 6.0
Burro-Picachos	Eagle Ford	Cretácico Sup.	II	2.0 - 4.0
Burgos	Agua Nueva	Cretácico Sup.	II	1.0 - 3.0
Burgos	Pimienta	Jurásico Sup.	II - III	1.0 - 3.8



**Source Rocks**

- ★ Gas
- ★ Oil and Gas
- ★ Oil

Carbono Total	
% Carbónico	Potencial
0.01 - 0.2	Muy Pobre
0.21 - 0.5	Pobre
0.51 - 1.0	Regular
1.01 - 3.0	Rico
> 3.0	Muy Rico

Figura 54. Sabinas Burro-Picachos, Burgos – Sección



## GLOSARIO

**Basamento:** La capa de roca por debajo de la cual no se espera que los depósitos económicos de hidrocarburo se encuentren, en ocasiones llamados basamentos económicos. El basamento esta generalmente compuesto por rocas ígneas o metamórficas deformadas, que raramente desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesaria para servir como depósito de hidrocarburos y por debajo de la cual las rocas sedimentarias no son comunes.

**Cuenca:** Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

**Roca sello:** Una roca relativamente impermeable, comúnmente lutita, anhidrita o sal que forman una barrera o sello por encima y alrededor de la roca del yacimiento de manera que los fluidos no pueden migrar.

**Carbonato:** Roca sedimentaria cuyos principales componentes minerales son calcita ( $\text{CaCO}_3$ ), aragonita ( $\text{CaCO}_3$ ) y dolomita [ $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ], un mineral que puede reemplazar calcita durante el proceso de dolomitización.

**Dolomía:** La dolomía es una roca sedimentaria de origen químico compuesta básicamente de dolomita, cuya composición química es carbonato de calcio y magnesio [ $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ].

**Cuenca de antepaís (*foreland basin*):** Es una depresión flexural ubicada "detrás" de un orógeno en donde se acumulan sedimentos provenientes principalmente del mismo. Estas cuencas sedimentarias se forman en escalas de tiempo de entre millones y cientos de millones de años. Debido al peso del orógeno sobre la litosfera terrestre, la región del antepaís se hunde isostáticamente y genera el espacio necesario (cuenca) para atrapar los sedimentos aportados principalmente por ríos desde el orógeno.

**RGA:** Abreviación de la relación gas/aceite, la relación Gas-Aceite inicial (Gas Oil Ratio) indica que tanto gas hay por cada barril de crudo, to en condiciones estándar (60 grados F, 14.7 psi). El volumen de gas se mide en pies cúbicos estándar (SCF). El crudo se mide en barriles en tanque de almacenamiento (STB).

**Kerógeno:** El kerógeno es la fracción orgánica contenida en las rocas sedimentarias que es insoluble en disolventes orgánicos. Bajo condiciones de presión y temperatura, el kerógeno empieza a ser inestable y se produce reagrupamiento en su estructura con objeto de mantener el equilibrio termodinámico precediendo a la generación de hidrocarburos.

**Sistema Petrolero:** Un sistema petrolero es un sistema geológico que abarca las rocas generadoras de hidrocarburos relacionadas e incluye a todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para la existencia de una acumulación de hidrocarburo.

El sistema describe los elementos interdependientes y los procesos que constituyen la unidad funcional que crea las acumulaciones de hidrocarburos.

**Play:** Familia de yacimientos y/o prospectos los cuales tienen en común, la misma roca almacén, roca sello, así como la misma historia de generación de hidrocarburos, migración y carga.

**Índice de Productividad (PI):** Indicador de la capacidad o habilidad para producir fluido de un pozo. Se expresa como la relación entre el caudal producido en tanque (Q) y la caída de presión del yacimiento.

**Yacimiento:** Acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes.

**Rift:** Fosas tectónicas alargadas donde la corteza terrestre está sufriendo divergencia y distensiones, producto de la separación de placas tectónicas. Si el rift está activo, la tectónica puede producir sismos y vulcanismo recurrente.

**Arenisca:** Roca detrítica compuesta por partículas cuyo tamaño está comprendido entre 2 mm y 1/16 mm. Estas partículas son mayoritariamente minerales resistentes a la meteorización (cuarzo principalmente, micas, feldespatos y óxidos) y fragmentos de rocas. Cuando no están cementadas se denominan arenas.

**Roca Generadora:** El término Roca Generadora se ha empleado para asignar a las rocas que son ricas en materia orgánica, que son o han sido capaces de generar hidrocarburos para formar yacimientos de petróleo económicamente explotables.

**Sindeposicional:** Ocurre en el mismo tiempo que la depositación.

**Sinsedimentaria:** Contemporáneo a la sedimentación.

**Carbono Orgánico Total [COT]:** La concentración de material orgánico en rocas generadoras tal como se representa por el porcentaje en peso de Carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0.5% de Carbono Orgánico Total en porcentaje de peso se considera el mínimo para una roca generadora efectiva, aunque valores del 2% se considera el mínimo para los depósitos de gas. Carbono Orgánico Total es medido para ejemplo 1-g de muestra de roca pulverizada que se quema y se convierte en CO o CO<sub>2</sub>.

**Reflectancia de Vitrinita:** Una medición de la madurez de la materia orgánica, con respecto al hecho de si ha generado hidrocarburos o podría constituir una roca generadora efectiva.

## FIGURAS

<i>Figura 1. Provincia de Burro-Picachos y cuencas de Sabinas-Burgos- Mapa de Contexto Geológico Regional.</i>	6
<i>Figura 2. Provincias Geológicas</i>	7
<i>Figura 3. Provincias Petroleras.</i>	7
<i>Figura 4. Distribución de Pozos_ Cuencas de Sabinas, Burro-Picachos y Burgos.</i>	9
<i>Figura 5. Sabinas-Burgos _ líneas sísmicas 2D.</i>	10
<i>Figura 6. Sabinas-Burgos _ sísmica 3D.</i>	10
<i>Figura 7. Estudios Magnetométricos.</i>	11
<i>Figura 8. Mapa de Anomalía Magnética.</i>	11
<i>Figura 9. Cobertura Gravimétrica.</i>	12
<i>Figura 10. Mapa de Anomalía Gravimétrica</i>	12
<i>Figura 11. Columna Estratigráfica Regional.</i>	14
<i>Figura 12. Distribución de Campos y Eventos Tectónicos.</i>	15
<i>Figura 13. Sección estructural de la parte central de la Cuenca de Sabinas orientación NO-SE.</i>	15
<i>Figura 14. Campos y plays de Burgos.</i>	16
<i>Figura 15. Burgos – Sección Estructural A-A’</i>	16
<i>Figura 16. Burgos – Sección Estructural SO-SE _ A - A’</i>	17
<i>Figura 17. Sección Estructural - Burgos - SW-SE _ B - B’.</i>	18
<i>Figura 18. Columna Estratigráfica.</i>	19
<i>Figura 19. Sección Estratigráfica- Cuenca de Burgos.</i>	22
<i>Figura 20. Modelo: Facies Jurásico – Formación La Casita Titoniano Inferior.</i>	23
<i>Figura 21. Jurásico – Sección esquemática.</i>	23
<i>Figura 22. Modelo: Cretácico.</i>	24
<i>Figura 23. Modelo: Cretácico.</i>	24
<i>Figura 24. Modelo- Vicksburg Oligoceno</i>	25
<i>Figura 25. Modelo - Eoceno Jackson</i>	25
<i>Figura 26. Modelo –Paleoceno Midway</i>	26
<i>Figura 27. Modelo -Paleoceno Wilcox</i>	26
<i>Figura 28. Formación Pimienta – Mapa de Facies</i>	27
<i>Figura 29. Formación Pimienta – Ejemplo de registro de pozo.</i>	27
<i>Figura 30. Base Eagle Ford – Mapa de Facies</i>	28
<i>Figura 31. Eagle Ford – Ejemplo de registro de pozo.</i>	28
<i>Figura 32. Cima Eagle Ford – Mapa de Facies</i>	29
<i>Figura 33. Eagle Ford – EJEMPLO DE REGISTRO DE POZO</i>	29
<i>Figura 34. Mapa Paleobatimétrico – Titoniano.</i>	30
<i>Figura 35. Sistema Petrolero – Mapa de Plays Convencionales.</i>	31
<i>Figura 36. Sistema Petrolero - Clasificación.</i>	31
<i>Figura 37. Sistemas Petroleros de Sabinas-Burro-Picachos .</i>	32

Figura 38. Sección estratigráfica con reflectancia de vitrinita A - A'.	33
Figura 39. Diagrama de madurez térmica de las formaciones Cupido, La Virgen, Padilla y La Casita.	34
Figura 40. Extensión Geográfica de los sistemas petroleros de Sabinas-Burro-Picachos.	35
Figura 41. Carta de eventos de Sabinas-Burro Picachos.	35
Figura 42. Burgos – Sistema Petrolero.	36
Figura 43. Mapas craqueo secundario de la materia orgánica de Burgos -.	37
Figure 44. Extensión del Sistema Petrolero de la Cuenca de Burgos.	38
Figura 45. Carta de eventos del sistema petrolero de la Cuenca de Burgos.	39
Figura 46. Resultados de los análisis Rock-Eval para la Cuenca de Sabinas.	39
Figura 47. Kerógeno - Diagrama Van Krevelen.	40
Figura 48. Mapa distribución de los pozos con estudios geoquímicos.	41
Figura 49. Sabinas – Sección Transversal A - A'	43
Figura 50. Sabinas – Sección Transversal B - B'	43
Figura 51. Burgos – Sección A - A'	45
Figura 52. Sabinas – Sección Transversal A - A' _ No convencional	46
Figura 53. Burgos – Sección Transversal A - A' _ no-convencional.	47
Figura 54. Sabinas Burro-Picachos, Burgos – Sección	48

## TABLAS

Tabla 1. Cuenca Sabinas-Burgos _ Información de pozo	8
Tabla 2. Sabinas Roca Generadora – Propiedades geoquímicas	33
Tabla 3. Burgos Roca Generadora – Propiedades	37
Tabla 4. Propiedades Burgos y Burro-Picachos	41
Tabla 5. Sabinas – Prospectos Generadores Convencionales	42
Tabla 6. Burgos – Prospectos Generadores Convencionales	44
Tabla 7. Sabinas – Prospectos Generadores No-Convencionales	46
Tabla 8. Burgos – Prospectos Generadores No-Convencionales	47

## REFERENCIAS

- **José Antonio Escalera Alcocer**, 2010, *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México*. Trabajo de ingreso a la Academia de Ingeniería, Especialidad: Ingeniería Geológica.
- **Schlumberger**, 2010, *Well Evaluation Conference: WEC, México*, Capítulo 1.
- **Instituto Mexicano del Petróleo**, 2013. Presentación *Colecta de muestras y cálculo de parámetros cinéticos de las rocas generadoras*, Resumen IMP del estudio *Vitrinite Reflectance and visual Kerogen Description of 7 Samples from México*, GeoS4, Report 20130202”
- **Pemex Exploración y Producción**, 2010, *Sistemas Petroleros de México*, Versión 1.0, Subdirección Técnica de Exploración, equipo de trabajo: Lourdes Clara Valdés, Ernesto Miranda Canseco, Mario Aranda García, Ulises Hernández Romano y Guillermo Mora Oropeza.
- **Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)**, 2017. *Portal de información técnica*, Sitio Web: [portal.cnih.cnh.gob.mx](http://portal.cnih.cnh.gob.mx)
- **Portal EMA2: Earth Magnetic Anomaly Grid**, 2017, Sitio web: <http://www.geomag.org/models/emag2.html>
- **Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Explotación**, 2010, *Provincia Petrolera Sabina Burro-Picachos*, Versión 1.0
- **Pemex Exploración y Producción, Subdirección Técnica de Explotación**, 2010, *Provincia Petrolera Burgos*, Versión 1.0
- **Revista Internacional de Investigación e Innovación Tecnológica (RIIT)**, 2014, *Distribución del Gas metano (CBM y Shale Gas) en las cuencas de Sabinas y Chihuahua, México*, Publicación Año 1, Num. 6
- **Secretaría de energía (SENER) y Pemex Exploración y Producción**, 2010, *Las Reservas de Hidrocarburos de México*.
- **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)**, 2016, *Geology and Oil Potential in the Gulf of Mexico Basin: Provinces, structural settings & Plays*,
- **Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana**, 2011, *Sinopsis Geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: Producción y Recursos Petroleros*. Volumen 63, Num. 2, P. 2-32
- **Pemex Exploración y Producción**, 2013, *Estrategias en México para la explotación de yacimientos no convencionales*, presentada por el Dr. José Antonio Escalera Alcocer en el Primer Foro de productividad de pozos 2013

- **Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, 2012, *Aceite y Gas en Lutitas, Avance en la evaluación de su potencial en México***, Presentación en la Sociedad Geológica Mexicana
- **Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, 2012, *Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México***, presentada por el Dr. José Antonio Escalera Alcocer en el ExpoForo Pemex 2012
- **Estudio Beicip Franlab**, Presentación del Estudio de Modelado de Sistemas Petroleros 3D en la Cuenca Tampico-Misantla.