

Metodología para la Identificación de Plays Exploratorios de Hidrocarburos con Base en la Integración de Información Geológica y Geofísica. Aplicación Bloque Bunda, Noroeste de Australia

Diego Fernando Pico Martínez

Gheffri Daniel Preciado Riveros

Universidad Industrial de Santander, UIS, Bucaramanga

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017

Metodología para la Identificación de Plays Exploratorios de Hidrocarburos con Base en la Integración de Información Geológica y Geofísica. Aplicación Bloque Bunda, Noroeste de Australia

Diego Fernando Pico Martínez

Gheffri Daniel Preciado Riveros

Director

Mario García González

Geólogo PhD. en Geoquímica

Codirector

Erick Johan Illidge Araujo

Geólogo MSc. en Geofísica

Universidad Industrial de Santander, UIS, Bucaramanga

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Geología

Bucaramanga

2017

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	19
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General	20
1.2 Objetivos Específicos.....	20
2. Justificación	21
3. Metodología	22
4. Marco Referencial.....	25
4.1 Marco Teórico.....	25
4.2 Marco Contextual.....	27
4.2.1 Localización del Área de Estudio	27
4.3 Marco Geológico	28
4.3.1 Marco Estructural.....	28
4.3.2 Estratigrafía.....	30
4.3.3 Megasecuencia Devónico – Carbonífero inferior	32
4.3.4 Megasecuencia Carbonífero Tardío – Triásico.....	39
5. Evolución Geológica.....	48
5.1 Sedimentación Ordovícica – Silúrica (Depresión Intracratónica)	48
5.2 Silúrico – Carbonífero Inferior (Rifting Intracratónico).....	50
5.3 Carbonífero Medio – Reciente (Margen Pasivo ruptura de Gondwana)	55
6. Geología del Petróleo.....	58

IDENTIFICACIÓN DE PLAYS DE HIDROCARBUROS	8
6.1 Antecedentes de Exploración.....	58
6.2 Sistemas Petrolíferos.....	60
7. Modelado	64
7.1 Modelado de Litotipos	64
7.2 Modelado Estratigráfico y Estructural	68
7.2.1 Generalidades del dato sísmico.....	68
7.2.2 Amarre sísmica pozo.....	69
6.2.3 Modelo estructural y estratigráfico en tiempo- profundidad	71
7.3 Modelado Geoquímico.....	78
7.3.1 Caracterización de roca fuente.....	78
7.3.2 Modelado geoquímico y calibración del sistema petrolífero	87
8. Análisis e Interpretación de Resultados	92
8. Conclusiones	101
9. Recomendaciones	103
Referencias Bibliográficas	104

Lista de Tablas

	pág.
Tabla 1. <i>Sistemas petrolíferos de la Cuenca Canning y acumulaciones asociadas encontradas</i>	63
Tabla 2. <i>Facies sísmicas asociadas a las ocho formaciones interpretadas</i>	75
Tabla 3. <i>Tabla de valores de TOC (%W) para caracterización de cantidad de materia orgánica de la roca fuente</i>	80
Tabla 4. <i>Tabla de valores de HI (mg HC / g TOC) y S2 (mg HC / g Roca) para caracterización de calidad de materia orgánica de la roca fuente</i>	80
Tabla 5. <i>Tabla de valores de Ro (%), Tmax (°C) y PI (S1/S1+S2) para caracterización de madurez termal de materia orgánica de la roca fuente.</i>	81

Lista de Figuras

	pág.
<i>Figura 1.</i> Flujo de trabajo empleado en el desarrollo de la tesis.	24
<i>Figura 2.</i> Esquema ilustrativo de la delimitación de un play exploratorio de hidrocarburos	25
<i>Figura 3.</i> Mapa de regiones geológicas mayores onshore de Australia	27
<i>Figura 4.</i> Localización del volumen sísmico Bunda 3D Seismic Survey	28
<i>Figura 5.</i> Mapa de estructuras mayores en la Cuenca Canning. (Tomado de Parra-Garcia, M et al, 2014)	29
<i>Figura 6.</i> Mapa de estructuras mayores en la zona de estudio.	30
<i>Figura 7.</i> Estratigrafía en la zona de Lennard Shelf. (Modificado de Crostella, A., 1998)	31
<i>Figura 8.</i> A) Afloramiento de la Formación Pillara. B) Renalcis, algas y estromatoporidos en afloramiento. C) Caliza laminar con grainstone de peloides representando un deposito intermareal de algas. D) Sección delgada de la Formación Pillara mostrando grainstone esqueletal	33
<i>Figura 9.</i> A) Afloramiento de la Formación Nullara en contacto con la Formación Pillara. B) Sección delgada de la Formación Nullara mostrando grainstone oolítico. C), D) Núcleo de la Formación Nullara mostrando facies de caliza micritica pirítica con grainstone oolítico y venas de calcita	34
<i>Figura 10.</i> A) Sección delgada mostrando caliza tipo packstone esqueletal Formación Gumhole. B) Sección delgada mostrando caliza tipo grainstone oolítico Formación Gumhole. C) Diagrama del ambiente de deposición de la Formación Gumhole	35

Figura 11. A) Relación porosidad permeabilidad de muestras de la Formación Yellow Drum en los pozos Blina 2,3 y 4 Tomado de Trewin. H. N. (1982). B) Diagrama del ambiente de sedimentación de la Formación Yellow Drum (Tomado de Druce and Radke, 1979). C) Núcleo de la Formación Yellow Drum mostrando facies de dolomías con oquedades y rellenos de calcita. (Tomado de Druce and Radke, 1979) D) Núcleo de la Formación Yellow Drum mostrando facies areniscas calcáreas con estratificación cruzada.

36

Figura 12. A) Núcleo del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel en el pozo Blina 1. B) Sección delgada del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel caliza bioclástica con abundante fauna fósil pelágica. (Tomado de Seyedmehdi. Z., 2011) C) Núcleo del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel en el pozo Terrace 1. D) Sección delgada del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel caliza micritica con abundancia de algas.

37

Figura 13. A),B) Núcleos del miembro superior detrítico de la Formación Laurel en el pozo Yarrada 1. C) Sección delgada del miembro superior detrítico de la Formación Laurel mostrando la abundancia de cuarzo y líticos.

38

Figura 14. A),B) Núcleos de la Formación Anderson en el pozo Sundown 4. C) Sección delgada de la Formación Anderson mostrando una roca abundante en cuarzo y líticos bien calibrada y bien cementada. (Tomado de Lemmey. S., 2011)

39

Figura 15. A) Núcleo del Grupo Grant, Formación Betty en el pozo Sundown 2. B) Datos petrofísicos del Grupo Grant, Formación Betty en el pozo Sundown 2. (Tomado de Lemmey. S., 2011)

41

IDENTIFICACIÓN DE PLAYS DE HIDROCARBUROS	12
Figura 16. A) Núcleo del Grupo Grant, Formación Carolyn en el pozo Terrace 1. B) Datos petrofísicos del Grupo Grant, Formación Carolyn en el pozo Terrace 1. (Tomado de Mah A.W.H. 1984)	42
<i>Figura 17.</i> A) Afloramiento de la Formación Poole Sandstone en contacto con el Grupo Grant. (Tomado de Mory, AJ 2010) B) Registro Gamma Ray y Sónico de la Formación Poole Sandstone en el pozo Sundown 3. (Tomado de Penn S.M., 1986)	43
Figura 18. A) Fotografía de microscopio de muestra de la Formación Noonkanbah en el pozo Meda 1. (Tomado de Penn S.M., 1986) B) Fotografía de microscopio BSEM de muestra de la Formación Noonkanbah en el pozo Meda 1. (Tomado de Penn S.M., 1986) C) Fotografía de microscopio BSEM de muestra de la Formación Noonkanbah en el pozo Meda 1. Indicando la mineralogía (Tomado de Penn S.M., 1986) D) Mapa isopaco de la Formación Noonkanbah en la cuenca Canning, noroeste de Australia (Tomado de Dewhurst, D. et al 2009)	46
Figura 19. Paleogeografía y sección transversal esquemática de la Cuenca Canning para el Ordovícico. (Tomado de Brown et al, 1984)	49
<i>Figura 20.</i> Paleogeografía y sección transversal esquemática de la Cuenca Canning para el Devónico Medio. (Tomado de Brown et al, 1984)	52
Figura 21. Paleogeografía Cuenca Canning para el Devónico Superior. (Tomado de Brown et al, 1984)	53
Figura 22. Paleogeografía Cuenca Canning para el Carbonífero Inferior. (Tomado de Brown et al, 1984)	54
Figura 23. A) Inicio de la glaciación Carbonífero-Pérmico avance de las capas de hielo desde las elevaciones en los márgenes de la Cuenca Canning. B) Glaciación continental que	

IDENTIFICACIÓN DE PLAYS DE HIDROCARBUROS	13
cubre toda la cuenca Canning en parte responsable de la discordancia registrada en la base del Grupo Grant. C) Desglaciación mayor durante la deposición de la Formación Winifred, del Grupo Grant. (Tomado y modificado de Al-Hinaai, J. (2014)	56
Figura 24. Sección transversal esquemática de la Cuenca Canning para el Jurásico Inferior Evidenciando la deformación de la megasecuencia permo-triásica por el Evento Transpresivo Fitzroy. (Tomado y modificada de Brown et al, 1984)	57
Figura 25. Mapa de la Cuenca Canning mostrando las líneas sísmica 2D y los bloques 3D junto con los pozos petroleros perforados. (Tomado de Geological Survey of Western Australia, 2017)	60
Figura 26. Estratigrafía generalizada y sistemas petrolíferos de la Cuenca Canning. Tomado y modificado de (Geological Survey of Western Australia, 2017)	62
Figura 27. Ubicación del Pozo Terrace_1 utilizado para descripción de Litotipos.	64
Figura 28. Núcleos de perforación del pozo Terrace_1 a partir de los cuales se definieron las litofacies LT_0 (Grant), LT_1 (Grant), LT_2 (Laurel).	65
Figura 29. Litotipos definidos a partir de las litofacies de los núcleos del pozo Terrace_1.	66
Figura 30. Crossplots de valores de los registros eléctricos para el intervalo corazonado de las litofacies LT_0(Grant) & LT_1(Grant)	66
Figura 31. Litotipos para la sección corazonada del Grupo Grant en el pozo Terrace_1.	67
Figura 32. Modelo final de litotipos para el pozo Terrace_1.	68
Figura 33. Cubo Sísmico Bunda 3D S.S	69
Figura 34. Amarre sísmica pozo del pozo Terrace_1 y Ondícula tipo Ricker (fase cero).	70
Figura 35. Imagen sísmica entre los pozos Lloyd_2 y Terrace_1 mostrando los topes de las Formaciones amarrados a su respectivo reflector en la imagen sísmica.	70

IDENTIFICACIÓN DE PLAYS DE HIDROCARBUROS	14
Figura 36. Resultado del acondicionamiento sísmico mediante el filtro DSMF en la inline 1189.	71
Figura 37. Resultado del acondicionamiento sísmico mediante los filtros DSMF + FEF en la inline 1289.	72
Figura 38. Resultado de la interpretación de fallas utilizando el atributo de similaridad.	73
Figura 39. Resultado de la interpretación de horizontes utilizando el atributo de energía.	74
Figura 40. Modelo estratigráfico y estructural en tiempo del bloque Bunda, Noroeste de Australia.	76
Figura 41. Modelo de Velocidad Intervalo	77
Figura 42. Modelo de Velocidad Promedio	77
Figura 43. Modelo Estructural 3D en Profundidad definido para el bloque Bunda, Noroeste de Australia	78
Figura 44. Correlación por cromatografía de gases de hidrocarburos saturados extraídos de rocas y crudos del Devónico y Carbonífero (Tomado y Modificado de Ghori, KAR., 2013)	79
Figura 45. Pozos utilizados para la caracterización de roca fuente	81
Figura 46. Muestras de pozo con análisis de %TOC de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.	83
Figura 47. Diagrama de Van Krevelen con muestras de pozo con análisis Rock Eval de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.	84
Figura 48. Potencial de generación a partir de muestras de pozo con análisis Rock Eval de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.	84
Figura 49. Madurez termal a partir Tmax y PI obtenidos de análisis Rock Eval de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.	86

IDENTIFICACIÓN DE PLAYS DE HIDROCARBUROS	15
Figura 50. Madurez termal a partir valores de %Ro obtenidos de petrografía orgánica de muestras de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf y calculados mediante la ecuación de Jarvie et al., 2001).	86
Figura 51. Historia de subsidencia de la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf con elementos de sistemas petrolíferos.	88
Figura 52. Flujo de calor de la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf obtenido mediante el modelo para rift de (McKenzie, 1978)	88
Figura 53. Modelo calibrado de %Ro para la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.	89
Figura 54. Pulsos de generación de crudo de las formaciones Pillara y Nullara y Laurel en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.	90
Figura 55. Tabla de elementos y procesos del sistema petrolífero en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.	91
Figura 56. Modelo calibrado de %Ro para la Formación Laurel en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.	91
Figura 57. Modelo calibrado de madurez termal y tasa de generación para la Formación Laurel en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.	94
Figura 58. Distribución y propiedades petrofísicas de la Formación Betty en la zona de estudio.	95
Figura 59. Distribución de la Formación Winifred en la zona de estudio	95
Figura 60. Modelo de fallas en la zona de estudio que conectan la Formación Laurel generadora con los yacimientos estratigráficamente superiores de la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf	96
Figura 61. Mapa de contornos estructurales de la Formación Betty	97

IDENTIFICACIÓN DE PLAYS DE HIDROCARBUROS	16
Figura 62. Tabla de eventos geológicos en la zona de estudio para el sistema petrolífero asociado a la Formación Laurel	98
Figura 63. Resultado de la delimitación de los plays exploratorios de la zona de estudio.	99
Figura 64. Delimitación de plays exploratorios de la zona de estudio con restricciones.	100

Resumen

Título: METODOLOGÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE PLAYS EXPLORATORIOS DE HIDROCARBUROS CON BASE EN LA INTEGRACIÓN DE INFORMACIÓN GEOLÓGICA Y GEOFÍSICA. APLICACIÓN BLOQUE BUNDA, NOROESTE DE AUSTRALIA¹

Autores: DIEGO FERNANDO PICO MARTINEZ
GHEFFRI DANIEL PRECIADO RIVEROS²

Palabras Clave: Sistemas Petrolíferos, Rock Eval, Play Exploratorio de Hidrocarburos, Registros de pozo, Sísmica de reflexión.

Descripción:

La exploración de hidrocarburos es una inversión de alto riesgo que requiere altos niveles de gastos de capital sujeto a incertidumbres de diferente índole; el éxito de la exploración depende de comprender y cuantificar los elementos clave de riesgo en el sistema petrolífero como la roca fuente, el reservorio, el sello y la roca de sobrecarga; Incluyendo procesos de maduración, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. Estos elementos litológicos y procesos a menudo están interconectados, son dependientes entre sí y pueden tener una relación de temporización relativa (sincronía) que podría determinar si los hidrocarburos comerciales se habrán acumulado o no en una trampa o estructura geológica. Este trabajo plantea una metodología que evalúa estos elementos clave de riesgo en el sistema petrolífero como un conjunto en tres dimensiones que ha evolucionado durante el tiempo geológico. La metodología propuesta en este trabajo parte de la integración de la información geofísica y geológica con la que se cuenta en un área en exploración para hidrocarburos con el objetivo de mapear en la zona en exploración, los polígonos correspondientes a la roca fuente termalmente madura, la roca reservorio, la roca sello y la trampa permitiendo generar polígonos resultantes de la intersección entre los polígonos asociados a los elementos de riesgo en el sistema petrolífero previamente mapeados. Cada uno de estos polígonos, producto de la intersección constituirá un play exploratorio de hidrocarburos al cual se le puede realizar una estimación de un recurso posible de hidrocarburos disponibles. En este estudio la metodología fue probada en el volumen sísmico Bunda 3D ubicado en la Cuenca Canning en el noroeste de Australia pudiéndose determinar para la Formación Betty del pérmico dos plays exploratorios de hidrocarburos con recurso posible OOIP de 1'116.937.543 y 418'909.137 barriles netos respectivamente.

¹ Proyecto de Grado

² Escuela de Geología, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas UIS, Director: Mario García González

Abstract

Title: METHODOLOGY FOR THE IDENTIFICATION OF EXPLORATORY HYDROCARBON PLAYS BASED ON THE INTEGRATION OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL INFORMATION. APPLICATION IN THE BUNDA BLOCK, NORTHWEST OF AUSTRALIA¹

Authors: DIEGO FERNANDO PICO MARTINEZ
GHEFFRI DANIEL PRECIADO RIVEROS²

Keywords: Petroleum System, Rock Eval, Exploratory Hydrocarbon Play, Well Logs, Seismic Reflection

Description:

Oil exploration is a high-risk investment that requires high levels of capital expenditures; Successful exploration depends on understanding and quantifying key risk elements in the petroleum system such as source rock, reservoir, seal and overburden; including processes of maturation, migration, accumulation and hydrocarbons preservation. These lithologic elements and processes are often interconnected and are dependent upon each other, and may have a relative timing relationship (sync) that could determine whether or not commercial hydrocarbons have accumulated in a trap or geological structure. This paper presents a methodology that evaluates these key risk elements in the petroleum system as a three - dimensional set that has evolved during the geological time. The methodology proposed in this work is based on the integration of the geophysical and geological information with which is counted in an area in hydrocarbons exploration with the objective of mapping, the polygons which corresponds to the extent of the mature source rock, the reservoir, the seal and the trap what allow to generate polygons resulting from the intersection between the polygons associated with the elements of risk in the previously mapped petroleum system. Each of these polygons resulting from the intersection will constitute a hydrocarbons exploratory play to which can do an estimation of a possible resource of available hydrocarbons. In this study the methodology was proved in the Bunda 3D seismic survey located in the Canning Basin in the northwest of Australia and was possible to determine for the Permian Betty Formation two hydrocarbons exploratory plays with potential OOIP of 1'116.937.543 and 418'909.137 net barrels respectively.

¹ Graduation project

² School of Geology, Faculty of Physicochemical Engineering UIS, Director: Mario García González

Introducción

La exploración de hidrocarburos es una inversión de alto riesgo y su éxito depende en gran medida de comprender y cuantificar los elementos clave de riesgo geológico en el sistema petrolífero como la presencia de roca fuente, reservorio, sello y sobrecarga y los procesos de generación, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. En este trabajo se plantea un enfoque de integración de la información geológica, sísmica y de pozo para generar modelos que permitan reducir a la mínima expresión posible la incertidumbre geológica en una zona en exploración, y reducir ostentadamente el gasto exploratorio para las compañías, evitando perforaciones innecesarias que consumen la mayor parte del presupuesto.

Los modelos construidos para la identificación de plays exploratorios de hidrocarburos son: modelo de litotipos a partir de registros de pozo calibrado con núcleos de perforación, modelo estratigráfico y estructural del área de estudio obtenido mediante la interpretación sísmica y modelo geoquímico calibrado con datos de petrografía orgánica. De estos modelos se obtienen los polígonos de extensión de la roca fuente termalmente madura, la roca reservorio, la roca sello y la trampa; finalmente los plays exploratorios de hidrocarburos estarán conformados por las zonas de intersección entre los polígonos de extensión de la roca fuente termalmente madura, la roca reservorio, la roca sello y la trampa anteriormente mapeados.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Identificar plays exploratorios de hidrocarburos mediante la integración de información geológica y geofísica.

1.2 Objetivos Específicos

- Plantear una metodología para la identificación de plays exploratorios de hidrocarburos.
- Generar el modelo de litotipos a partir de la integración de la información de registros de pozo y núcleos de perforación para las unidades litoestratigráficas del bloque Bunda.
- Desarrollar el modelo estructural en profundidad del área de trabajo por medio de la interpretación sísmica de horizontes y fallas calibrado con información de pozo.
- Realizar la caracterización de roca fuente y el modelo geoquímico calibrado con información de muestras de pozo para el bloque Bunda.
- Proponer plays de hidrocarburos a partir de la integración e interpretación de los modelos de litotipos, estructural y geoquímico generados previamente.

2. Justificación

La exploración de hidrocarburos es una inversión de alto riesgo que requiere altos niveles de gastos de capital sujeto a incertidumbres de diferente índole; el éxito de la exploración depende de comprender y cuantificar los elementos clave de riesgo en el sistema petrolífero como la roca fuente, el reservorio, el sello y la roca de sobrecarga; Incluyendo procesos de maduración, migración, acumulación y preservación de los hidrocarburos. Estos elementos litológicos y procesos a menudo están interconectados, son dependientes entre sí y pueden tener una relación de temporización relativa (sincronía) que podría determinar si los hidrocarburos comerciales se habrán acumulado o no en una trampa o estructura geológica. Estos elementos de riesgo se evalúan de mejor manera como un conjunto en 3 dimensiones que ha evolucionado a lo largo del tiempo geológico, por lo que un enfoque de integración de la información como el propuesto en este trabajo en donde los datos de exploración se conjugan para reducir a la mínima expresión posible la incertidumbre geológica, puede reducir ostentosamente el gasto exploratorio para las compañías evitando perforaciones innecesarias que consumen la mayor parte del presupuesto destinado a exploración. Sin embargo es preciso aclarar que la única forma de saber con total certeza si existe o no una acumulación comercialmente viable es realizando finalmente la perforación y respectivas pruebas de producción en la estructura.

3. Metodología

El desarrollo de este proyecto plantea 4 fases ordenadas en orden cronológico y que serán descritas a continuación:

Fase I, Investigación y recopilación de información bibliográfica y datos

➤ **Consulta Bibliografía:** Consiste de una revisión detallada de los estudios realizados en el área de interés esto comprende tanto información publicada como información confidencial si es el caso de tenerla. Con esta información se logra tener una mejor comprensión de la localización, marco geológico tipo de cuenca sedimentaria, estratigrafía, geología estructural, sistemas petrolíferos, evolución de la cuenca, historia de exploración y descubrimientos, producción de hidrocarburos. .

➤ **Consulta de Datos:** Consiste en obtener los datos sísmicos, registros de pozo y análisis geoquímicos de roca disponibles de la zona en exploración o zonas aledañas que puedan ser correlacionables geológicamente con la misma.

Fase II, Modelado

➤ **Construcción del modelo geológico básico:** Consiste en definir la estratigrafía que se interpretará en la zona de estudio, el tipo de cuenca, flujo de calor de la misma y el papel que tendrán las diferentes Formaciones litológicas como elementos del sistema petrolífero.

➤ **Construcción del modelo de litotipos a partir de registros de pozo y núcleos de perforación:** Realizar clasificación de tipos de roca basado en los rangos de propiedades físicas encontradas en los registros disponibles para cada uno de los tipos de roca presentes en el intervalo

interpretado. Dicho modelo de tipos de roca fue calibrado con las descripciones de los núcleos de perforación aumentando así la incertidumbre del modelo.

➤ **Amarre sísmica – pozo:** Consiste en correlacionar los topes estratigráficos definidos durante la perforación del pozo a sus respectivos reflectores en la imagen sísmica.

➤ **Construcción del modelo estratigráfico y estructural en tiempo:** Consiste en realizar la interpretación de fallas y horizontes sobre la sísmica en el dominio del tiempo (TWT).

➤ **Conversión de tiempo a profundidad del modelo estratigráfico y estructural:** Consiste en llevar la interpretación de horizontes y fallas del dominio del tiempo (TWT) al dominio de la profundidad (m o ft) a través del modelo de velocidades de la zona de exploración.

➤ **Caracterización de roca fuente:** Consiste en definir a partir de los análisis geoquímicos de roca el potencial de roca generadora en la zona, a través de evaluar la cantidad, calidad y madurez termal de la materia orgánica contenida en las rocas.

➤ **Construcción de historia de enterramiento:** Consiste en reconstruir la historia de sedimentación de las diferentes Formaciones geológicas en el tiempo, teniendo en cuenta los diferentes eventos tectónicos y termales que han sucedido durante la evolución de la cuenca. Con esta información se logra obtener la tabla cronológica de elementos y procesos del sistema petrolífero.

➤ **Modelado del sistema petrolífero:** Consiste en evaluar si los eventos y procesos del sistema petrolífero tuvieron sincronía para generar una posible acumulación de hidrocarburos en la zona de exploración.

Fase III, Análisis e interpretación de resultados

➤ **Definición de plays de exploración:** Consiste en proponer posibles zonas de interés para acumulaciones de hidrocarburos a partir de la integración de la información geológica sísmica y de registro de pozo.

Fase IV, Creación del informe final

➤ **Redacción del informe final:** Consiste en unificar la información obtenida en las fases anteriores en un documento que representa de forma detallada los conceptos, procedimientos y parámetros tenidos en cuenta que permitieron el desarrollo del proyecto.

A continuación se muestra el flujo de trabajo para poder hacer la creación del informe final, tal y como se aprecia en la *Figura 1*.

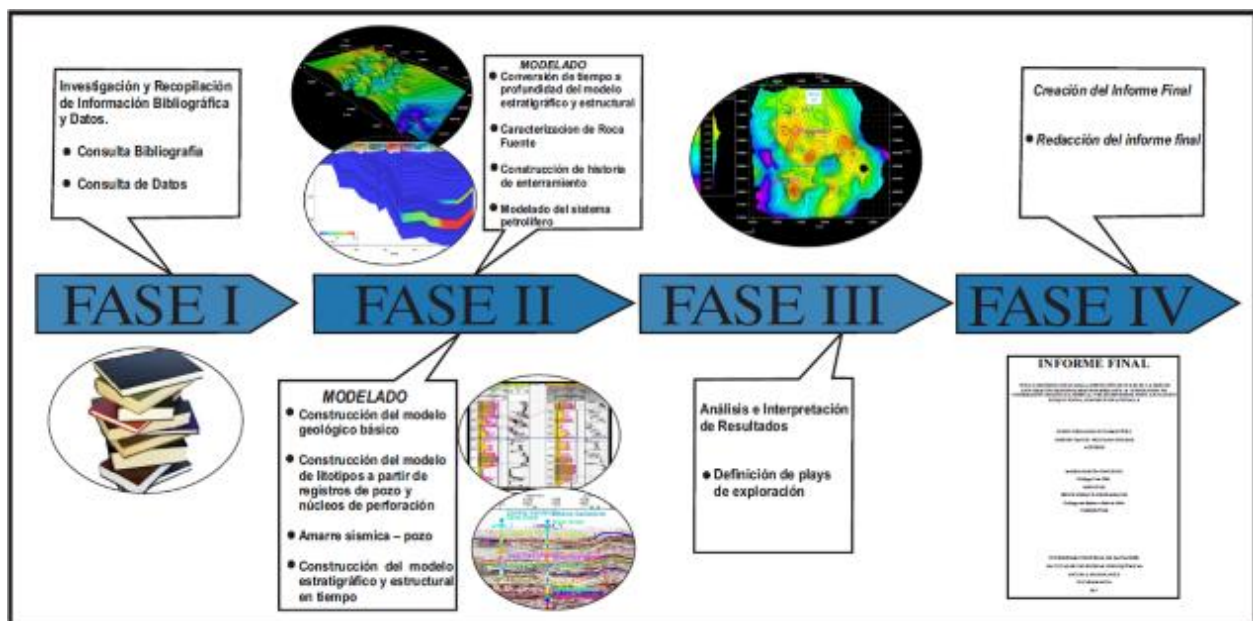


Figura 1. Flujo de trabajo empleado en el desarrollo de la tesis.

4. Marco Referencial

4.1 Marco Teórico

La unidad básica de la evaluación de los recursos petroleros es el “play” el cual consiste en un área en la cual los elementos del sistema petrolífero se combinan para dar potencial a acumulaciones de petróleo en un nivel estratigráfico específico (Allen, P., and Allen, J., 2005) (ver *Figura 2*).

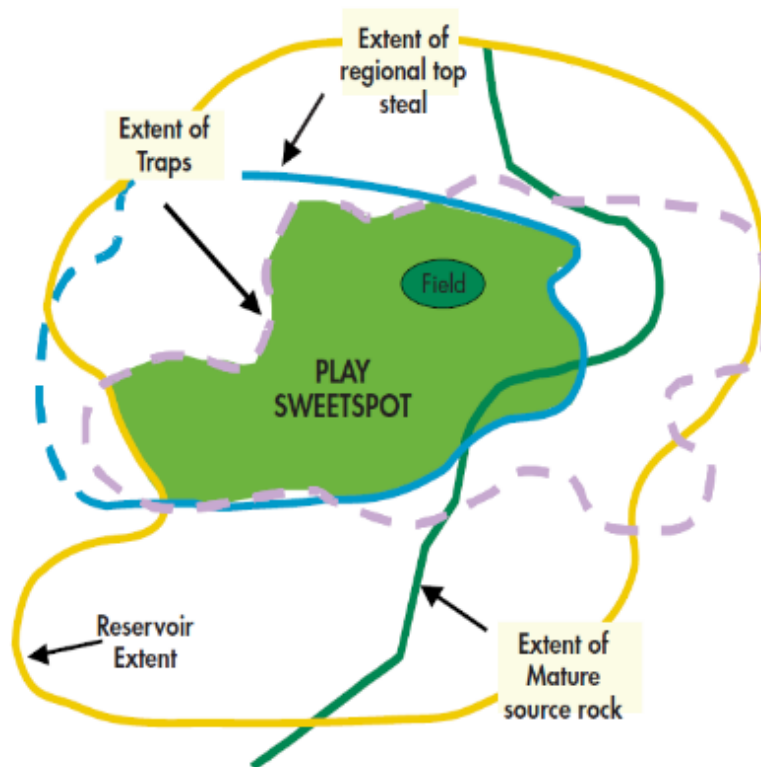


Figura 2. Esquema ilustrativo de la delimitación de un play exploratorio de hidrocarburos

Fuente: Tomado de Shell exploration and production Company (2015)

El primer requisito para la existencia de un play es que exista una carga de hidrocarburos, el sistema de carga de hidrocarburos comprende la roca fuente y unas rutas de migración hacia la roca reservorio; el segundo requisito es una roca porosa y permeable que llamaremos reservorio y corresponderá al nivel estratigráfico con propiedades físicas para almacenar los hidrocarburos que llegan de la roca fuente a través de las rutas de migración; el tercer requisito es un sello superior regional que no permita escapar los hidrocarburos del reservorio, el sello ideal comprende una litología de grano fino, es dúctil y lateralmente continuo; finalmente el último requisito para la existencia de un play es la presencia de una trampa, las trampas son estructuras geológicas que hacen posible la acumulación y concentración de hidrocarburos en el subsuelo, estas pueden clasificarse en trampas estructurales, estratigráficas e hidrodinámicas (Allen, P., and Allen, J., 2005).

El concepto de play se fundamenta en la comprensión de la estratigrafía e historia de deformación de la cuenca que están representados por los modelos geológicos construidos a partir de la interpretación de los límites y geometrías de las unidades estratigráficas genéticamente relacionadas y de una correcta interpretación de la facies sedimentarias al interior de cada una de estas unidades estratigráficas, permitiendo hacer predicciones a cerca de unidades estratigráficas de roca fuente, reservorio y sello que junto a la historia de deformación de la cuenca que es la principal responsable de la Formación de trampas de hidrocarburos completan los requisitos necesarios para la existencia de un play (Allen, P., and Allen, J., 2005).

La mayor parte de la información del subsuelo en una cuenca sedimentaria se obtiene a partir de la interpretación sísmica y de registros de pozo, estos son campos que están ampliamente documentados y no son el objetivo de esta investigación, sin embargo, la interpretación de este tipo de información si es vital en el proceso por lo que se refiere al lector a autores como (Badley

1985, Bacon et al. 2003 y Brown 1999) para una descripción de la interpretación sísmica y Rider (1996) que proporciona un resumen de la interpretación de registros de pozo.

4.2 Marco Contextual

4.2.1 Localización del Área de Estudio. El área de estudio se encuentra en la cuenca paleozoica Canning en el noroeste de Australia con un área total de 640.000 Km² de los cuales 530.000 Km² son onshore (Ghori, KAR 2013). Laa Cuenca Canning se extiende offshore al oeste en el océano indico, al norte limita con el Bloque Proterozoico Kimberly, al este limita con rocas del paleozoico y proterozoico de la Cuenca Amadeus, la Provincia Arunta y el Orógeno Musgrave y finalmente al sur limita con algunas de las rocas más antiguas del mundo del Cratón Arcaico Pilbará, rocas proterozoicas del Orógeno Paterson y rocas del proterozoico al mesozoico de la cuenca Officer (ver *Figura 3*).

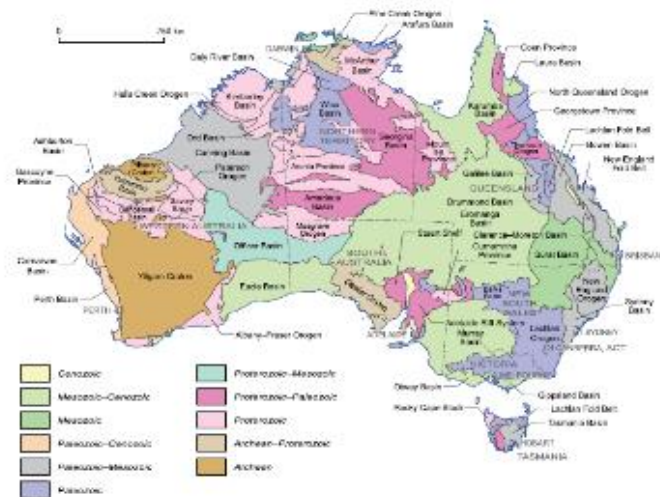


Figura 3. Mapa de regiones geológicas mayores onshore de Australia

Fuente: Tomado de Blewett R.S, Kennett B.L.N, Huston D.L., 2012.

La cuenca Canning se subdivide en una serie de fosas, subcuencas, plataformas y terrazas limitadas por un sistema de fallas de tendencia noroeste – sureste. El área de estudio se encuentra localizada entre 80 y 100 km de la ciudad de Derby en la subdivisión más norte de la cuenca llamada Lennard Shelf y corresponde a aproximadamente 220 Km² cubiertos por el volumen sísmico Bunda 3D Seismic Survey (ver *Figura 4*). En el área cubierta por el volumen sísmico se han perforado 22 pozos petroleros y se encuentran 4 campos petroleros llamados Sundown, Terrace, Boundary y Lloyd (ver *Figura 4*).

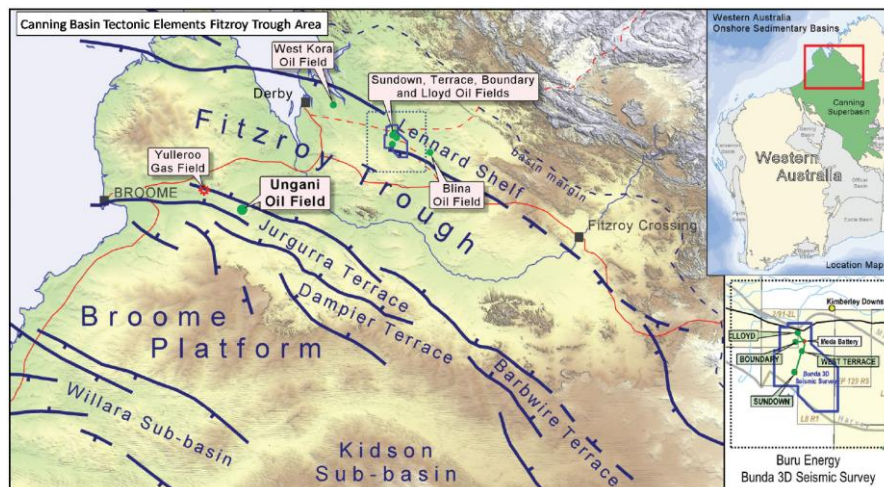


Figura 4. Localización del volumen sísmico Bunda 3D Seismic Survey

Fuente: Tomado de: Dirstein, J.K, Rudge, A.N, Li, R and Stanley A.J., 2013,

4.3 Marco Geológico

4.3.1 Marco Estructural. Los principales elementos tectónicos de la Cuenca Canning son en el norte el Fitzroy Trough y la subcuenca Gregory que forman un graben orientado hacia el noroeste flanqueado por terrazas al oeste como Jurgurra Terrace, Dampier Terrace y Barbwire

Terrace y plataformas como Lennard Shelf al noreste. Separando el Fitzroy Trough en el sur de la cuenca Canning se encuentra una región poco profunda compuesta por las Plataformas Broome y Crossland. Finalmente están las subcuencas Kidson y Willara que conforman el límite sur de la cuenca (Parra-Garcia, M. et al, 2014). (Ver *Figura 5*)

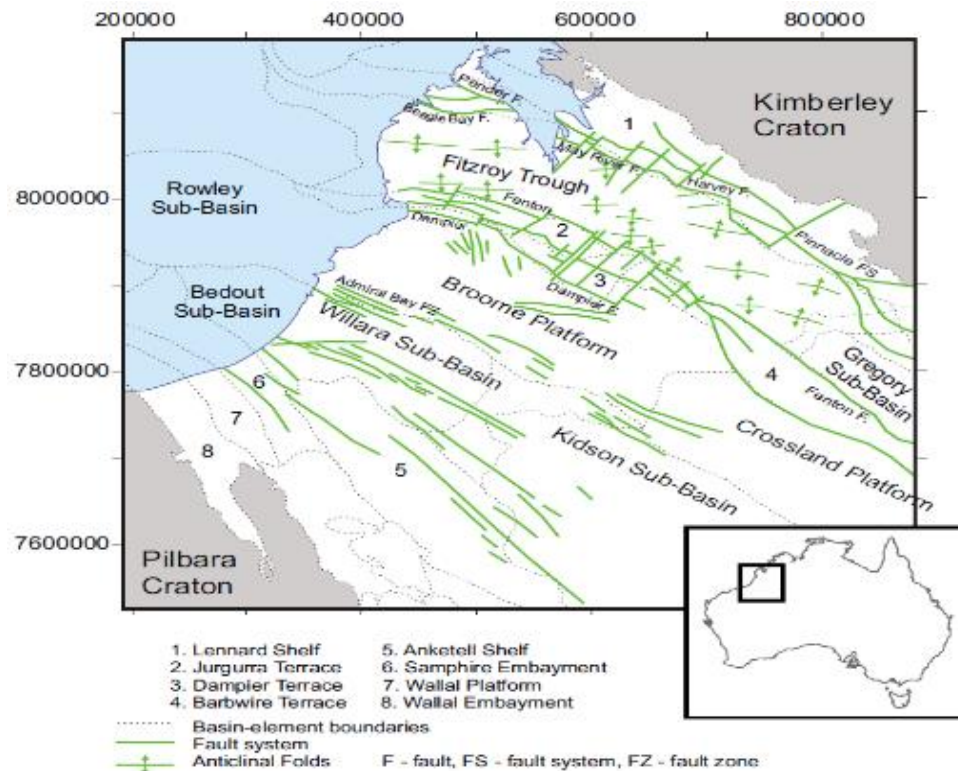


Figura 5. Mapa de estructuras mayores en la Cuenca Canning.

Fuente: Tomado de Parra-Garcia, M et al, (2014)

Lennard Shelf en el norte representa a gran escala el bloque adyacente del sistema de fallas Beagle Bay-Pinnacle que le separa del graben principal conformado por el Fitzroy Trough y la subcuenca Gregory, sin embargo en Lennard Shelf el rifting del devónico medio también generó una serie de compensaciones de rumbo SW-NE casi perpendiculares a las fallas principales (ver

Figura 5) que a menudo son interpretadas como zonas de transferencia que consisten en fallas normales secundarias (Jackson et al., 1993; Shaw et al., 1994; Dörfling et al., 1996). Asociado al sistema de fallas principal Beagle Bay-Pinnacle se encuentran unas estructuras anticlinales producto de reactivación transpresiva a finales del carbonífero que invirtió localmente el movimiento en las fallas mayores generando trampas de hidrocarburos como las de los campos Sundown y Lloyd en la secuencia Permo-Carbonífera (ver Figura 6).

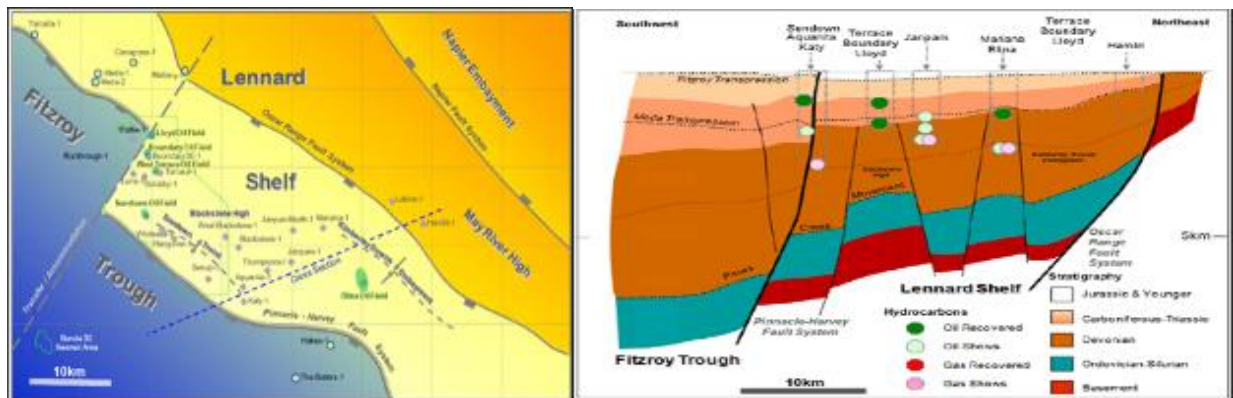


Figura 6. Mapa de estructuras mayores en la zona de estudio.

Fuente: Tomado de Buru Energy Limited (2009)

4.3.2 Estratigrafía. La estratigrafía completa de la Cuenca Canning se divide en 4 megasecuencias descritas por (Kennard et al. 1994b), sin embargo, en la zona de Lennard Shelf donde se encuentra el área de estudio solo se encuentra registro geológico de 2 de estas megasecuencias (ver Figura 7).

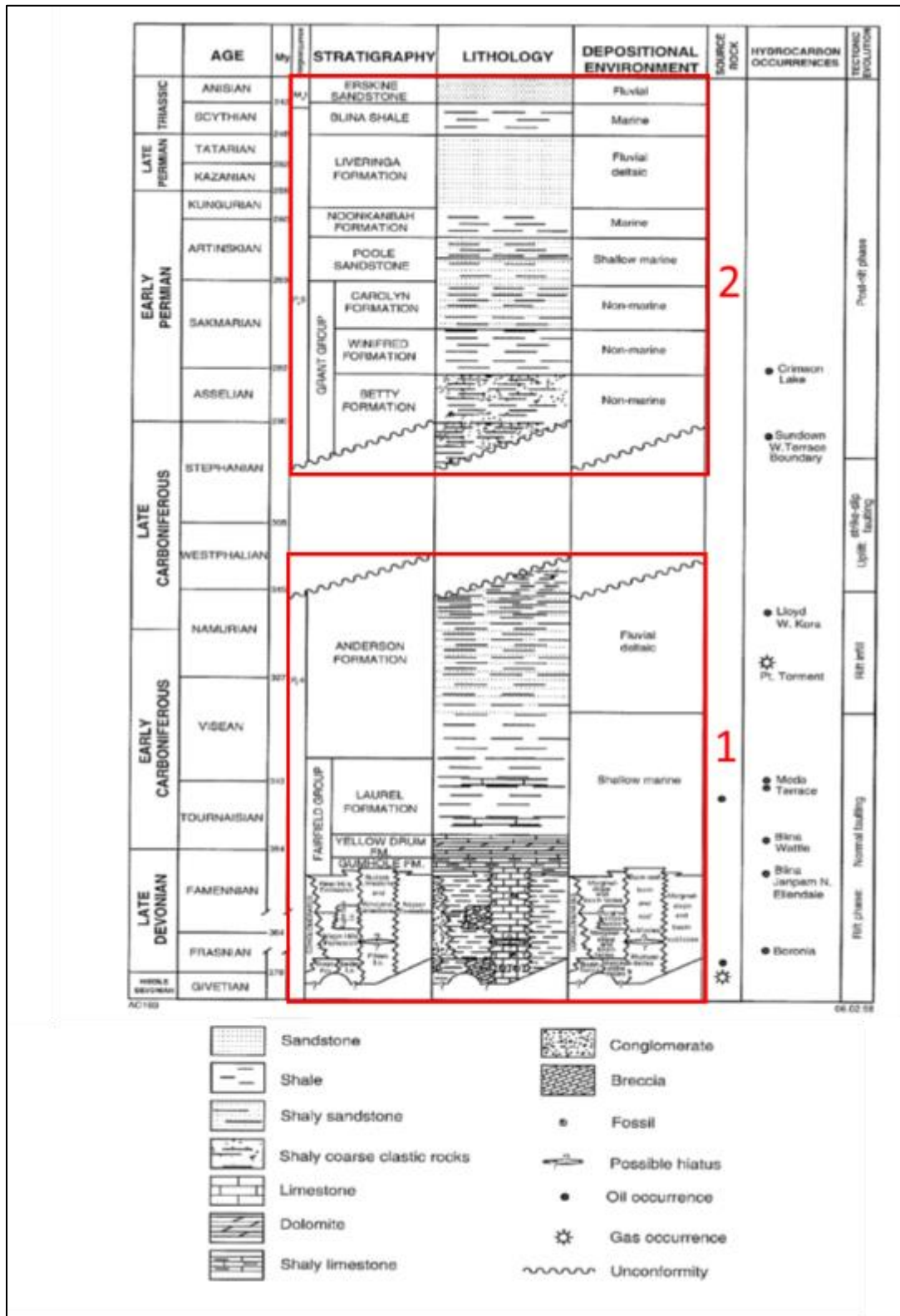


Figura 7. Estratigrafía en la zona de Lennard Shelf. (Modificado de Crostella, A., 1998)

4.3.3 Megasecuencia Devónico – Carbonífero inferior. La parte basal del Devónico Tardío, se compone de complejos arrecifales y facies carbonatadas siliciclásticas marinas y de plataforma representadas por las Formaciones Nullara y Pillara en la zona de Lennard Shelf, seguidamente y de manera concordante se depositó el Grupo Fairfield sobre esos complejos arrecifales y comprende facies de plataformas carbonatadas y turbiditas en las zonas más profundas con ambientes marinos abiertos a restringidos (Druce y Radke, 1979; Seyedmehdi, 2011) en la zona de Lennard Shelf el Grupo Fairfield se encuentra subdividido por diferencias litológicas en las Formaciones Gumhole, Yellow Drum y Laurel. Finalmente la parte superior de esta megasecuencia se caracteriza por gruesas areniscas fluvio-deltaicas y limolitas de la Formación Anderson. La parte superior de esta megasecuencia está marcada por una discordancia angular entre las Formaciones Anderson y el grupo Grant asociada con el levantamiento y la erosión durante el evento tectónico denominado Movimiento Transpresivo Meda (Shaw et al., 1994).

➤ **Formación Pillara:** Es la unidad basal en la zona de Lennard Shelf, su edad es Devónico Tardío Givetiano a Frasniano, (387.7 – 372.2 Ma) y consistente de calizas arrecifales predominantemente, el constituyente más característico de las calizas arrecifales de la Formación Pillara son los Renalcis que en ocasiones se encuentran asociados a estromatoporidos, esponjas, crinoideos y demás fragmentos esqueléticos formando boundstones; también se encuentran especies de algas calcáreas como *Girvanella* y *Sphaerocodium* (ver *Figura 8*) (Reeckmann, S. A., 1982). La Formación Pillara representa la sedimentación en un ambiente intermareal a submareal de baja a moderada energía con circulación predominantemente abierta (Copp, I. A. 2000).

➤ **Formación Nullara:** Corresponde a las facies de back-reef y reef-flat del ciclo arrecifal nullara, esta formación se compone de calizas predominante, con presencia de limolitas y areniscas hacia el tope, su edad es devónico superior Famenniano (372.2 – 358.9 Ma); es característica su

secuencia monótona rica en oolitos y peloides (ver *Figura 9*) pero pobre en fósiles entre los que se pueden encontrar ocasionalmente braquiópodos, bivalvos y rara vez estromatoporidos laminares (Reeckmann, S. A., 1982). La Formación Nullara fue depositada en un ambiente intermareal a submareal de moderada a alta energía, con circulación abierta (Copp, I. A., 2000).

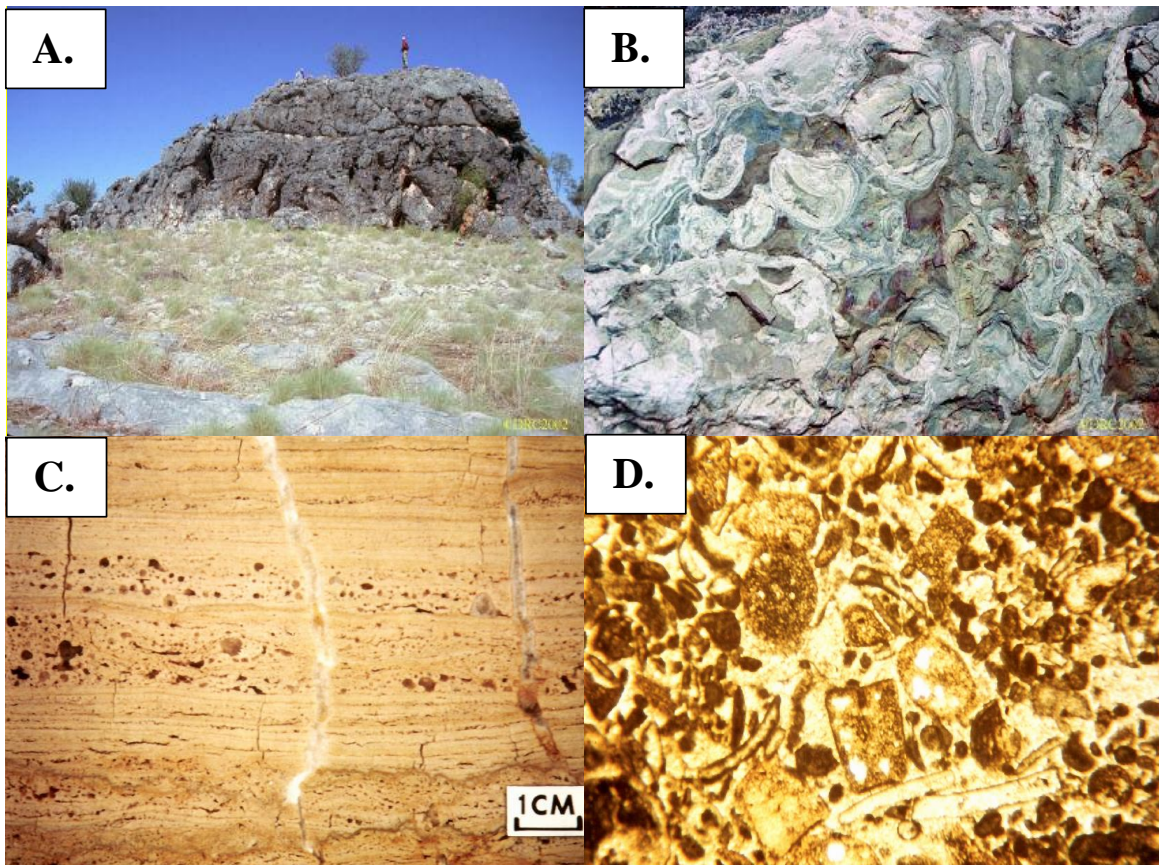


Figura 8. A) Afloramiento de la Formación Pillara. B) Renalcis, algas y estromatoporidos en afloramiento. C) Caliza laminar con grainstone de peloides representando un depósito intermareal de algas. D) Sección delgada de la Formación Pillara mostrando grainstone esquelético

Fuente: Tomado de Reeckmann, S. A. (1982)

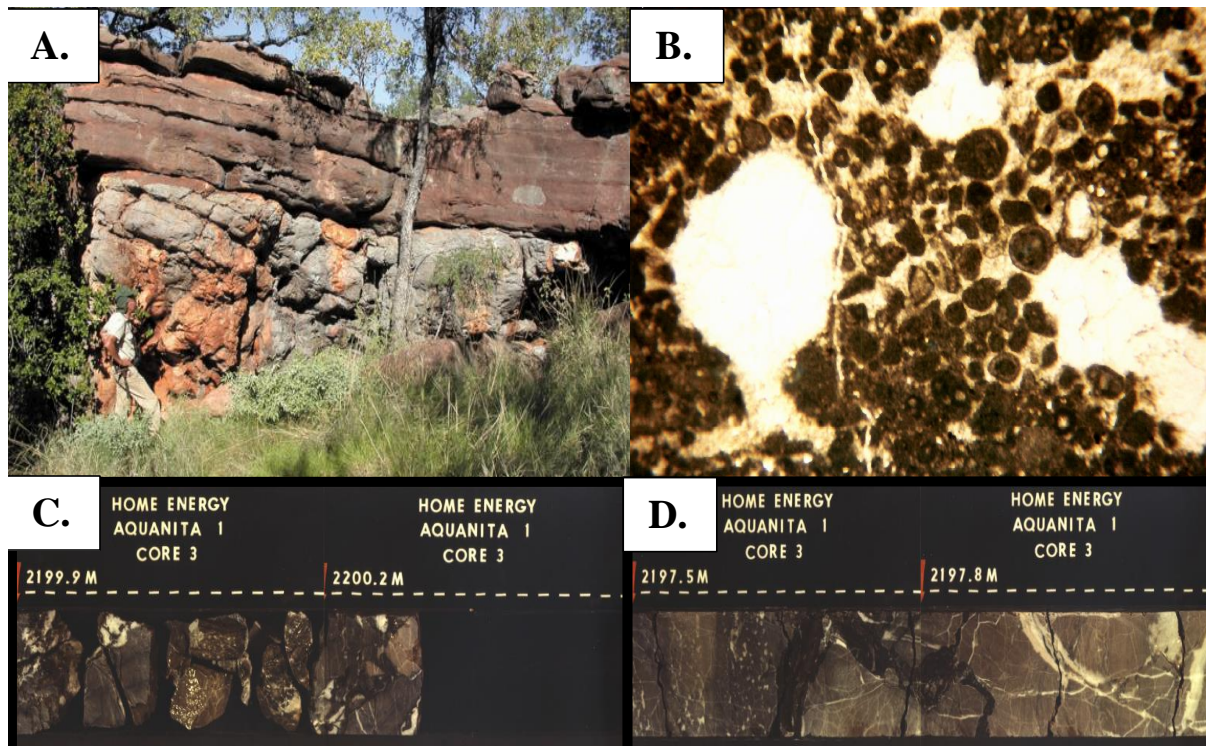


Figura 9. A) Afloramiento de la Formación Nullara en contacto con la Formación Pillara. B) Sección delgada de la Formación Nullara mostrando grainstone oolítico. C), D) Núcleo de la Formación Nullara mostrando facies de caliza micrítica pirítica con grainstone oolítico y venas de calcita

Fuente: Tomado de Reeckmann, S. A. (1982)

➤ **Grupo Fairfield:** Este grupo según (Reeckmann, S. A. 1982) marca el límite Devónico-Carbonífero mediante cambios de flora y fauna en particular los conodontos y esporas (Playford 1976; Nicoll y Druce, 1979). Se encuentra compuesto por secuencias de calizas, limolitas, shales, arenisca y algunas capas de dolomía que son interpretadas como sedimentación en condiciones marinas poco profundas (Druce & Radke 1979). Por diferencias litológicas (Druce and Radke, 1979) dividen a este grupo en tres Formaciones, la Formación Gumhole, la Formación Yellow Drum y la Formación Laurel.

❖ **Formación Gumhole:** Esta Formación se reconoce ampliamente en la zona de Lennard Shelf y su espesor varía con frecuencia reportándose desde 71m en la sección tipo hasta un máximo de 369m en el pozo Meda 1. La unidad consta de calizas, limolitas y shales con areniscas y dolomías en menor proporción; Las caliza son bioclásticas, intraclásticas y oolíticas (ver **Figura 10**) comúnmente moteadas de color marrón claro y verde claro a gris, las calizas están intercaladas con limolitas y shales de color verde grisáceo y gris claro, la Formación Gumhole es extremadamente fosilífera presentando braquiópodos, bivalvos, corales, briozoos, nautiloides, peces, conodontos, ostracodos, algas, y microflora que paleontológicamente indican una edad de finales del Famenniano y un ambiente marino somero submareal registrándose facies trasgresivas de plataforma hacia la base (Druce and Radke, 1979). (ver *Figura 10*)

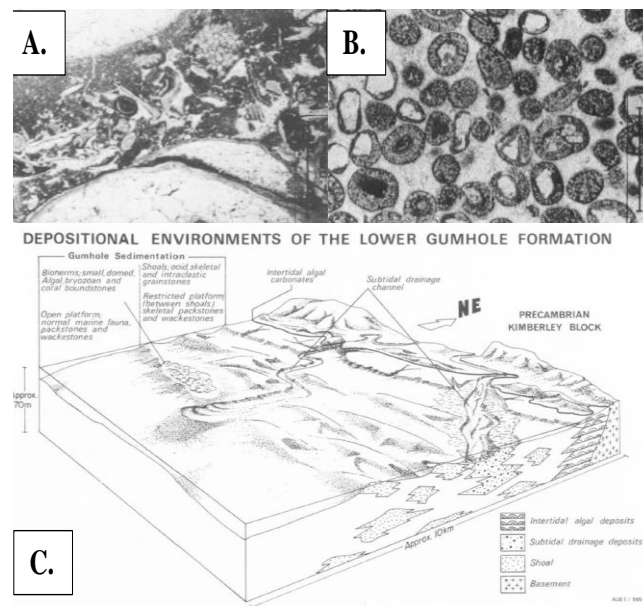


Figura 10. A) Sección delgada mostrando caliza tipo packstone esqueletal Formación Gumhole. B) Sección delgada mostrando caliza tipo grainstone oolítico Formación Gumhole. C) Diagrama del ambiente de deposición de la Formación Gumhole

Fuente: Tomadas de Druce and Radke, (1979)

❖ **Formación Yellow Drum:** Esta Formación del devónico tardío al carbonífero temprano se extiende desde la zona de Lennard Shelf hacia Fitzroy Trough su espesor en la sección tipo es de 70 m y se reporta un máximo de 327 m en el pozo Napier 1. La unidad se compone predominantemente de areniscas calcáreas, dolomías y con menos frecuencia shales y calizas. Las areniscas usualmente presentan estratificación cruzada, son cuarzosas y con cemento calcáreo de tamaño de grano medio a grueso bien redondeado y colores pardos a grises. Las dolomías son porosas de colores grises amarillentos a marrones, presentan en ocasiones oquedades rellenas de calcita (Druce and Radke, 1979). El ambiente de sedimentación de esta Formación es interpretado (Druce and Radke, 1979) como un ambiente regresivo transicional supramareal (ver *Figura 11*)

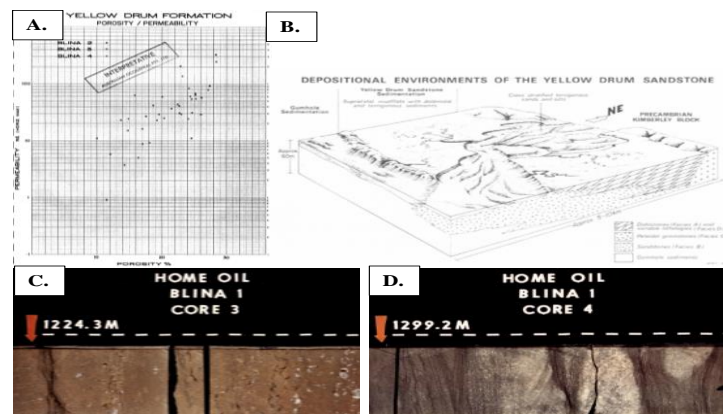


Figura 11. A) Relación porosidad permeabilidad de muestras de la Formación Yellow Drum en los pozos Blina 2,3 y 4 Tomado de Trewin. H. N. (1982). B) Diagrama del ambiente de sedimentación de la Formación Yellow Drum (Tomado de Druce and Radke, 1979). C) Núcleo de la Formación Yellow Drum mostrando facies de dolomías con oquedades y rellenos de calcita. (Tomado de Druce and Radke, 1979) D) Núcleo de la Formación Yellow Drum mostrando facies areniscas calcáreas con estratificación cruzada.

Fuente: Tomado de Druce and Radke (1979)

❖ **Formación Laurel:** Esta Formación se reconoce ampliamente en la zona de Lennard Shelf y se extiende hacia Fitzroy Trough, (Druce y Radke, 1979) dividen a la Formación Laurel en los miembros laurel superior detrítico y laurel inferior carbonático. El espesor del miembro superior detrítico varía desde 0 m en la parte más norte de la cuenca hasta 649 m perforados en el pozo Lake Betty 1 mientras el espesor del miembro inferior carbonático varía desde algo menos de 50 m en la parte más norte de la cuenca hasta un máximo reportado de 189 m en el pozo Noonkanbah 2.

▪ **Laurel miembro inferior carbonático:** Está compuesto por calizas bioclásticas con crinoideos, bivalvos, gasterópodos algas calcáreas entre otros fósiles que se intercalan con calizas micríticas que gradan a shales oscuros. Este miembro es interpretado como de ambiente de plataforma marina abierta (ver *Figura 12*).

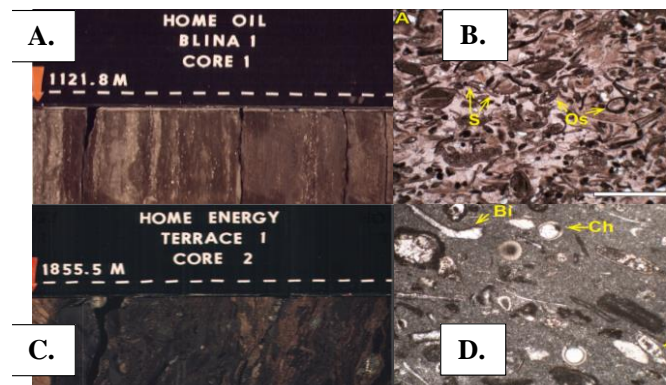


Figura 12. A) Núcleo del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel en el pozo Blina 1. B) Sección delgada del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel caliza bioclástica con abundante fauna fósil pelágica. (Tomado de Seyedmehdi, Z., 2011) C) Núcleo del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel en el pozo Terrace 1. D) Sección delgada del miembro inferior carbonático de la Formación Laurel caliza micrítica con abundancia de algas.

Fuente: Tomado de Seyedmehdi. Z. (2011)

◆ **Laurel miembro superior detrítico:** Está compuesto por calizas micríticas intercaladas con areniscas cuarzosas en ocasiones calcáreas de tamaño de grano fino a grueso intercaladas con láminas delgadas de lodolitas de color pardo a negro. Este miembro es interpretado como de ambiente marino somero intermareal (ver *Figura 13*).

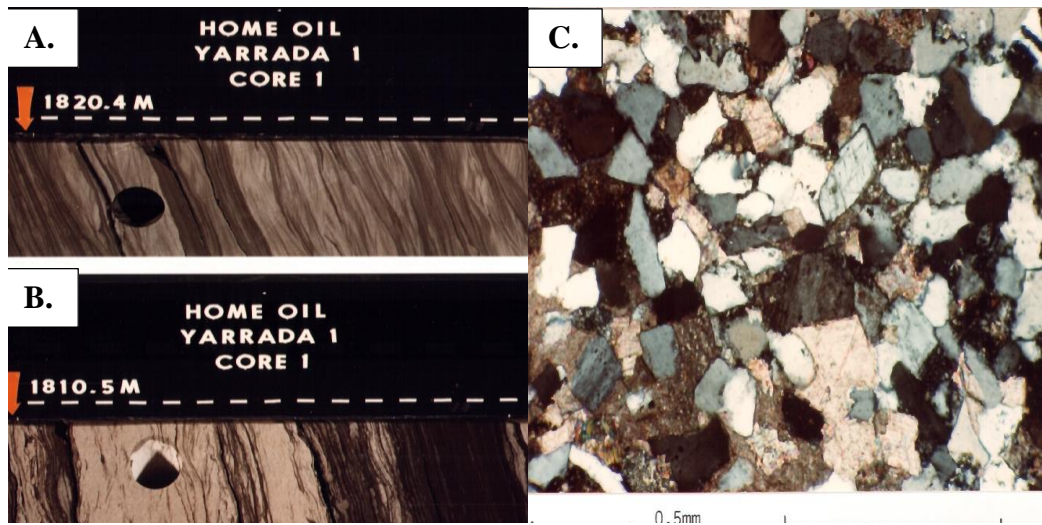


Figura 13. A),B) Núcleos del miembro superior detrítico de la Formación Laurel en el pozo Yarrada 1. C) Sección delgada del miembro superior detrítico de la Formación Laurel mostrando la abundancia de cuarzo y líticos.

Fuente: Tomado de Seyedmehdi. Z., (2011)

➤ **Formación Anderson:** La Formación Anderson del Viséano Carbonífero Inferior es una unidad muy gruesa que suprayace a la Formación Laurel y se extiende a lo largo de la superficie tanto de Fitzroy Trough como de Lennard Shelf (McWhae et al. 1958). La Formación consiste en competentes areniscas de tamaños de grano fino a grueso, colores grises y pardos bien cementadas y bien calibradas (ver *Figura 14*) intercaladas con láminas de shales. El ambiente de

sedimentación se considera continental a transicional deltaico ya que ocasionalmente presenta indicadores palinológicos marinos. (Martínez D. C et al., 1983).

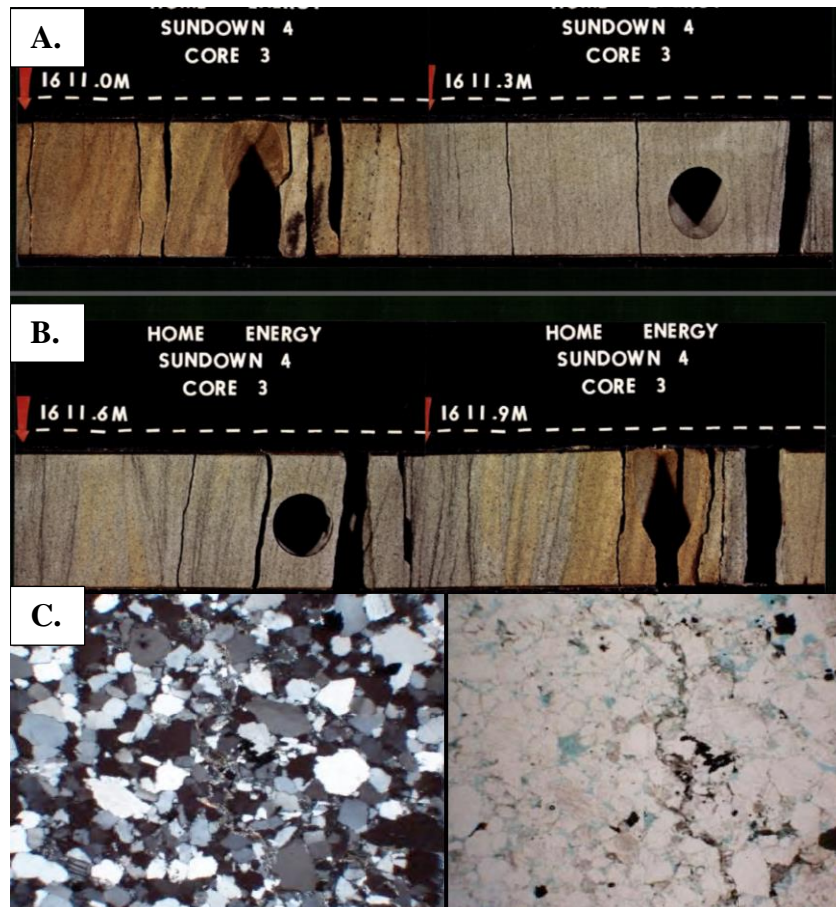


Figura 14. A),B) Núcleos de la Formación Anderson en el pozo Sundown 4. C) Sección delgada de la Formación Anderson mostrando una roca abundante en cuarzo y líticas bien calibrada y bien cementada.

Fuente: Lemmey. S. (2011)

4.3.4 Megasecuencia Carbonífero Tardío – Triásico. Esta es la Megasecuencia más continua y ampliamente distribuida en la cuenca con más de 4 Km en su sección más espesa en el área de Fitzroy Trough (Kennard et al, 1994. Mory, AJ., 2010). Está representada por Shales

marinos y areniscas marino fluviales poco profundas del Grupo Grant y las Formaciones Poole Sandstone, Noonkanbah, Liveringa, Blina Shale y Erskine Sandstone (Forman and Wales, 1981; (Mory, A.J., 2010).; Crowe y Towner, 1976a).

➤ **Grupo Grant:** Este grupo de edad carbonífero tardío suprayace de manera discordante la Formación Anderson. Consiste de una sucesión fluvio-glacial marina dominada por estratos siliciclásticos predominantemente de arenisca con intercalaciones menores de shale. (Crowe & Towner, 1976a y Forman and Wales, 1981). sugieren que al momento de depositarse el Grupo Grant glaciares rodeaban los márgenes de la Cuenca Canning y que las sucesiones estratigráficas dentro del grupo representan una combinación de dos ciclos glaciales separados por un período interglacial intermedio con una transgresión general y una regresión. (Martínez D. C et al., 1983). Lo que hace que dividan informalmente a este grupo en tres Formaciones:

❖ **Formación Betty:** La Formación originalmente propuesta por (Crowe y Towner 1976a). es la unidad basal del Grupo Grant, esta comprende areniscas con intercalaciones de shales (ver **Figura 15**) y conglomerados hacia la base (Forman & Wales, 1981). Esta unidad alcanza un espesor máximo reportado de aproximadamente 940 m en el área de Fitzroy Trough, el ambiente de sedimentación para esta Formación fue interpretado como Fluvio glacial a transicional marino. (Martínez D. C et al., 1983).

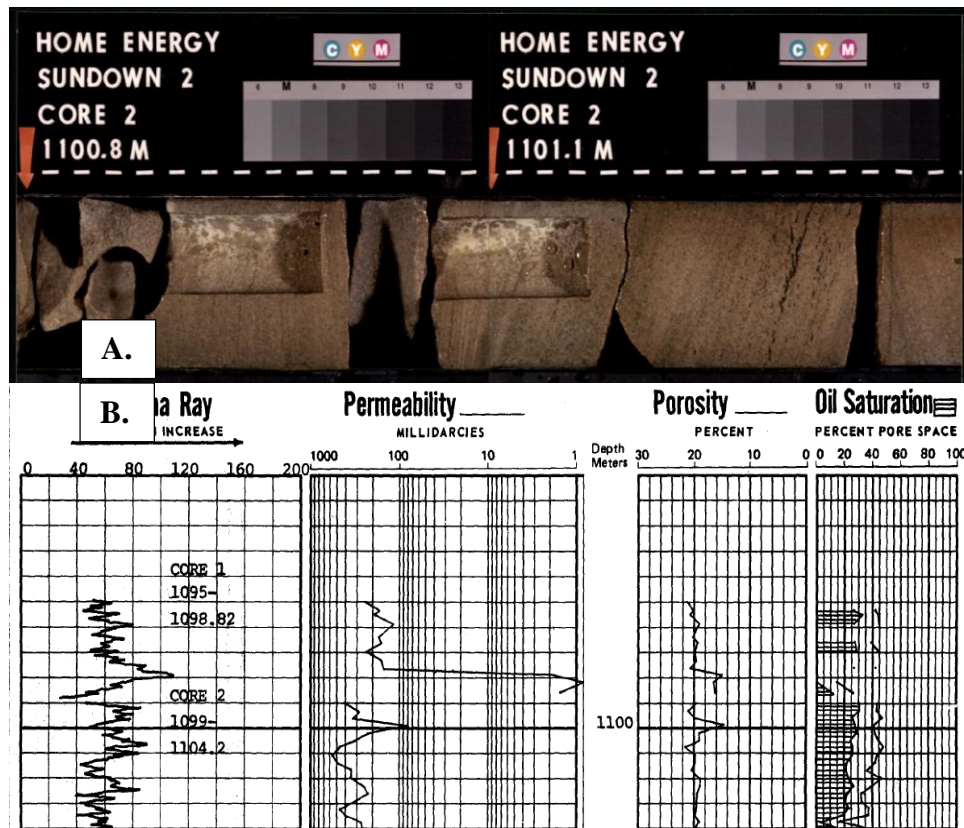


Figura 15. A) Núcleo del Grupo Grant, Formación Betty en el pozo Sundown 2. B) Datos petrofísicos del Grupo Grant, Formación Betty en el pozo Sundown 2.

Fuente: Lemmey, S (2011)

❖ **Formación Winifred:** (Crowe y Towner, 1976b) describen a esta como unos shales con intercalaciones de areniscas finas que alcanza un espesor máximo de 550 m en algunas subcuencas al sur. (Forman & Wales, 1981) muestran la distribución e interpretan como clastos dentro de un sedimento de grano fino para indicar una continuación de la glaciación, la cual parece ser enteramente de un ambiente de depósito marino ya que contienen indicadores como foraminíferos arenosos y algunos briozoos. (Martínez D. C et al., 1983).

❖ **Formación Carolyn:** (Mory, A.J. 2010) define esta Formación como un grupo de areniscas donde predominan diferentes tipos de carbonatos tanto masivos como laminados y está compuesta por cuatro Miembros: (ver **Figura 16**),

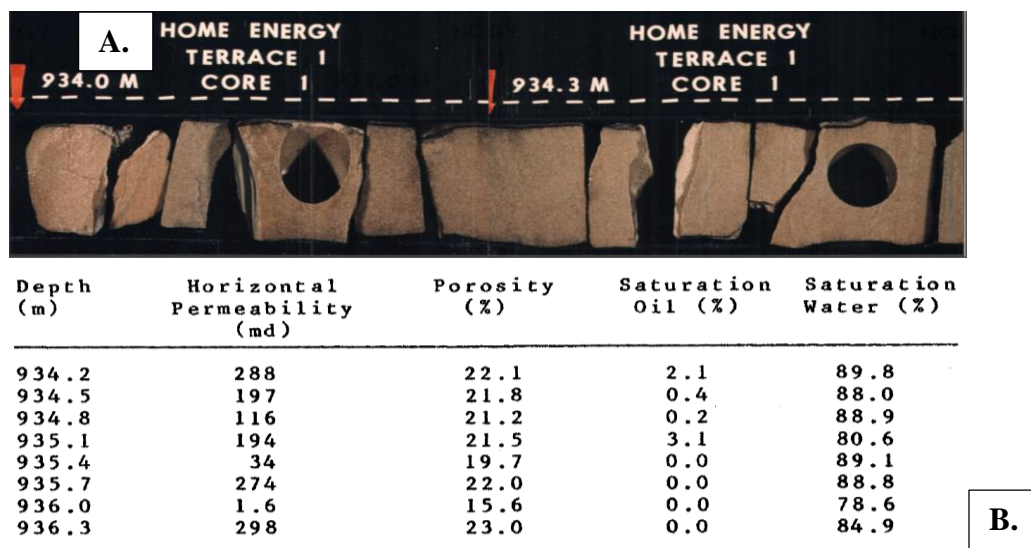


Figura 16. A) Núcleo del Grupo Grant, Formación Carolyn en el pozo Terrace 1. B) Datos petrofísicos del Grupo Grant, Formación Carolyn en el pozo Terrace 1. (Tomado de Mah A.W.H. 1984)

♦ **Wy Worry:** (Crowe y Towner, 1976c) muestran un espesor de aproximadamente 50m con transición de diamictita a arcillas, sin embargo gran parte de la sección está dominada por areniscas macizas y con estratificación cruzada. También es de destacar la presencia de fauna marina como braquiópodos y gasterópodos que le atribuyen una edad del Sakmario Tardía. El ambiente de depositación es confuso pues también muestra variables de ambiente lacustre y algo fluvial.

♦ **Millajiddee:** En general, el miembro tiene entre 30 y 70 m de espesor y está formado por arenisca de grano medio a grueso. La presencia de superficies de lecho bioturbadas, ondulaciones de interferencia, ondulaciones en forma de láminas y las impresiones de plantas en

el miembro es consistente con el ambiente deposicional deltaico descrito por (Crowe y Towner, 1976a).

◆ **Miembros Deadeea Sandstone y Ngumban Claystone:** estos tienen entre 50m y 19m de espesor respectivamente, el primero contiene horizontes arenosos y de diamictita, mientras que el segundo está dominado por areniscas de grano medio a grueso.

➤ **Formación Poole Sandstone:** descrita por primera vez por (Forman & Wales, 1981). reconocen a esta Formación por ser una unidad deltaica – siliciclástica marina, con un espesor aproximado de 160m, el cual posee dos miembros (ver *Figura 17*), un miembro basal de carbonatos y otro de capas delgadas de carbón (Mory, AJ., 2010) también es común encontrar fósiles de plantas. Para (Crowe y Towner, 1976b) la Formación se divide en dos miembros que son:

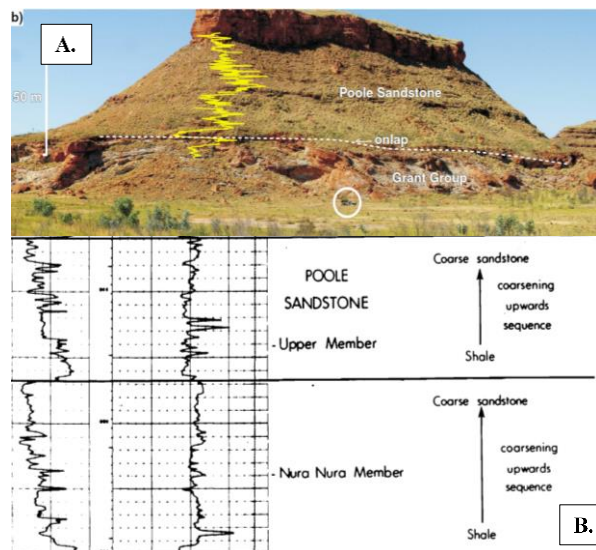


Figura 17. A) Afloramiento de la Formación Poole Sandstone en contacto con el Grupo Grant. (Tomado de Mory, AJ 2010) B) Registro Gamma Ray y Sónico de la Formación Poole Sandstone en el pozo Sundown 3.

❖ **Miembro Nura Nura:** Este es el miembro basal de la Formación Poole Sandstone, el cual muestra la típica secuencia granocreciente que caracteriza a las unidades de las areniscas de Poole. (Denn. S.M. 1986) indica que se depositó en un ambiente de transgresión marina en la cual se sedimentan lutitas basales y siltstones de facies de costa marina, que va gradando hacia el tope a areniscas de grano fino y siltstones y luego areniscas de grano grueso-medio las cuales están moderadamente bien seleccionadas y contienen minerales accesorios de caolín, fragmentos líticos y materia orgánica carbonosa.

❖ **Miembro Superior:** Este miembro superior de Poole, lo describen como unas areniscas, que varían desde grano muy fino a grano fino en la base y de grano medio a grueso en la parte superior del ciclo de depositación, el cual tiene componentes accesorios que incluyen mica, materia carbonosa, cemento calcáreo y algunos fragmentos fósiles. (Denn. S.M. 1986). Para algunos autores como Denn, este miembro es el resultado del equilibrio entre la entrada y la redistribución de la areniscas, con una acumulación paralela a la dirección de la costa, impuesta por el régimen tectónico que afecto esta zona de la cuenca.

➤ **Formación Noonkanbah:** según (Crowe y Towner, 1981) esta Formación es dominada principalmente por lodolitas y shales oscuros aunque se presentan algunas láminas de limolitas y areniscas finas (ver *Figura 18*), presenta abundante fauna marina en la que se observan braquiópodos, briozoos, corales, foraminíferos que permiten datarla como del Pérmico inferior Artinskiano y se interpreta como sedimentación en un ambiente marino somero de muy baja energía. El espesor máximo reportado es de 640m en el pozo Myroodah 1.

➤ **Grupo Liveringa:** Originalmente llamado "Serie Liveringa" por (Wade, 1937), luego renombrado a Formación Liveringa por (Guppy et al., 1958) y después fue ascendido a estatus de grupo por (Yeates et al. 1975). Este se encuentra compuesto por rocas siliciclásticas y carbonatos

con algunos lentes de carbón. El grupo puede tener hasta 620 m de espesor en el Fitzroy Trough, basado en una sección compuesta presentada por (Morante, 1996), y (Galloway & Howell, 1975).

A continuación se describen las tres Formaciones:

❖ **Formación Lightjack:** La Formación está dominada por siltstone calcáreo y unas areniscas ferruginosas, además de presentar algunas capas de carbón y fósiles cerca de la base de la unidad. (Mory, AJ., 2010).

❖ **Formación Condren Sandstone:** Descrita originalmente por (Casey y Wells, 1964) esta Formación está compuesta por arenisca con algunos intervalos de siltstone y una abundante macrofósiles de plantas. (Mory, AJ., 2010). Como la unidad está cubierta por la Formación de Hardman, que también contiene esta palynoflora, se presume que la edad de la arenisca Condren es de la parte inferior de la franja microfloral del pérmico superior (Mory, AJ., 2010).

❖ **Formación Hardman:** Originalmente definido como el Miembro Hardman de la Formación Liveringa (Guppy et al., 1958), La Formación consiste principalmente de capas delgadas, micáceas de areniscas limosas y unos intervalos pequeños de calizas fosilíferas (Mory, AJ., 2010). la sección más gruesa es de aproximadamente 540 m, basada en un análisis de núcleos de perforación presentado por (Morante R., 1996).

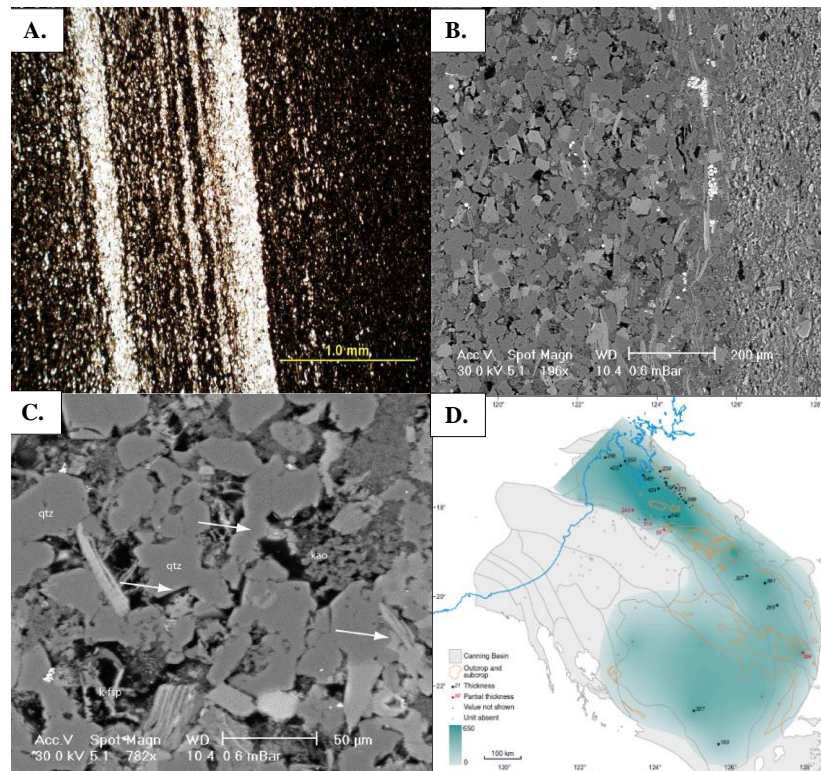


Figura 18. A) Fotografía de microscopio de muestra de la Formación Noonkanbah en el pozo Meda 1. (Tomado de Penn S.M., 1986) B) Fotografía de microscopio BSEM de muestra de la Formación Noonkanbah en el pozo Meda 1. (Tomado de Penn S.M., 1986) C) Fotografía de microscopio BSEM de muestra de la Formación Noonkanbah en el pozo Meda 1. Indicando la mineralogía (Tomado de Penn S.M., 1986) D) Mapa isopaco de la Formación Noonkanbah en la cuenca Canning, noroeste de Australia

Fuente: Dewhurst, D. et al (2009)

➤ **Formación Blina Shale:** descrita originalmente por (Brunnschweiler. RO., 1954) la Formación Blina Shale se encuentra compuesta por arcillas, areniscas limosas y areniscas de grano fino, con marcas de bioturbación la cual presenta un espesor aproximado de 403m en algunas partes de la cuenca Fitzroy Trough (Mory, AJ., 2010). Según (Gorter, 1978) esta unidad contiene

una fauna indicativa de una inundación fluvial estacional ya que presenta restos de reptiles, anfibios, peces y plantas, además de facies marinas restringidas que contienen foraminíferos, braquiópodos, gasterópodos raros, amonitas y conodontos, indicando así una edad de Triásico inferior (Nicoll et al. 2009).

➤ **Formación Erskin Sandstone:** (Wade, A., 1937) fue el primero en nombrar a esta como 'Erskine Series' y luego fue enmendada a Erskine Sandstone por (Guppy et al. 1952) y (Brunnschweiler, 1954). Esta unidad consiste en una arenisca maciza con estratificación cruzada con intercalación de algunos conglomerados (Mory, AJ., 2010). Esta es bien reconocida ya que se encuentra en gran parte del bloque Bunda más exactamente hacia el noroeste de Fitzroy Trough y el suroeste de la plataforma Lennard donde se demostró que llega a tener un espesor aproximado de 255 m (Playford et al., 1975 & Crowe et al., 1978). El ambiente de deposición de esta Formación es fácil de identificar ya que presenta macrofósiles de plantas y falta de fósiles marinos, esto apuntan a un entorno de deposición continental fluvial. (Mory, AJ., 2010)

5. Evolución Geológica

La evolución de la Cuenca Canning de acuerdo a su historia tectónica se divide en 3 fases que son:

5.1 Sedimentación Ordovícica – Silúrica (Depresión Intracratónica)

La sedimentación en la Cuenca Canning comenzó en el Ordovícico Temprano. Las transgresiones desde el noroeste depositaron un espesor uniforme de sedimentos Ordovícicos de aproximadamente 1000m sobre una superficie de erosión de basamento precámbrico en la mayor parte de la cuenca (Brown et al, 1984). Durante este tiempo la plataforma Lennard Shelf fue la parte norte de una gran depresión intracratónica, la sedimentación durante este hundimiento ordovícico (ver *Figura 19*) fue inicialmente dominada por carbonatos y hacia el ordovícico medio la deposición disminuyó y junto con el alza del fondo marino restringió gradualmente el mar epicontinental depositando evaporitas y sedimentos clásticos de grano fino en ambientes marinos poco profundos y submareales (Forman, D. J., & Wales, D. W., 1981). Finalmente esta fase de sedimentación termina con un evento regresivo hacia finales del ordovícico medio, exposición sub aérea y no sedimentación se registra en toda la Cuenca Canning para el ordovícico tardío y silúrico temprano (Cadman et al, 1993).

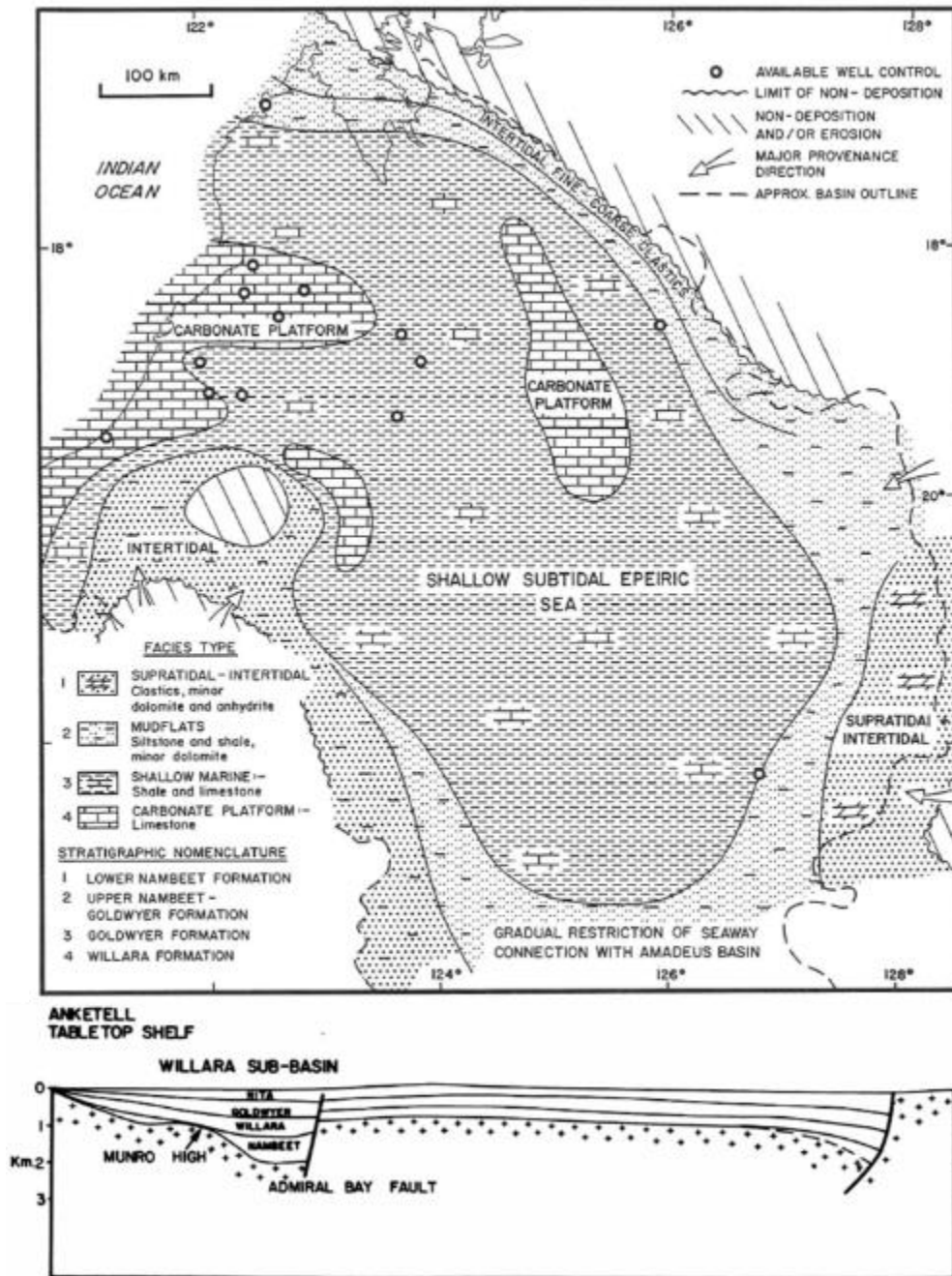


Figura 19. Paleogeografía y sección transversal esquemática de la Cuenca Canning para el Ordovícico. (Tomado de Brown et al, 1984)

5.2 Silúrico – Carbonífero Inferior (Rifting Intracratónico)

Desde el silúrico la evolución de la cuenca estuvo dominada por rifting en dirección noroeste, una transgresión desde el oeste estableció condiciones marinas restringidas sobre gran parte de la cuenca (Brown et al, 1984 & Cadman et al, 1993); la plataforma de Broome y el Fitzroy Trough se convirtieron en los rasgos tectónicos más significativos de la cuenca por efecto del rifting que se desarrolló en las siguientes etapas:

- Pre-rift: El rifting fue precedido por el desarrollo de un amplio arco alargado entre el silúrico y el devónico medio; la deposición se reinició durante esta fase con una transgresión desde el oeste que estableció condiciones marinas muy restringidas dentro de la cuenca y condiciones intermareales a supramareales a lo largo de los márgenes; se depositó una secuencia evaporítica espesa de más de 1300 m (Brown et al, 1984). Las condiciones evaporíticas prevalecieron hasta el devónico temprano cuando las subcuencas del sur emergieron ocasionando una transgresión y un mayor aporte terrígeno al ambiente depositándose capas rojas y sedimentos clásticos marinos.

- Rift: La fase principal de rifting inició en el Devónico tardío las fallas de basamento preexistentes fueron reactivadas generando espacios favorables para la Formación de arrecifes (Playford, P. E., 1982); El Fitzroy Trough se convirtió en el principal depocentro de la cuenca y se desarrolló como un graben simétrico delimitado por fallas lístricas normales y bloques fallados a lo largo de sus flancos, el resultado paleogeográfico fue una fosa profunda marina delimitada en sus flancos por plataformas marinas someras y conectada al sur con un mar epicontinental (ver *Figura 20*). Para finales del Givetiano, la evolución de la plataforma Lennard Shelf divergió del resto de la Cuenca Canning al quedar aislada mediante un sistema regional de fallas normales de rumbo noreste-suroeste, una disminución de la tasa de subsidencia y la caída del nivel del mar en

el Fammeniano Temprano expuso el margen sur del graben y condujo a la exhumación de todo el sur de la Cuenca Canning (ver *Figura 21*) Durante el Givetiano tardío, Frasniano, y Famenniano, carbonatos crecieron en los altos estructurales pre-existentes mientras que las rocas sedimentarias basales fueron depositadas en los puntos bajos (Playford, P. E., 1982). Se produjeron dos ciclos de arrecifes principales: el primero durante el Givetiano tardío – Frasniano (Pillara Limestone), y el segundo durante el Famenniano (Windjana y Nullara Limestone). Para finales del Fammeniano (Devónico Superior) y comienzos del Tournasiano (Carbonífero Inferior) los complejos de arrecifes se extinguieron probablemente por una abrupta caída en el nivel del mar, durante la transgresión subsiguiente condiciones marinas someras se establecieron en la mayoría de la parte norte de la cuenca Canning, fluctuaciones menores en el nivel relativo del mar llevaron a la deposición inicial de Carbonatos y Shales (Formación Gumhole) seguido de carbonatos de la Formación Yellow Drum y finalmente shale y carbonatos de la Formación Laurel; a este conjunto de depósitos se le conoce colectivamente como el Grupo Fairfield (Druce, E. C., & Radke, B. M., 1979) (ver *Figura 22*). La fase principal de extensión cortical fue seguida de un evento regresivo y de alta subsidencia entre el Tournasiano y el Serpukhoviano (Carbonífero Inferior-Missisipiano Superior) donde se depositaron más de 2500 m de sedimentos en el graben. Los cambios de facies en la cuenca indican la existencia de un gran delta progradante en dirección noroeste a lo largo del eje del graben, los sedimentos clásticos y marinos marginales de prodelta, frente deltaico y llanura deltaica corresponden a los miembros inferiores de la Formación Anderson que para finales del carbonífero inferior debido a la disminución en la subsidencia y la rápida progradación del delta registra una sedimentación netamente continental.

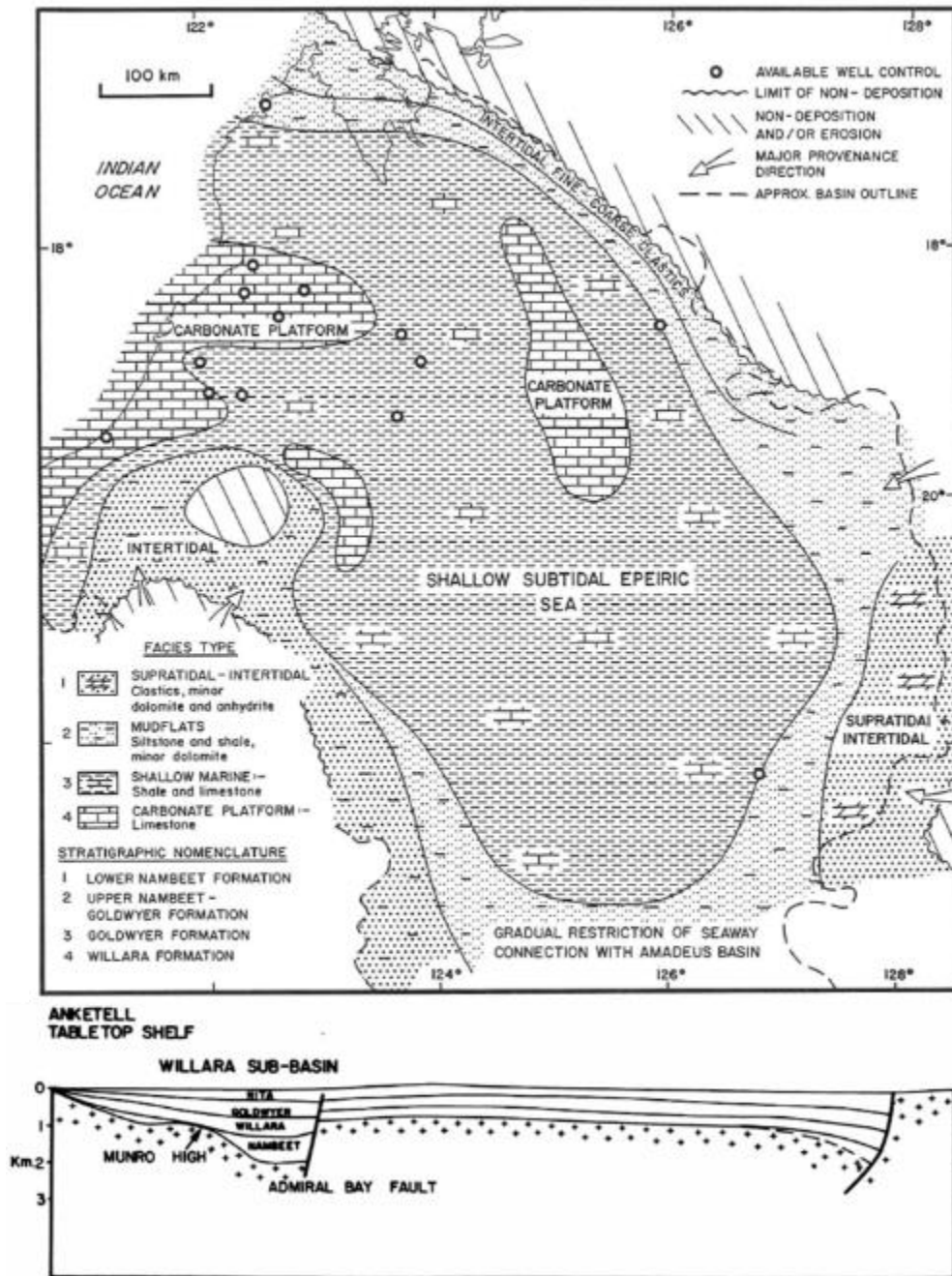


Figura 20. Paleogeografía y sección transversal esquemática de la Cuenca Canning para el Devónico Medio.

Fuente: Brown et al. (1984)

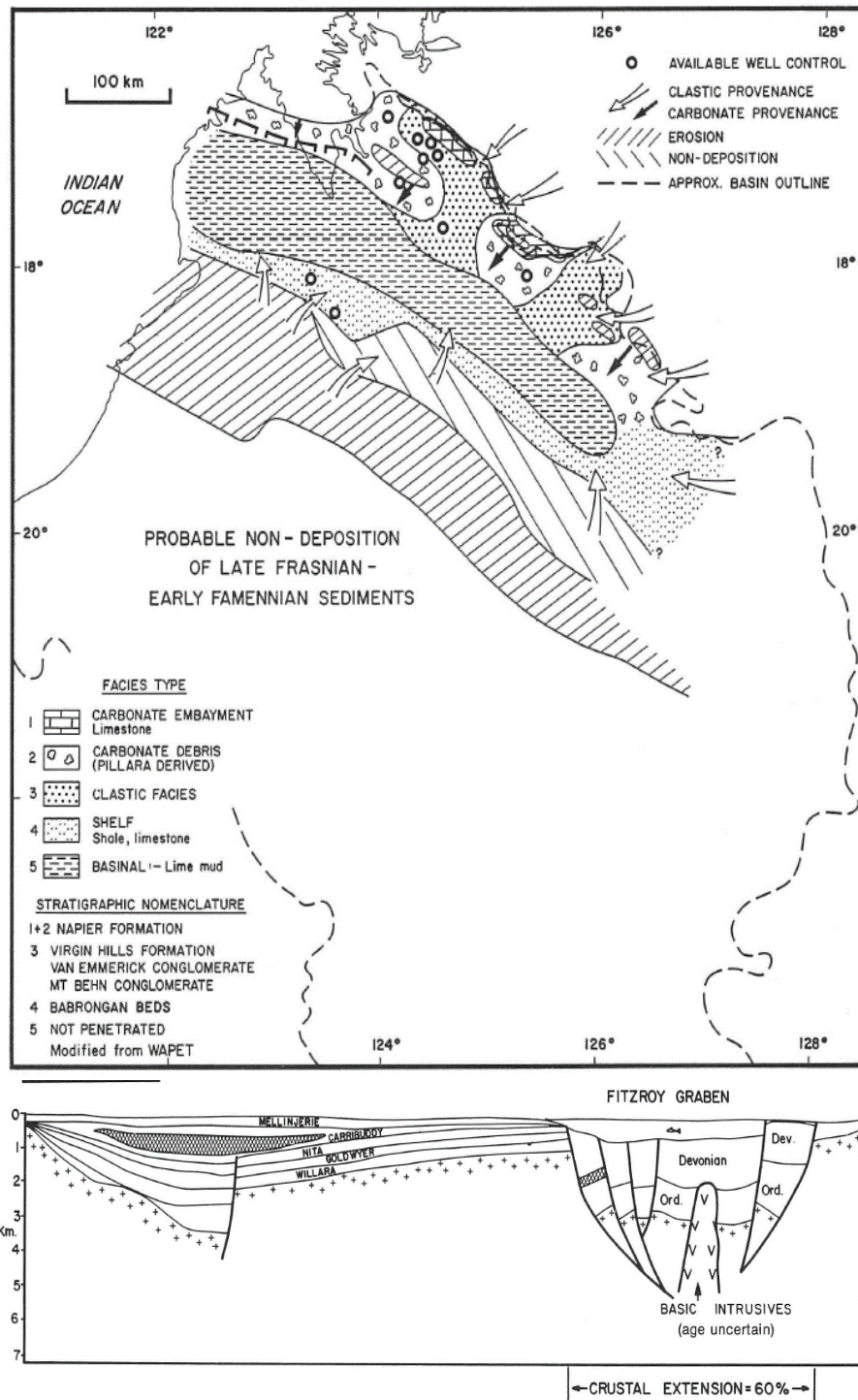


Figura 21. Paleogeografía Cuenca Canning para el Devónico Superior.

Fuente: Brown et al. (1984)

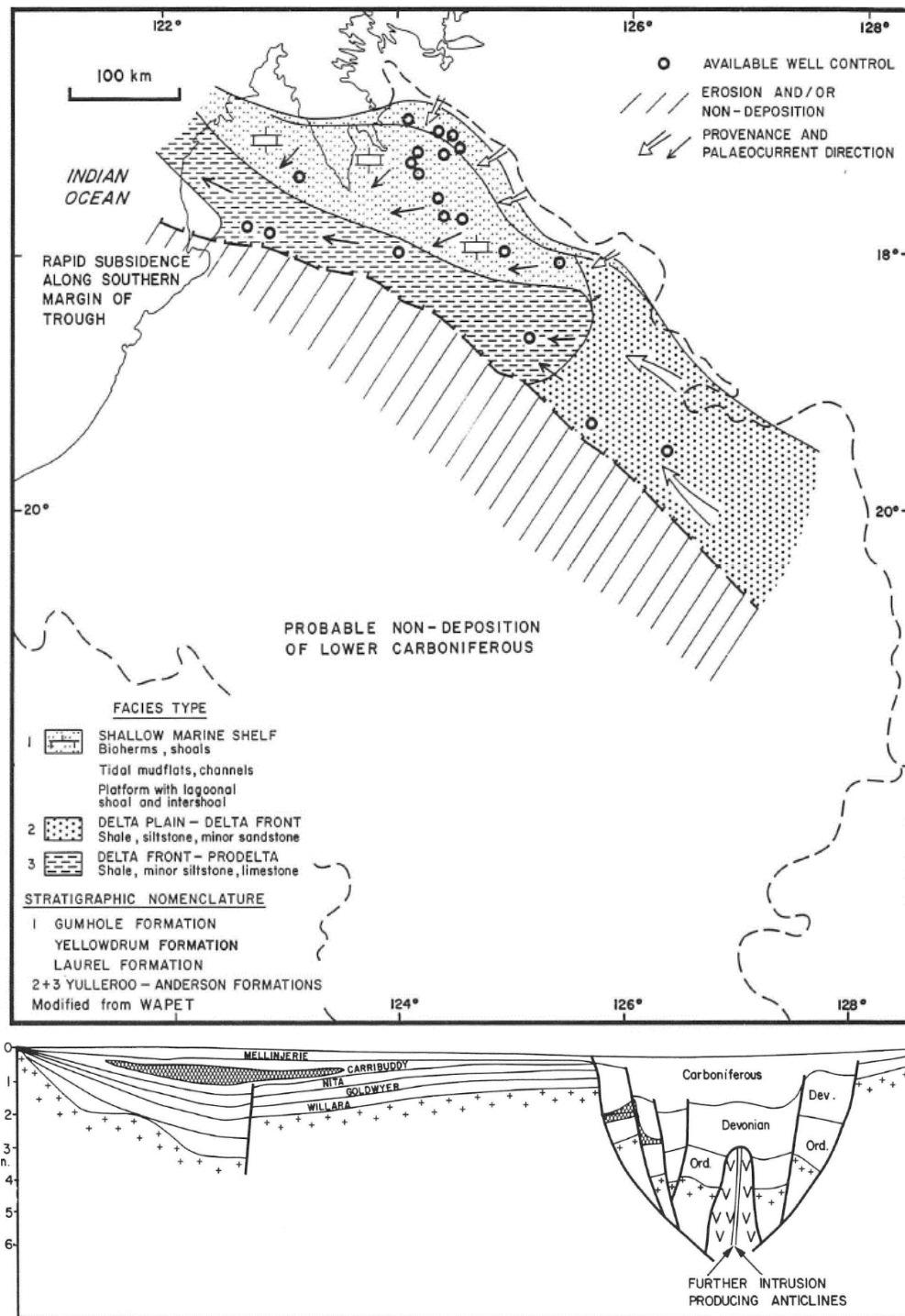


Figura 22. Paleogeografía Cuenca Canning para el Carbonífero Inferior.

Fuente: Brown et al. (1984)

5.3 Carbonífero Medio – Reciente (Margen Pasivo ruptura de Gondwana)

La historia subsecuente de la cuenca Canning está dominada por la evolución del margen pasivo del noroeste de Australia durante la ruptura del supercontinente Gondwana; La fase de deformación inicial de este rompimiento paleozoico-mesozoico tardío es la causa probable del levantamiento epirogénico que resultó en la discordancia erosional estimada en 200-300 m en base a datos de pozo (Kennard et al. 1994a) que se registra ampliamente en la cuenca para el carbonífero medio a tardío entre el tope de la Formación Anderson y la base del Grupo Grant (Brown et al, 1984 & Crostella, A., 1998). El mayor evento tectónico se dio hacia mediados y finales del carbonífero y se denominado Movimiento Transpresivo Meda; este periodo de levantamiento y erosión coincidió con otro evento erosivo denominado Evento Erosivo Drosera asociado al desarrollo de una capa de hielo en el carbonífero tardío aproximadamente entre 298 y 310 Ma (ver **Figura 23**) (Shaw et al., 1994). La transgresión marina posterior a la sedimentación glacial que se evidencia hacia la base del Grupo Grant está relacionado con la fusión parcial de las cubiertas de hielo carboníferas del Evento Erosivo Drosera, para la zona de la plataforma Lennard y el Fitzroy Through el Grupo Grant (Carbonífero superior-Pérmico inferior) está subdividido en las Formaciones Betty, Winifred y Carolyn por diferencias litológicas (Crowe & Towner, 1976a). Sedimentación en ambientes marinos someros y transicionales ininterrumpida se registra hasta el triásico medio con la deposición de las Formaciones Poole Sandstone, Noonkanbah, Liveringa, Blina Shale y Erskine Sandstone (Crostella, A., 1998).

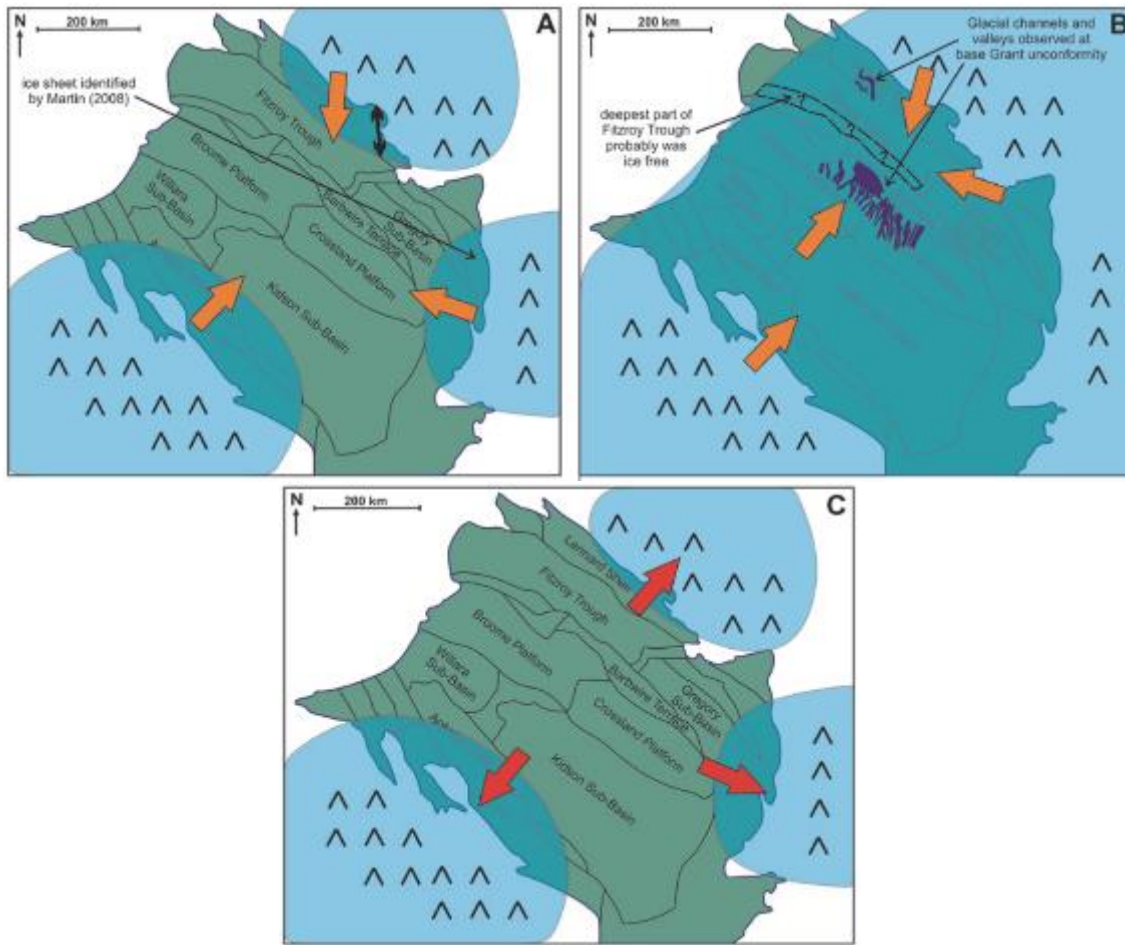


Figura 23. A) Inicio de la glaciación Carbonífero-Pérmico avance de las capas de hielo desde las elevaciones en los márgenes de la Cuenca Canning. B) Glaciación continental que cubre toda la cuenca Canning en parte responsable de la discordancia registrada en la base del Grupo Grant. C) Desglaciación mayor durante la deposición de la Formación Winifred, del Grupo Grant. (Tomado y modificado de Al-Hinaai, J. (2014))

Para la zona de estudio se registra un evento de deformación local de edad triásico tardío a jurásico medio denominado Movimiento Transpresivo Fitzroy que afectó esta megasecuencia Post-Anderson (ver Figura 24), (Kennard et al. 1994a) estimó entre 200 y 500m el levantamiento y erosión en la región de la plataforma Lennard asociado a éste Movimiento Transpresivo Fitzroy.

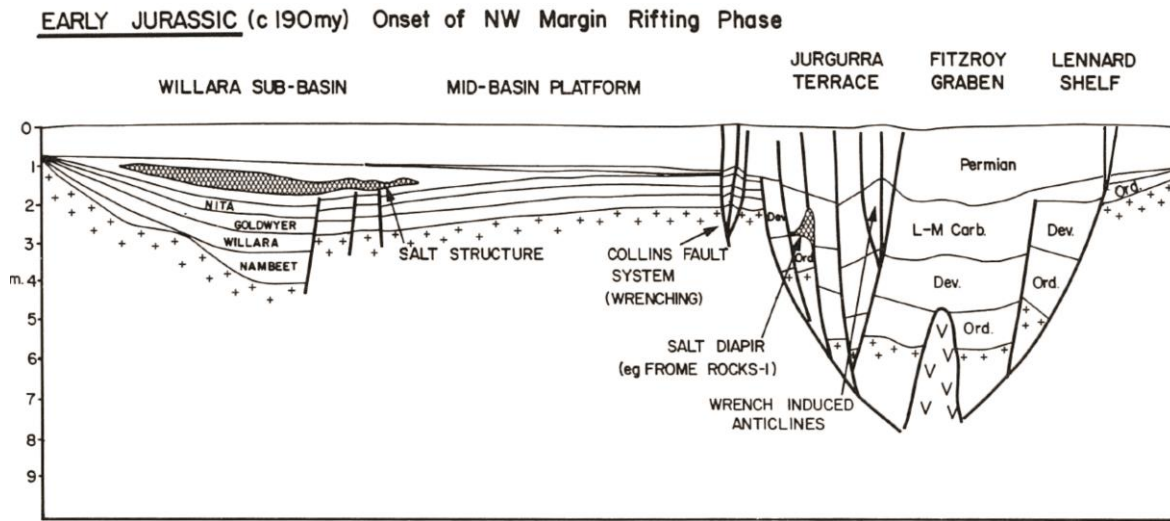


Figura 24. Sección transversal esquemática de la Cuenca Canning para el Jurásico Inferior Evidenciando la deformación de la megasecuencia permo-triásica por el Evento Transpresivo Fitzroy. (Tomado y modificada de Brown et al, 1984)

6. Geología del Petróleo

6.1 Antecedentes de Exploración

La exploración en la cuenca Canning comenzó en 1922 con la Freney Oil Company, que alentada por indicios de petróleo en pozos de agua en la Cordillera Pillara perforó 4 pozos (Prices Creek 1 al 4) para probar unas calizas masivas que se pensó eran de edad carbonífero inferior. En la fase pionera de la exploración entre 1922 y 1950, el mapeo superficial fue la principal herramienta de exploración (Cadman, S. J., et al. 1993). En 1952 y 1953, la Bureau of Mineral Resources (BMR) y West Australian Petroleum Pty Limited (WAPET) realizaron estudios de gravimetría en las partes norte y oeste de la cuenca Canning y marcó el inicio de la geofísica como herramienta de exploración en la zona, expandiéndose más allá de los márgenes del Fitzroy Trough hasta que en 1958 WAPET perforó el primer pozo (Meda 1) en Lennard Shelf, que recuperó algunos galones de crudo de la Formación Laurel del Grupo Fairfield; sin embargo, el siguiente pozo (Meda 2) no confirmó el descubrimiento de petróleo. En los veinte años subsecuentes, se realizó poca exploración y no se realizaron descubrimientos de interés comercial (Crostella, A., 1998 & Geological Survey of Western Australia, 2017).

La mejora de la calidad de los datos sísmicos que se produjo a mediados de los años 70 tuvo un gran impacto en la definición de prospectos en la Cuenca Canning. Los objetivos más favorecidos continuaban siendo los complejos de arrecifes del Devónico, los clásicos permocarboníferos y la sección ordovícica. La perforación de exploración petrolera se reanudó a fines de la década de los 70, cuando un consorcio liderado por Home Oil Australia perforó el pozo Blina 1 y produjo 6 m³ de petróleo por día de la Formación Yellow Drum y 144 m³ de petróleo

por día de las Calizas Nullara; el descubrimiento del yacimiento petrolero de Blina aunque fue de tamaño modesto, estimuló nuevas actividades en la Cuenca Canning. En 1982, Home Energy también descubrió petróleo en el Grupo Grant y la Formación Anderson con el pozo de Sundown 1. Hasta mediados de los ochenta, la exploración se concentró principalmente en las partes norte y central de la cuenca Canning, los objetivos de exploración primaria fueron los estratos Devónico y Permo-Carbonífero. Muchos pozos de exploración tenían shows especialmente de petróleo, pero solamente cinco descubrimientos dieron lugar a campos comerciales: los campos petrolíferos Blina, Boundary, Lloyd, Sundown y West Terrace (Crostella, A., 1998 & Geological Survey of Western Australia, 2017).

En 2009, Buru Energy completó el primer volumen de sísmica 3D en la Cuenca Canning, el Bloque Bunda 3D S.S. y en octubre de 2011, el pozo Ungani 1 de Buru Energy encontró crudo liviano de aproximadamente 37 grados API en calizas dolomitizadas de la Formación Laurel del Carbonífero, éste fue el primer descubrimiento significativo de crudo en la cuenca desde los años 80 y renovó el interés en la exploración de la misma (Geological Survey of Western Australia, 2017). El volumen sísmico Ungani 3D se completó en octubre de 2013 y en noviembre de 2015 el pozo Ungani Far West 1 encontró un intervalo de arenisca de 5 m en la parte superior de la Formación Anderson a una profundidad de unos 1560 m con una buena permeabilidad (~ 450 md) de donde se tomaron muestra de crudo de 41,5 grados API. Este descubrimiento representó un nuevo tipo de play para el área. Finalmente hasta julio de 2016, más de 300 pozos habían sido perforados onshore, se han adquirido 90 000 km de líneas sísmicas 2D y 1207 km² de sísmica 3D en toda la cuenca Canning (Geological Survey of Western Australia, 2017) (ver **Figura 25.**)

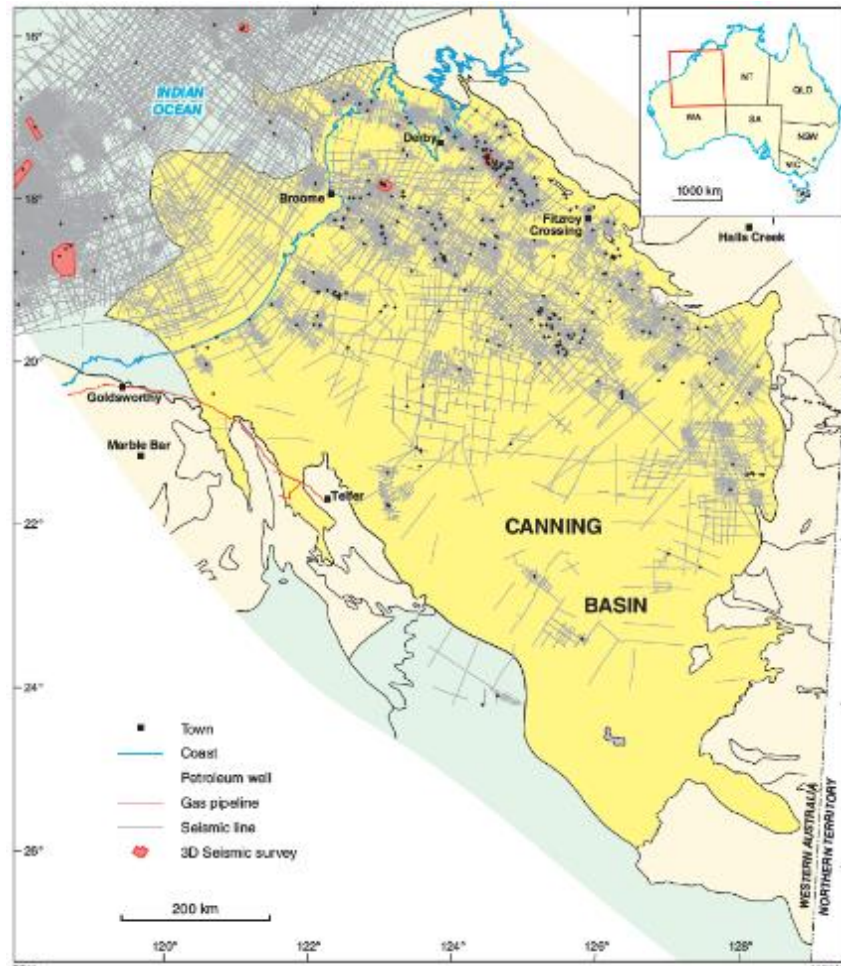


Figura 25. Mapa de la Cuenca Canning mostrando las líneas sísmica 2D y los bloques 3D junto con los pozos petroleros perforados

Fuente: Geological Survey of Western Australia (2017)

6.2 Sistemas Petrolíferos

La distribución y características geoquímicas de los sistemas petrolíferos en la cuenca Canning están ligados a su historia tectónica y comparten muchas propiedades con sistemas petrolíferos en otras cuencas del oeste de Australia (Bradshaw, M., 1993). Esta relación permitió a (Bradshaw et al. 1994) introducir el término de súper sistema petrolífero, el cual está construido

sobre la definición original de sistema petrolífero de (Magoon & Dow, 1994). Un súper sistema petrolífero se refiere a un grupo de sistemas petrolíferos que tienen edades, facies, historias estructurales y potenciales de hidrocarburos similares (Bradshaw et al. 1994).

Kennard et al. (1994b) adaptó y generalizó el modelo de (Bradshaw et al. 1994) a la cuenca Canning y reconoció 5 súper sistemas petrolíferos (L2, L3, L4, G1 y L4-G1) (ver Figura 26) que incluyen más de quince sistemas petrolíferos (Goldstein, B., 1989; Cadman et al. 1993; Kennard et al. 1994b).

El super sistema petrolífero más antiguo Larapintine 2 (L2) se encuentra restringido a la zona de Fitzroy Through e incluye las rocas fuente de la megasecuencia Ordovícico – Silúrico compuesta por shales marinos con kerogenos derivados de algas de las Formaciones Goldwyer y Nita (Taylor, D., 1992) y sus principales reservorios son facies carbonáticas de las Formaciones Nambet, Willara y Nita (Cadman et al. 1993). Larapintine 3 (L3) cuyas rocas fuente son los shales marinos y facies arrecifales con kerogenos de tipo algar del devónico medio y superior, y sus principales reservorios son algunas facies arrecifales del devónico superior y sistemas carbonaticos siliciclásticos del Grupo Fairfield (Crostella 1998; Jonasson & Reiser 2002). Cuatro acumulaciones no comerciales han sido descubiertas en la zona de Lennard Shelf asociadas a este super sistema petrolífero (Cadman et al. 1993). Larapintine 4 (L4) tiene como roca fuente los shales marinos con influencia terrestre de la Formación Laurel del missisipiano, sus principales reservorios corresponden a las facies clásticas del carbonífero de la Formación Anderson principalmente; asociadas a este super sistema petrolífero se han descubierto tres acumulaciones comerciales en Lennard Shelf. El super sistema petrolifero Gondwana 1 tiene por roca fuente los shales marinos de las Formaciones Noonkanbah y Blina Shale depositados durante el pérmico triásico y sus principales reservorios son las facies clásticas del Grupo Grant y la Formación Poole Sandstone

del pérmico. Finalmente tenemos un súper sistema petrolífero híbrido, definido por las rocas fuentes del carbonífero de Larapintine 4 y los reservorios pérmicos de Gondwana 1; este sistema es altamente prolífico con tres acumulaciones comerciales en la zona de Lennard Shelf (ver Tabla 1).

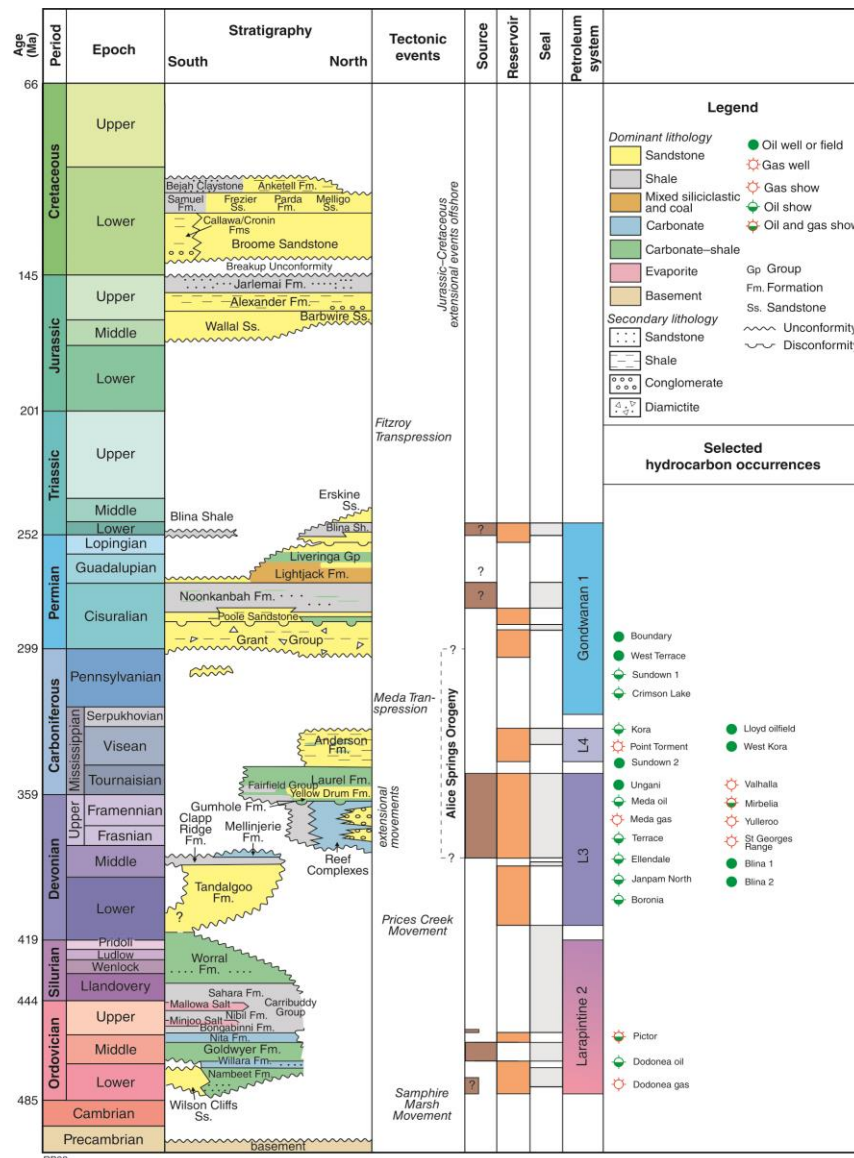


Figura 26. Estratigrafía generalizada y sistemas petrolíferos de la Cuenca Canning. Tomado y modificado de (Geological Survey of Western Australia, 2017)

Tabla 1. *Sistemas petrolíferos de la Cuenca Canning y acumulaciones asociadas encontradas*

Petroleum Super-System	Petroleum Systems	Other Reservoirs	Seal	Commercial Accumulations	Non commercial Oil	Non commercial Gas
Larapintine 2	Nambeet-Nita (.)	Nambeet, Willara, Goldwyer, Tandalgoo, Grant	Carribuddy Gp. and various intraformational seals		Pictor-1, Dodonaa-1, Great Sandy-1	Pictor-1, Dodonaa-1
	Goldwyer Nita (.)					
	Willara-Nita (?)					
	Bongabinni-Nita (.)					
Larapintine 3	Gogo - Nullara/Pillara (.)	Fairfield, Gogo	Fairfield Gp	Pilara	Janpam North 1, Mirabela-1, Boronia-1	Meda-1
	Mellinjerie - Mellinjerie (?)					
	Mirabela Dolomite - Nullara/Pillara (?)					
	Rosli Sandstone-Pillara (?)					
	Clanmeyer - Nullara/Pillara (.)					
	Luluigui - Nullara/Pillara (.)					
	Pillara-Pillara(?)					
Larapintine 4	Laurel - Anderson (.)	Laurel, Yellow Drum	Anderson Fm	Ungant, Sundown, Lloyd, West Kora	Kora-1, St. George Range 1, Yulleroo 1, Terrace-1, Meda-1, Ellendale-1	Ellendale-1, Point Torment-1, Barles-1, Yulleroo-1
	Laurel-Fairfield (.)					
Larapintine Gondwana-1	Laurel - Grant (.)		Grant Gp.	Sundown, West Terrace, Boundary	Crimson Lake-1	
Gondwana 1	Pool - Grant (?)	Noonkanbah, Pool, others	Grant Gp., Noonkanbah			
	Noonkanbah - Grant (?)					
	Unknown					

Fuente: Tomado y modificado de Parra-Garcia M. (2014)

7. Modelado

7.1 Modelado de Litotipos

Para el modelado de litotipos primero se tuvo que definir las litofacies de la estratigrafía de la zona de estudio, esto se basó en la descripción sedimentológica de núcleos y en la interpretación de registros eléctricos del pozo Terrace_1. (Ver Figura 27)

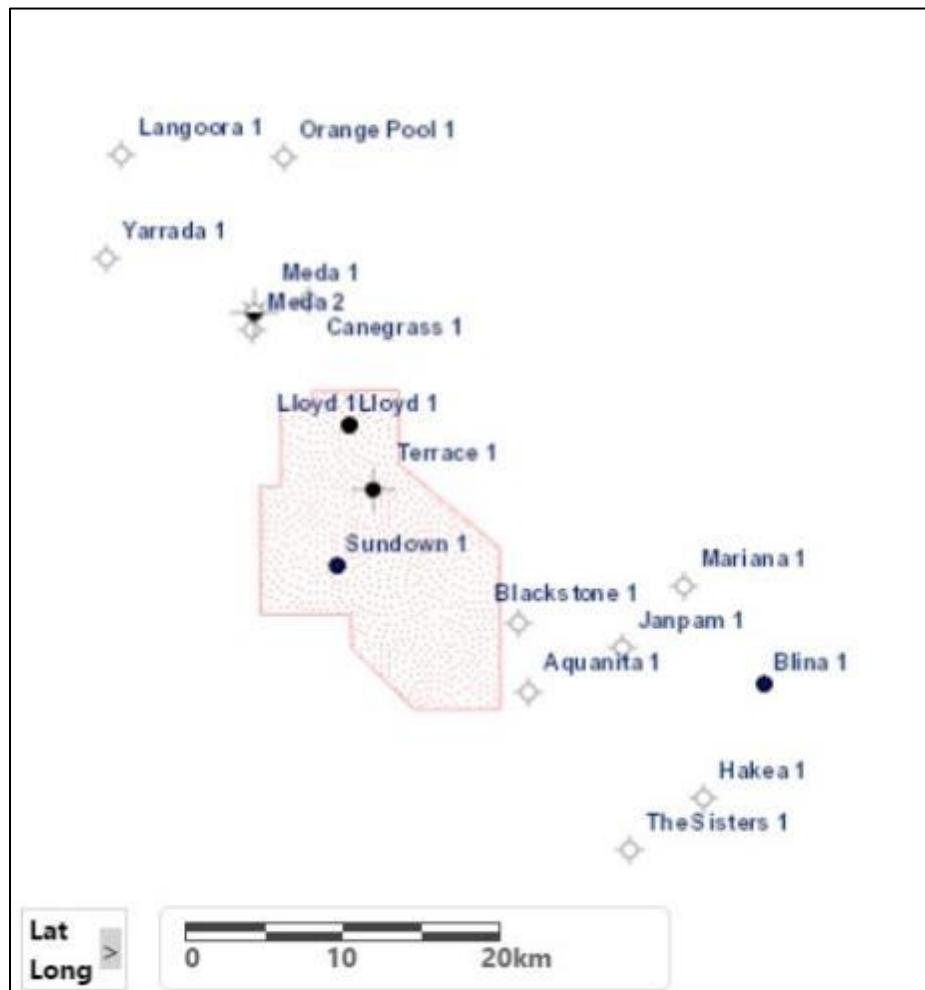


Figura 27. Ubicación del Pozo Terrace_1 utilizado para descripción de Litotipos.

Para la sección corazonada del Grupo Grant se describieron dos litofacies y una a partir de núcleos de la Formación Laurel: (ver **Figura 28**)

LT_0 (Grant): Arenisca fina ligeramente calcárea de color gris claro, bien calibrada, angular a sub-redondeada donde predomina el cuarzo, micas, feldespatos potásicos y máficos como fragmentos de roca.

LT_1 (Grant): Limolita de color gris claro, tamaño de grano de limo a arena muy fina, predominantemente de cuarzo con trazas de minerales pesados y máficos.

LT_2 (Laurel): Caliza arcillosa fósilífera de color marrón oscuro a negro de textura rugosa, finamente cristalina y una porosidad moderada a justa.

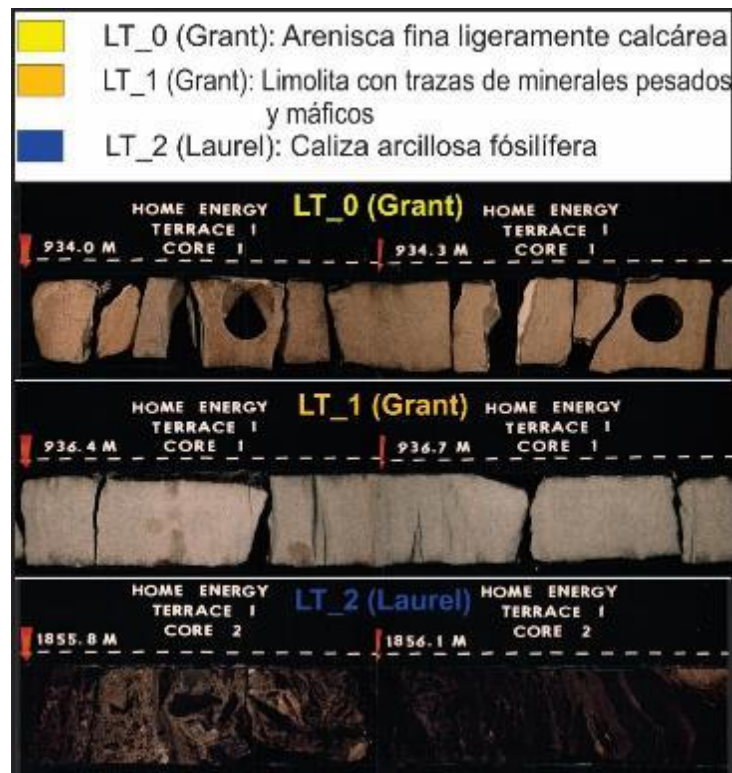


Figura 28. Núcleos de perforación del pozo Terrace_1 a partir de los cuales se definieron las litofacies LT_0 (Grant), LT_1 (Grant), LT_2 (Laurel).

A cada litofacie definida a partir de los núcleos se le asignó un respectivo litotipo (ver *Figura 29*) y es llevado a su posición en el pozo en donde se observa cómo responden los registros eléctricos a estas litofacies (ver Figuras 30 y 31)

Litofacie	Litotipo	Background	Pattern
LT_0(Grand)	Arenisca		
LT_1(Grand)	Limolita		
LT_2(Laurel)	Caliza		

Figura 29. Litotipos definidos a partir de las litofacies de los núcleos del pozo Terrace_1.

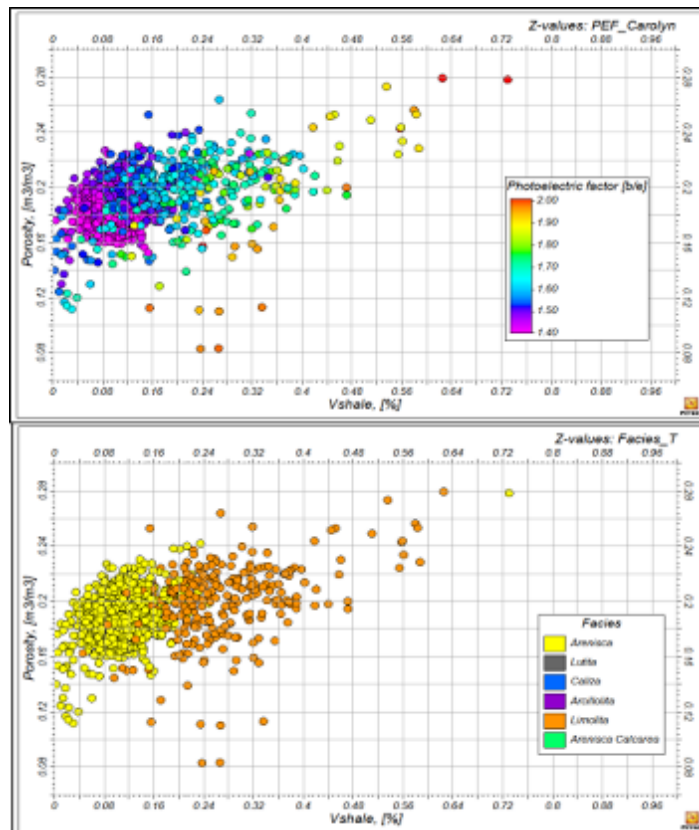


Figura 30. Crossplots de valores de los registros eléctricos para el intervalo corazonado de las litofacies LT_0(Grant) & LT_1(Grant)

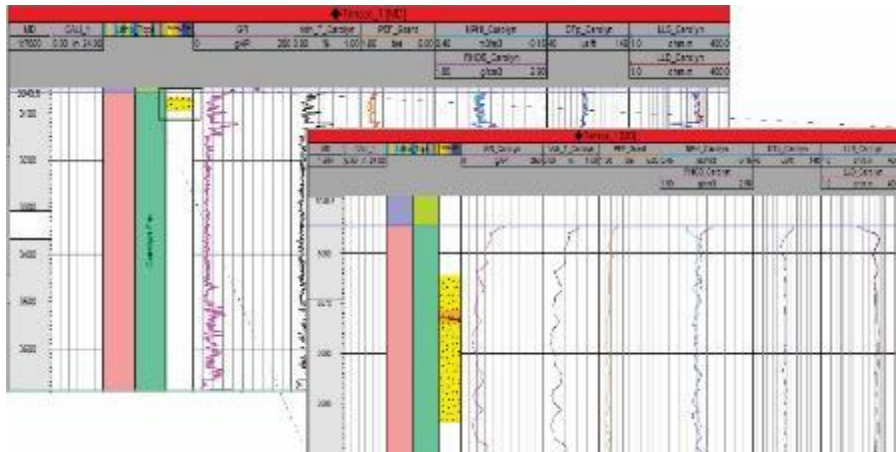


Figura 31. Litotipos para la sección corazonada del Grupo Grant en el pozo Terrace_1.

Como control de calidad se realizaron crossplots (ver Figura 31) de los registros eléctricos en el intervalo corazonado usando las tendencias definidas mediante el método de redes neuronales; este método consiste en la elaboración de algoritmos que analizan múltiples parámetros de entrada (Toomarian et al. 1999). En este caso los parámetros de entrada son los registros eléctricos de pozo los cuales responden a las propiedades físicas de cada tipo de roca, permitiendo estimar con una mayor exactitud en todo el pozo los litotipos a los cuales se encuentran asociados los registros, el resultado final fue de 6 litotipos para todo el pozo. (Ver Figura 32).

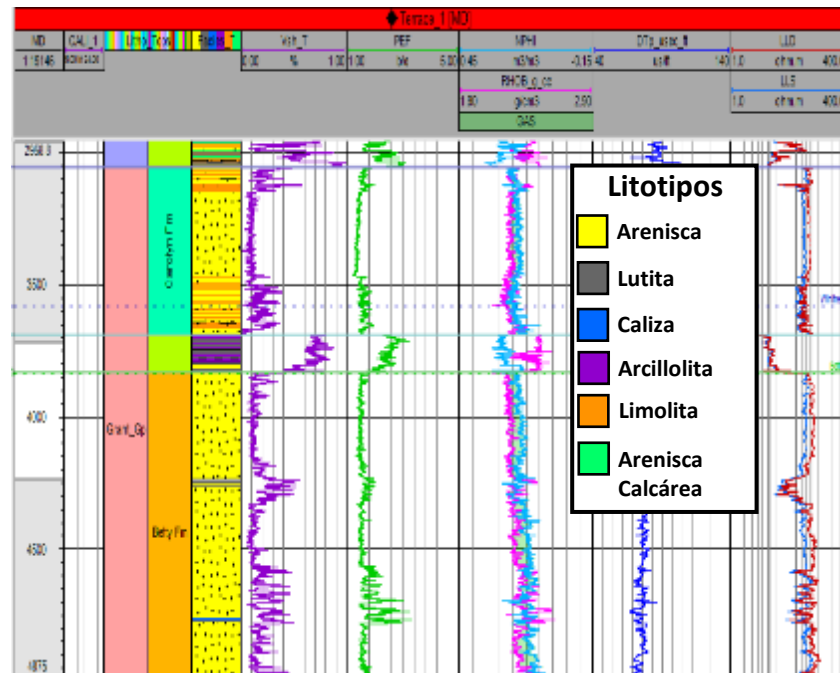


Figura 32. Modelo final de litotipos para el pozo Terrace_1.

7.2 Modelado Estratigráfico y Estructural

7.2.1 Generalidades del dato sísmico. El volumen sísmico Bunda se encuentra disponible de manera gratuita y libre uso en la base de datos del Sistema de Gestión de Información Petrolera y Geotérmica del Oeste de Australia (WAPIMS). Consta de 611 inline y 850 crossline espaciadas 25 metros entre sí, cubriendo un área total de 223,3 km² (ver Figura 33). El tiempo total del registro sísmico es de 5000 ms con un intervalo de muestreo de 4 ms.

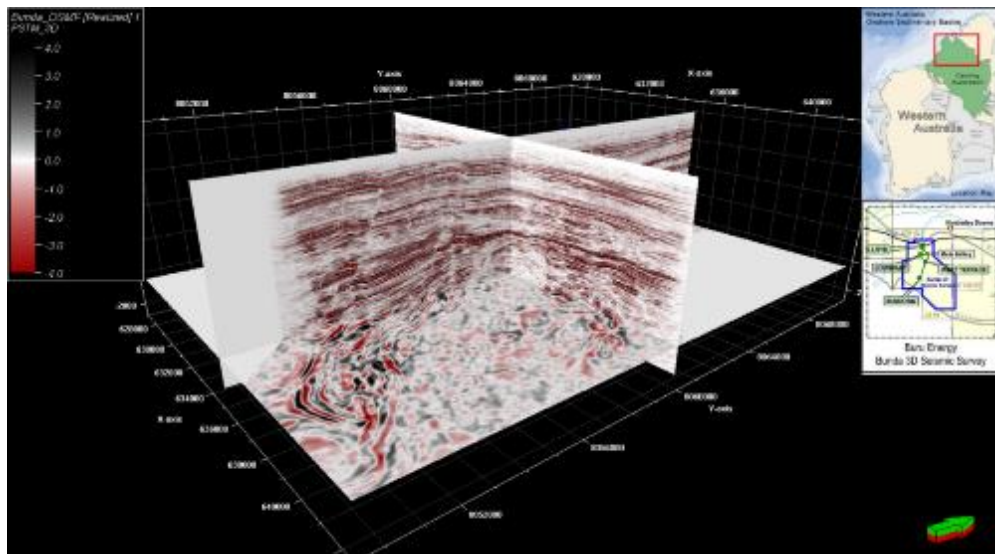


Figura 33. Cubo Sísmico Bunda 3D S.S

7.2.2 Amarre sísmica pozo. Para realizar el amarre sísmica pozo mediante el método directo o de convolución generando el sismograma sintético descrito por Walden and White (1984); es indispensable contar con datos de checkshot o registro sísmico en el pozo y el registro de densidad. Se realizó un inventario y revisión de los datos de pozos disponibles, encontrando 2 pozos que cuentan con los registros necesarios para realizar el amarre sísmica-pozo (Lloyd_2 y Terrace_1). Se amarraron los topos de las Formaciones Laurel, Anderson, Betty, Winifred, Carolyn, Poole Sandstone, Noonkanbah y Liveringa obteniendo una muy buena correlación reflejada en un coeficiente de correlación de 0.76 para el pozo Terrace_1. (Ver Figura 34)

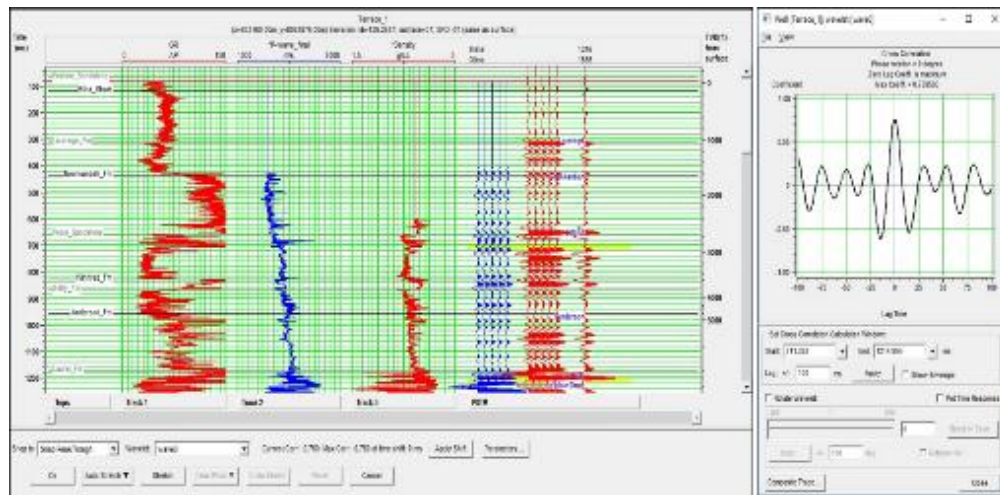


Figura 34. Amarre sísmica pozo del pozo Terrace_1 y Ondícula tipo Ricker (fase cero).

Una vez ubicados los topes de las Formaciones en los reflectores correspondientes en la sísmica (ver Figura 35) se procedió con el acondicionamiento de la imagen para la interpretación de fallas y horizontes.

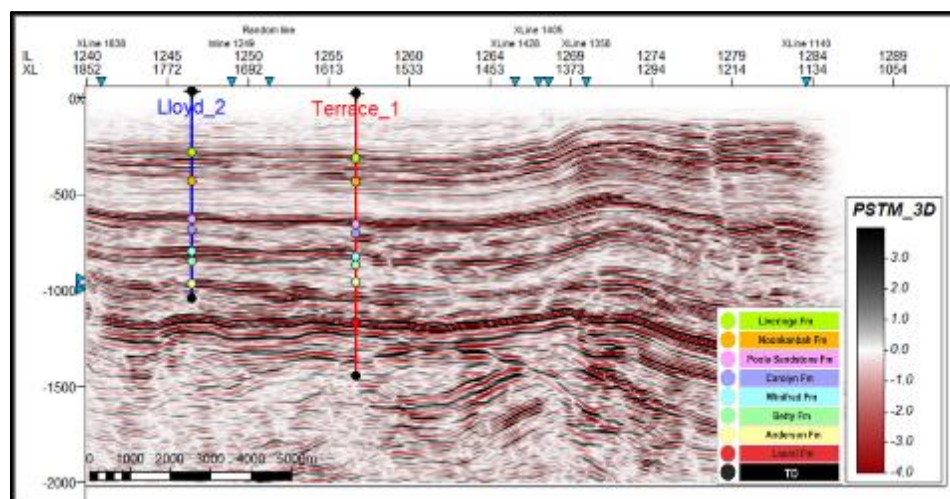


Figura 35. Imagen sísmica entre los pozos Lloyd_2 y Terrace_1 mostrando los topes de las Formaciones amarrados a su respectivo reflector en la imagen sísmica.

6.2.3 Modelo estructural y estratigráfico en tiempo- profundidad

Acondicionamiento de Imagen Sísmica. Debido a la baja relación señal/ruido observada en algunas zonas del volumen sísmico fue necesario ejecutar un acondicionamiento a las imágenes PTSM antes de iniciar la interpretación de fallas y horizontes. Se aplicó el filtro Dip Steered Media Filter (DSMF) a todo el volumen sísmico para mejorar la continuidad lateral de los reflectores. La *Figura 36* muestra el resultado del proceso de acondicionamiento de la imagen sísmica en la inline 1189 lográndose observar especialmente en las zonas de baja amplitud una imagen más limpia y con mejor continuidad lateral de sus reflectores.

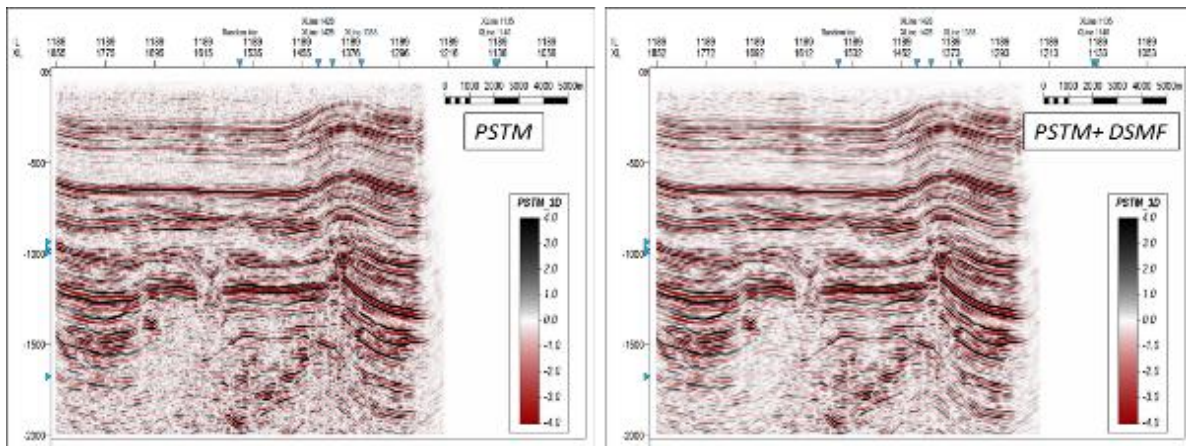


Figura 36. Resultado del acondicionamiento sísmico mediante el filtro DSMF en la inline 1189.

Posteriormente, se aplicó el filtro Fault Enhancement Filter (FEF) a todo el volumen sísmico para mejorar la visualización de discontinuidades verticales que estarán asociadas a eventos de deformación como fallas. La *Figura 37* muestra el resultado del proceso de acondicionamiento de la imagen sísmica en la inline 1189 lográndose observar mucho más claramente discontinuidades verticales.

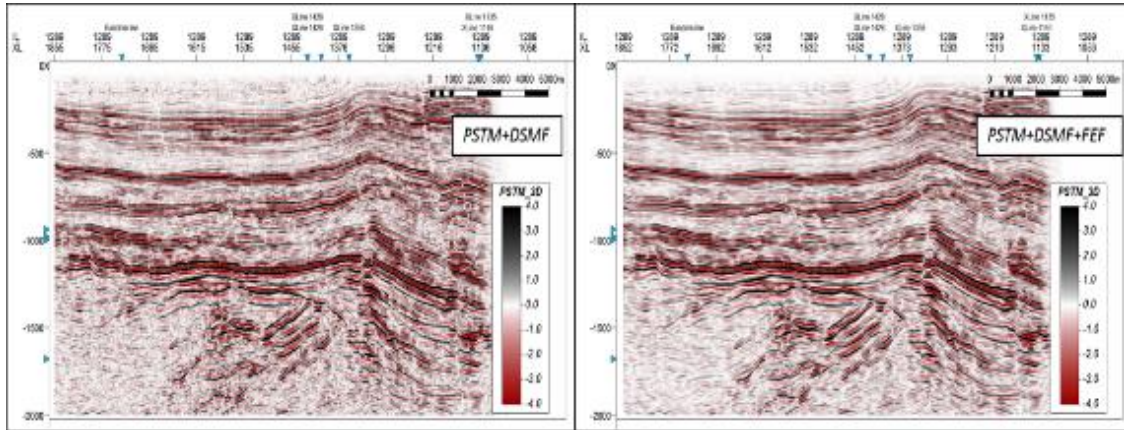


Figura 37. Resultado del acondicionamiento sísmico mediante los filtros DSMF + FEF en la inline 1289.

Interpretación de Fallas. Para construir el modelo estructural de la zona se inició por la interpretación de fallas para la cual se utilizó el atributo de similaridad con el fin de mejorar la visualización de las discontinuidades verticales en la sísmica. La interpretación de fallas se realizó cada 10 inline y crossline pudiéndose apreciar un set de fallas normales de alto ángulo con rumbo Noroeste (ver Figura 38).

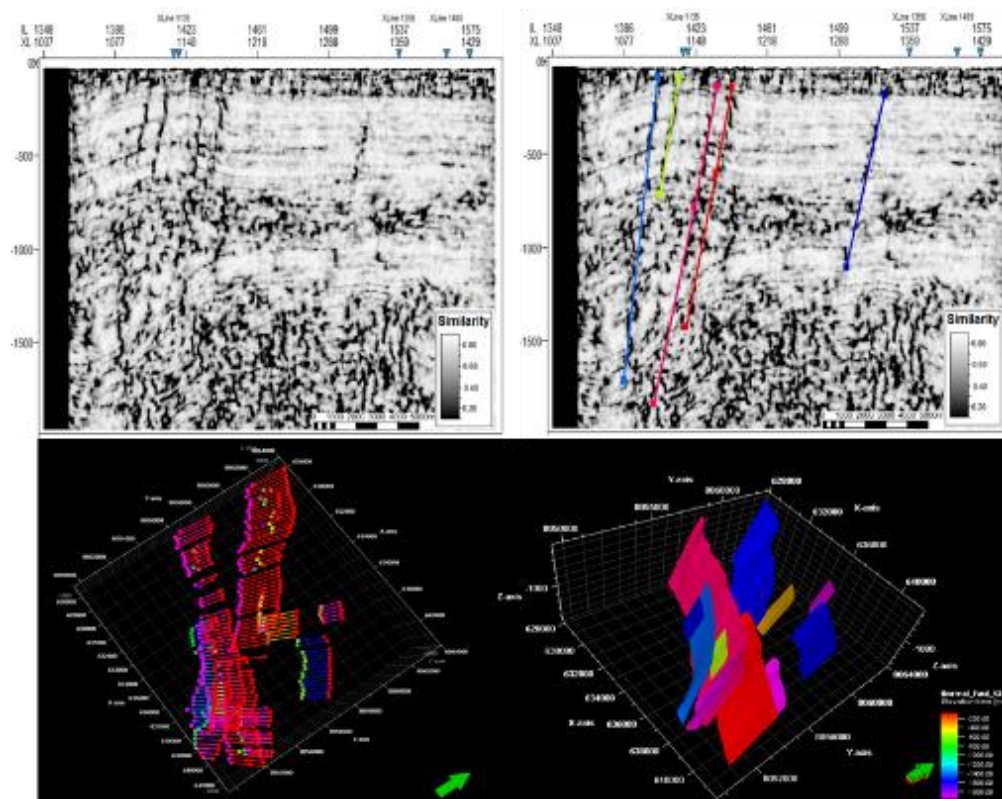


Figura 38. Resultado de la interpretación de fallas utilizando el atributo de similaridad.

Interpretación de horizontes estratigráficos. Para construir el modelo estratigráfico se realizó la interpretación de los topes de las Formaciones perforadas por los pozos Lloyd_2 y Terrace_1 que fueron previamente amarrados a la sísmica. Se utilizó la imagen sísmica previamente adecuada PSTM+DSMF sobre la cual se definieron 8 facies sísmicas (**Tabla 2**) que son características de las Formaciones y junto con el atributo de Energía se guó la interpretación de los 8 horizontes correspondientes a los topes de las Formaciones Liveringa, Noonkanbah, Poole Sandstone, Carolyn, Winifred, Betty, Anderson y Laurel.

La interpretación de cada horizonte se realizó cada 20 inlines y crosslines obteniéndose un mallado sísmico de cada uno de estos horizontes que permitió mediante métodos de interpolación generar las superficies asociadas a estas Formaciones en el área de estudio (ver **Figura 39**).

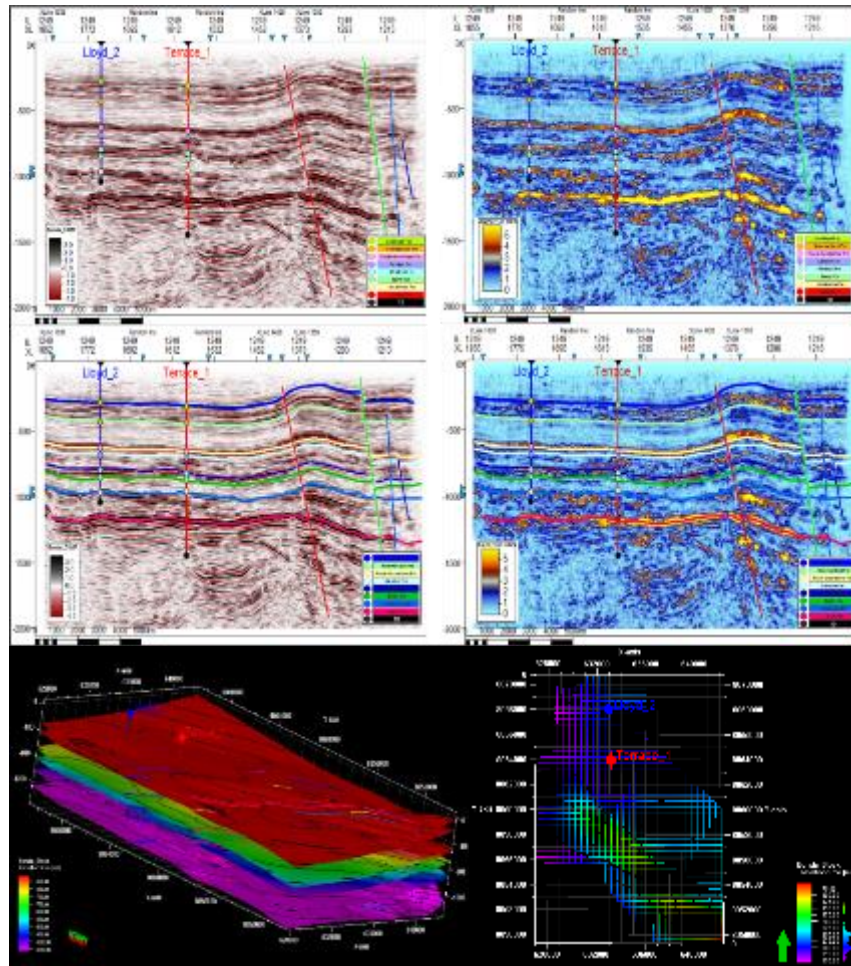
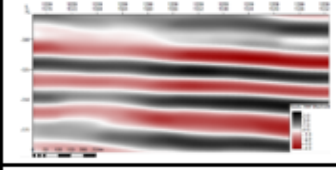
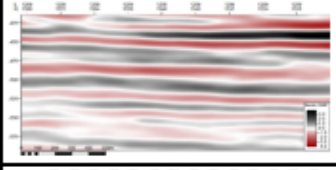
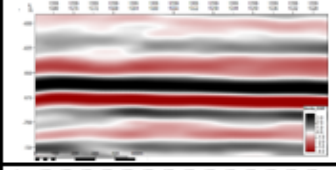
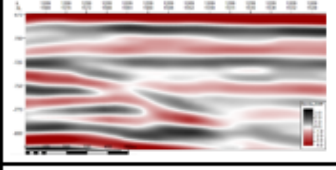
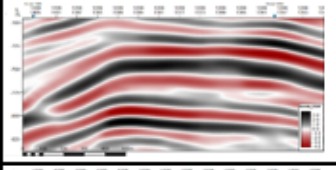
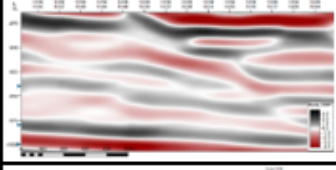
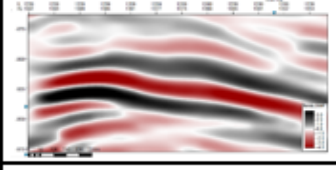
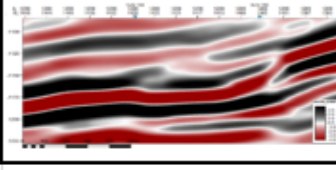


Figura 39. Resultado de la interpretación de horizontes utilizando el atributo de energía.

Tabla 2. *Facies sísmicas asociadas a las ocho formaciones interpretadas*

FORMACION	FACIE SISMICA ASOCIADA	IMAGEN SISMICA
Fm. Liveringa	Reflectores de alta continuidad y alta amplitud	
Fm. Noonkanbah	Reflectores de alta continuidad y moderada a baja amplitud	
Fm. Poole Sandstone	Reflectores de alta continuidad y moderada a alta amplitud	
Fm. Carolyn	Reflectores de moderada a baja continuidad y moderada amplitud	
Fm. Winifred	Reflectores de moderada a alta continuidad y moderada a alta amplitud	
Fm. Betty	Reflectores de baja continuidad y baja amplitud	
Fm. Anderson	Reflectores de baja a moderada continuidad y moderada a alta amplitud	
Fm. Laurel	Reflectores de moderada a alta continuidad y alta amplitud	

Finalmente se integró la interpretación de fallas con la interpretación de horizontes para crear el modelo estratigráfico y estructural de la zona de estudio (ver **Figura 40**).

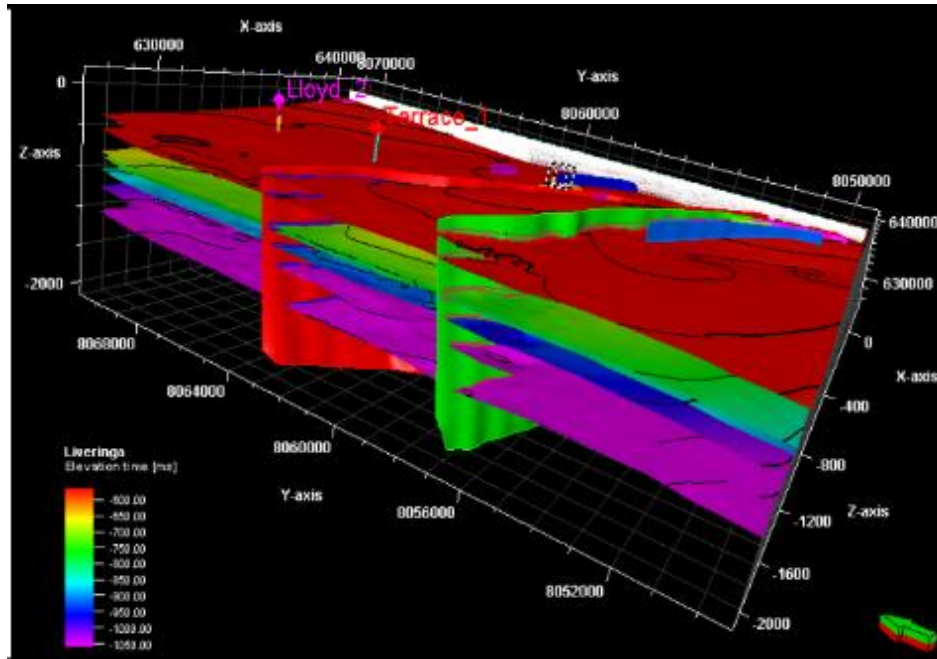


Figura 40. Modelo estratigráfico y estructural en tiempo del bloque Bunda, Noroeste de Australia.

Del modelo velocidades intervalo disponible del procesamiento sísmico (ver **Figura 41**) se genera el modelo de velocidades promedio a partir de la **Ecuación 1**. En la **Figura 42** se observa el modelo de velocidades promedio el cual se utilizó para la conversión tiempo profundidad. (Ver **Figura 43**)

Ecuación 1. Ecuación de la velocidad Promedio

$$V_{Ave}(T) = \frac{\sum_{n=0}^{n=N} V_{int}(n)T_n}{\sum_{n=0}^{n=N} T_n}$$

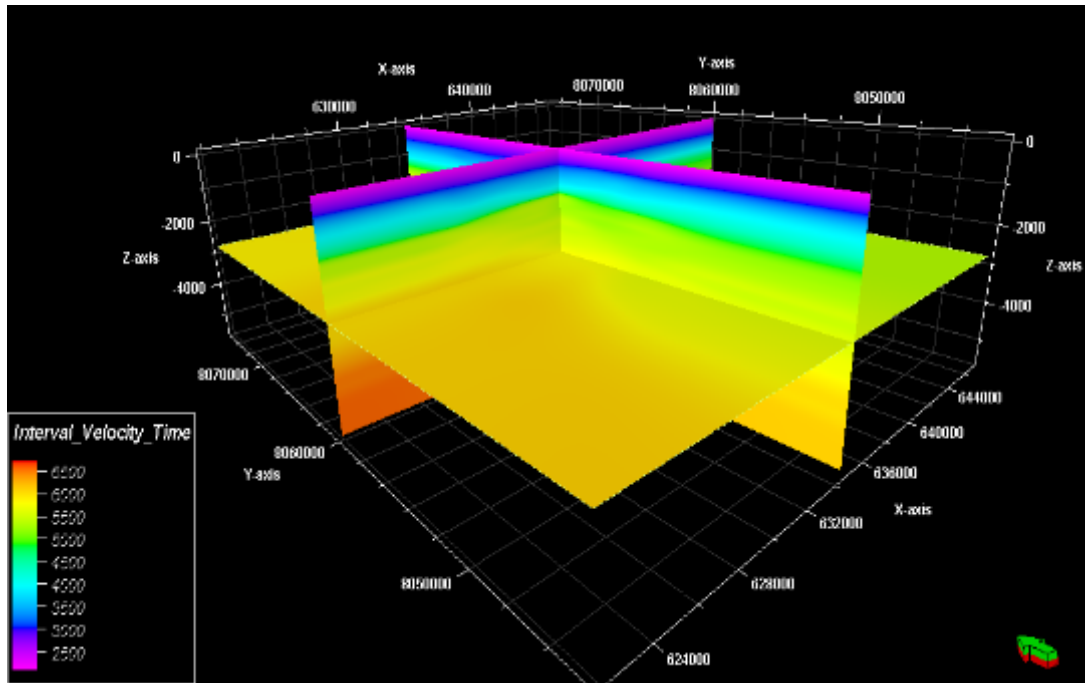


Figura 41. Modelo de Velocidad Intervalo

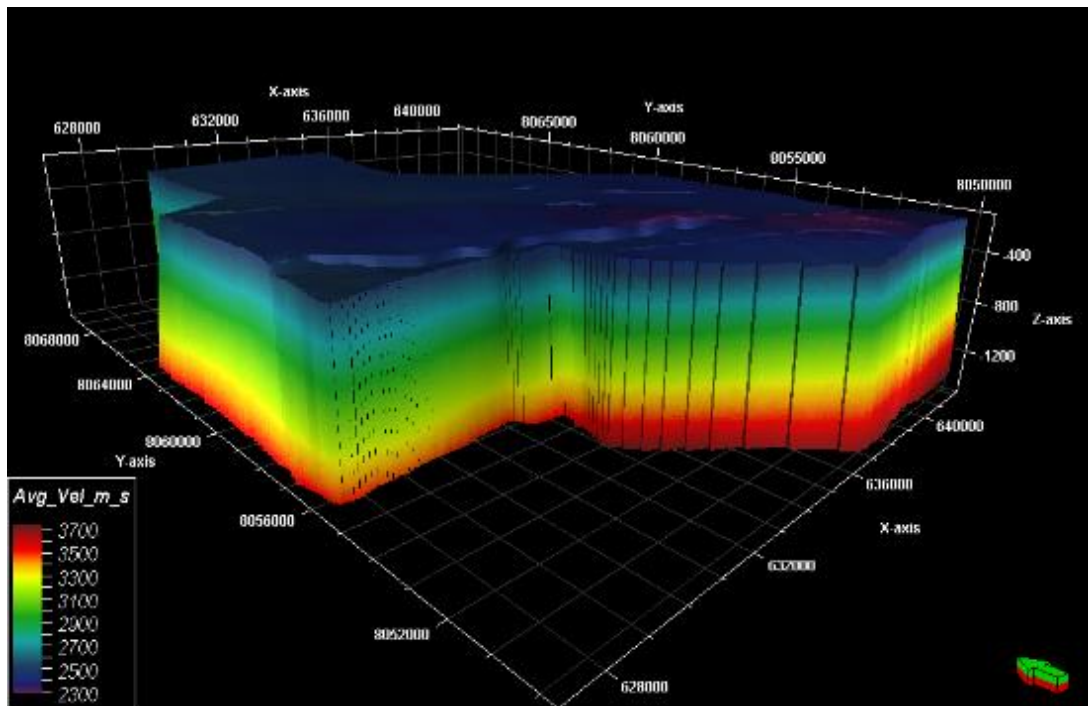


Figura 42. Modelo de Velocidad Promedio

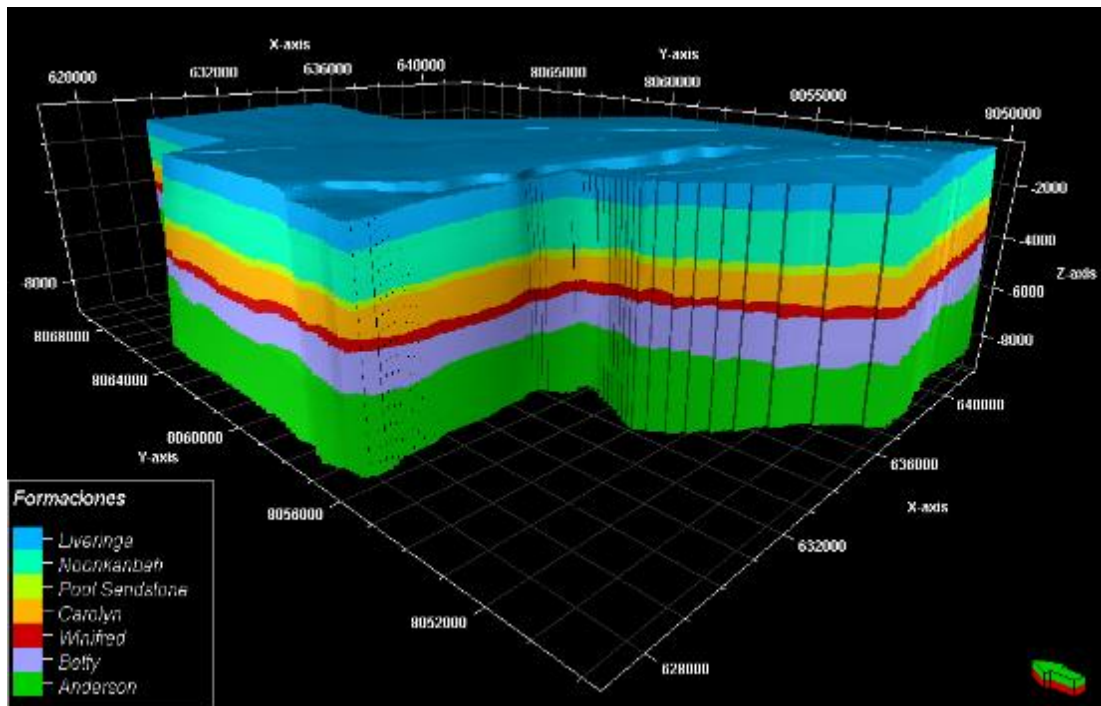


Figura 43. Modelo Estructural 3D en Profundidad definido para el bloque Bunda, Noroeste de Australia

7.3 Modelado Geoquímico

7.3.1 Caracterización de roca fuente. En la zona de Lennard Shelf, hidrocarburos de los campos Blina y Janpam están geoquímicamente correlacionados a los complejos carbonáticos arrecifales de las Formaciones Nullara y Pillara del Devónico. Mientras crudos de los campos Boundary, Lloyd, Sundown y West Terrace están geoquímicamente correlacionados a la Formación Laurel del carbonífero inferior (Ghori, KAR., 2013) (ver **figura 44**). En vista de que los campos Boundary, Lloyd, Sundown y West Terrace se encuentran contenidos en el volumen sísmico Bunda, nuestra principal roca fuente objetivo será la Formación Laurel del carbonífero inferior.

El potencial de generación de una roca fuente depende de tres factores que son: la cantidad de materia orgánica, la calidad y la madurez termal de la misma. Con el fin de caracterizar la roca fuente de hidrocarburos en la zona de estudio, se han realizado crossplots basados en datos de Pirolisis Rock-Eval y petrología orgánica. Los parámetros utilizados para estimar el potencial de roca generadora fueron (%TOC) para la cantidad de materia orgánica, el índice de Hidrógeno (HI), el índice de Oxígeno y el Potencial de Generación (S2) para la calidad de materia orgánica y finalmente el (Tmax) y la reflectancia de vitrinita (% Ro) para determinar la madurez termal de dicha materia orgánica; los valores generales utilizados para la interpretación de estos datos se resumen en las Tablas (3, 4 y 5).

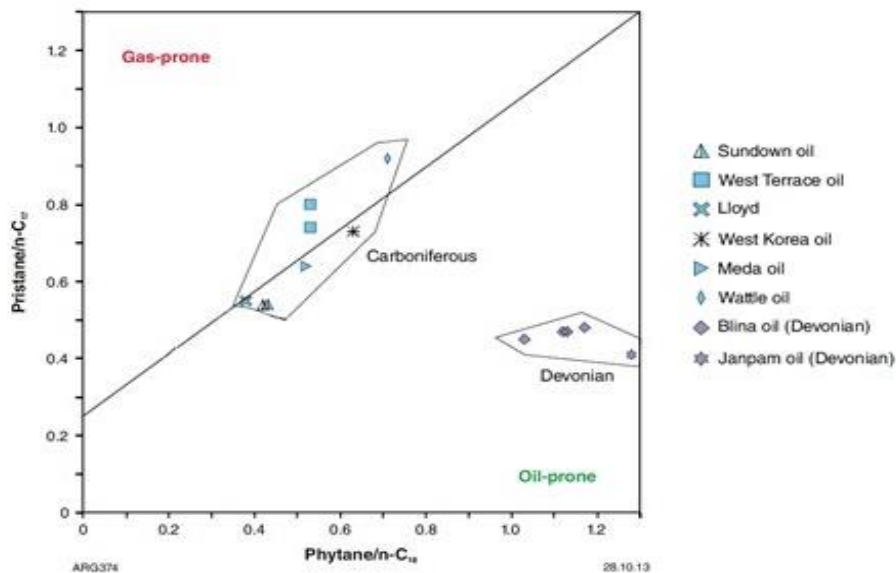


Figura 44. Correlación por cromatografía de gases de hidrocarburos saturados extraídos de rocas y crudos del Devónico y Carbonífero (Tomado y Modificado de Ghori, KAR., 2013)

Tabla 3. *Tabla de valores de TOC (%W) para caracterización de cantidad de materia orgánica de la roca fuente*

Cantidad de materia orgánica	%TOC
Pobre	< 0.5
Justa	0.5 - 1
Buena	1 - 2
Muy Buena	2 - 4
Excelente	> 4

Tabla 4. *Tabla de valores de HI (mg HC / g TOC) y S2 (mg HC / g Roca) para caracterización de calidad de materia orgánica de la roca fuente*

Calidad de materia orgánica	
Tipo de Kerogeno	HI (mg HC / g TOC)
I	> 600
II	300 - 600
III	50 - 200
IV	< 50
Potencial de Generación	S2 (mg HC / g Roca)
Pobre	< 2.5
Justo	2.5 - 5
Bueno	5 - 10
Muy Bueno	10 - 20
Excelente	> 20

Tabla 5. *Tabla de valores de Ro (%), Tmax (°C) y PI (S1/S1+S2) para caracterización de madurez termal de materia orgánica de la roca fuente*

Madurez termal de la materia orgánica	%Ro	Tmax (°C)	PI (S1 / S1 +S2)
Inmadura	< 0.6	< 430	< 0.1
Madura (Aceite)	0.6 - 1.35	430 - 470	0.1 - 0.3
Sobremadura (Gas)	> 1.35	> 470	> 0.3

Se utilizaron los resultados de pirolisis Rock Eval de muestras de 16 pozos que perforaron la Formación Laurel en cercanía al volumen sísmico Bunda (ver Figura 45).

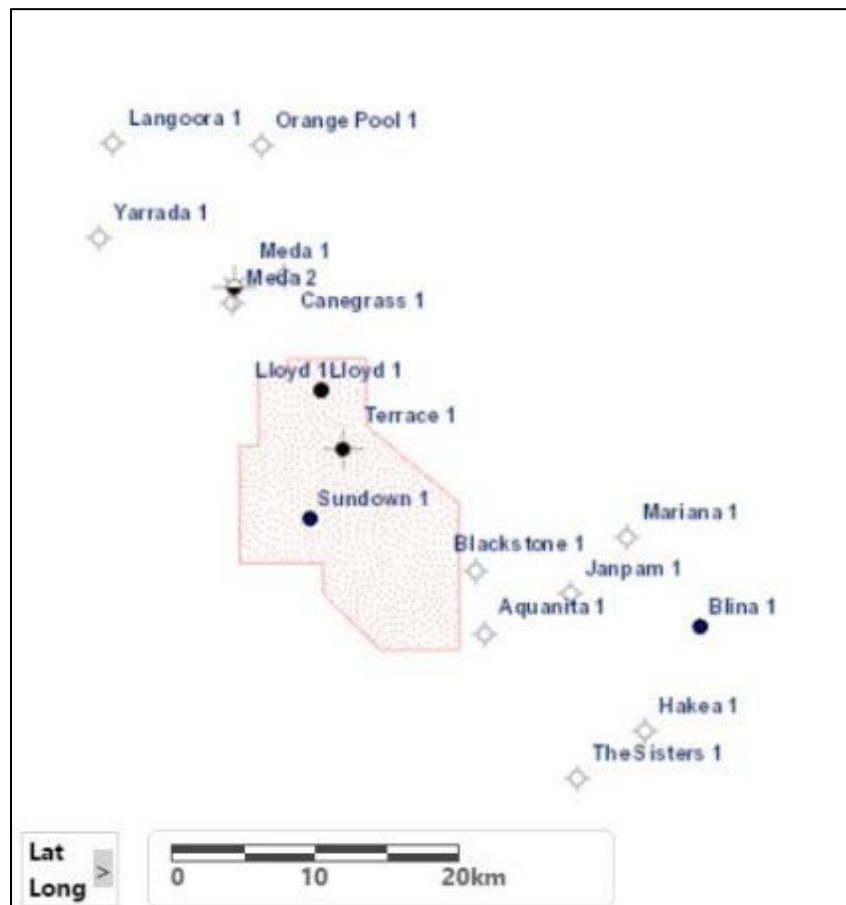


Figura 45. Pozos utilizados para la caracterización de roca fuente

Estratigráficamente la Formación Laurel fue dividida por (Druce y Radke, 1979) en dos miembros, uno inferior carbonático interpretado como de ambiente de plataforma marina abierta compuesto por calizas bioclásticas con crinoideos, bivalvos, gasterópodos y algas calcáreas entre otros fósiles que se intercalan con calizas micríticas que gradan a shales oscuros; y un miembro superior detrítico que presenta una litología predominantemente terrígena gruesa con presencias ocasionales de carbonatos lo que sugiere un ambiente marino somero intermareal. Esto tuvo un fuerte impacto en cuanto a la calidad de los datos de rock eval los cuales se vieron fuertemente castigados por el hecho de que muchos de los pozos que perforaron la Formación Laurel su objetivo fue el miembro superior detrítico el cual se planteaba como posible reservorio y sus valores de %TOC y HI son muy bajos, también debemos tener en cuenta que la zona de Lennard Shelf corresponde a los flancos de la cuenca en donde los ambientes sedimentarios son más someros y el aporte terrígeno es mayor lo que afecta directamente la preservación de la materia orgánica en los sedimentos y se ve reflejada en valores de %TOC y HI bajos. Sin embargo se observa en la **Figura 46** muestras con %TOC mayores a 0.5 y hasta superiores a 4 que corresponderían a aquellas facies con potencial de roca generadora.

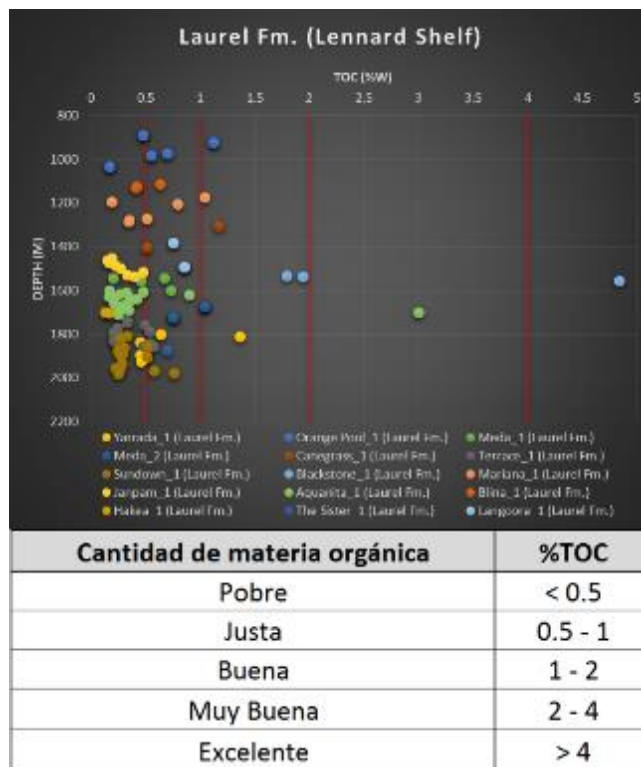


Figura 46. Muestras de pozo con análisis de %TOC de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.

Las muestras contienen unos valores muy bajos de índice de Hidrogeno que al ser ploteadas en el diagrama de Van Krevelen, D. W. (1950) (ver **Figura 47**) indican predominantemente kerogenos tipo 4 sin capacidad para generación de hidrocarburos y también producto del bajo índice de Hidrogeno los valores de S2 del Rock Eval indican un pobre potencial de generación de hidrocarburos. (Ver **Figura 48**) no obstante, al igual que sucede con los datos de %TOC se observan muestras cuyo contenido de hidrogeno es suficiente para generar hidrocarburos líquidos que corresponderían a aquellas facies con potencial de roca generadora.

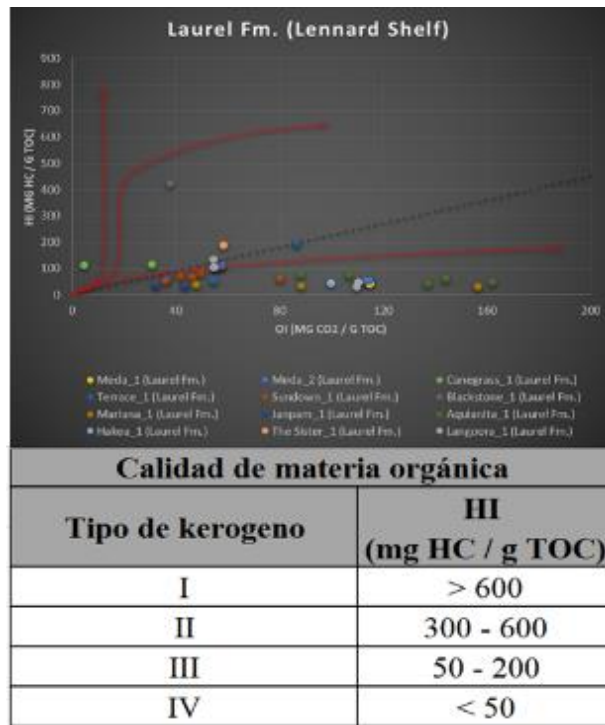


Figura 47. Diagrama de Van Krevelen con muestras de pozo con análisis Rock Eval de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.

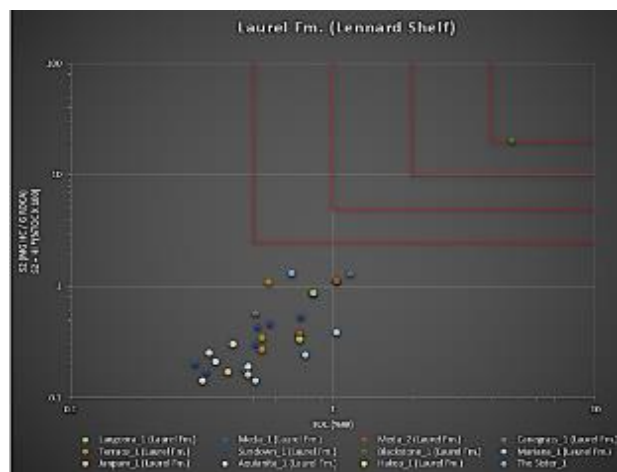


Figura 48. Potencial de generación a partir de muestras de pozo con análisis Rock Eval de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.

La madurez termal es un parámetro más independiente de factores ambientales asociados a la sedimentación y depende principalmente de la temperatura alcanzada por los sedimentos durante su evolución geológica. Se calcula a partir de factores como el porcentaje de reflectancia de la vitrinita (%Ro) en petrografía orgánica y el Tmax y PI de los análisis de Rock Eval que son excelentes indicadores de la madurez termal de una roca fuente. En la **Figura 49** se muestran los resultados de Tmax y PI obtenidos del análisis Rock Eval de las muestras de la Formación Laurel en los diferentes pozos evidenciando que estas rocas alcanzaron una madurez termal suficiente para entrar en la ventana de generación de crudo, además en la **Figura 50** apreciamos valores de porcentaje de reflectancia de la vitrinita de muestras de la Formación Laurel analizadas mediante la técnica de petrografía orgánica junto con resultados teóricos de porcentaje de reflectancia de vitrinita obtenidos a través de la ecuación propuesta por (Jarvie et al., 2001) que confirman dicha apreciación respecto a la madurez termal de estas rocas que llegaron a la ventana de generación de aceite.

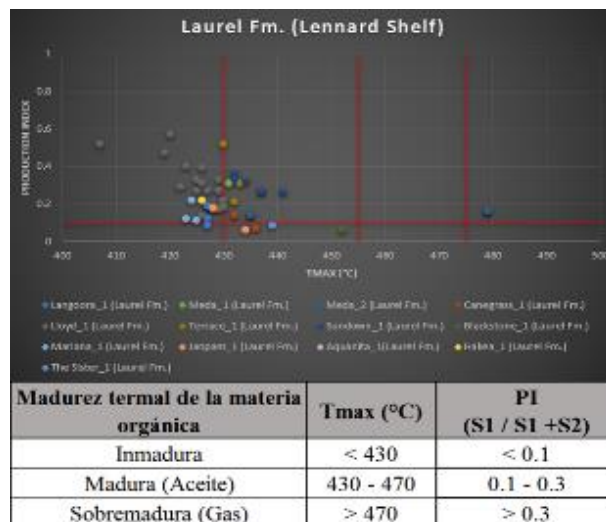


Figura 49. Madurez termal a partir Tmax y PI obtenidos de análisis Rock Eval de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf.

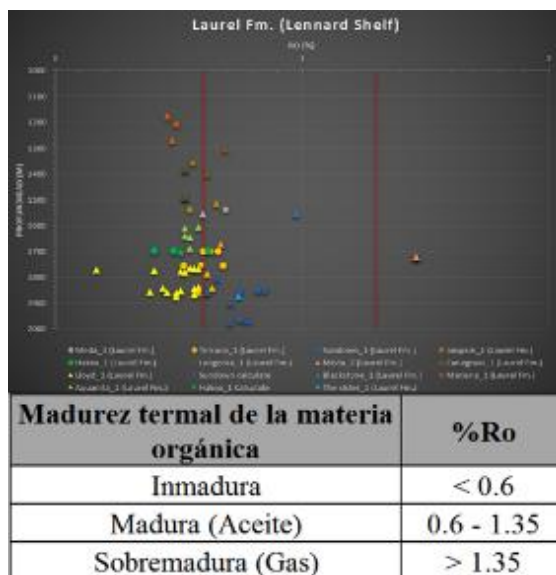


Figura 50. Madurez termal a partir valores de %Ro obtenidos de petrografía orgánica de muestras de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf y calculados mediante la ecuación de Jarvie et al., 2001).

Concluimos de la caracterización de roca fuente que el grueso de los valores de %TOC y HI analizados de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf no son representativos de las facies con potencial de generación de hidrocarburos del miembro inferior carbonatico reportadas para la zona, sino que están sesgadas por una mayoría de muestras del miembro superior detrítico siliclastico ampliamente perforado en la zona como roca reservorio por sus buenos resultados en el campo Blina al sur de la zona de estudio. Sin embargo muestras de los pozos The Sister_1, Blackstone_1 y Cangrass_1 reportan valores de contenidos en peso de materia orgánica (TOC) cercanos al 1% llegando hasta valores superiores al 4% e índices de Hidrogeno (HI) con potencial de generación de hidrocarburos líquidos de hasta 400 mg HC / g TOC que se ajustan mejor a los

reportados por (Ghori, KAR., 2013) en donde se realizó esta misma metodología de caracterización de roca fuente pero con más de 2000 muestras distribuidas en toda la cuenca Canning. No obstante los indicadores de madurez termal muestran que la Formación Laurel alcanzó la madurez necesaria para llegar a la ventana de generación de aceite.

7.3.2 Modelado geoquímico y calibración del sistema petrolífero. En base a información de pozo se construyó la historia de subsidencia para la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf desde el devónico superior hasta la actualidad (ver **Figura 51**). Se observa una subsidencia continua desde el devónico hasta finales del carbonífero inferior correspondiente a la sedimentación de la Megasecuencia Devónico – Carbonífero inferior que consta de las Formaciones Nullara y Pillara, el Grupo Fairfield y la Formación Anderson, seguidamente se observa una exhumación de la cuenta y erosión estimada entre 300 y 500m por (Kennard et al. 1994a) durante el carbonífero superior asociada al Evento Tectónico Transpresivo Meda registrado ampliamente en sísmica y pozos en toda la cuenca Canning. Después de esta erosión se reanuda la sedimentación con una subsidencia continua de la cuenca desde el pérmico hasta el triásico medio correspondiente a la sedimentación de la Megasecuencia Carbonífero Tardío – Triásico que consta del Grupo Grant, y las Formaciones Poole Sandstone, Noonkanbah, Liveringa, Blina Shale y Erskine Sandstone. Finalmente se registra de forma local en la zona de Lennard Shelf un evento de exhumación y erosión denominado Evento Transpresivo Fozzroy el cual (Kennard et al. 1994a) en base a información de pozos estimó entre 200 y 400m. Desde el jurásico medio hasta la actualidad se presenta un hiato estratigráfico en la cuenca Canning Onshore.

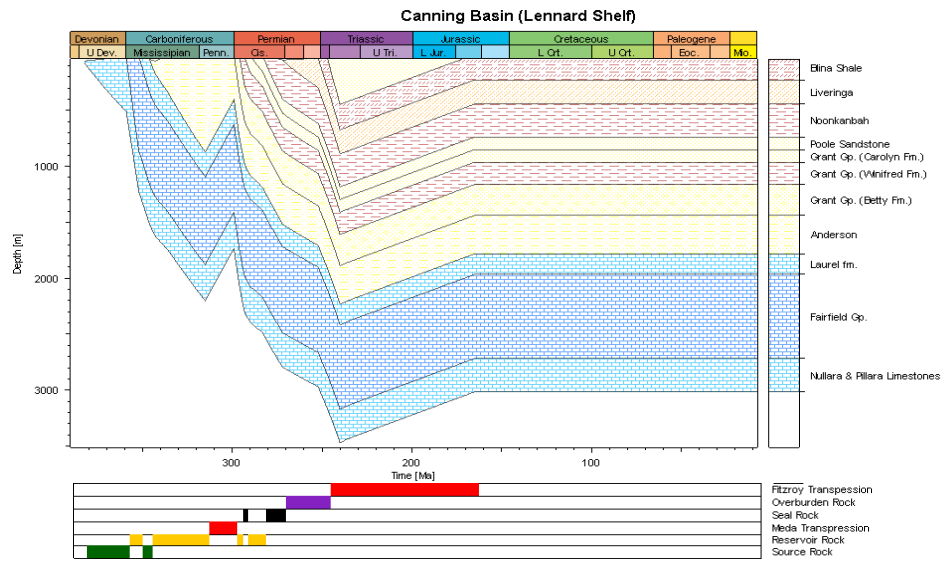


Figura 51. Historia de subsidencia de la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf con elementos de sistemas petroliferos.

La evolución termal de la cuenca está marcada por rift en el devónico con fase principal de rifting en el Devónico tardío por lo cual se pudo calcular el flujo de calor de la cuenca mediante el modelo para rift de (McKenzie, 1978) como se puede observar en la **Figura 52**.

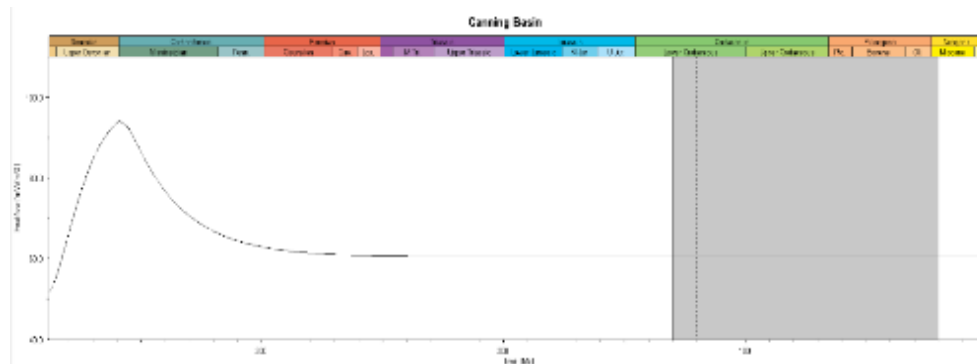


Figura 52. Flujo de calor de la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf obtenido mediante el modelo para rift de (McKenzie, 1978)

Cuando realizamos el modelo geoquímico del sistema petrolífero en esta cuenca obtenemos como resultado que las formaciones reportadas como rocas generadoras en la cuenca (Formación Laurel del carbonífero inferior y Formaciones Nullara y Pillara del devónico) alcanzaron valores de %Ro entre 0.7 y 1.1 respectivamente lo que significa que alcanzaron la madurez termal suficiente para generar hidrocarburos líquidos; este modelo fue calibrado con datos de %Ro obtenidos de petrografía orgánica de muestras de pozo como se observa en la **Figura 53** y observamos un muy buen ajuste de la curva de %Ro modelada con los puntos de calibración de la petrografía orgánica comprobándose que el modelo está ajustado a la realidad.

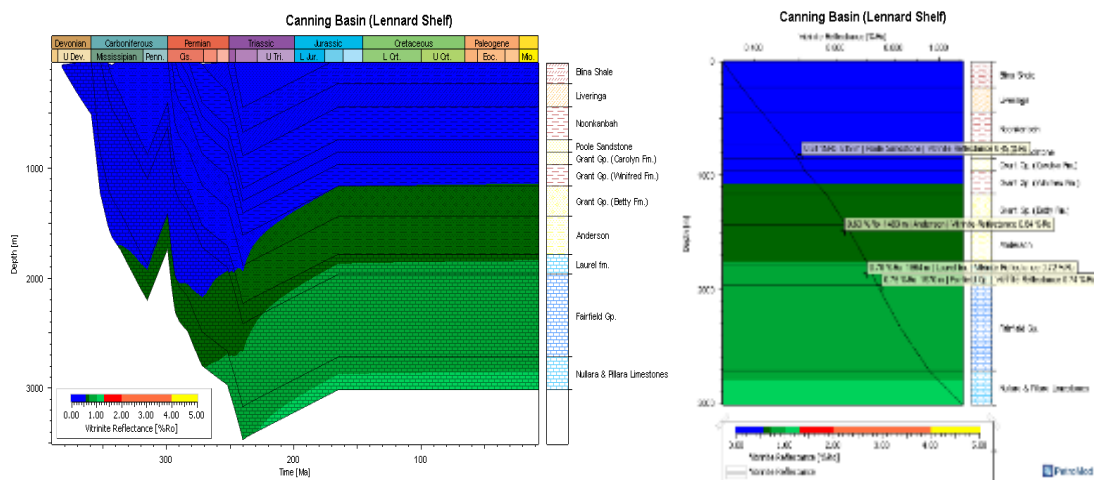


Figura 53. Modelo calibrado de %Ro para la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.

Mediante el modelo geoquímico obtenemos que la Formación Laurel del Carbonífero tiene un pulso de generación durante el triásico inferior y medio con una tasa de transformación de la materia orgánica (TR_ALL) del 20% que representaría una tasa de generación de hasta 3mgHC/gTOC*Ma y las formaciones Nullara y Pillara tienen dos pulsos de generación el primero en el carbonífero inferior con una tasa de generación aproximada de hasta 3mgHC/gTOC*Ma y el

segundo hacia el pérmico – triásico con una tasa de generación también de hasta 3mgHC/gTOC*Ma alcanzando las formaciones una tasa de transformación de la materia orgánica (TR_ALL) del 100% (ver **Figura 54**).

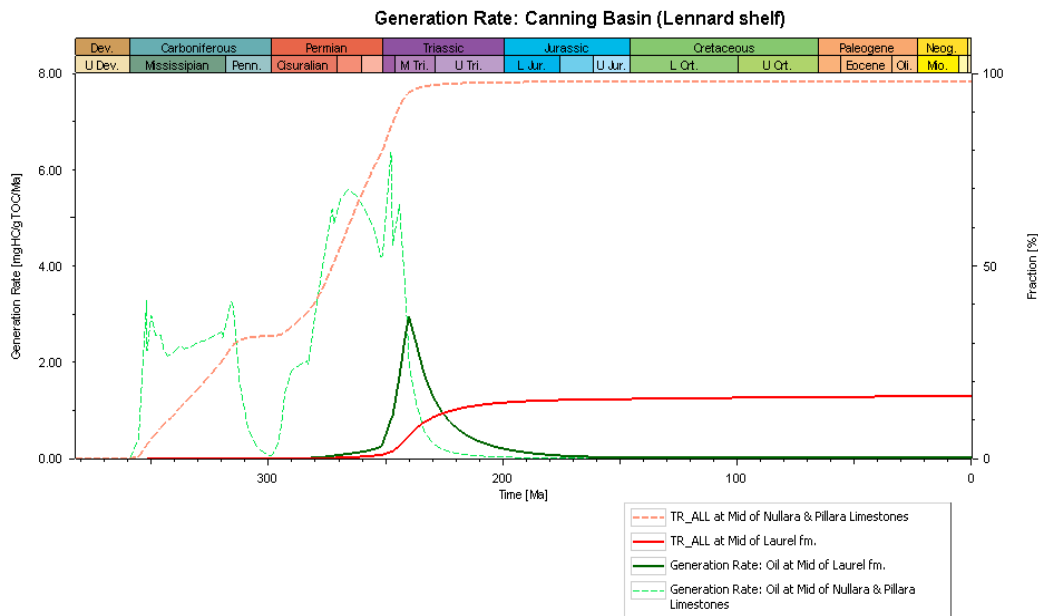


Figura 54. Pulsos de generación de crudo de las formaciones Pillara y Nullara y Laurel en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.

La **Figura 55** resume la evolución de los elementos y procesos de los sistemas petrolíferos en la zona de estudio y se evidencia un buen timing para favorecer las acumulaciones de hidrocarburos pues durante la generación de hidrocarburos ya se encontraban constituidas las trampas de hidrocarburos listas para ser llenadas.

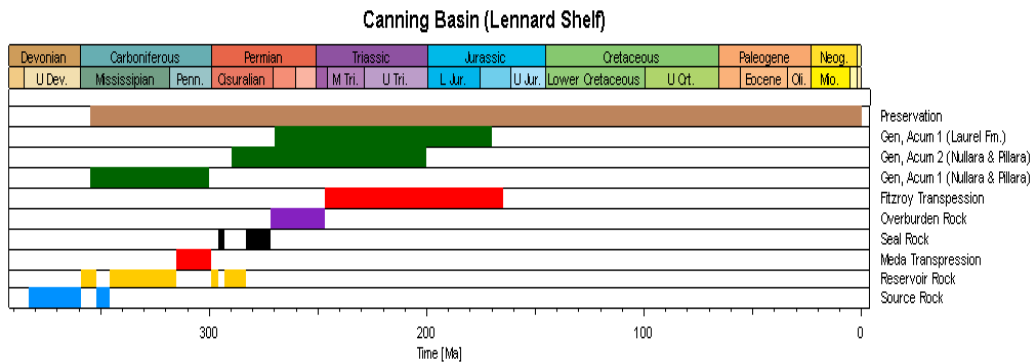


Figura 55. Tabla de elementos y procesos del sistema petrolífero en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.

En vista de que los crudos de los campos Boundary, Lloyd, Sundown y West Terrace contenidos en la zona de estudio están geoquímicamente correlacionados a la Formación Laurel del carbonífero inferior (Ghori, KAR., 2013) Se realizó un modelado especial en tres dimensiones de esta formación obteniendo que en la totalidad del área de estudio la Formación Laurel se encuentra termalmente madura para generación de hidrocarburos líquidos (ver **Figura 56**).

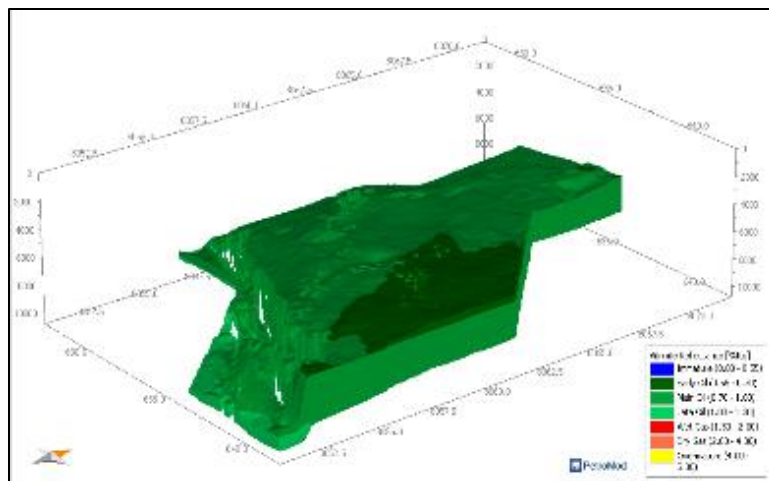


Figura 56. Modelo calibrado de %Ro para la Formación Laurel en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.

8. Análisis e Interpretación de Resultados

Retomando la definición de “play” dada por (Allen, P., and Allen, J., 2005) en la cual un play consiste en un área en la que los elementos del sistema petrolífero se combinan para dar potencial a acumulaciones de petróleo en un nivel estratigráfico específico, realizaremos el análisis de cada uno de los elementos y procesos que conforman el sistema petrolífero en la zona de estudio.

Roca fuente y generación de hidrocarburos: Se consideró como roca fuente para este estudio la Formación Laurel del Carbonífero inferior ya que se cuenta con correlaciones crudo-roca de los campos Boundary, Lloyd, Sundown y West Terrace contenidos en la zona de estudio que enlazan geoquímicamente los fluidos producidos con la Formación Laurel del Carbonífero Inferior; sin embargo, la mayoría de datos geoquímicos de roca obtenidos de la Formación Laurel en la zona de Lennard Shelf corresponden al miembro superior detrítico siliciclástico que no posee buenas propiedades de roca fuente de hidrocarburos, a pesar de esto, muestras de los pozos The Sister_1, Blackstone_1 y Cangrass_1 reportan valores de contenidos en peso de materia orgánica (TOC) cercanos al 1% llegando hasta valores superiores de 4% e índices de Hidrogeno (HI) con potencial de generación de hidrocarburos líquidos de hasta 400 mg HC / g TOC que se ajustan mejor a los reportados por (Ghori, KAR., 2013) en su caracterización de roca fuente para la cuenca Canning realizado con más de 2000 muestras de pozo distribuidas en toda la cuenca. También se definió que la Formación Laurel en toda la zona de estudio alcanzó la madurez termal para la generación de crudo durante el triásico inferior y medio con una tasa de generación calculada de hasta 3mgHC/gTOC*Ma. Es preciso aclarar que la continuidad lateral que se reporta de la Formación Laurel hacia el sur a zonas más profundas de la cuenca, sugiere que la cocina de

hidrocarburos es mucho más grande extendiéndose en dirección al Fitzroy Through (ver **Figura 57**).

Roca Reservorio: Se consideró como principal reservorios para este estudio la Formación Betty del Grupo Grant, por su amplia distribución en el área de estudio y la cual en base a descripciones sedimentológicas de reportes de pozo y la interpretación de litotopos realizada mediante interpretación de registros de pozo se definió una predominancia de litología de areniscas con buenas propiedades para yacimientos (ver **Figura 58**).

Roca Sello: Se consideró como roca sello para este estudio la Formaciones Winifred del Grupo Grant por su distribución en la totalidad del área de estudio y posición estratigráfica propicia sobre la roca reservorio, Formación Betty. En base a descripciones sedimentológicas de reportes de pozo y mediante la interpretación de litotopos realizada se definió litología de lutitas y arcillolitas con buenas propiedades como sello de yacimientos (ver **Figura 59**).

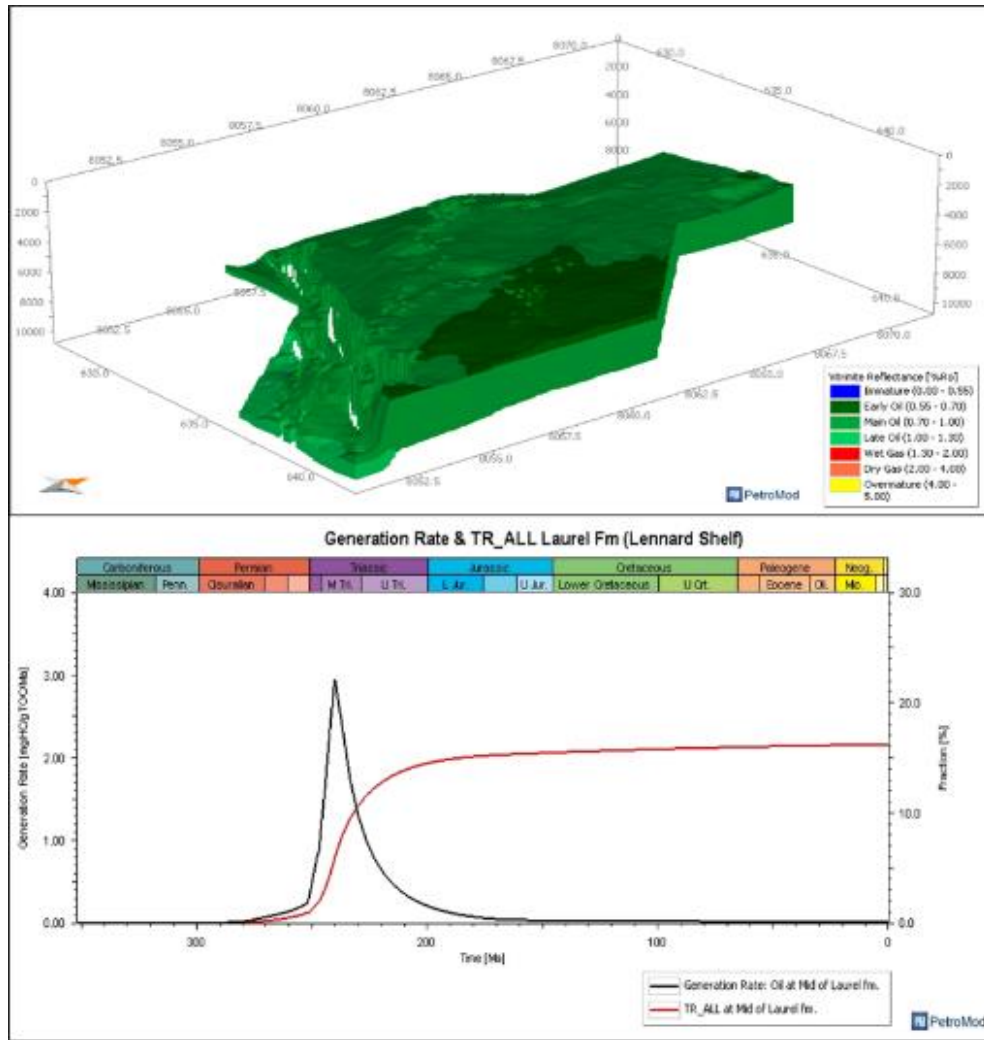


Figura 57. Modelo calibrado de madurez termal y tasa de generación para la Formación Laurel en la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf.

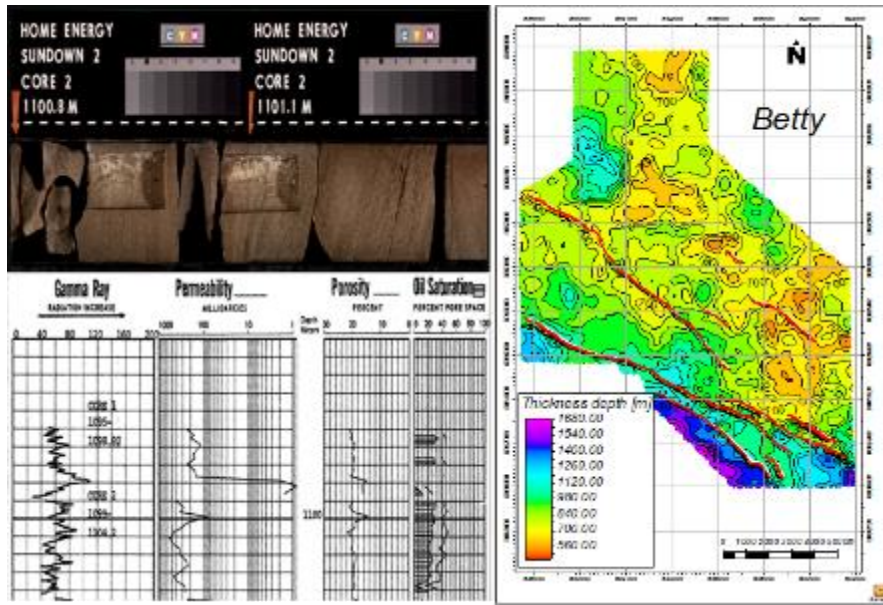


Figura 58. Distribución y propiedades petrofísicas de la Formación Betty en la zona de estudio.

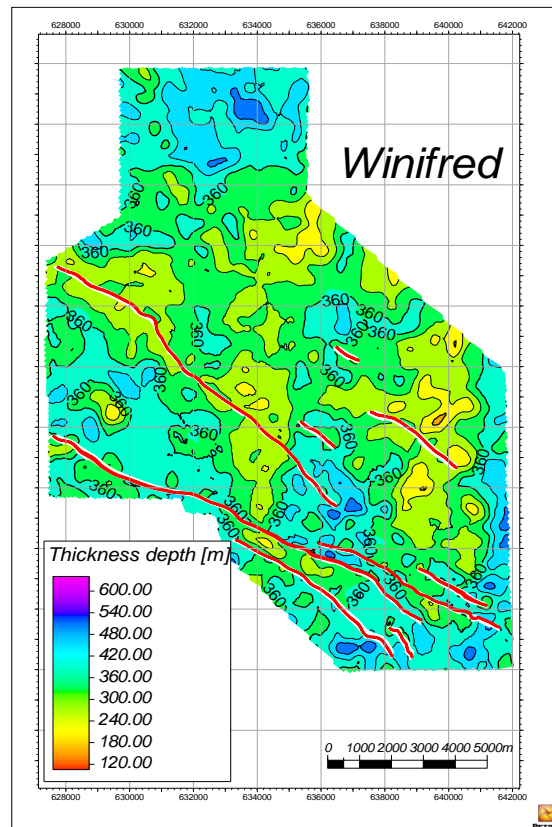


Figura 59. Distribución de la Formación Winifred en la zona de estudio

Migración: La migración en la zona de estudio se dio en forma vertical a través de fallas profundas que conectan la Formación Laurel generadora del carbonífero inferior con los reservorios del pérmico estratigráficamente superiores (ver **Figura 60**). Este sistema estructural se desarrolló durante el evento Transpresivo Fitzroy en el triasico.

Trampa: A partir de la conversión tiempo – profundidad de la sísmica se obtuvo los mapas estructurales de la formación reservorio Betty (ver **Figura 61**). En estos se observan buenos espesores de areniscas con excelentes cierres estructurales para definir trampas de hidrocarburos.

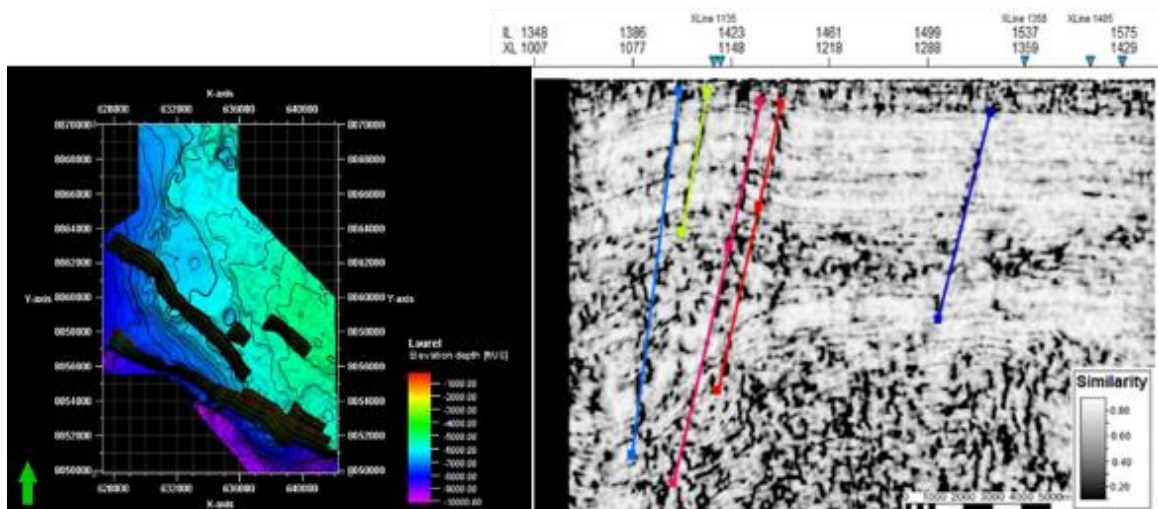


Figura 60. Modelo de fallas en la zona de estudio que conectan la Formación Laurel generadora con los yacimientos estratigráficamente superiores de la cuenca Canning en la zona de Lennard Shelf

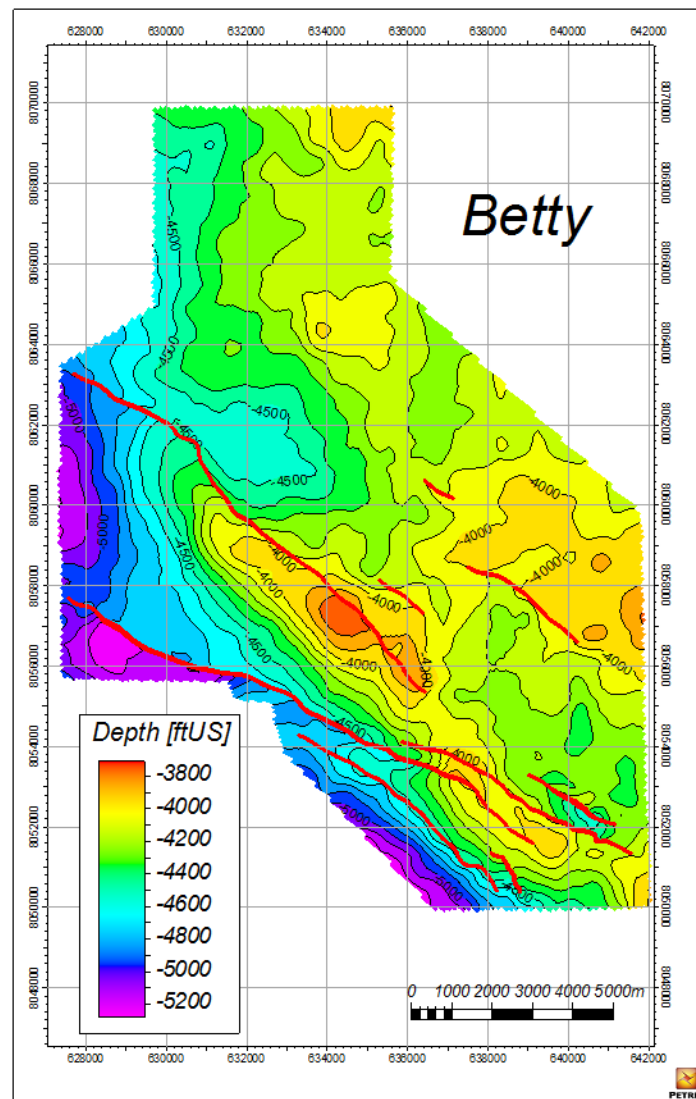


Figura 61. Mapa de contornos estructurales de la Formación Betty

Sincronía de eventos: Mediante el modelado geoquímico se pudo determinar que los elementos y procesos del sistema petrolífero asociado a la Formación Laurel presentan una adecuada sincronía para favorecer las acumulaciones de hidrocarburos ya que durante la generación de hidrocarburos ya se contaba con las trampas constituidas y listas para ser llenadas (ver Figura 62).

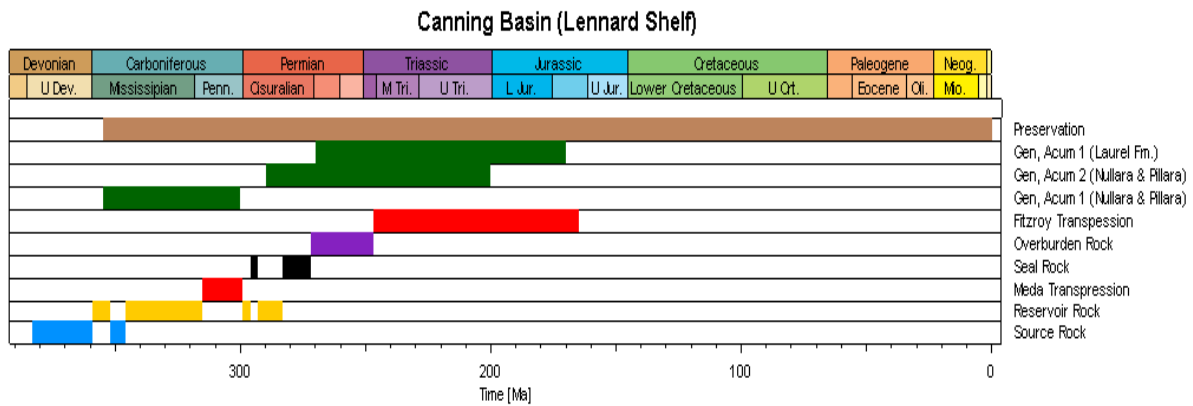


Figura 62. Tabla de eventos geológicos en la zona de estudio para el sistema petrolífero asociado a la Formación Laurel

En vista de que la zona de estudio cuenta con la presencia de todos los elementos y procesos necesarios para la existencia de por lo menos un sistema petrolífero, se aplicó la metodología planteada por este estudio interpretando e integrando la información geológica y geofísica disponible para la zona y a través de la intersección de mapas de roca fuente, roca reservorio, roca sello y trampa, generar los plays exploratorios tal cual como son definidos por Allen, P., and Allen, J., 2005. El resultado de la intersección de mapas en la zona de estudio obtuvo como resultado 2 plays exploratorios de crudo en la formación Betty a una profundidad de entre 3700 y 4000 ft (ver **Figura 63**). Utilizando la **Ecuación 2** para cálculo de reservas encontramos que el play exploratorio 1 cuenta con un recurso OOIP de 1´496.696.307 Barriles de petróleo netos de los cuales con un factor de recobro hipotético de 40% se podrían recuperar 598´678.523 barriles de petróleo y el play exploratorio 2 cuenta con un recurso OOIP de 561.338.244 Barriles de petróleo netos de los cuales con un factor de recobro hipotético de 40% se podrían recuperar 224´535.298 barriles de petróleo.

Ecuación 2. Para cálculo de reservas

$$OOIP = \frac{7758 \times Area(Acres) \times h(ft) \times \phi e(\%) \times So(\%)}{Boi} = \text{Barriles Netos}$$

$$OOIP (Play1) = \frac{7758 \times 1153 \times 2788.71 \times 0.2 \times 0.3}{1} = 1'496.696.307 \text{ Barriles netos}$$

$$OOIP = \frac{7758 \times Area(Acres) \times h(ft) \times \phi e(\%) \times So(\%)}{Boi} = \text{Barriles Netos}$$

$$OOIP (Play2) = \frac{7758 \times 432.4 \times 2788.71 \times 0.2 \times 0.3}{1} = 561.338.244 \text{ Barriles netos}$$

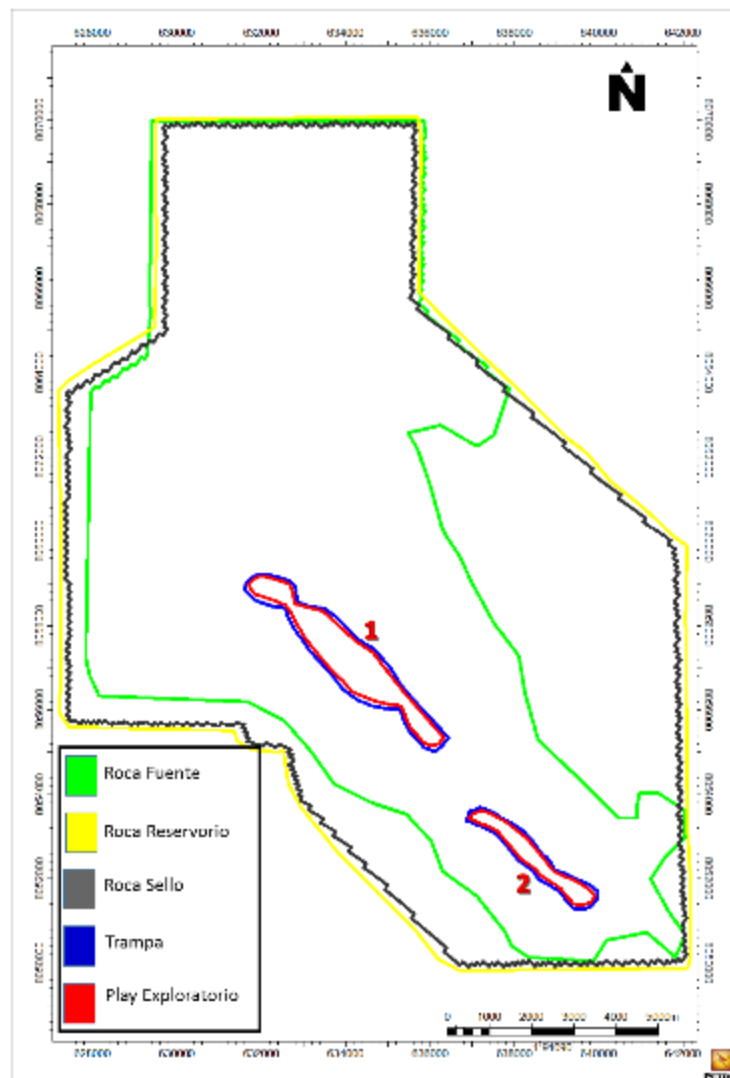


Figura 63. Resultado de la delimitación de los plays exploratorios de la zona de estudio.

Para demostrar que la metodología es dinámica, supondremos unas condiciones hipotéticas para reducir el riesgo exploratorio. Estas condiciones serán que el reservorio debe tener un espesor mínimo de 1200 m. y el sello para que sea eficiente debe tener un espesor mínimo de 300 m. Como resultado (**Ver Figura 64**) obtenemos que bajo esas condiciones en la Formación Betty no se contaría con ningún play exploratorio.

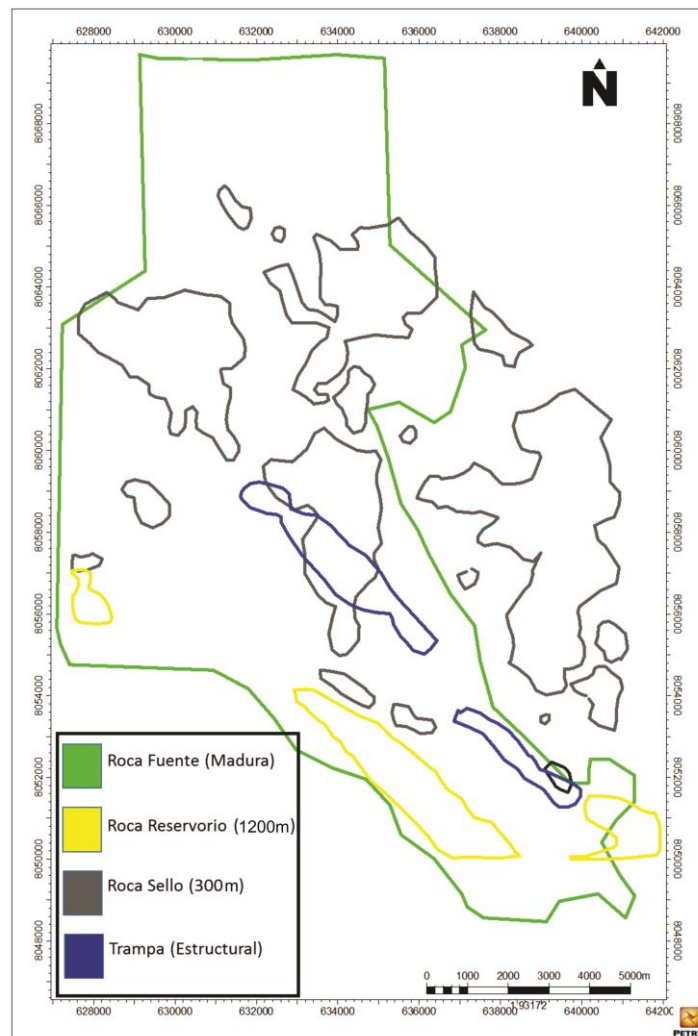


Figura 64. Delimitación de plays exploratorios de la zona de estudio con restricciones.

8. Conclusiones

A partir del análisis y revisión de las interpretaciones generadas a partir de la metodología planteada en este trabajo de grado, se pueden presentar las siguientes conclusiones:

➤ Mediante la metodología propuesta en este trabajo se logró identificar dos plays exploratorios en el área e incluso se logró calcular un recurso recuperable asociado a dichos plays exploratorios.

➤ Se logró realizar el modelo de litotipos para la secuencia estratigráfica perforada en el bloque por el pozo Terrace_1 mediante redes neuronales artificiales supervisadas por descripciones de núcleos de perforación.

➤ Se construyó el modelo estratigráfico y estructural en profundidad para el área de estudio lo que permitió generar mapas de contornos estructurales y de espesores para las unidades interpretadas en la sísmica.

➤ Mediante la caracterización de roca fuente a partir de muestras de pozo con análisis de rock eval y petrografía se definió que el grueso de datos obtenidos corresponden al miembro superior siliciclastico de la Formación Laurel por lo que no son representativos del miembro inferior carbonatico de dicha formación el cual es aquel con potencial de roca fuente en la zona.

➤ Los litotipos obtenidos mediante la interpretación de registros de pozo permiten definir los posibles elementos del sistema petrolífero con que se cuentan en una zona en exploración y las redes neuronales para la clasificación automatizada de estos es una poderosa herramienta de clasificación siempre que se tengan datos de núcleos para entrenar y calibrar la red.

➤ Las superficies originadas a partir de la interpretación sísmica 3D permitieron realizar el análisis de distribución espacial de los elementos del sistema petrolífero en la zona de estudio

indispensable para la delimitación de plays exploratorios de hidrocarburos.

9. Recomendaciones

- Se recomienda realizar modelos de propiedades petrofísicas para calcular el espesor real de areniscas con propiedades de yacimiento en los plays.
- Se recomienda realizar modelos de propiedades petrofísicas para calcular la efectividad de las rocas sello en los play.

Referencias Bibliográficas

- Al-Hinaai, J. (2014): Constraining the structural evolution of the Canning Basin, NW Australia, and controls on Carboniferous-Permian ice sheets development.
- Allen, P., and Allen, J., (2005). Basin Analysis. Principles and Application. Blackwell Publishing. Second Edition, 562 p.
- Bacon, M., Simm, R. and Redshaw, T. (2003). 3D Seismic Interpretation, Cambridge University Press.
- Badley, ME., (1985). Practical seismic interpretation. Boston International Human Resource Development Corporation p: 266.
- Blewett R.S, Kennett B.L.N, Huston D.L., (2012). Australia in time and space', in Richard Blewett (ed.), Shaping a Nation:A Geology of Australia , ANU ePress, Canberra, pp. 49-119.
- Bradshaw, M. T., Bradshaw, J., Murray, A. P., Needham, D. J., Spencer, L., Summons, R. E., Wilmot, J., and Winn, S., (1994). Petroleum systems in west Australian basins, in Purcell, P. G., and Purcell, R. R., eds., The Sedimentary Basins of Western Australia: Proceedings of Petroleum Exploration Society of Australia Symposium, Perth, 1994, p. 93-118.
- Bradshaw, M., (1993). Technical Articles: Australian petroleum systems. PESA journal, Journal Article 21, p. 43-53
- Brown, A.R. (1999). Interpretation of 3-D Seismic Data (5th ed.). AAPG Memoir 42, Geological Society of London, Bath. p. 341
- Brown, S. A., Boserio, I. M., Jackson, K. S., & Spence, K. W., (1984) -The geological evolution of the Canning Basin, implications for petroleum exploration.

- Brunnschweiler, RO. (1954). Mesozoic stratigraphy and history of the Canning Desert and Fitzroy Valley, Western Australia: *Journal of the Geological Society of Australia*, v. 1, p. 35–54.
- Buru Energy Limited (2009). Seismic Survey Interpretation Report Rev 0. S-BUNDA3D09_Bunda 3D 2009. recuperado de <https://wapims.dmp.wa.gov.au/WAPIMS>.
- Cadman, S. J., Pain, L., Vuckovic, V. & le Poidevin, S. R., (1993). Canning Basin, W.A. Bureau of Resource Sciences, Australian Petroleum Accumulations Report 9, 1993.
- Casey, JN and Wells, AT. (1964). The Geology of the North-east Canning Basin, Western Australia: Bureau of Mineral Resources, Australia, Geology and Geophysics, Report 49, 41p.
- Copp, I. A. (2000). Subsurface facies analysis of Devonian reef complexes, Lennard Shelf, Canning Basin, Western Australia: Western Australia Geological Survey, Report 58, 127p.
- Crostella, A., (1998). A review of oil occurrences within the Lennard Shelf, Canning Basin, Western Australia: Western Australia Geological Survey, Report 56, 40p.
- Crowe, RWA and Towner, RR (1981). Noonkanbah, W.A.: Bureau of Mineral Resources, Australia, Geology and Geophysics, and Geological Survey of Western Australia, 1:250 000 Geological Series Explanatory Notes, 51p.
- Crowe, RWA and Towner, RR., (1976a), Definitions of some new and revised rock units in the Canning Basin: Geological Survey of Western Australia, Record 1976/24, 23 p.
- Crowe, RWA and Towner, RR., (1976b), Permian stratigraphic nomenclature, Noonkanbah 1:250 000 sheet: Geological Survey of Western Australia, Annual Report for 1975, p. 56–58.
- Crowe, RWA and Towner, RR.. (1976c). Environmental interpretation of the Permian Nura Nura Member of the Poole Sandstone, Noonkanbah sheet area, Canning Basin: a gradation

- between fluvial and shallow water marine facies: Western Australia Department of Mines, Annual Report for 1975, p. 59–62.
- Crowe, RWA, Towner, RR and Gibson, DL (1978). Permian and Mesozoic Geology of the Derby and Mount Anderson 1:250 000 sheet areas, Western Australia: Bureau of Mineral Resources, Australia, Geology and Geophysics, Record 1978/8, 59p.
- Denn, S.M. (1986). The Stratigraphy And Hydrocarbon Potential Of The Poole Sandstone In Ep 129, Home Energy Company LTD.
- Dewhurst, D. et al (2009). Characterisation of the Noonkanbah Formation from Meda-1 and Sisters-1. CSIRO Confidential Report Number 09-069. p.46
- Dirstein, J.K, Rudge, A.N, Li, R and Stanley A.J., (2013). Dirstein, J.K, Rudge, A.N, Li, R and Stanley A.J., 2013, Insights from the Automated Extraction of Surfaces from the Bunda 3D Seismic Survey, WABS conference volume. Dirstein, J.K., Ihring, P. and Hroncek, S. 2013, Digital Surface Analysis – A new approach using differential geometry, 23rd International Geophysical Conference and Exhibition Abstracts.
- Dörling, S., Dentith, M., Groves, D., Playford, P., Vearncombe, J., Muhling, P. and Windrim, D. (1996). Heterogeneous brittle deformation in the Devonian carbonate rocks of the Pillara Range, Canning Basin: implications for the structural evolution of the Lennard Shelf. *Australian Journal of Earth Sciences*, 43, 15-29.
- Druce, E. C., & Radke, B. M., (1979). The geology of the Fairfield Group, Canning Basin, Western Australia. *Bureau of Mineral Resources, Australia, Bulletin* 200.
- Forman, D.J. And Wales, D.W., (1981). Geological evolution of the Canning Basin, Western Australia: Bureau of Mineral Resources, Australia, Bulletin 210, 91p.

- Galloway, M.C., & Howell, Dj., (1975). Relinquishment report of TR 5851H to 589611, 587811 to 5880H, Fitzroy Trough, Western Australia. Company Rep., Esso Exploration and Production Aust. Inc. and Dampier Mining Co. (unpubl).
- Geological Survey of Western Australia, (2017). Geological Survey of Western Australia publications (2017). Summary of Petroleum Prospectivity: Canning Basin. Western Australia Department of Mines and Petroleum, 22p.
- Ghori, KAR (2013). Petroleum geochemistry and petroleum systems modelling of the Canning Basin, Western Australia: Geological Survey of Western Australia, Report 124, 33p.
- Goldstein, B., (1989). Waxing and wanings in stratigraphy, play concepts and prospectivity in the Canning Basin. The APPEA Journal 29, 466-508.
- Gorter, JD, (1978). Triassic environments in the Canning Basin, Western Australia: Bureau of Mineral Resources, Australia, Journal of Australian Geology and Geophysics, v. 3, p. 25–33.
- Guppy, DJ, Lindner, AW, Rattigan, JH and Casey, JN. (1952). The stratigraphy of the Mesozoic and Permian sediments of the Desert Basin, Western Australia: XIX International geological congress (Gondwana Symposium), Alger, 1952, p. 107–114.
- Guppy, DJ, Lindner, AW, Rattigan, JH and Casey, JN., (1958). The geology of the Fitzroy Basin, Western Australia: Bureau of Mineral Resources, Australia, Geology and Geophysics, Bulletin 36, 116p.
- Jackson, M. J., Kennard, J. M., Moffat, M., O'Brien, P. E., Sexton, M. J., Soythgate, P. N. and Zeeilinger, I., (1993). Canning Basin project stage I, Lennard Shelf: Explanatory notes for seismic and map folios. Australia Geological Survey Organization, Record, 1993/1.

- Jarvie, D.M., Claxton, B.L., Henk, F., and Breyer, J.T., (2001). Oil and shale gas from the Barnett Shale, Fort Worth basin, Texas. AAPG National Convention, June 3-6, 2001, Denver, CO, AAPG Bull. Vol. 85, No. 13
- Jonasson K.E. & Reiser R. F., (2002). Blina Oil field, Canning Basin. Book Section, The Sedimentary Basins Of WA 3 P837-849
- Kennard, J.M., Jackson, M.J., Romine, K.K., Shaw, R.D. And Southgate, P.N., (1994b). Depositional sequences and associated petroleum systems of the Canning Basin, W.A., in The sedimentary basins of Western Australia edited by PG Purcell and RR Purcell: Petroleum Exploration Society of Australia; Western Australian Basins Symposium, Perth, WA, 1994, Proceedings, p. 657–676.
- Kennard, J.M., Jackson, M.J., Romine, R.R & Southgate, P.N., (1994). Canning Basin Project StageII - Geohistory Modelling. Australian Geological Survey Organisation, Record, 1994/67, 243 pp.
- Lemmey. S., (2011). Detrital composition and diagenetic history of cored intervals of Sundown-4 and Barlee-1, northern Canning Basin, Western Australia. School of Earth & Environment the University of Western Australia Crawley WA 6009. p 18
- Magoon & Dow., (1994). The Petroleum System—From Source to Trap: AAPG Memoir 60, p. 339–358.
- Mah A.W.H. (1984). Terrace #1 Well Completion Report. Rome Energy Company Ltd. Perth, Western Australia p 4-165
- Martínez D. C, Winkler, F. C., Granados, L. F., (1983). The Carboniferous of the World, Volume 2 IUGS publication Issue 20 of International Union of Geological Sciences Publication, Instituto Geológico y Minero de España pp- 1-466

- McKenzie (1978): McKenzie, D. (1978), Some remarks on the development of sedimentary basins, *Earth Planet. Sci. Lett.*, 40, 25–32.
- McWhae, J.R.H., Playford, P.E., Lindner, A.W., Glenister, B.F. & Balme, B.E., (1958). The stratigraphy of Western Australia. *Journal of the Geological Society of Australia* 4, 1–161
- Morante, R., (1996). Permian and Early Triassic isotopic records of carbon and strontium in Australia and a scenario of events about the Permian–Triassic boundary: *Historical Biology*, v. 11, p. 289–310.
- Mory, AJ (2010). A review of mid-Carboniferous to Triassic stratigraphy, Canning Basin, Western Australia: Geological Survey of Western Australia, Report 107, 130p.
- Nicoll, R.S. and Druce, E.C. (1979). Conodonts from the Fairfield Group, Canning Basin, Western Australia. *Bureau of Mineral Resources Australia Bulletin*. 190: 1-134
- Nicoll, RS, Laurie, JR, Kelman, AP, Mantle, DJ, Haines, PW, Mory, AJ and Hocking, RM, (2009). Canning Basin biozonation and stratigraphy: Geoscience Australia, Chart 31.
- Parra-Garcia M., (2014). Tectonic evolution and source rock maturation. Canning Basin, Western Australia (Tesis de Doctorado) School of Earth and Environment the University of Western Australia.
- Parra-Garcia, M, Sanchez, G, Dentith, MC and George, AD. (2014). Regional structural and stratigraphic study of the Canning Basin, Western Australia: Geological Survey of Western Australia, Report 140, 215p.
- Penn S.M., (1986). The Stratigraphy And Hydrocarbon Potential Of The Poole Sandstone In Ep 129. Reporte tomado de Home Energy Company Company LTD, p. 35
- Playford, P. E., (1982). Devonian reef prospects in the Canning Basin - implications of the Blina oil discovery: *APEA Journal*, v. 22(1), p. 258-27 1.

- Playford, P.E. (1976). Devonian Reef Complexes of the Canning Basin, Western Australia. 25th International Geological Congress, Excursion Guide No. 38A, Sydney, Australia.
- Playford, PE, Cope, RN, Cockbain, AE, Low, GH and Lowry, DC (1975). Chapter 2. Phanerozoic in The geology of Western Australia: Geological Survey of Western Australia, Memoir 2, p. 223–433.
- Reeckmann, S. A. (1982). Geological Study of the Devonian reef complex and Fairfield group, Lennard shelf, Canning Basin. Exxon Mobil Corporation.
- Rider, M.H. (1996). The Geological Interpretation of Well Logs, Rider-French Publications, 288pp.
- Seyedmehdi, Z., (2011). Sedimentology of the Fairfield Group in cored intervals of Lennard Shelf wells, Canning Basin, Western Australia. School of Earth & Environment. The University of Western Australia Crawley WA 6009 p. 25
- Shaw, R. D., Sexton, M. J. and Zeeilinger, I. (1994). The tectonic framework of the Canning Basin, W.A., including the 1:2 million structural elements map of the Canning Basin. Australian Geological Survey Organization, Record 1994/48.
- Shell exploration and production Company, (2015). Play Based Exploration A Guide For AAPG'S Imperial Barrel Award Participants. Provided by Royal Dutch Shell
- Taylor, D., (1992). A review of Ordovician source rocks, Canning Basin, Western Australia. Report 43, Bureau mineral resources, geology and geophysics, Australia, p. 87.
- Toomarian, N., B, Barhen, J., Glove. C.W and Aminzadeh, (1999). "Oil Reservoir Properties Estimation Using Neural Networks". JPL Report. NASA Research Press.

- Trewin. H. N. (1982). The Yellow Drum Formation - Sedimentology and Diagenesis. Interpretative Report, Australian occidental PTY. LTD. p. 53 Recuperado de: <https://wapims.dmp.wa.gov.au/WAPIMS/>
- Van Krevelen, D. W. (1950). Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal", *Fuel*, 29, 269-84.
- Wade, A., (1937). The geology of the West Kimberley district of Western Australia: Investigations undertaken in the search for petroleum: Final report on concessions held by Freney Kimberley Oil Company (1932) NL, 69p.
- Walden, A. T., and R. E. White, 1984, on errors of fit and accuracy in matching synthetic seismograms and seismic traces: *Geophysical Prospecting*, 32, 871–891.
- Yeates, AN, Crowe, RWA, Passmore, VL, Towner, RR and Wyborn LIA., (1975). New and revised stratigraphic nomenclature, northeast Canning Basin: Geological Survey of Western Australia, Annual Report for 1974, p. 49–51.