

Modelado multi 1D de historias de enterramiento en una Cuenca Offshore al Noroeste de
Australia

Carlos Fernando Caicedo Amaya

Trabajo de Grado para Optar el título de Geólogo

Director

Rocio del Pilar Bernal Olaya

PhD. Geología

Codirector

Erick Johan Illidge Araujo

M.Sc. Geofísica

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Geología
Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A Dios por regalarme la sabiduría y paciencia durante toda mi carrera.

A mis padres Betty y Fernando por su apoyo incondicional, por siempre estar ahí cuando más los necesite y a pesar de la distancia, sin ellos este logro no hubiera sido posible.

Y en general a toda mi familia, en especial a mi tío Libardo, más que un tío, un segundo padre.

Agradecimientos

A los profes Rocio y Erick por su acompañamiento durante la realización de este trabajo, por aguantarme y tenerme paciencia durante este tiempo y por siempre estar ahí para enseñarme cosas nuevas e incitarme a ser un mejor profesional.

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Geología por todo lo que me brindaron durante mis años como estudiante.

A mis compañeros de la carrera, gracias por todas las experiencias en estos años, por siempre estar ahí para apoyarme y colaborarme. Ellos saben quiénes son.

A Angie Lizeth por siempre estar ahí.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	17
1. Objetivos.....	19
1.1 Objetivo General.....	19
1.2 Objetivos Específicos	19
2. Marco Geológico Regional.....	20
2.1 Marco Tectónico.....	20
2.2 Evolución Sedimentaria Regional	20
3. Datos y Metodología	27
3.1 Caracterización Geoquímica.....	27
3.2 Modelamiento Geoquímico	28
3.3 Modelamiento Geomecánico	29
4. Resultados.....	33
4.1 Caracterización geoquímica de roca fuente.....	33
4.2 Historias de enterramiento 1D y Tasas de Transformación	36
4.3 Historia Termal.....	40
4.4 Modelamiento y distribución de %Ro	41
4.5 Distribución de Flujo Termal y Tasas de Transformación	45
5. Análisis de Resultados.....	49

6. Conclusiones.....	53
7. Recomendaciones	55
Referencias Bibliográficas.....	57

Lista de Figuras

	Pág.
<p>Figura 1. A. Localización geográfica del Exmouth Plateau donde se destaca el contacto entre basamento continental y oceánico y la tendencia general de las fallas. B. Detalle del Exmouth Plateau y cuencas adyacentes con sus campos gasíferos principales y localización de pozos a modelar. Tomado y modificado de Stagg <i>et al.</i>, (2004) y Tao <i>et al.</i>, (2013).</p>	20
<p>Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca North Canarvon. Tomada y modificada de He y Middleton (2002).</p>	22
<p>Figura 3. Mapa paleogeográfico de la Formación Mungaroo donde se detalla la distribución de las facies y la dirección de depositación del delta.</p>	23
<p>Figura 4. A. Diagrama de TOC vs profundidad donde se destacan buenos valores en general, en especial entre los 2800 a 3800 m B. Diagrama de S2 vs profundidad en el cual se observa el buen potencial generador de la Formación Mungaroo entre los 2800 a 3800 m C. Diagrama de reflectancia de vitrinita vs profundidad en el cual se observa que la ventana de generación de gas se encuentra debajo de los 4800 m.</p>	36
<p>Figura 5. A. Diagrama de TOC vs S2 donde se observa que las rocas son principalmente generadoras de gas y presentan buen potencial generador B. Diagrama Van Krevelen para la Formación Mungaroo donde se observa que es principalmente kerógeno III a II/III. C. Diagrama de madurez termal donde se concluye que la Formación Mungaroo se encuentra principalmente inmadura a madura en ventana de petróleo.</p>	37
<p>Figura 6. A. Mapa al tope de la Formación Mungaroo en el área de estudio B. Distribución del TOC de la Formación Mungaroo donde se identifican que los mejores valores se encuentran al S</p>	

y al NE de la subcuenca **C**. Distribución del índice de hidrogeno de la Formación Mungaroo donde se logra observar que los valores más altos se encuentran al SE-N. **D**. Mapa de valores medidos de %Ro, donde se logra observar que los mayores valores se encuentran al NWN y al SE. 38

Figura 7. Distribución de las tendencias de historias de enterramiento en el Exmouth Plateau. Se señalan las TT con el objetivo de observar en que momento empiezan a evolucionar y alcanzar valores de generación de gas. 42

Figura 8. Niveles de evolución térmica modelados a partir de lo propuesto por Sweeney y Burnham (1990) y su relación con las tendencias de enterramiento anteriormente mencionadas. 43

Figura 9. Distribución de los valores de %Ro modelado a la base de la Formación Mungaroo. Se observa que los valores más altos se encuentran distribuidos al NW-N y al NE. 44

Figura 10. A. Distribución areal de los flujos de calor a los 208 Ma. Los mayores valores se encuentran presentes al NE **B.** Flujos de calor en la subcuenca a los 139 Ma. Se identifican que en general se mantienen las mismas tendencias y los mismos valores a excepción del NE de la cuenca donde los flujos de calor aumentan significativamente. **C.** TT a los 208 Ma. Se observa que los mayores valores se encuentran en cercanías a los pozos Jupiter-1 y Zeewulf-1 mientras que el resto de la subcuenca presenta valores que no superan el 15% **D.** TT a los 100 Ma. Se observa que las TT aumentan significativamente especialmente al NE de la cuenca y hacia el W..... 46

Figura 11. Modelo litológico, presión de poro, análisis de esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para fracking de los pozos Gorgon-1 (arriba) y Jupiter-1 (abajo). Se identifica el aumento del Módulo de Young con relación a la profundidad. 48

Figura 12. A. Mapa de espesor del Triásico con la cocina que evoluciono relacionada con la depositación durante esta época. **B.** Mapa de espesor del Cretácico con las cocinas que

evolucionaron principalmente en esta época. **C.** Mapa al tope de la Formación Mungaroo con las tres cocinas propuestas y sus rutas de migración. Se observa como estas cocinas se encuentran hacia los límites del Exmouth Plateau y se extienden hacia el interior de este. **D.** Corte esquemático con la localización de la posible ventana de generación de gas en profundidad..... 50

Lista de Apéndices

(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la Biblioteca UIS).

Apéndice 1. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Chrysaor-1.

Apéndice 2. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Eendracht-1.

Apéndice 3. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Gorgon-1.

Apéndice 4. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Guilford-1.

Apéndice 5. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Investigator-1.

Apéndice 6. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Jupiter-1.

Apéndice 7. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Leyden-1B.

Apéndice 8. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Mercury-1.

Apéndice 9. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Pluto-2.

Apéndice 10. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Saturn-1.

Apéndice 11. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Sirius-1.

Apéndice 12. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Vinck-1.

Apéndice 13. Datos de entrada historia de enterramiento pozo Zeewulf-1.

Apéndice 14. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Chrysaor-1.

Apéndice 15. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Eendracht-1.

Apéndice 16. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Gorgon-1.

Apéndice 17. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Guilford-1.

Apéndice 18. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Investigator-1.

Apéndice 19. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Jupiter-1.

Apéndice 20. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Leyden-1B.

Apéndice 21. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Mercury-1.

Apéndice 22. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Pluto-2.

Apéndice 23. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Saturn-1.

Apéndice 24. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Sirius-1.

Apéndice 25. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Vinck-1.

Apéndice 26. Flujo Termal y calibración con %Ro pozo Zeewulf-1.

Apéndice 27. Calibración flujo termal actual con BHT pozos Eendracht-1, Gorgon-1, Guilford-1, Investigator-1, Jupiter-1, Leyden-1B, Mercury-1, Saturn-1, Sirius-1, Vinck-1 y Zeewulf-1.

Apéndice 28. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Chrysaor-1.

Apéndice 29. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Eendracht-1.

Apéndice 30. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Gorgon -1.

Apéndice 31. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Guilford-1.

Apéndice 32. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Investigator-1.

Apéndice 33. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Jupiter-1.

Apéndice 34. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Leyden-1B.

Apéndice 35. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Mercury-1.

Apéndice 36. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Pluto-2.

Apéndice 37. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Saturn-1.

Apéndice 38. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Sirius-1.

Apéndice 39. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Vinck-1.

Apéndice 40. Historia de subsidencia con TT y %Ro modelado pozo Zeewulf-1.

Apéndice 41. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas Chrysaor-1.

Apéndice 42. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Eendracht-1.

Apéndice 43. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Gorgon-1.

Apéndice 44. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Guilford-1.

Apéndice 45. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Investigator-1.

Apéndice 46. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Jupiter-1.

Apéndice 47. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Mercury-1.

Apéndice 48. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Pluto-2.

Apéndice 49. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Saturn-1.

Apéndice 50. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Sirius-1.

Apéndice 51. Modelo litológico, análisis de presión de poro, esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para el fracking pozo y Propiedades Mecánicas pozo Vinck-1.

Apéndice 52. Litotipos modelados de la Formación Mungaroo.

Apéndice 53. Relaciones de McNally y Horsrud utilizadas para el cálculo del UCS.

Apéndice 54. *Crossplot* de Modulo de Young Estático vs DSHR.

Apéndice 55. *Crossplot* V_p versus V_s y V_{shale} para hallar el límite superior e inferior y modelar V_s .

RESUMEN

TITULO: MODELADO MULTI 1D DE HISTORIAS DE ENTERRAMIENTO EN UNA CUENCA OFFSHORE AL NOROESTE DE AUSTRALIA*

AUTOR: CARLOS FERNANDO CAICEDO AMAYA**

PALABRAS CLAVE: Historias de enterramiento, Madurez Termal, Generación, Expulsión, Yacimiento No Convencional, Fragilidad.

DESCRIPCIÓN: La caracterización geoquímica de las rocas de la Formación Mungaroo evidencia la presencia de kerógeno principalmente III y II/III, típicos de ambientes deltaicos, y un potencial de generación bueno. Basado en el modelamiento de 13 historias de enterramiento se determinaron tres zonas de generación (o cocinas) activas de tamaños entre los 2500 y 3800 km² en la subcuenca Exmouth Plateau. De estas historias de enterramiento se puede determinar tres tendencias: una tendencia con altas tasas de sedimentación durante el Triásico, una con altas tasas de sedimentación durante el Cretácico y por ultima una con tasas de sedimentación bajas durante toda su historia deposicional. Las altas tasas de sedimentación fueron fundamentales para que las rocas de la Formación Mungaroo alcanzaran las profundidades necesarias para transformar su materia orgánica, mientras que, en la tendencia con tasas de sedimentación baja, el flujo termal fue fundamental para la evolución de esta materia orgánica. La generación/expulsión de estos shales ocurre desde hace más de 100 Ma por lo que se esperan grandes acumulaciones de gas en la subcuenca. En el intervalo comprendido entre los 4500-4800 a 5500 m de profundidad bajo el nivel del mar se encuentra la ventana de generación de gas en el área de estudio. Geoquímicamente los shales de esta unidad presentan valores de TOC mayores a 2% y alcanzan la ventana de generación de gas (%Ro >1.3%) por lo que evaluamos su prospectividad como un posible yacimiento de shale gas. Sin embargo, la poca fragilidad y poca sobrepresión de estos shales junto con el poco espesor que poseen ponen en duda su potencial en las profundidades estudiadas. Cabe resaltar que es posible que la fragilidad de estas rocas aumente con la profundidad, debido a que la densidad aumenta con la profundidad lo que aumentaría el Módulo de Young y por ende la fragilidad lo que ni descarta que la formación pueda ser más prospectiva a mayores profundidades, como un yacimiento no convencional.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Geología. Director: Rocio del Pilar Bernal Olaya, PhD. Geología.

ABSTRACT

TITLE: 1D MULTI MODELLING OF SUBSIDENCE HISTORIES ON AN OFFSHORE BASIN IN NORTHWESTERN AUSTRALIA*

AUTHORS: CARLOS FERNANDO CAICEDO AMAYA**

KEYWORDS: Subsidence Histories, Thermal Maturity, Generation, Expulsion, Unconventional Reservoir, Fragility.

DESCRIPTION: Geochemical characterization of the Mungaroo Formation rocks shows the presence of type III and II/III kerogen and a good gas prone potential. Based on the modelling of 13 subsidence histories we establish three active generation zones (or gas kitchens) between 2500 and 3800 km² in the Exmouth Plateau. From these histories we delimitate three tendencies: One with high sedimentation rates during the Triassic, another one with high sedimentation rates during the Cretaceous and the last one with low sedimentation rates during its entirely depositional history. High sedimentation rates were key in the burial history of the Mungaroo Formation rocks because it allows these rocks to reach the required depths to transform its organic matter, while in the area with low sedimentation rates, heat Flow was the trigger for the evolution of the organic matter. The generation/expulsion of hydrocarbons from these shales occurs since 100 My, hence the large gas accumulation on the sub-basin. The gas generation window occurs now between 4500-4800 to 5500 m below sea level. Geochemically the shales of this formation show TOC values higher than 2% and reach the gas generation zone (%Ro >1.3%) so they could be considered a potential unconventional gas reservoir, nevertheless, the low fragility and overpressure of these shales and their low thickness disagree with this potential. However, it is possible that the fragility of these rocks increases at greater depths, because of the proportional relation that exists between the Young Modulus and density opening the possibility of a deeper unconventional reservoir.

* Bachelor Thesis

** Physicochemical Engineering Faculty. Geology School. Directed by: PhD. Rocio del Pilar Bernal Olaya.

Introducción

La subcuenca Exmouth Plateau, ubicada al noroeste de Australia, es conocida por su gran potencial gasífero, contando con campos gigantes como Scarborough, el cual presenta reservas de aproximadamente 5.2 terapias cúbicas (Tcf) de gas y el campo super gigante Io/Jansz, el cual cuenta con reservas de aproximadamente 20.1 Tcf de gas (Barber, 2013). Estos descubrimientos han llevado a que el interés en cuanto al desarrollo y descubrimiento de nuevos prospectos sobre esta cuenca sea alto y la historia exploratoria aquí haya aumentado significativamente en la última década. Es por esta razón, que el desarrollo de nuevos modelos de historias de enterramiento 1D en esta subcuenca, complementados con el desarrollo de mapas de madurez termal, transformación de materia orgánica, flujo termal, entre otros, ayudarían en la delimitación de probables cocinas activas y definición de posibles direcciones de migración de hidrocarburos. La pregunta a resolver sería donde se encuentra la o las posibles cocinas que llenaron las acumulaciones de esta cuenca.

El desarrollo de historias de enterramiento 1D ha sido una herramienta útil en la exploración de hidrocarburos, debido a que da una primera idea de las tasas de transformación y madurez termal que tiene una respectiva roca generadora. Puesto que las historias de sedimentación, subsidencia, distribución de la roca fuente y flujo termal son diferentes en la extensión de la cuenca, se ve necesario la construcción de un modelo multi 1-D que cubra la totalidad o gran parte de la subcuenca para caracterizar estas diferencias y delimitar tendencias en estas historias con el objetivo de poder determinar las zonas donde se presenta la mayor tasa de transformación de materia orgánica y analizar la causa de estas mayores tasas. De igual manera, otro factor para tener en cuenta sería el tiempo en el cual la roca fuente se ha encontrado generando, puesto que, si este

tiempo es significativo, podría influir en las cantidades de hidrocarburos producidos. Por último, el análisis de cuencas permite evaluar el sincronismo de la generación con la existencia de los elementos del sistema petrolífero (roca generadora, reservorio, trampa y sello).

El avance tecnológico e innovador ha permitido la correcta explotación y desarrollo de yacimientos no convencionales. Para completar nuestra evaluación geoquímica de los shales, y definir si la Formación Mungaroo tiene potencial como yacimiento no convencional complementamos nuestro estudio con registros de pozos, estudios litológicos y modelado geomecánico, que permitan definir niveles frágiles donde el fracking permita desarrollar el reservorio. Por esta razón el modelamiento de las propiedades mecánicas de resistencia y elásticas, así como, presiones de poro y de esfuerzos horizontales y verticales darán un primer acercamiento al posible potencial que puedan presentar las unidades evaluadas como un yacimiento de shale gas.

Aunque nuestros resultados incluyen una primera evaluación exploratoria aún quedan muchas variables que evaluar, como la petrofísica y litología (análisis de SEM, DRX, petrografía) que permitan realizar un análisis integrado y robusto con el objetivo de delimitar las zonas más prospectivas desde el punto de vista no convencional.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Determinar por medio de 13 historias de enterramiento 1D la presencia y posible extensión de la zona de generación en la subcuenca Exmouth Plateau y el potencial como yacimiento no convencional de la Formación Mungaroo a partir del modelamiento 1D geomecánico.

1.2 Objetivos Específicos

- Caracterizar geoquímicamente (potencial de generación y tipo de hidrocarburo esperado) la roca generadora propuesta para la cuenca.
- Reconstruir las historias de depositación en cada uno de los pozos elegidos.
- Elaborar mapas de madurez termal, distribución de TOC y HI, tasas de transformación, flujo termal, generación y expulsión para la roca generadora para la subcuenca estudiada.
- Sugerir la presencia de posibles zonas de generación en la subcuenca y determinar geográficamente su extensión.
- Evaluar las propiedades mecánicas y elásticas de la Formación Mungaroo en 11 pozos.

2. Marco Geológico Regional

2.1 Marco Tectónico

La configuración tectónica actual de Australia es bastante compleja, al norte se encuentra un margen de convergencia, con una velocidad relativa de 70 mm/año, entre la Placa Australiana y la Placa Pacífica. Al noroeste y oeste se encuentra un seafloor spreading el cual genera sistema de fallas en dirección principalmente NW-SE. El margen continental del noroeste de Australia comprende aproximadamente un área de 1.3 millones de km², el cual cubre la subcuenca Exmouth Plateau (Figura 1A). (Coblentz *et al.*, 1998; Reynolds *et al.*, 2002; Stagg *et al.*, 2004; Blewett *et al.*, 2012).

La cuenca offshore North Carnarvon se encuentra limitada por tres planicies abisales: Gayscone, Argo y Cuvier, cuyo basamento se encuentra compuesto por rocas de afinidad oceánica (Figura 1) (Stagg *et al.*, 1994).

2.2 Evolución Sedimentaria Regional

La cuenca *North Carnarvon* es una cuenca de margen pasivo que evolucionó de una cuenca cratónica (Tao *et al.*, 2013) ubicada al noroeste de Australia. Esta cuenca se encuentra subdividida en las subcuencas Exmouth, Barrow, Dampier y Beagle, la Plataforma Rankin y el Exmouth Plateau, área de interés de este trabajo (Figura 1). Los estudios gravimétricos realizados en el área muestran que el basamento del plateau es de afinidad continental por lo que se infiere que podría ser una extensión del escudo Precámbrico de la zona onshore (Figura 2) y está constituido de gneis, granito, esquisto y sedimentos con un espesor entre 7 y 10 km (Exon y Wilcox, 1980). El Exmouth Plateau durante el Paleozoico correspondía a una bahía marginal al Océano Tetis en las

costas norte de Gondwana (Exon y Wilcox, 1980; Exon y Colwell, 1994). Durante el Carbonífero Temprano (~359-323 Ma) se dio una transgresión la cual depositó areniscas, carbonatos, limolitas y shales en ambientes principalmente marinos (Veevers, 1971; Thomas y Smith, 1974), mientras que el Carbonífero Tardío (~323-299 Ma) fue un periodo de poca depositación (Exon y Wilcox, 1980). Durante el Pérmico (~299-252 Ma) se depositaron areniscas paralicas y marinas, limolitas y shales (Figura 2) (Exon y Wilcox, 1980).

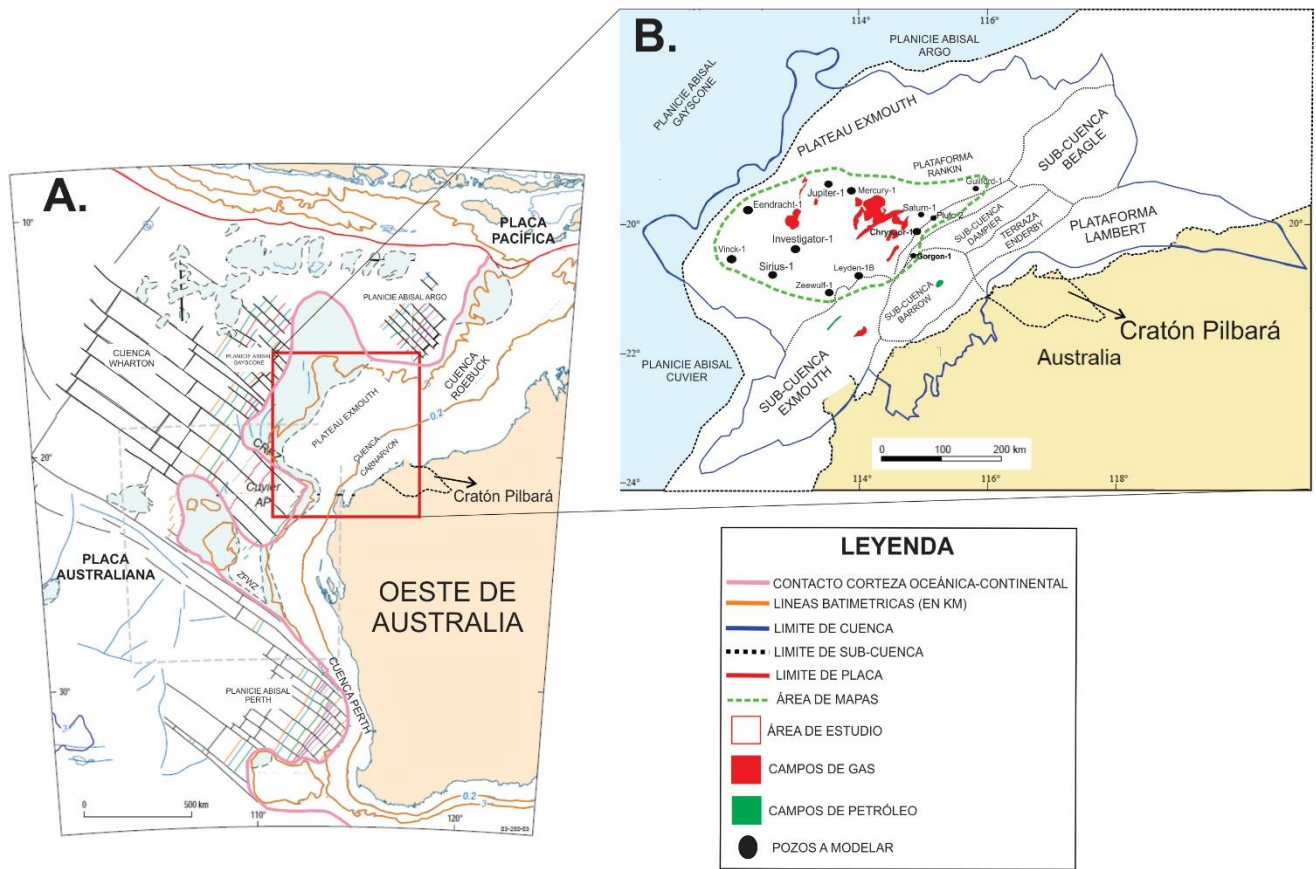


Figura 1. A. Localización geográfica del Exmouth Plateau donde se destaca el contacto entre basamento continental y oceánico y la tendencia general de las fallas. B. Detalle del Exmouth Plateau y cuencas adyacentes con sus campos gasíferos principales y localización de pozos a modelar. Tomado y modificado de Stagg *et al.*, (2004) y Tao *et al.*, (2013).

La evolución post-Pérmica de la cuenca puede ser resumida en seis (6) fases: pre-rift, rift temprano, rift principal, rift tardío, post rift y margen pasivo (Stagg y Colwell, 1994; Geoscience Australia, 2014). La fase pre-rift comienza a finales del Pérmico hasta finales del Jurásico Inferior (~174 Ma) y fue dominada por pequeñas subsidencias las cuales generaron una zona de depocentros con dirección NE-SW controlada por fallas las cuales se encontraban dispuestas en un arreglo *en echelon* (Romine *et al.*, 1997; Tao *et al.*, 2013). La depositación se vio fuertemente influenciada por la formación de bloques fallados, horsts y grabens los cuales controlaron fuertemente el patrón de depositación (Barber, 1988). Las rocas depositadas durante este periodo corresponden a una secuencia marina transgresiva correspondiente al Locker Shale compuesta principalmente por litologías lodosas de ambientes marinos (Bradshaw *et al.*, 1998) y la Formación Mungaroo, compuesta por una secuencia de areniscas cuarzosas, limolitas, shales y capas de carbón depositadas del Triásico Medio-Tardío (Figura 2 y 3) en un ambiente principalmente fluvio-deltaico y cuya progradación se dio en dirección SE-NW, depositándose las facies más fluviales al SE, mientras que las facies del *delta front* se depositaron al NW (Tao *et al.*, 2013). Al final del Triásico (~205 Ma) se dio el movimiento Fitzroy, el cual generó el levantamiento de la Plataforma Rankin al SW (Figura 1), ocasionando que el suministro de sedimentos desde el Bloque Pilbara (Figura 1) y la parte Onshore de la Cuenca *North Carnarvon* se viera disminuido, hacia las cuencas offshore más lejanas (Hocking, 1990). Finalmente, para el Triásico Tardío al Jurásico Temprano (~205-183 Ma) se depositaron la Formación Brigadier y Murat Silstone al SE (Figura 2), compuestas por limolitas, arcillolitas y margas de plataforma (Geoscience Australia, 2014).

La fase temprana de rift inició a principios del Jurásico (~185 Ma) con la continuación de la formación de fallas normales en dirección NE-SW y de bloques fallados, horsts y grabens (Barber,

1988). Durante esta etapa se dio la depositación de las areniscas deltaicas de la Formación Legendre, principalmente al este de la cuenca e igual se dio la depositación de las arcillolitas y limolitas de la Formación Athol (Figura 2) en un ambiente marino restringido (Tao *et al.*, 2013; Geoscience Australia, 2014).

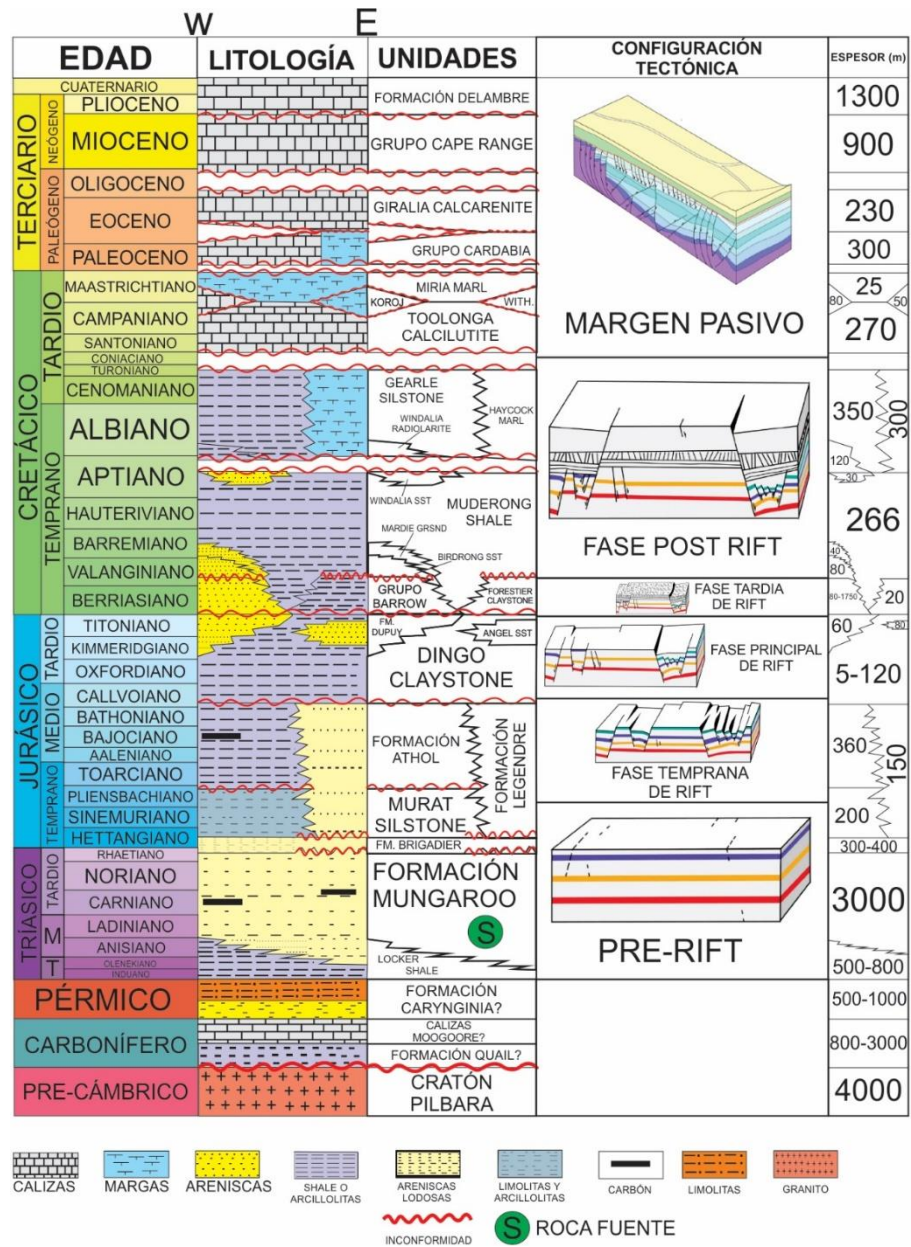


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca North Canarvon. Tomada y modificada de He y Middleton (2002).

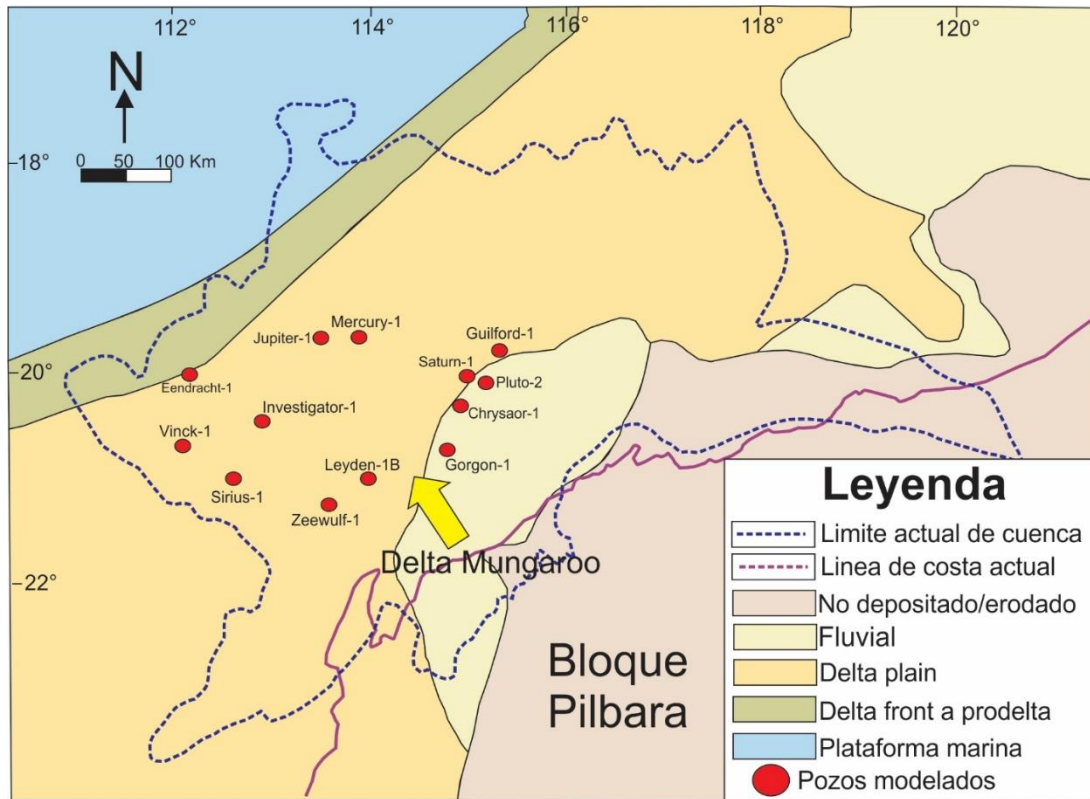


Figura 3. Mapa paleogeográfico de la Formación Mungaroo donde se detalla la distribución de las facies y la dirección de deposición del delta. Tomado y modificado de Tao *et al.*, (2013).

Para el Calloviano al Oxfordiano (~166-157 Ma) comenzó la fase principal de rift producto del rompimiento continental a lo largo de la parte norte del Exmouth Plateau (Jablonski, 1997). Este rompimiento ocasionó un cambio en el relieve provocando un cambio en el patrón depositacional en la cuenca (Tao *et al.*, 2013). El levantamiento y erosión causada por las primeras etapas de extensión generó la inconformidad del Calloviano (Blevin *et al.*, 1994; Geoscience Australia, 2014). El continuo fallamiento durante el Jurásico Tardío provocó el levantamiento y plegamiento del Exmouth Plateau y de la Plataforma Rankin (Figura 1B), las cuales fueron importantes fuentes de sedimentos para las cuencas adyacentes y por tal razón en este periodo la deposición en estas zonas fue mínima a nula (Australian Geoscience, 2014). La continua subsidencia durante el Oxfordiano (~163-157 Ma) ocasionó una superficie de máxima inundación, tiempo durante el cual

se depositó la unidad Dingo Claystone (~167-147 Ma) en toda la cuenca a excepción de la zona más NW del Plateau Exmouth (Figura 2) en un ambiente marino profundo (Tao *et al.*, 2013). Igualmente, para esta época se dio la formación del Sinclinal de Kangaroo producto de la reactivación extensional de bloques fallados Triásicos en la Plataforma Rankin (Jenkins *et al.*, 2003); este sinclinal fue un importante depocentro, pues aquí se depositaron las areniscas deltaicas y turbidíticas de la Formación Dupuy y la Arenisca de Angel (Figura 2) a partir de sedimentos provenientes donde la Formación Mungaroo se encontraba expuesta (Jenkins *et al.*, 2003; Moss *et al.*, 2003).

La fase de rift tardía comienza en el Berriasiano (~145 Ma) con la separación de la placa Indo-Australiana, lo cual llevó a la reactivación de las fallas en la cuenca (Hearty *et al.*, 2002). El comienzo de este episodio se vio evidenciado por otro episodio de levantamiento y erosión en el Berriasiano (Geoscience Australia, 2014). A diferencia de las unidades Jurásicas (las cuales tuvieron una depositación muy poco restringida), las unidades Cretácicas fueron ampliamente depositadas, pero con un espesor menor (Tao *et al.*, 2013). Durante esta etapa se depositó el Grupo Barrow en un ambiente deltaico (Figura 2) en un periodo de tiempo muy corto (~148-137 Ma) y está compuesto por: el lóbulo deltaico inferior el cual es producto de la progradación del delta en dirección S a N, desde la sub-cuenca Exmouth al Exmouth Plateau y es conocido como la Formación Malouet y el lóbulo deltaico superior el cual es producto de la retrogradación del delta y es conocido como la Formación Flacourt (Tao *et al.*, 2013; Geoscience Australia, 2014). Las areniscas al tope del Grupo Barrow son conocidas como la Formación Zeepard y la Arenisca Flag y se encuentran principalmente al sur de la cuenca (Geoscience Australia, 2014). Al este de la cuenca la Plataforma Rankin se inundó y se depositó la unidad Forestier Claystone (Tao *et al.*, 2013). Para el Valanginiano (~140 Ma) el suministro de sedimentos al Delta de Barrow cesó

producto de la ruptura continental al suroeste del Exmouth Plateau, dando comienzo al *seafloor spreading* en las planicies de Gascoyne y Cuvier (Hocking, 1990).

El rompimiento continental en el Valanginiano (~140 Ma) generó una inconformidad en la cuenca, la cual daría comienzo a la fase post-rift (Polomka *et al.*, 1999; Müller *et al.*, 1998; Jablonski y Saitta, 2004; Geoscience Australia, 2014). Esta fase se caracterizó por una subsidencia de la corteza al NEE y aumento del nivel del mar que llevo a la depositación de la unidad Muderong Shale e igualmente la depositación más localizada al S del Exmouth Plateau de las areniscas parálicas y de plataforma de Birdrong y las areniscas glauconíticas de Mardie Greensand y la unidad Windalia Sandstone (Figura 2) (Tao *et al.*, 2013). Para el Aptiano (~125 Ma) se dio la depositación de la Radiolarita de Windalia (Figura 2), indicando la influencia del océano en la depositación de los sedimentos dentro de la cuenca. Posteriormente en el Albiano Medio (~107 Ma) la tasa de subsidencia en el margen continental era mayor que la tasa de depositación llevando a la depositación de la unidad Gearle Silstone (Figura 2) (o Formación Gearle) en un ambiente de mar abierto y conformada principalmente por shales y limolitas (Tao *et al.*, 2013). Finalmente, el suministro de sedimentos detríticos cesó y junto con las condiciones climáticas secas que se presentaban, llevaron a la depositación de la unidad Haycock Marl (Figura 2), compuesta principalmente por una sucesión de margas y rocas carbonatadas lodosas (Tao *et al.*, 2013).

En el Santoniano Medio (~87 Ma) la subsidencia de la cuenca paro y paso a una etapa de margen pasivo en la cual se depositaron principalmente litologías carbonatadas (calizas, calizas lodosas, margas y caliche) conformando así las unidades Toolonga Calcilutite, Formación Korojon, Miria Marl, Grupo Cardabia, Giralia Calcarenite, Grupo Cape Range y la Formación Delambre (Figura 2) (Hocking, 1988; Barber, 1982; Tao *et al.*, 2013). En el Mioceno, producto de la interacción entre las placas Indo-Australiana y Euroasiática se generó inversión y

reactivación de fallas dentro de la cuenca (Malcolm *et al.*, 1991; Cathro y Karner, 2006). Para el Pleistoceno y Plioceno ocurrió la depositación de la Formación Delambre, compuesta principalmente por calizas y margas (Heath y Apthorpe, 1984).

3. Datos y Metodología

El presente estudio se construyó con base en datos geoquímicos y de registro de pozo disponibles en la página del Departamento de Minas, Regulación de la Industria y Seguridad del Gobierno del Oeste de Australia y se divide en tres etapas principales:

3.1 Caracterización Geoquímica

En primer lugar, se eligieron los pozos (Figura 1b) que contaran con la información geoquímica (TOC, Índice de Hidrogeno, Índice de Oxigeno, Tmax, reflectancia de vitrinita y Pirolisis) necesaria para realizar la caracterización de la unidad generadora y definir de esta manera su tipo de materia orgánica, potencial de generación, tipo de hidrocarburo esperado y maduración termal con ayuda de gráficos de Van Krevelen, TOC, S2 e Índice de Hidrogeno (HI) contra profundidad para identificar los niveles más interesantes desde un punto de vista de potencial de generación y diagramas de potencial de generación. De igual manera, con esta información se elaboraron mapas de distribución de estas características con el objetivo de identificar las zonas que presentaran las mejores propiedades geoquímicas en el software ArcMap 10.5 (ESRI) por medio del método de interpolación *Spline* y teniendo en cuenta el ambiente de depositación y distribución de la unidad generadora.

3.2 Modelamiento Geoquímico

Para la realización de estos modelos se recopiló, de los reportes de perforación, los topes estratigráficos registrados, descripciones litológicas de *mud loggers*, información bibliográfica acerca de la geología y evolución tectonoestratigráfica de la cuenca, con el fin de comprender la evolución de la cuenca y su historia deposicional e identificar los principales eventos erosivos y espesores erosionados reportados en Blevin *et al.*, (1994), Müller *et al.*, (1998), Polomka *et al.*, (1999) y Geoscience Australia (2014), ambientes y edades de depositación de las unidades mencionados en Tao *et al.*, (2013) y Geoscience Australia (2014) y paleobatimetrías y niveles del mar reportados en Bradshaw *et al.*, (1988) y Kaiko y Tait (2001). Debido a que todos los pozos no perforaban más allá de la Formación Mungaroo, los espesores infrayacentes se tomaron de acuerdo con lo propuesto en Goncharov *et al.*, (2006). De igual manera, ningún pozo alcanza a perforar la base de esta unidad por lo que el espesor de la unidad se completó con la información disponible en los pozos Jupiter-1 para los pozos ubicados más al norte y Gorgon-1 para los pozos más al sur, teniendo en cuenta la distribución de las facies de la Formación Mungaroo propuesta en Tao *et al.*, (2013) (Figura 3) con el fin de realizar un análisis más completo y poder determinar el potencial de generación y madurez termal de la Formación Mungaroo en todos los pozos. Para elaborar estos modelos es necesario usar valores originales de HI los cuales fueron obtenidos de acuerdo con lo propuesto en Banerjee *et al.*, (1998) (Ecuación 1):

$$y = a * \exp(b * (T_{\max} - 435)) \quad (1)$$

Donde a y b son constantes que se derivan del ajuste entre los valores HI y T_{\max} y y es HI y el corte con este eje es el HI original.

Los valores originales de TOC se obtuvieron por medio de la ecuación propuesta en Jarvie *et al.*, (2007) (Ecuación 2):

$$TOC_o = \frac{HI_{pd} \left(\frac{TOC_{pd}}{1+k} \right) (83.33)}{\left[HI_o (1 - TR_{HI}) \left(83.33 - \left(\frac{TOC_{pd}}{1+k} \right) \right) \right] - \left[HI_{pd} \left(\frac{TOC_{pd}}{1+k} \right) \right]} \quad (2)$$

Donde TOC_o es el TOC original, HI_{pd} es el índice de hidrogeno actual, HI_o es el HI original, TR_{HI} es la conversión fraccional y k es un factor de corrección que para kerogenos tipo III es normalmente 0%.

El paleo flujo termal de estos modelos se calibro con datos medidos de reflectancia de vitrinita medidos y disponibles, mientras que el flujo termal actual se calibro mediante temperaturas de fondo de pozo (BHT), las cuales no estaban disponibles en los pozos Chrysaor-1 y Pluto-2. Finalmente, con toda esta información recopilada se procedió a elaborar los modelos en el software Petromod 2012 (Schlumberger) con la finalidad de identificar las tasas de transformación y madurez termal de la Formación Mungaroo para posteriormente elaborar mapas de distribución de estas propiedades y de flujo termal y de esta manera delimitar las posibles cocinas y proponer probables rutas de migración.

3.3 Modelamiento Geomecánico

Para elaborar este modelamiento se recopilaron los registros de pozos necesarios (registros de neutro/porosidad, densidad, gamma ray, sónico de onda P y S, caliper, resistivos), sin embargo, los pozos Leyden-1B y Zeewulf-1 (Figura 1B), no contaban con ningún tipo de información de registros de pozo. Igualmente se recopilaron los parámetros operacionales y pruebas de laboratorio para calibrar este modelo (pesos de lodo, Repeat Formation Tests, pruebas de integridad de formación, leak-off tests, VSP) y se tuvieron en cuenta las historias de perforación, con el objetivo

de identificar si existieron problemas durante el desarrollo del pozo que pudieran tener alguna incidencia en el modelado geomecánico. Para la construcción de este modelo se inició por el cálculo de la curva Vshale (Vsh) la cual es dependiente del registro Gamma Ray y es una aproximación de la arcillosidad que presenta una unidad y se define de acuerdo con la Ecuación 3:

$$Vshale = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (3)$$

Donde GRlog es el registro Gamma Ray, GRmin equivale al valor mínimo o línea de arenas y GRmax equivale a línea de shales.

Este Vsh fue calibrado con los datos de Difracción de Rayos X (DRX) disponibles (Apéndice 48). Posteriormente se procede a interpretar los litotipos presentes en la Formación Mungaroo, para esto se utiliza el método de redes neuronales y en el cual se ponen a interactuar cinco registros: Factor fotoeléctrico (PEF), Densidad (RHOB), Porosidad (NPHI), Sonico de onda P (DTp) y Vshale (Vsh), aunque algunos pozos no presentaban PEF, por lo que solo se tuvieron en cuenta los otros cuatro registros. Con las facies definidas se procede a realizar el análisis de presión de poro para esto en primer lugar, se calcula el esfuerzo vertical (S_v) u *overburden*, con la fórmula propuesta en Jaeger y Cook (1971) (Ecuación 4) realizando la respectiva corrección para las áreas offshore:

$$S_v = g \int_0^z \rho(z) dz \quad (4)$$

Donde g es la gravedad, ρ es la densidad de los sedimentos y z es la profundidad dada.

Posteriormente se calcula la presión hidrostática (P_h), la cual se determina encontrando una relación entre los *Repeat Formation Test* (RFT) y la profundidad. Luego se calcula la velocidad normal (V_{norm}) con base en la velocidad de intervalo (Ecuación 5), la cual se deriva del registro sísmico de onda P (DTp):

$$V_{norm} = C \sigma_n^{1/b} \quad (5)$$

Donde C y b son coeficientes que se toman de acuerdo al modelo y σ_n corresponde al esfuerzo normal, el cual corresponde al S_v menos la P_h .

Finalmente, se calcula la presión de poro (P_p) de acuerdo con lo propuesto por Eaton (1975) (Ecuación 6) para las litologías impermeables (shales y limolitas) y para las litologías más permeables (areniscas y areniscas arcillosas) se calculó encontrando una relación entre las pruebas RFT y la profundidad.

$$P_p = S_v - (S_v - P_{hyd}) * \left(\frac{V_{int}}{V_{norm}} \right)^\alpha \quad (6)$$

Donde P_{hyd} es la presión hidrostática, V_{int} es velocidad de intervalo y α es un coeficiente diferente para cada pozo que oscila entre 1 y 0.5.

Las propiedades elásticas se calculan con base en el registro RHOB y las velocidades de onda S (V_s) y P (V_p). Puesto que no todos los pozos contaban con sísmico de onda S, se procedió a modelar la V_s con base en lo propuesto en Illidge (2017) (Ecuación 7):

$$V_s(V_p, V_{sh}) = V_s \text{ Upper Limit}(V_p) * (1 - V_{sh}^\alpha) + V_s \text{ Lower Limit}(V_p) * V_{sh}^\alpha \quad (7)$$

Donde el Upper Limit (V_p) es el límite superior de una relación entre la velocidad de onda S y la velocidad de onda P mientras que el Lower Limit (V_p) es el límite inferior (Apéndice 55).

Modelada la Vs, se calculan el Módulo de Young (Ecuación 8) y la Relación de Poisson (Ecuación 9) para los pozos (Figura 11, Apéndice 41-51).

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \quad (8)$$

$$\sigma = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \quad (9)$$

Donde ρ es la densidad, V_p es velocidad de onda P y V_s es velocidad de onda S.

Para el cálculo de las propiedades mecánicas de resistencia se inicia determinando la resistencia a la compresión uniaxial (UCS). Para esto se utilizan las fórmulas propuestas por McNally (1987) para las litologías más arenosas (Ecuación 10) y Horsrud (2001) para las litologías más lodosas (Ecuación 11) (Apéndice 53).

$$UCS_{McNally} = 178000e^{-0.037Dt} \quad (10)$$

$$UCS_{Horsrud} = 215V_p^{2.6} \quad (11)$$

Donde Dt es el sonico de onda P y V_p es velocidad de onda P.

Posteriormente se procede a calcular el ángulo de fricción interna (AFI) usando lo propuesto por Lal (1999) para litologías más lodosas (Ecuación 12) y Weingarten y Perkins (1995) para litologías más arenosas (Ecuación 13) (Apéndice 41-51).

$$AFI_{Lal} = \sin^{-1} \left(\frac{V_p - 1}{V_p + 1} \right) \quad (12)$$

$$AFI_{WeingartenPerkins} = 57.8 - 105\Phi \quad (13)$$

Donde V_p es velocidad de onda P y Φ es porosidad.

Posteriormente se procede a calcular la cohesión (Ecuación 14), la resistencia a tensión (T_o) (Ecuación 15) y el gradiente de fractura (F_g) (Ecuación 16) (Apéndice 41-51).

$$\text{Cohesión} = \text{UCS}/2 * \tan((45 + \text{AFI})/2) \quad (14)$$

$$T_o = \text{UCS} * 0.1 \quad (15)$$

$$F_g = \text{Shmin} + T_o \quad (16)$$

Por último, para completar el modelo geomecánico, se procede a calcular los esfuerzos horizontales mínimo (Ecuación 17) (Shmin) y máximo (Ecuación 18) (SHmax) y de esta manera poder determinar el régimen de esfuerzos actual.

$$\text{Shmin} = ((\sigma/1 - \sigma) * (\text{Sv} - \text{Pp})) + \text{Pp} \quad (17)$$

$$\text{SHmax} = \text{Shmin} + 0.5 * (\text{Sv} - \text{Shmin}) \quad (18)$$

Donde σ es la relación de Poisson.

4. Resultados

4.1 Caracterización geoquímica de roca fuente

La formación generadora en la subcuenca Exmouth Plateau es la Formación Mungaroo de edad Triásica la cual fue depositada en un ambiente fluvio-deltaico y cuyo kerógeno es principalmente tipo III a II, por esta razón el hidrocarburo que va a generar es principalmente gaseoso (He y Middleton, 2002; Tao *et al.*, 2013). Análisis geoquímicos y de cuencas han determinado que los shales de esta formación son la principal fuente de los campos gasíferos como Scarborough y Jansz/Jo (Tao *et al.*, 2013).

Los shales de la Formación Mungaroo contienen valores de TOC (%wt) que varían desde 0.5% a 10% (Figura 4A, 5A) lo que los clasifica como rocas con un potencial de generación regular a excelente (Peters, 1986). De igual manera, la Formación Mungaroo presenta valores de TOC mayores al 15% (Figura 3A, 4A) los cuales podrían corresponder a niveles carbonosos reportados en esta unidad (Tao *et al.*, 2013). La cantidad de hidrocarburos generados durante la pirolisis (S2) indican que los shales de esta unidad tienen un potencial generador regular a bueno, variando desde 0.25 a 10 mgHC/g Roca (Figura 4B, 5A), mientras que los niveles carbonosos presentan valores que varían de 20 a 40 mgHC/g Roca indicando un potencial de generación muy bueno (Figura 4B, 5A). Al comparar tanto TOC como S2 contra profundidad (Figura 4A, 4B), se observa que los valores altos de TOC coinciden con los valores altos de S2 confirmando el buen potencial generador que presenta esta unidad, especialmente los niveles que se encuentran entre los 3000 y 4000 metros de profundidad, los cuales son niveles de shales, carbones y/o shales carbonosos entre 5 y 15 m de espesor.

Al realizar un diagrama de índice de hidrogeno (HI) versus índice de oxígeno (OI) muestra que el kerógeno presente es tipo III a tipo II/III (Figura 5B), puesto que el HI varia de 50 a 275 mg HC/g TOC (Jones, 1984; Tissot y Welte, 1984). En cuanto a la madurez termal de esta unidad los valores de Tmax varían de 425 a 445 °C (Figura 5C) indicando que se encuentran en una ventana inmadura a madura para la generación de hidrocarburos líquidos (Peters y Cassa, 1994). En cuanto a los valores medidos de reflectancia de vitrinita (%Ro) se logra contemplar que la ventana de generación de petróleo (0.6-1%Ro) comienza a los 3000 metros de profundidad, la ventana de gas húmedo (1-1.4%Ro) inicia a los 4300 metros de profundidad aproximadamente y finalmente la ventana de gas seco (>1.3%Ro) se encuentra debajo de los 4800 metros de profundidad (Figura 4C). Al comparar los valores de Tmax con Ro se observa que existe una relación que muestra que

la gran mayoría de valores se encuentran en ventana de generación de petróleo, a excepción de los valores más profundos del pozo Jupiter-1, los cuales alcanzan la ventana de gas húmedo, mientras que los valores de Tmax no muestran esta información (Figura 4C, 5C). Por último, el gráfico de S2 versus TOC indica que el tipo de hidrocarburo que generaría la Formación Mungaroo sería gaseoso (Figura 5A) lo cual es confirmado por el tipo de kerógeno presente (Jones, 1984) y el ambiente de depositación de esta unidad (Tao *et al.*, 2013).

La distribución de las facies fluvio-deltaicas de la Formación Mungaroo (Figura 3) condiciona la distribución de las características geoquímicas. Los valores más altos de TOC se encuentran hacia N-NE de la cuenca (Figura 6B) y se encuentran relacionados con las zonas donde la Formación Mungaroo se encuentra más somera (Figura 6A) mientras que los niveles más bajos (0-2%) se encuentran al E-SE y NW. Los índices de hidrógeno en general muestran valores característicos de kerógeno tipo III y II/III en toda la cuenca (Figura 6C), variando entre 260 mg HC/g TOC hacia el SE y 80 mg HC/g TOC hacia el NWN (Jones, 1984). Finalmente, los valores medidos de Ro indican que los valores más altos se encuentran al NW-N en cercanías al pozo Jupiter-1 y SE en cercanías al pozo Gorgon-1 (Figura 6D) con valores entre 0.9 a 1.1%Ro, es decir, en ventana de generación petróleo, mientras que el resto de la cuenca presenta valores que van desde 0.5-0.9%Ro.

En conclusión, la Formación Mungaroo presenta un potencial de generación bueno, presentando valores de TOC regulares a excelentes (0.5-10%) y de S2 regulares a buenos (0.25-10), especialmente en los niveles entre los 3000 y 4000 metros. El tipo de kerógeno de esta unidad es tipo III a II/III de acuerdo con sus valores de índice de hidrogeno (50 a 275 mg HC/g TOC) y por tanto el hidrocarburo esperado que se genere es principalmente gaseoso. La madurez termal indica un estado de inmadurez a madurez en la ventana de petróleo de acuerdo con los valores de

Tmax, mientras que los valores de Ro muestran que la ventana de petróleo inicia a 3000 metros y la de gas seco inicia debajo de los 4700 metros. Los mejores valores de TOC se encuentran al N-NE de la cuenca mientras que las zonas con mayor madurez termal se encuentran ubicadas al NW-N y SE.

4.2 Historias de enterramiento 1D y Tasas de Transformación

La reconstrucción de las historias de subsidencia muestra tres tendencias generales en toda la subcuenca: una tendencia A la cual se caracteriza por tasas de sedimentación altas en la fase pre-rift (~242-195 Ma) variando entre 69.3 y 95.3 m/Ma y muy poca depositación después de esta fase; esta tendencia es característica de los pozos ubicados más al norte y al SW de la subcuenca y se encuentra en los pozos Mercury-1, Jupiter-1, Eendracht-1 y Vinck-1 (Figura 7A). Una tendencia B la cual se caracteriza por altas tasas de sedimentación para finales del Jurásico y principios del Cretácico Inferior (~147-137 Ma) (relacionadas con la fase final syn-rift) variando entre 67 a 158 m/Ma; esta tendencia se encuentra distribuida entre el SW y S del área de estudio en los pozos Gorgon-1, Leyden-1B, Sirius-1, Investigator-1 y Zeewulf-1 (Figura 7B). Por último, una tendecia C la cual presenta tasas de sedimentación bajas durante toda su historia deposicional, variando entre 18 a 40 m/Ma a lo largo de la evolución de la fase rift de la subcuenca; esta tendencia se encuentra distribuida entre el E y NE del área de estudio y se encuentra en los pozos Pluto-2, Guilford-1, Saturn-1 y Chrysaor-1 (Figura 7C). En general, durante la fase post-rift (~137-96 Ma) y de margen pasivo (~89-0 Ma), las tasas de sedimentación son bajas en toda la subcuenca variando entre 1 a 22 m/Ma y 8 a 16 m/Ma respectivamente.

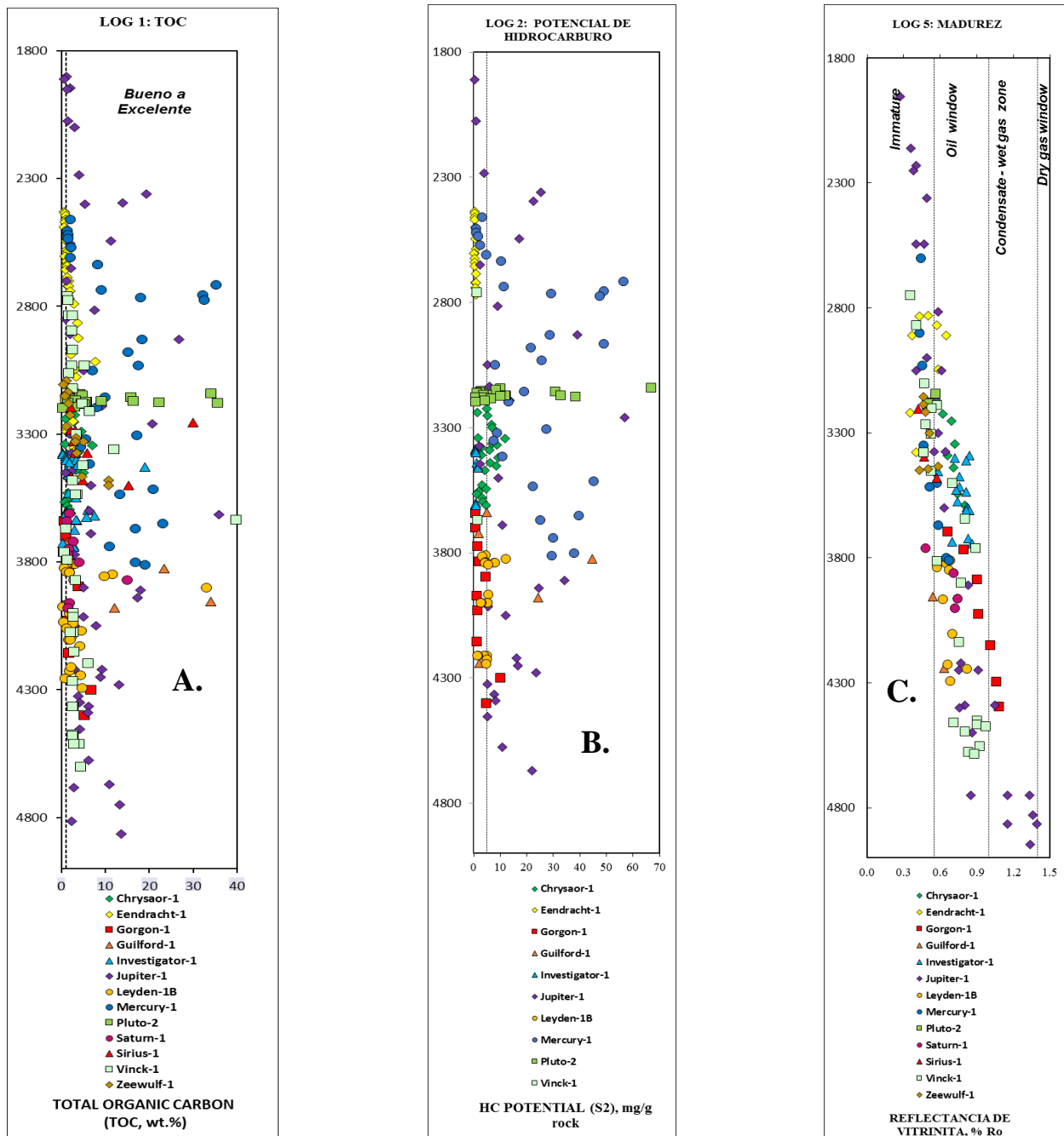


Figura 4. A. Diagrama de TOC vs profundidad donde se destacan buenos valores en general, en especial entre los 2800 a 3800 m B. Diagrama de S₂ vs profundidad en el cual se observa el buen potencial generador de la Formación Mungaroo entre los 2800 a 3800 m C. Diagrama de reflectancia de vitrinita vs profundidad en el cual se observa que la ventana de generación de gas se encuentra debajo de los 4800 m.

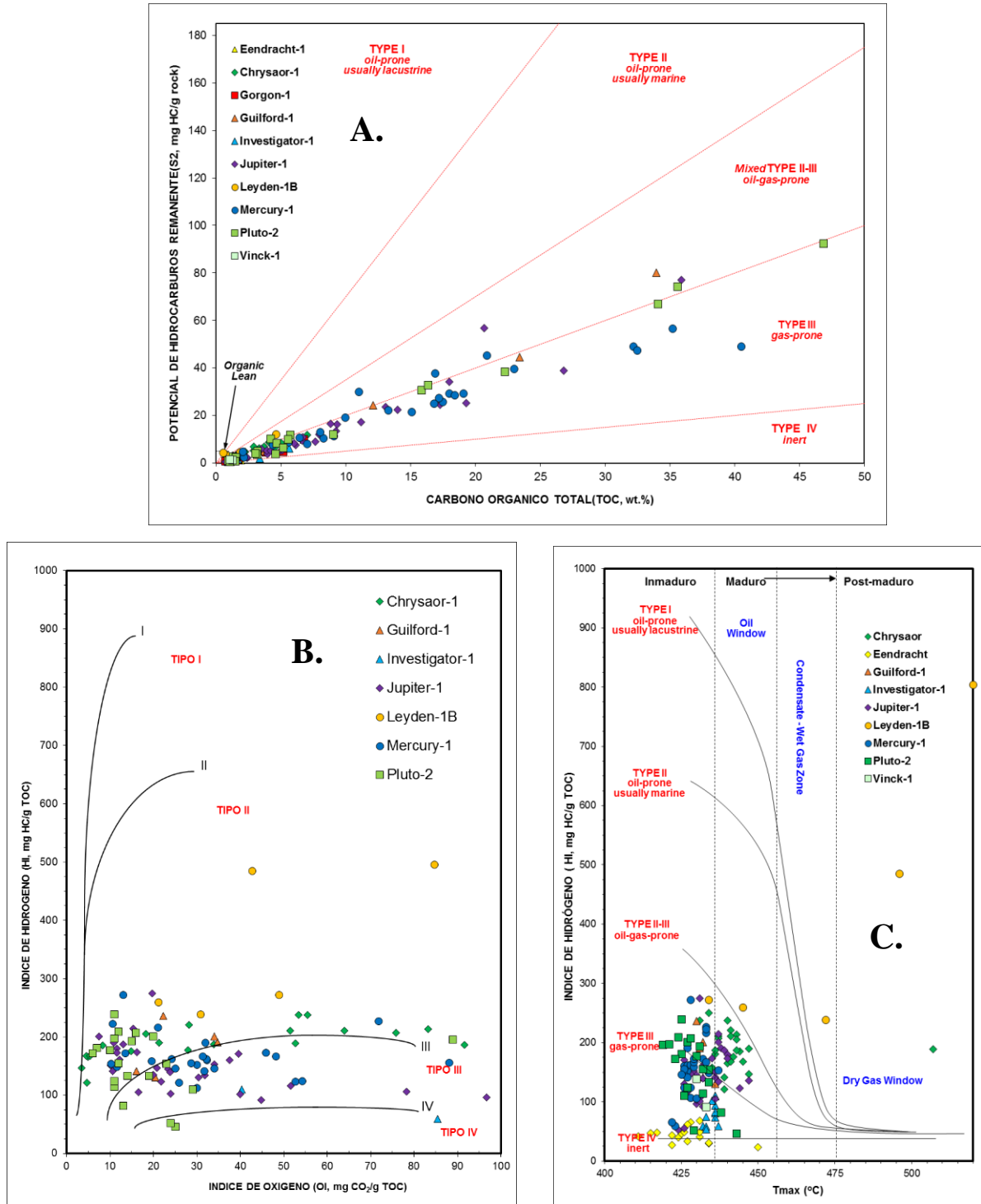


Figura 5. A. Diagrama de TOC vs S2 donde se observa que las rocas son principalmente generadoras de gas y presentan buen potencial generador B. Diagrama Van Krevelen para la Formación Mungaroo donde se observa que es principalmente kerógeno III a II/III. C. Diagrama de madurez termal donde se concluye que la Formación Mungaroo se encuentra principalmente inmadura a madura en ventana de petróleo.

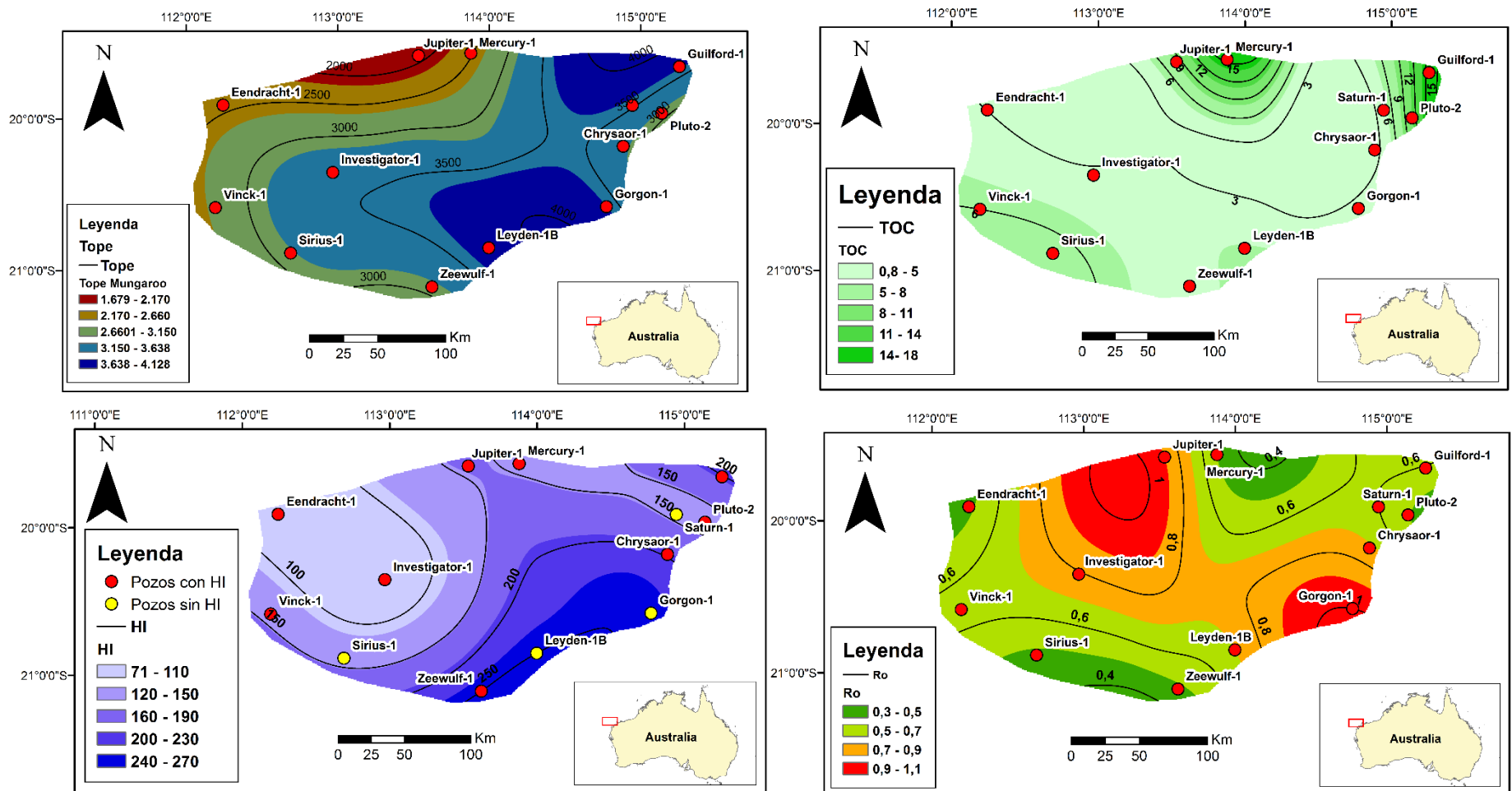


Figura 6. A. Mapa al tope de la Formación Mungaroo en el área de estudio B. Distribución del TOC de la Formación Mungaroo donde se identifican que los mejores valores se encuentran al S y al NE de la subcuenca C. Distribución del índice de hidrogeno de la Formación Mungaroo donde se logra observar que los valores más altos se encuentran al SE-N. D. Mapa de valores medidos de %Ro, donde se logra observar que los mayores valores se encuentran al NWN y al SE.

El momento de generación y expulsión de hidrocarburos puede ser estimado con base en las tasas de transformación (TT), las cuales fueron obtenidas a partir del modelo cinético propuesto por Burnham (1989) para kerógeno tipo III. Para esto se utilizarán los rangos propuestos en Law (1999), la cual indica que para un kerógeno tipo II la generación de petróleo comienza a una TT entre 25-50%, la expulsión entre 50-88% y la generación/expulsión de gas >88%, mientras que para el kerógeno tipo III la generación de petróleo inicia con una TT de 12-31%, la expulsión entre 31-64% y la generación/expulsión de gas >64%. Teniendo esto en cuenta, en la tendencia A solo los pozos Jupiter-1 (Figura 7A) y Vinck-1 (Apéndice 39) logran TT mayores al 64% debajo de los 4500 y 4900 m de profundidad respectivamente a partir de los 111 y 76 Ma aproximadamente, mientras que los pozos Eendracht-1 y Mercury-1 logran TT cercanas al 55% (Apéndice 52, 58). En la tendencia B solo los pozos Investigator-1 a los 4400 m y Zeewulf-1 a los 4850 logran alcanzar la zona de generación/expulsión de gas desde edades aproximadas de 109 Ma y 28 Ma respectivamente (Figura 7B, Apéndice 40), mientras que el resto de los pozos (Gorgon-1, Leyden-1B y Sirius-1) alcanzan TT entre los 59 y 42% (Apéndice 30, 34, 38). Por último, para la tendencia C solo dos pozos (Pluto-2 y Saturn-1) alcanzan TT mayores al 64% a profundidades entre los 4300 y 4800 m y desde edades aproximadas a los 109-107 Ma (Figura 7C, Apéndice 37), mientras que los pozos Chrysaor-1 y Guilford-1 logran TT cercanas al 47.5% (Apéndice 28, 31).

4.3 Historia Termal

La historia termal se encuentra estrechamente relacionada con el flujo termal que ha tenido la cuenca a lo largo de su evolución. Los flujos termales actuales fueron calibrados con temperaturas de fondo de pozo (BHT) (Apéndice 27), mientras que el paleo-flujo termal fue calibrado con datos medidos de R_o y fue reconstruido de manera simplificada (Apéndice 14-26). En general, el flujo termal no se encuentra afectado por la fase de rift, puesto que no se evidencia un mayor flujo

termal durante la fase syn-rift ni una disminución progresiva durante el post-rift (McKenzie, 1971), por el contrario, los flujos termales tienden a ser constantes y no exceden los 51 mW/m^2 (Figura 8A, B, Apéndice 14-26), indicando que termalmente, el Exmouth Plateau podría tratarse de una cuenca estable. Variaciones locales a esta tendencia se observan en los pozos ubicados al ENE (Pluto-2, Chrysaor-1 y Saturn-1) tienen un comportamiento en sus flujos termales más acorde al propuesto por McKenzie (1971), presentando valores entre los 100 y 53 mW/m^2 (Figura 8B, Apéndice 22, 14, 24) en la fase syn-rift y una disminución progresiva durante la fase post-rift hasta alcanzar flujos termales actuales entre los 24 y 43 mW/m^2 . Esta diferencia en la evolución termal podría deberse a que los pozos Pluto-2, Chrysaor-1 y Saturn-1 están cercanos al límite del Plateau, por lo que sus flujos termales podrían verse más influenciados con la evolución de las cuencas adyacentes. Los altos flujos termales alcanzados durante el syn-rift podrían jugar un papel importante en la historia de generación de la Formación Mungaroo en estos sectores, mientras que en el resto de los pozos los flujos termales no son determinantes en la evolución de la materia orgánica.

4.4 Modelamiento y distribución de %Ro

Los niveles de evolución térmica se evaluaron teniendo en cuenta la metodología propuesta en Sweeney y Burnham (1990), considerando que la ventana de generación de gas inicia en $1.3\%Ro$. Cabe destacar que debido a que la base de la Formación Mungaroo no es alcanzada por ningún pozo, los modelos presentan un espesor para el resto del Triásico basado en lo propuesto por Goncharov *et al.*, (2006) quien sugiere, a partir de estudios gravimétricos y magnetométricos el espesor faltante de la Formación Mungaroo y el Locker Shale, el cual es considerado una posible unidad generadora (Geoscience Australia, 2014).

Las TT son comparadas con un modelamiento de reflectancia de vitrinita a profundidad elaborado a partir de la metodología propuesta por Sweeney y Burnham (1990). Este modelamiento muestra que los pozos que presentan una historia de subsidencia en la tendencia A, el pozo Jupiter-1 alcanza la ventana de gas en la Formación Mungaroo a los 4700 m de profundidad a los 115 Ma, mientras que los pozos Mercury-1, Eendracht-1 y Vinck-1 la alcanzan en el Triásico a los 5300, 5200 y 5000 metros respectivamente a los 127, 170 y 203 Ma respectivamente (Figura 8, Apéndice 29, 35, 39). Para la tendencia B solo un pozo (Investigator-1) alcanza la ventana de generación de gas seco en la Formación Mungaroo a los 4522 m de profundidad y lo hace a los 132 Ma, los otros pozos (Gorgon-1, Leyden-1B, Sirius-1 y Zeewulf-1) alcanzan esta ventana la unidad del Triásico Inferior en profundidades entre los 4520 y 5600 m y a edades de 83, 99, 80 y 133 Ma respectivamente (Figura 8, Apéndice 30, 34, 38, 40). Finalmente, en la zona con la tendencia C los pozos Pluto-2 y Saturn-1 alcanzan la ventana de generación de gas en la Formación Mungaroo a los 4371 y 4849 m de profundidad respectivamente y la alcanzan a partir de los 117 y 129 Ma respectivamente (Figura 8, Apéndice 36, 37), mientras que los pozos Chrysaor-1 y Guilford-1 se encuentran en ventana de gas en la unidad Triásica Inferior a profundidades de 4774 m y 5415 m respectivamente y desde los 212 Ma (Chrysaor-1) y 98 Ma (Guilford-1) (Apéndice 29, 31). Finalmente, con estos valores modelados, se construyó la Figura 9, en la cual se observa la distribución de %Ro modelado para los niveles más inferiores de la Formación Mungaroo; en esta se puede apreciar que la zona N y W, en cercanías a los pozos Jupiter-1 y Vinck-1, la unidad entra en ventana de generación de gas, al igual que al NE.

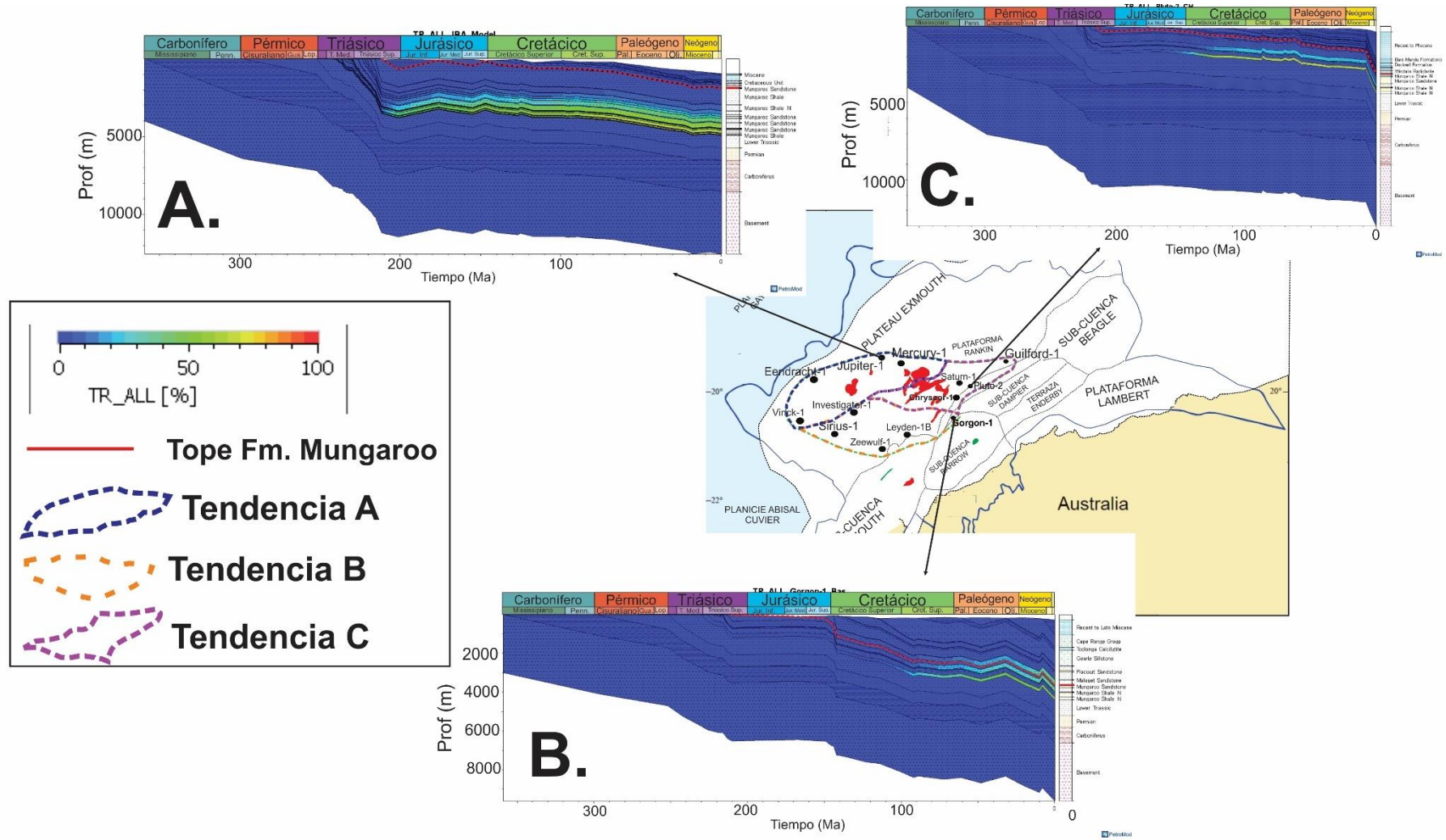


Figura 7. Distribución de las tendencias de historias de enterramiento en el Exmouth Plateau. Se señalan las TT con el objetivo de observar en que momento empiezan a evolucionar y alcanzar valores de generación de gas.

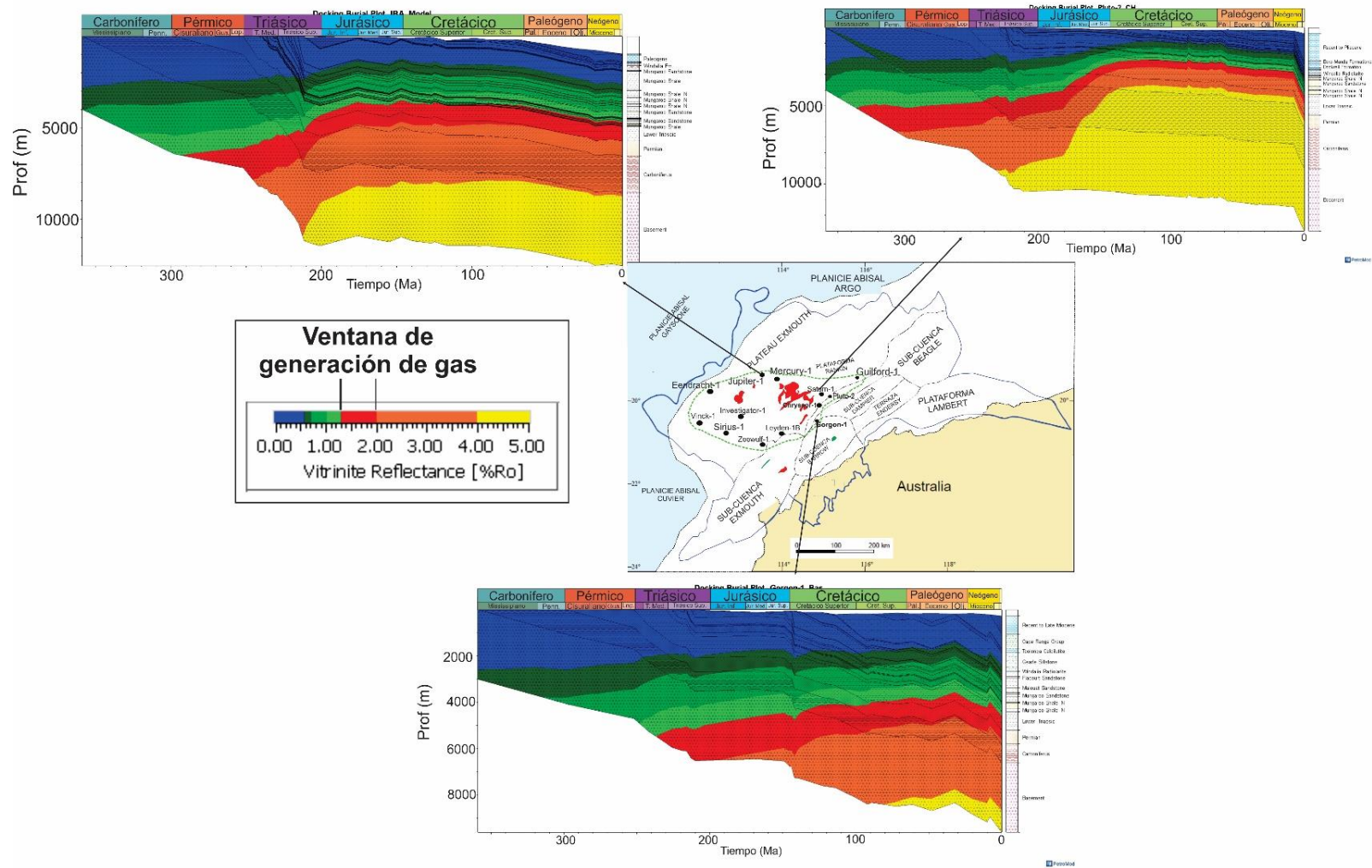


Figura 8. Niveles de evolución térmica modelados a partir de lo propuesto por Sweeney y Burnham (1990) y su relación con las tendencias de enterramiento anteriormente mencionadas.

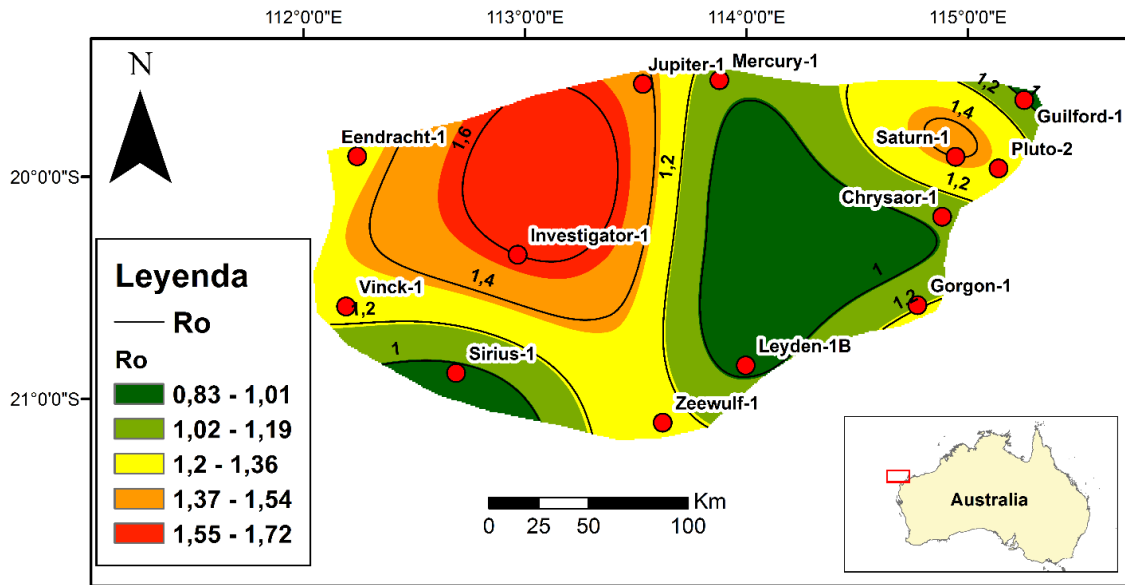


Figura 9. Distribución de los valores de $%Ro$ modelado a la base de la Formación Mungaroo. Se observa que los valores más altos se encuentran distribuidos al NW-N y al NE.

4.5 Distribución de Flujo Termal y Tasas de Transformación

La generación de gas en la subcuena Exmouth Plateau, empieza a los 140, 133 y 109 Ma (Cretácico Inferior) en las zonas A, B y C, respectivamente descritas en la sección anterior. La generación es entonces local en diferentes tiempos, como lo muestra el mapa de TT para el Triásico (208 Ma) y Cretácico (98 Ma) (Figura 10). Se logra observar que para el Triásico las mayores TT (25-15%) se concentran al N-NW de la zona de estudio, por el contrario, para el resto del área las TT no superan el 20% (Figura 10C). En el Cretácico se observa un aumento generalizado de las TT, especialmente al NE y W de la subcuena (Figura 10D), donde se alcanzan valores mayores al 70%, mientras que la zona N-NW se mantiene con las mayores TT.

Durante estas épocas, el flujo de calor modelado no muestra anomalías atípicas que expliquen el inicio de la generación, a excepción de la zona con la tendencia C, en donde los flujos termales aumentan significativamente entre el Cretácico y Triásico (Figura 10A, B), por lo que la

generación de esta zona está más relacionada con estos altos flujos termales. Observamos entonces, que las tendencias de depositación explican los periodos de generación en la cuenca para las zonas con las tendencias A y B anteriormente descritas.

4.6 Modelo Geomecánico 1D

Se obtuvieron un total de cinco litotipos para la Formación Mungaroo después de realizar el procedimiento de redes neuronales: Areniscas, Areniscas Arcillosas, Limolitas, Shales y Carbones (Apéndice 52). Estos litotipos fueron calibrados con descripciones de núcleos disponibles en los registros de perforación. Como se puede observar para los pozos ubicados al SW (Saturn-1, Pluto-2, Chrysaor-1 y Gorgon-1) predominan litologías más arenosas, mientras que el resto de los pozos muestran un predominio de litologías más lodosas (Figura 11 y Apéndice 41-51).

En general se puede observar que las unidades más impermeables presentan muy poca sobrepresión, no existiendo una mayor diferencia de 0.7 ppg con respecto a la presión hidrostática, cuyos valores óptimos se encuentran entre 8.5 y 9.2 ppg (Apéndice 41-51) a excepción del pozo Gorgon-1 en donde se observa un nivel de aproximadamente 1000 pies de espesor con diferencias entre la presión hidrostática y de poro entre 1 y 1.2 ppg (Figura 11).

Los esfuerzos horizontales obedecen lo propuesto por Warpinski *et al.*, (1985), el cual indica que las unidades arenosas tendrán valores más bajos de esfuerzos horizontales, mientras que las unidades más lodosas tendrán valores más altos (Figura 11). Como se logra observar en la Figura 11 el S_v es el mayor esfuerzo, seguido del SH_{max} y finalmente el Sh_{min} , confirmando que la cuenca esta principalmente controlada por un régimen de esfuerzos extensivos (Anderson, 1951).

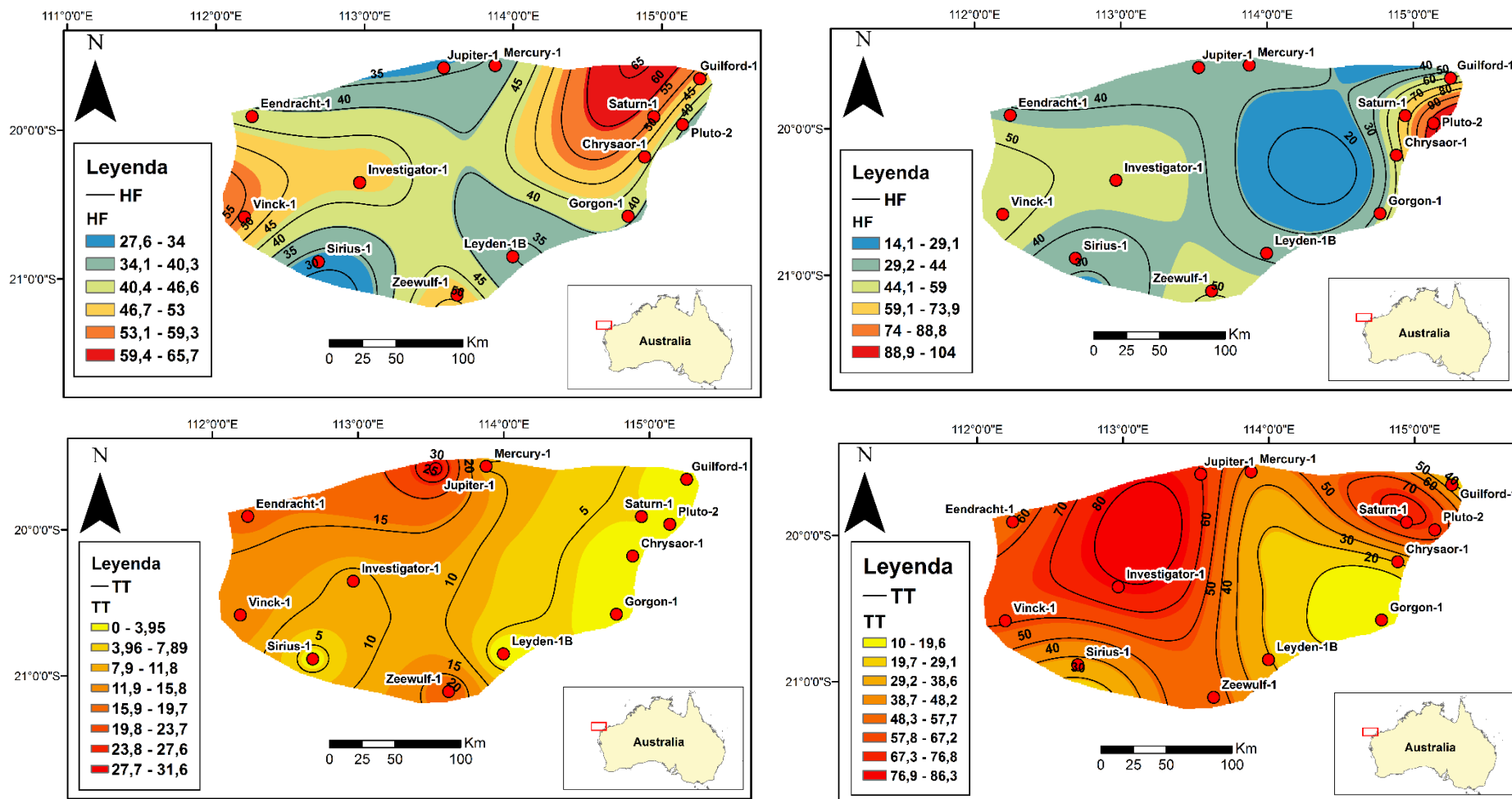


Figura 10. A. Distribución areal de los flujos de calor a los 208 Ma. Los mayores valores se encuentran presentes al NE B. Flujos de calor en la subcuena a los 139 Ma. Se identifican que en general se mantienen las mismas tendencias y los mismos valores a excepción del NE de la cuenca donde los flujos de calor aumentan significativamente. C. TT a los 208 Ma. Se observa que los mayores valores se encuentran en cercanías a los pozos Jupiter-1 y Zeewulf-1 mientras que el resto de la subcuena presenta valores que no superan el 15% D. TT a los 100 Ma. Se observa que las TT aumentan significativamente especialmente al NE de la cuenca y hacia el W.

Con el objetivo de determinar los niveles más apropiados para un posible fracturamiento hidráulico, se utilizó la metodología propuesta en Gray *et al.*, (2012), en la cual se relaciona el Módulo de Young (fragilidad de la roca) con la Relación Diferencial de Esfuerzos Horizontales (DSHR) (Ecuación 18), la cual determina como se distribuirán las fracturas en respuesta al fracturamiento hidráulico: a menores valores de DSHR, las fracturas crecerán en diferentes direcciones y se interceptaran, por el contrario si los valores son altos, las fracturas no se interceptaran y serán paralelas al SHmax.

$$DSHR = \frac{SH_{max} - Sh_{min}}{SH_{max}} \quad (18)$$

Para lograr establecer esta relación el Módulo de Young debe ser estático, por lo que se convirtió el dinámico (calculado) a estático por medio de la fórmula propuesta en Eissa y Kazi (1988) (Ecuación 19).

$$E_{static} = 0.061E_{dynamic} - 0.00258 \quad (19)$$

Donde $E_{dynamic}$ es el Modulo de Young dinamico (obetenido).

A partir del grafico que relaciona el Módulo de Young y el DSHR se determinó que la zona dúctil corresponde a los valores menores a 1.8 GPa, la zona donde existirán fracturas alineadas corresponderá a valores de DSHR mayores a 0.2 y la zona donde existirán redes de fracturas que se interceptarán cuando el DSHR sea menor a 0.2 (Apéndice 54).

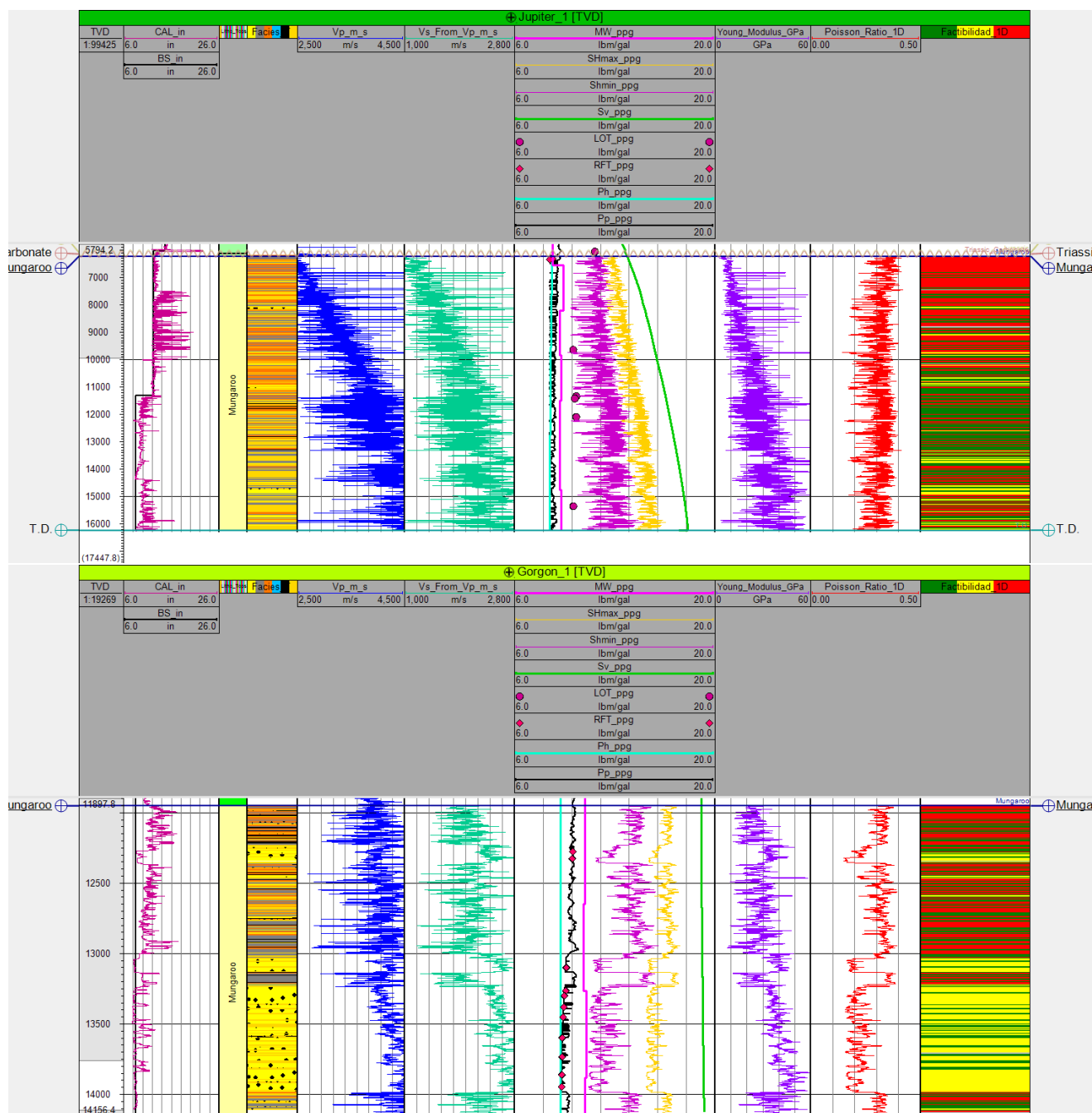


Figura 11. Modelo litológico, presión de poro, análisis de esfuerzos, propiedades elásticas y factibilidad para fracking de los pozos Gorgon-1 (abajo) y Jupiter-1 (arriba). Se identifica el aumento del Módulo de Young con relación a la profundidad.

5. Análisis de Resultados

Los modelos de subsidencia indican que la Formación Mungaroo en la mayoría de los pozos pasa la ventana de generación de gas como resultado de: altas tasas de sedimentación durante el Triásico (~210-242 Ma) evidenciadas en la tendencia A (Figura 7A), mostrando la posible presencia de un depocentro durante esta época, altas tasas de sedimentación durante el Cretácico Inferior (~148-127 Ma) relacionadas con la tendencia B (Figura 7B) y las cuales son producto de la distribución espacial del Grupo Barrow (Tao *et al.*, 2013) y finalmente los altos flujos termales alcanzados durante el syn-rift (~139 Ma) evidenciados en la tendencia C (Figura 7C) y los cuales se encuentran relacionados con una actividad tectónica en el límite del Exmouth Plateau diferente al resto de la subcuenca, debido a que los valores de flujo de calor en el resto de la cuenca se mantienen casi constantes indicando que se trata de una cuenca estable termalmente. Con base en esto y los mapas de TT y %Ro modelado se proponen la existencia de tres cocinas en la subcuenca (Figura 12C), las cuales se encuentran hacia los límites del área de estudio y se extienden al interior de esta; la cocina ubicada al NWN comienza a generar/expulsar (TT >%64) desde inicios del Cretácico Inferior (~144 Ma) mientras que las otras dos cocinas inician su generación/expulsión desde los 130-105 Ma aproximadamente. La dirección de migración desde estas cocinas se define a partir de la ubicación de los campos gasíferos en la subcuenca, en dos direcciones principalmente: SE-NW para las cocinas ubicadas al NE y NWN (Figura 12A y B) y NS para la cocina ubicada al SWW (Figura 12B) e igualmente podría existir migración vertical que tenga aportes significativos en los campos gasíferos. En promedio se puede inferir que la ventana de generación de gas, en general, se encuentra desde los 4500-4800 m de profundidad y va aproximadamente hasta los 5500 m (Figura 12D).

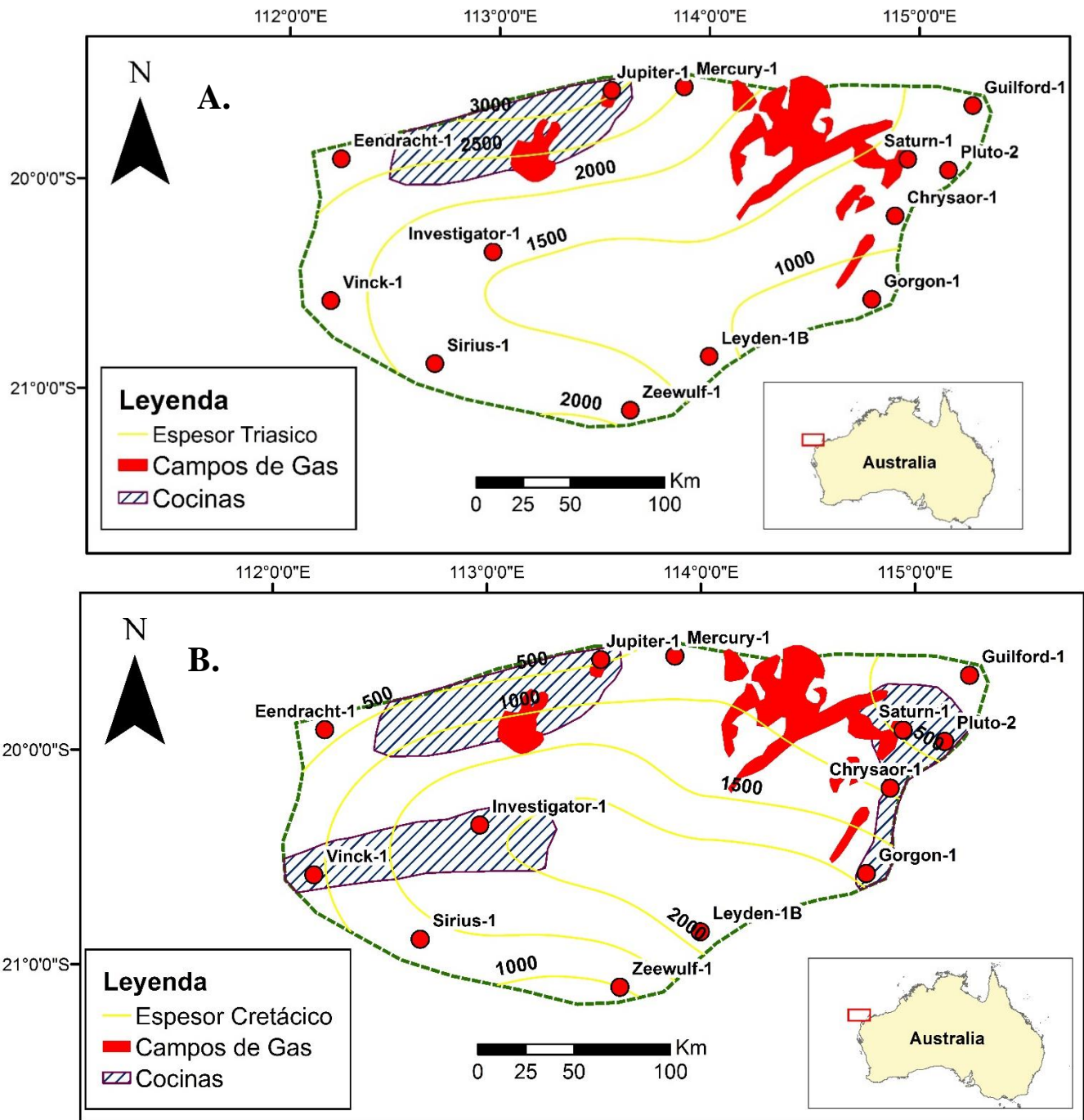


Figura 12. **A.** Mapa de espesor del Triásico con la cocina que evoluciono relacionada con la depositación durante esta época. **B.** Mapa de espesor del Cretácico con las cocinas que evolucionaron principalmente en esta época. **C.** Mapa al tope de la Formación Mungaroo con las tres cocinas propuestas y sus rutas de migración. Se observa como estas cocinas se encuentran hacia los límites del Exmouth Plateau y se extienden hacia el interior de este. **D.** Corte esquemático con la localización de la posible ventana de generación de gas en profundidad.

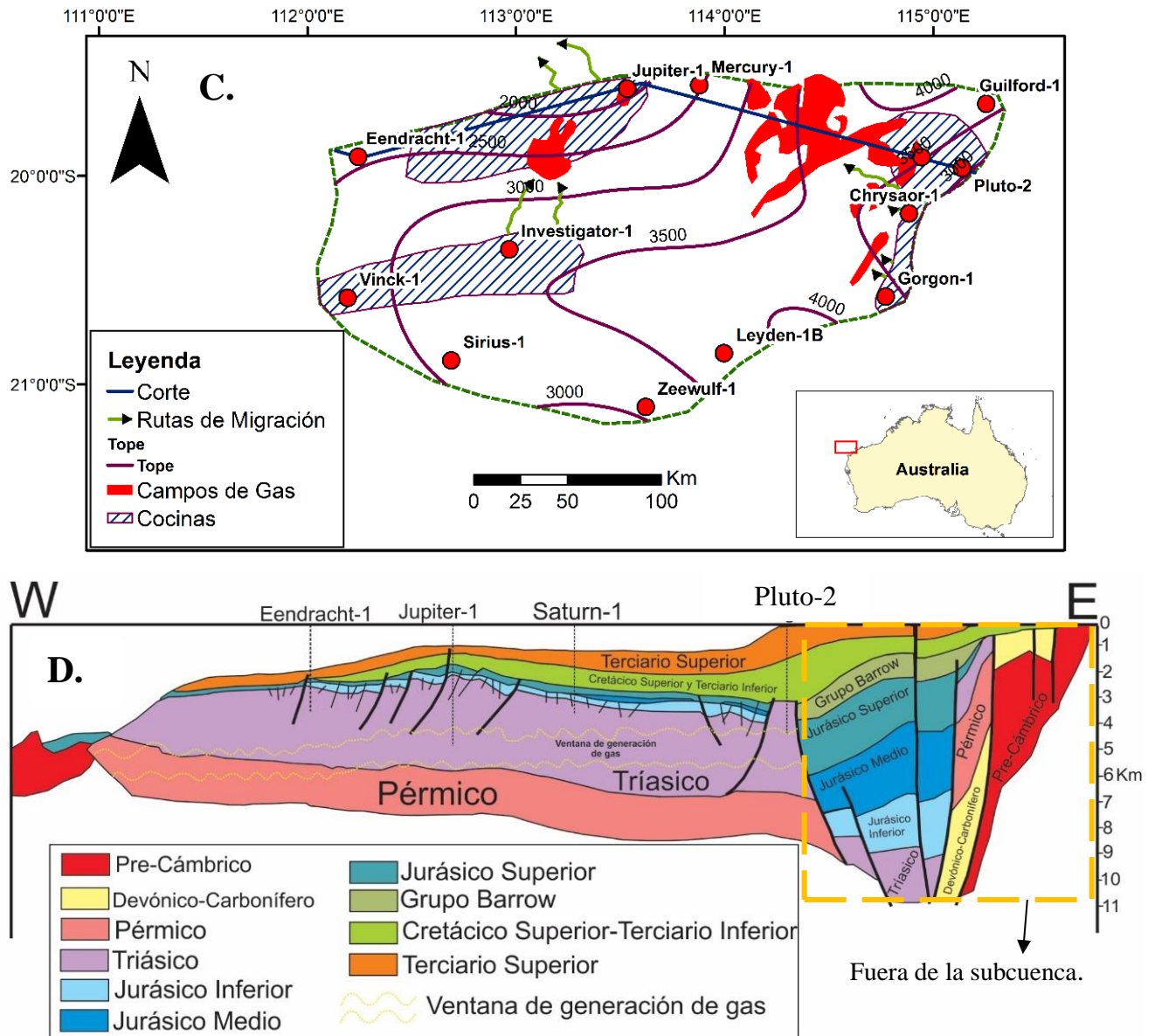


Figura 12. Cont.

El modelo geomecánico confirma (teniendo en cuenta solo el espesor perforado en cada pozo) que los niveles más someros de la Formación Mungaroo no alcanzan a generar o expulsar cantidades significativas de gas debido a que no existen grandes sobrepresiones y los shales son principalmente dúctiles (Figura 11, Apéndice 41-51) por lo que estos no pueden fracturarse para permitir una posible expulsión de hidrocarburos, sin embargo, debido a que la generación de gas

está ocurriendo desde hace aproximadamente 140 Ma y el Exmouth Plateau se considera una cuenca estable, podría existir migración a través de sus poros y contener cantidades de gas considerables, sin importar si estos shales son dúctiles. El modelo del pozo Jupiter-1 indica shales más frágiles hacia su parte más inferior, sin embargo, no existen sobrepresiones evidentes (Figura 11), no obstante, esto podría sustentarse por el hecho de que la generación/expulsión de hidrocarburos lleva sucediendo desde hace más de 140 Ma, por lo que la cantidad de gas puede haberse visto disminuido notablemente hasta la fecha, haciendo que estos shales no se encuentren sobrepresionados.

Geoquímicamente los shales de la Formación Mungaroo presentan características favorables para un posible fracturamiento hidráulico (TOC >1%, se encuentran en ventana de gas), sin embargo, los bajos espesores que presentan estos niveles (< 45m), la gran cantidad de arcilla que contienen (Vsh >50%) y la alta heterogeneidad litológica que está presente en toda la unidad dificultarían su explotación como posible yacimiento no convencional (Jarvie, 2012). A esto se suma la poca sobrepresión presente y la ductilidad que presentan, lo cual es contrario a lo que se espera en un yacimiento no convencional (Higgins-Borchardt *et al.*, 2016), no obstante, debido a que la ductilidad es dependiente del Módulo de Young y este igualmente es dependiente de la densidad se podría esperar que los niveles más profundos sean más frágiles y tengan un mayor potencial como yacimiento no convencional desde un punto de vista geomecánico, tal y como se observa en el pozo Jupiter-1 (Figura 11).

6. Conclusiones

- Los shales de la Formación Mungaroo presentan un potencial de generación bueno especialmente los niveles entre los 3000 y 4000 metros de profundidad.
- Los mejores niveles de TOC se encuentra distribuidos N-NE y los mayores valores de HI se encuentran al S-SE.
- En toda la subcuenca se reconocen tres tendencias de historias de enterramiento: una A con altas tasas de sedimentación durante el Triásico, una B con altas tasas de sedimentación durante el Cretácico Inferior y una C con tasas de sedimentación bajas durante toda su historia deposicional.
- Los flujos termales se mantienen constantes en el Exmouth Plateau mostrando que se trata de una subcuenca estable termalmente, sin embargo, hacia el NE se observa un flujo termal más relacionado con un rift.
- La generación/expulsión de gas es dependiente de las altas tasas de sedimentación alcanzadas durante el Triásico y Cretácico para la tendencia A y B respectivamente mientras que el alto flujo termal es el principal responsable de la generación/expulsión en la tendencia C.
- En la subcuenca se reconocen tres cocinas ubicadas cerca a los límites de la subcuenca y las cuales se extienden hacia el interior de esta.
- Las rutas de migración son principalmente en dos direcciones: SE-NW para las cocinas ubicadas al NE y NWN y SN para la cocina ubicada al SWW; igualmente pudo haber existido migración vertical que aportó a los campos de gas presentes.
- Los shales de la Formación Mungaroo presentan buenos valores de TOC (>2%) y espesores considerables (entre 5 y 30 m), además de que se encuentran en

generación/expulsión desde hace más de 100 Ma por lo que se espera que se encuentren grandes acumulaciones de gas en la subcuenca.

- La ventana de generación de gas se encuentra en el intervalo comprendido entre los 4500-4800 m hasta los 5500m de profundidad.
- La Formación Mungaroo presenta 5 litologías principales: Areniscas, Areniscas Arcillosas, Limolitas, Shales y Carbón.
- Los esfuerzos horizontales y verticales indican que la cuenca se encuentra actualmente en un régimen tectónico extensivo.
- El modelo geomecánico 1D indica que la Formación Mungaroo no es un play no convencional muy atractivo, puesto que los shales son principalmente dúctiles y con poca sobrepresión.
- Posiblemente en mayores profundidades a las perforadas puedan existir niveles atractivos para un futuro fracturamiento hidráulico desde el punto de vista geomecánico debido a que geoquímicamente estos shales cumplen con las propiedades para ser un play no convencional.
- El tipo de kerógeno de esta unidad es principalmente III y II/III por lo que el hidrocarburo a generar será principalmente gaseoso.

7. Recomendaciones

- Elaborar pruebas petrofísicas y geomecánicas de laboratorio a los shales de la Formación Mungaroo, con el objetivo de realizar modelos petrofísicos y geomecánicos más consistentes y calibrados con estos datos.
- Realizar más análisis de pirolisis y reflectancia de vitrinita para poder realizar modelos geoquímicos más robustos y con menos incertidumbre de la subcuenca Exmouth Plateau.
- Adquirir más pruebas de magnetometría y realizar más procesamientos a la sísmica para poder definir correctamente la base de la Formación Mungaroo y la sucesión infrayacente a esta.
- Desarrollar análisis petrográficos, de DRX y SEM a los shales de la Formación Mungaroo con el fin de obtener modelos litológicos y definir litotipos con menor incertidumbre.

Referencias Bibliográficas

- Anderson, E.M., (1951). *The Dynamics of Faulting (2nd ed.)*, Olivier y Boyd, Edinburgh, 208 pp.
- Banerjee, A., Sinha, A.K., Jain, A.K., Thomas, N.J., Misra, K.N. and Chandra, K., (1998). A mathematical representation of Rock-Eval hydrogen index vs Tmax profiles, *Organic Geochemistry*, 28, 43–55.
- Barber, P., (1982). Palaeotectonic evolution and hydrocarbon genesis of the central Exmouth Plateau, *Petroleum Society of Australian Journal*, 22, 131-144.
- Barber, P., (1988). The Exmouth Plateau deepwater frontier: a case study. In: Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (eds), *The North West Shelf, Australia: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, 173–187.
- Barber, P., (2013). Oil Exploration Potential in the Greater Northern Australian – New Guinea Super Gas Province, *West Australian Basins Symposium*, Perth, WA, 18–21.
- Blevin, J. E., Sephenson, A. E., & West, B.G., (1994). Mesozoic structural development of the Beagle Sub-Basin- implication for the Petroleum potential of the Northern Carnarvon Basinn. In: Purcell, P. G., Purcell, R. R., (eds). *The North West Shelf, Australia: Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth: WA, 479-496.
- Blewett, R.S., Kennett, B.L.N., Huston, D.L. (2012). Australia in time and space, In: Blewett RS (ed.). *Shaping a Nation: A Geology of Australia*, Geoscience Australia and ANU E Press, Canberra, Chapter 2, 47-119.

- Bradshaw, J., Sayers, J., Bradshaw, M., Kneale, R., Ford, C., Spencer, L., & Lisk, M., (1998). Palaeogeography and its impact on the petroleum systems of the North West Shelf, Australia. In: Purcell, P. G., Purcell, R. R., (eds). *The Sedimentary Basins of Western Australia 2: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia*, Perth, WA, 95-121.
- Bradshaw, M. T., Yeates, A. N., Beynon, R. M., Brakel, A. T., Langford, R. P., Totterdell, J. M., & Yeung, M., (1988). Palaeogeographic evolution of the North West Shelf Region, In: Purcell, P.G. and Purcell, R.R. (eds), *The North West Shelf, Australia: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth, Western Australia, 479-496.
- Burnham, A.K., (1989). *A simple kinetic model of petroleum formation and cracking*, Lawrence Livermore National Lab Report, USA, UCID- 21665, pp. 11.
- Cathro, D. L., & Karner, G. D., (2006). Cretaceous-Tertiary inversión history of the Dampier Sub-basin, northwest Australia: Insights from quantitative basin modeling, *Marine and Petroleum Geology*, 23(4), 503-526.
- Coblentz, D., Zhou, S., Hillis, R., Richardson, R.M. & Sandiford, M., (1998). Topography, boundary forces, and the Indo-Australian intraplate stress field, *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 103(1), 919-931.
- Eaton, B., (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs, Paper SPE 5544, *50th Annual Fall Meeting of SPE of AIME*, Dallas, Texas, USA, 11p.
- Eissa, E.A., & Kazi, A., (1988). Relation between static and dynamic young's modulus of rocks, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 25, 479-482.

- Exon, N., F., & Wilcox, J., B., (1980). The Exmouth Plateau: Stratigraphy, structure and petroleum potential, *Bureau of Mineral Resources, Geology and Geophysics*, 199, 92p.
- Exon, N. F., & Colwell, J.B., (1994). Geological history of the putter Northwest Shelf of Australia: A synthesis, *AGSO Journal of Australian Geology and Geophysics*, 15, 177-190.
- Geoscience Australia, (2014). *Regional Geology of the Northern Carnarvon Basin*, Offshore Petroleum Exploration ACREAGE Release, Australian Government, Department of Industry, 33p.
- Goncharov, A., Deighton, I., Duffy, L., McLaren, S., Tischler, M., and Heine, C., (2006). Basement and crustal controls on hydrocarbon maturation on the Exmouth Plateau, North West Australian Margin, *AAPG 2006 International Conference and Exhibition*, Perth, Western Australia, Australia, November 5–8.
- Gray, D., Anderson, P., Logel, J., Delbecq, F., Schmidt, D., and Schmid, R., (2012). Estimation of stress and geomechanical properties using 3D seismic data, *First Break*, 30, 59-68.
- He, S., & Middleton, M., (2002). Heat flow and thermal maturity modelling in the Northern Carnarvon Basin, North West Shelf, Australia, *Marine Petroleum Geology*, 19, 1073-1088.
- Hearty, D. J., Ellis, G. K., & Webster, K. A., (2002). Geological history of the western Barrow Sub-basin: implications for hydrocarbon entrapment at Woollybutt and surrounding oil and gas fields. In: Keep, M., Moss, S. J., (eds). *The Sedimentary Basins of Western Australia 3: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth: WA, 577-598.
- Heath, R. S., & Apthorpe, M. C., (1984). New formation names for the Late Cretaceous and Tertiary sequence of the southern north west shelf, *Geological Survey of Western Australia, Rec.*, 1984(7), 1-35.

- Higgins-Borchardt, S., Sitchler, J., & Bratton, T., (2016). Geomechanics for Unconventional Reservoirs. In: Y. Zee Ma and Stephen A. Holditch (eds). *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development*, Chapter 7, 199-213.
- Hocking, R. M., (1988). Regional geology of the North Carnarvon basin. In: Purcell, P. G., Purcell, R. R., (eds). *The North West Shelf, Australia: Proceedings of Petroleum Exploration Society Australia Symposium*, Perth: WA, 97-114.
- Hocking, R. M., (1990). Carnarvon Basin, geology and mineral resources of Western Australia, *Western Australia Geological Survey Memoir*, 3, 457-495.
- Horsrud, P., (2001). Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations, *SPE Drill, Complet*, 16, 68–73.
- Illidge, E., (2017). *Inversión y atributos sísmicos en la clasificación de litotipos* (Tesis de Maestría), Universidad Industrial de Santander, Santander, Colombia.
- Jablonski, D., (1997). Recent advances in the sequence stratigraphy of the Triassic to Lower Cretaceous succession in the northern Carnarvon Basin, Australia, *The APPEA Journal*, 37(1), 429-454.
- Jablonski, D., & Saitta, A. J., (2004). Permian to Lower Cretaceous plate tectonics and its impact on the tectonostratigraphic development in the Western Australia margin, *The APPEA Journal*, 44(1), 287-327.
- Jaeger, J. C., & Cook, N. G. W., (1971). *Fundamentals of Rock Mechanics*, London, Chapman and Hall.
- Jarvie, D. M., (2012). Shale resource systems for oil and gas: Part 1: Shale-gas resource systems, in J. A. Breyer, ed., *Shale reservoirs: Giant resources for the 21st century: AAPG Memoir* 97, 69–87.

- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E., & Pollastro, R. M., (2007). Unconventional shale gas systems: The Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale gas assessment, in R. J. Hill and D. M. Jarvie, eds., *AAPG Bulletin Special Issue: Barnett Shale*, 90 (4), 475–499.
- Jenkins, C.C., Maughan, D.M., Aacton, J.H., Duckett, A., Korn, B.E. and Teakle, R.P., (2003). The Jansz gas field, Carnarvon Basin, Australia, *The APPEA Journal*, 43(1), 303–324.
- Jones, R. W., (1984). Comparission of Carbonate and Shale Source Rocks in AAPG Studies in Geology, 18, *Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks*, J. Palacas, ed.
- Kaiko, A. R., & Tait, A., (2001). Post-rift tectonic subsidence and palaeowater depths in the Northern Carnarvon Basin, Western Australia, *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, 41, 367-379.
- Lal, M., (1999). Shale stability: drilling fluid interaction and shale strength, *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Caracas, Venezuela.
- Law, C.A., (1999). Evaluating source rocks, In: Beaumont, E.A., and Foster, N.H., (eds.) *Exploring for oil and gas traps, Treatise of Petroleum Geology/Handbook of Petroleum Geology*, Chapter 6, Tulsa, Okla., American Association of Petroleum Geologists, 6-41.
- Malcolm, R.J., Pott, M.C., and Delfos, E., (1991). A new tectono-stratigraphic synthesis of the North West Cape area, *The APEA Journal*, 31(1), 154–176.
- Mckenzie, D., (1978). Some remarks on the development of sedimentary basin, *Earth Planet Sci. Lett*, 40, 25-32.
- McNally, G. H., (1987). Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs, *Geoexploration*, 24, 381–395.

- Moss, S., Barr, D., Kneale, R., Clews, P. and Cruse, T., (2003). Mid to Late Jurassic shallow marine sequences of the eastern Barrow Sub-basin: the role of low-stand deposition in new exploration concepts, *The APPEA Journal*, 43(1), 231–255.
- Müller, R. D., Mihut, D., & Baldwin, S., (1998). A new kinematic model for the formation and evolution of the west and northwest Australian margin. In: Purcell, P. G., Purcell, R. R., (eds). *The Sedimentary Basins of Western Australia 2: Proceedings of the Petroleum Exploration Society of Australia*, Perth, WA, 55-72.
- Peters, K. E., (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis, *AAPG Bulletin*, 70 (3), 318-329.
- Peters, K. E., & Cassa, M. R., (1994). Applied source rock geochemistry, in Magoon, L.B., and Dow, W.G., (eds.), *The petroleum system: From source to trap*, Tulsa, Oklahoma., American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 93-117.
- Polomka, S. M., Bruins, J., Spanninga, G.A., & Mennie, J. P., (1999). Exmouth Sub-basin-integrated prospectivity evaluation, *Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal*, 39, 115-127.
- Reynolds, S.D., Coblenz, D.D. and Hillis, R., (2002). Tectonic forces controlling the regional intraplate stress field in continental Australia: Results from new finite element modeling. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 107(7), 1-15.
- Romine, K.K., Durrant, J.M., Cathro, D.L. and Bernardel, G., (1997). Petroleum play element prediction for the Cretaceous–Tertiary basin phase, Northern Carnarvon Basin, *The APPEA Journal*, 37(1), 315–339.

- Stagg, H.M.J., Alcock, M.B., Bernardel, G., Moore, A.M.G., Symonds, P.A. & Exon, N.F., (2004). *Geological framework of the Outer Exmouth Plateau and adjacent ocean basins*, Geoscience Australia Record, 160p.
- Stagg, H. M. J., Colwell, J. B., (1994). The structural foundations of the northern Carnarvon Basin. In: Purcell, P. G., Purcell, R. R., (eds). *The North West Shelf, Australia: Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium*, Perth: WA, 349- 372.
- Sweeney, J. J., & Burnham, A. K., (1990). Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics, *AAPG Bulletin*, 74, 1559-1570.
- Tao C., Bai G., Liu J., Deng C., Lu X., Liu H., & Wang D., (2013). Mesozoic lithofacies, palaeogeography and petroleum prospectivity in North Carnarvon Basin, Australia, *Journal of Palaeogeography*, 2 (1), 81-92.
- Thomas, B, M., & Smith, D, N., (1974). A summary of the Petroleum Geology of the Carnarvon Basin, *Australian Petroleum Exploration Association Journal*, 14 (1), 66-76.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H., (1984). *Petroleum formation and occurrence*, New York, Springer-Verlag, 699 p.
- Veevers, J., J., (1971). Phanerozoic history of Western Australia related to continental drift, *Journal of the geological Society Australia*, 18 (2), 87-96.
- Warpinski, N. R., Branagan, P., & Wilmer, R., (1985). In situ Stress Measurements at US DOE's Multiwell Experiment Site Mesaverde Group Rifle Colorado, *Journal of Petroleum Technology*, 37, 527-536.
- Weingarten, J.S., & Perkins, T.K., (1995). Prediction of sand production in gas wells: methods and Gulf of Mexico case studies, *Journal of Petroleum Technology*, 47 (7), 596-600.