

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESIA UNIDAD TICOMÁN
CIENCIAS DE LA TIERRA

**ELECTROFACIES Y EVALUACIÓN
PETROFÍSICA DEL CAMPO POSEIDÓN 3D,
AUSTRALIA**

TRABAJO FINAL

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTAN:

DOMÍNGUEZ HERNÁNDEZ AHIRA RUBÍ

SOTELO RECILLA CARLOS ANTONIO

MEDRANO FRANCO IVAN

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO

GUZMÁN MARTÍNEZ JESÚS ALBERTO



Ciudad de México, 2019

Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional
P r e s e n t e

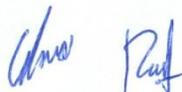
Bajo protesta de decir verdad el (la) (los) que suscribe (**Domínguez Hernández Ahira Rubí, Guzmán Martínez Jesús Alberto, Medrano Franco Ivan y Sotelo Recilla Carlos Antonio**) (se anexa copia simple de identificación oficial), manifiesto ser autor (a) (es) y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "**ELECTROFACIES Y EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO POSEIDÓN 3D, AUSTRALIA**", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el (artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo a el Instituto Politécnico Nacional, en adelante El IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "La Tesis" por un período de (un año) contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovará automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN" de su terminación.

En Virtud de lo anterior, "El IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "La Tesis"

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesis", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", por lo que deslindo de toda responsabilidad a El IPN en caso de que el contenido de "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso..

Ciudad de México, a 2 de diciembre del 2019

A t e n t a m e n t e



Domínguez Hernández Ahira Rubí



Medrano Franco Ivan



Guzmán Martínez Jesús Alberto



Sotelo Recilla Carlos Antonio



Folio: DES/3983/2019

REVISADO
15:41
02 AGO 2019
Meliza

"2019, Año del Cuauhtémoc del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, organismo politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Asunto: Impartición de Seminario

Ciudad de México, a 29 de julio de 2019

DR. ARTURO ORTIZ UBILLA
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN
DEL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
P R E S E N T E

E.S.I.A.
UNIDAD TICOMÁN
REVISADO
19:50
02 AGO 2019
J. Elías
DIRECCION

Con fundamento en el Artículo 44, Fracción VII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/1308/06/2019, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

"PETROFÍSICA"

GRUPO I

Registro: DES/ESIA-TIC/S/030-17/2013-2019
Vigencia del seminario: 19 de marzo de 2019 al 19 de marzo de 2021
Duración: 160 horas.
Periodo de Impartición: Del 22 de agosto al 30 de noviembre de 2019.
Horario: jueves de 15:00 a 21:00 horas y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede: ESIA-TIC.
Expositores: Enrique Coconi Morales, Alejandro Mendoza Maravilla y Efrén Murillo Cruz.

GRUPO II

Registro: DES/ESIA-TIC/S/030-17/2013-2019
Vigencia del seminario: 19 de marzo de 2019 al 19 de marzo de 2021
Duración: 160 horas.
Periodo de Impartición: Del 06 de septiembre al 14 de diciembre de 2019.
Horario: viernes de 15:00 a 21:00 horas y sábados de 9:00 a 15:00 horas.
Sede: ESIA-TIC.
Expositores: Enrique Coconi Morales, Alejandro Mendoza Maravilla y Efrén Murillo Cruz.





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgulloosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
Dirección de Educación Superior

M. EN C. ROSALÍA MARÍA DEL CONSUELO TORRES BEZAURY
DIRECTORA

c.c.p Dr. Jorge Toro González. - Secretario Académico del IPN,
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.

T-12766

RMCTB/EGCV/ymvn



Contenido	
RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVOS	4
CAPÍTULO I	5
1. GEOLOGÍA REGIONAL	5
1.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	6
1.2.2 PLATAFORMA YAMPI, PLATAFORMA LEVEQUE Y TERRAZA PRUDHOE	8
1.2.3 SUBCUENCAS CASWELL Y BARCOO.....	8
1.2.4 SUBCUENCAS SCOTT Y SERINGAPATAM.	8
1.2.5 HISTORIA ESTRUCTURAL	9
1.3 ESTRATIGRAFÍA.	9
1.4 UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS.....	12
CAPÍTULO II	15
2. GEOFÍSICA	15
2.1 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN.....	15
2.1.2 ADQUISICIÓN SÍSMICA.....	15
2.1.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	15
2.1.4 ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	16
2.1.5 PETROFÍSICA Y REGISTROS PETROFÍSICOS.....	16
3 ANTECEDENTES GEOFÍSICOS	16
3.1 PROSPECCIÓN REMOTA	17
3.2 ESTUDIOS AÉREOS DE LASER FLUOROSENSORIAL (ALF)	20
3.3. ESTUDIOS SÍSMICOS.....	20
CAPÍTULO III	23
INTERPRETACIÓN	23
5 SOFTWARE INTERACTIVE PETROPHYSICS ®	23
5.1 REGISTROS GEOFÍSICOS.....	23
4.1 CONTROL DE CALIDAD	23
5.2 CONTROL DE CALIDAD.....	24
5.3 INTERPRETACIÓN	25
5.4 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE DATOS EN INTERACTIVE PETROPHYSICS ®	27
5.4.1 CARGA DE DATOS.....	27

5.4.2 DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DE ARCILLA	28
5.4.3 DETERMINACIÓN DE ELECTROFACIES	30
5.4.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE POZOS	42
6 INTERPRETACIÓN EN PETREL ®	45
6.1 MAPA DE CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS	46
6.2 CARGA DE DATOS SÍSMICOS	48
6.2 CIMAS DE LOS POZOS EN PETREL ®	49
6.3 INTERPRETACIÓN DE FALLAS.....	55
6.4 ATRIBUTOS SÍSMICOS.....	57
6.5 MAPAS DE SUPERFICIE	60
7 INTERPRETACIÓN EN SGeMS ®	63
7.1 GENERACIÓN DE ARCHIVO .TXT	64
7.2 CREACIÓN DE MALLA	67
7.3 OBTENCIÓN DE VARIOGRAMAS	68
7.4 RESULTADOS	70
7.4.1 VARIOGRAMAS.....	70
7.5 CUBOS DE PROPIEDADES	74
7.5.1 SATURACIÓN DE AGUA	74
7.5.2 VOLUMEN DE ARCILLA	75
7.5.3 VOLUMEN DE DOLOMÍA	76
7.5.4 VOLUMEN DE CALIZA	77
7.5.5 VARIOGRAMA Y CUBO SXO	78
7.6 CUBO DE ELECTROFACIES.....	79
8 CONCLUSIONES	80
BIBLIOGRAFÍA	81

RESUMEN

En proyecto se presenta la caracterización petrofísica realizada con los datos sísmicos marinos del Campo Poseidón 3D, en Australia.

En la sísmica se marcaron los horizontes correspondientes a las formaciones Plover, Montara y Echuca, además se localizaron fallas que atraviesan parte del campo. Para ayudar a la interpretación sísmica se hizo uso de atributos sísmicos para resaltar características de interés que nos ayudaron a una mejor interpretación y caracterización de la zona mencionada.

Los registros de pozo y los horizontes sísmicos fueron utilizados para construir el modelo sísmico en el área de estudio, con el objetivo de determinar el marco geológico para realizar el modelo 3D del cubo de propiedades.

De los registros geofísicos se disponían las curvas de rayos gamma, resistividad, densidad, sónicas, así mismo se calcularon las cimas para cada formación en cuanto a profundidad para cada pozo. Con estos registros geofísicos se pudo proceder a la interpretación petrofísica en donde calculamos volumen de arcilla y volumen de la matriz como base, además se hizo el análisis de electrofacies de los pozos que fue parte fundamental de interpretación del campo.

Con los datos obtenidos se generaron cubos de propiedades, para visualizar las características petrofísicas y con ayuda de estos localizar las zonas de interés en el campo (zonas con potencial exploratorio).

Como resultado final se obtuvo una correcta interpretación y caracterización del Campo Poseidón 3D, encontrando posibles zonas con acumulación de hidrocarburo distribuidas en los 8 pozos que conforman el campo.

Los datos utilizados se encuentran abiertos y se pueden obtener vía internet con fines académicos.

Copyright Statement

Hemos leído y entendemos los términos de derechos de autor y estamos de acuerdo con los términos y condiciones.

Australian Government Geoscience Australia, ConocoPhillips and dGB Earth Science.

ABSTRACT

The project presents the petrophysical characterization carried out with the marine seismic data of the Poseidon 3D Field in Australia.

In the seismic, the horizons corresponding to the Plover, Montara and Echuca formations were marked, also faults that cross part of the field were located. To help seismic interpretation, seismic attributes were used to highlight characteristics of interest that helped us to better interpret and characterize the area mentioned.

Well logs and seismic horizons were used to build the seismic model in the study area, with the objective of determining the geological framework for the 3D model of the property cube.

Gamma rays, resistivity, density, sonic curves were available from the geophysical records, and the peaks for each formation in terms of depth for each well were calculated. With these geophysical records it was possible to proceed to the petrophysical interpretation where we calculate clay volume and matrix volume as a base, in addition the electrofacies analysis of the wells was done, which was a fundamental part of the interpretation of the field.

With the data obtained, property cubes were generated, to visualize the petrophysical characteristics and with the help of these, locate the areas of interest in the field (areas with exploratory potential).

As a final result, a correct interpretation and 3D characterization of the Poseidon field was obtained, finding possible areas with hydrocarbon accumulation distributed in the 8 wells that make up the field.

The data used is open and can be obtained online for academic purposes.

Copyright Statement

We have read and understood copyright terms and wish to state that we agree with the terms and conditions.

Australian Government, ConocoPhillips and dGB Earth Science.

INTRODUCCIÓN

La caracterización de un yacimiento es un proceso con bases científicas en las cuales son aplicados diversos conocimientos obtenidos en la ingeniería, para realizar interpretaciones lógicas de todos los datos y características de un yacimiento mediante herramientas y técnicas utilizadas tanto en campo, como en gabinete.

Con la caracterización geológica, petrofísica y dinámica de una zona de interés, se puede determinar la capacidad de almacenamiento y de producción de un yacimiento petrolero, así como la cuantificación del volumen de hidrocarburo. También se manifiestan las estrategias y alternativas de explotación de los yacimientos, con el propósito de apoyar y optimizar la explotación del área de estudio, incrementando las reservas o la producción de los mismos.

El estudio sísmico de superficie marina Poseidón 3D se adquirió durante el período de octubre de 2009 a marzo de 2010 dentro de los permisos de exploración Browse Basin WA-315-P y WA-398-P, operado por ConocoPhillips

El área de estudio se encuentra aproximadamente a 350 km de la costa al norte de Broome, en Australia Occidental.

El Poseidón 3D cubre un área de 2.828 km² y consta de 172 líneas de vela principales y 21 líneas ortogonales en el área adyacente al arrecife Seringapatam. El estudio se adquirió con líneas de vela orientadas 130 ° / 310 °.

El término “electrofacies” fue introducido por Serra y Abbott (1982) y se ha definido como “conjunto de las respuestas de los registros geofísicos que caracterizan un estrato y permiten que pueda ser diferenciado de los otros que lo rodean”. La identificación de facies es un componente esencial de la prospección petrolera y de la caracterización del depósito.

En el primer capítulo se detalla la localización del Campo Poseidón 3D y se describe la geología regional de la zona, que abarca la geología estructural, estratigrafía y las unidades estratigráficas.

En el capítulo dos se detallan los antecedentes Geofísicos y en el capítulo tres se describe la interpretación que se llevó a cabo en los softwares Interactive Petrophysics ®, Petrel ® y SGeMS ®, también se exponen los resultados y las conclusiones.

OBJETIVOS

GENERAL

- Realizar la interpretación sísmica y petrofísica mediante un cubo sísmico y Registros geofísicos de pozos del Campo Poseidón 3D localizado en la parte marina al oeste de Australia.

Particular

- Identificar e interpretar las electrofacies de las formaciones en las unidades estratigráficas mediante la evaluación sísmica y registros geofísicos de pozos.

CAPÍTULO I

1. GEOLOGÍA REGIONAL.

La Cuenca de Browse es un depocentro Paleozoico–Cenozoico con tendencia noreste-suroeste, situado enteramente en la región costa de Timor Mar frente a la costa Occidente de Australia. Se extiende sobre una superficie aproximada de 140,000 km² y contiene más de 15 km de sedimentos. (Deep structure of the Browse Basin Region, 1993)

La cuenca se encuentra entre la meseta de Scott y la llanura abisal de Argo al noroeste y el bloque de Kimberley al sureste (Figura 1).

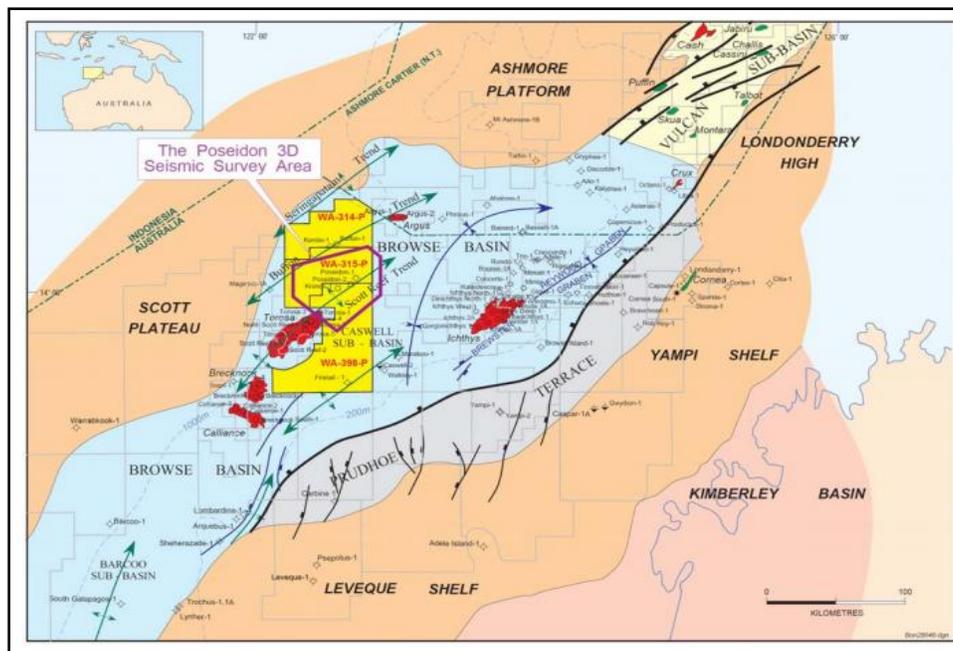


Figura 1) Ubicación de la Cuenca Browse (Tomado de 2009 Poseidón Interpretation Report, Conoco Phillips)

También está flanqueada por la plataforma Yampi - Leveque al sureste y es contigua con la Subcuenca Rowley de la Cuenca de Roebuck al suroeste y la Subcuenca Vulcana de la Cuenca de Bonaparte al noreste

La Cuenca de Browse, ubicada frente a la costa en la plataforma noroeste de Australia, es una cuenca de margen pasiva formada por la ruptura de Gondwana, y es también una provincia conocida de hidrocarburos. Subyace la plataforma externa y la pendiente superior de la parte central de la plataforma Noroeste de Australia en profundidades de 100 a 1000 metros.

Aunque la plataforma Noroeste es generalmente considerada como una de las regiones offshore más exploradas de Australia, hay significantes porciones de ella, como la Cuenca de Browse.

1.1 HISTORIA DE EXPLORACIÓN.

La exploración comenzó en 1963 cuando una inspección aeromagnética del área por Woodside Oil Company reveló la presencia de una cuenca sedimentaria en dirección del Bloque de Kimberley

Entre los años de 1964 y 1968, 4100 km de datos sísmicos fueron recolectados en el área, principalmente durante el reconocimiento, con cobertura semi detallada en el área del arrecife Scott.

Reconocimiento adicional fue proporcionado por un reconocimiento magnético del Buro de Recursos Minerales.

En el 1969 se consiguieron permisos y la exploración aceleró, durante los siguientes cinco años, más de 22 000 km de datos sísmicos fueron adquiridos.

Los grandes avances en la adquisición y procesamiento de datos desde que se comenzó la exploración han producido una importante mejora en la calidad de la información sísmica.

El primer pozo de la Cuenca Browse fue perforado en 1967, en el margen norte de la cuenca, y el primer pozo en forma fue el Leveque -1. (Deep structure of the Browse Basin Region, 1993)

1.2 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.

La cuenca (Figura 2) se ha dividido en una serie de características estructuralmente definidas.

Hocking *et al.* (1994) dividió la Cuenca Browse en cuatro sub-cuencas principales, las sub-cuencas de Caswell, Barcoo, Scott y Seringapatam.

El sureste límite de la cuenca se define por una serie de elementos sótanos poco profundos, la Terraza Prudhoe, y la plataforma de Yampi y Leveque.

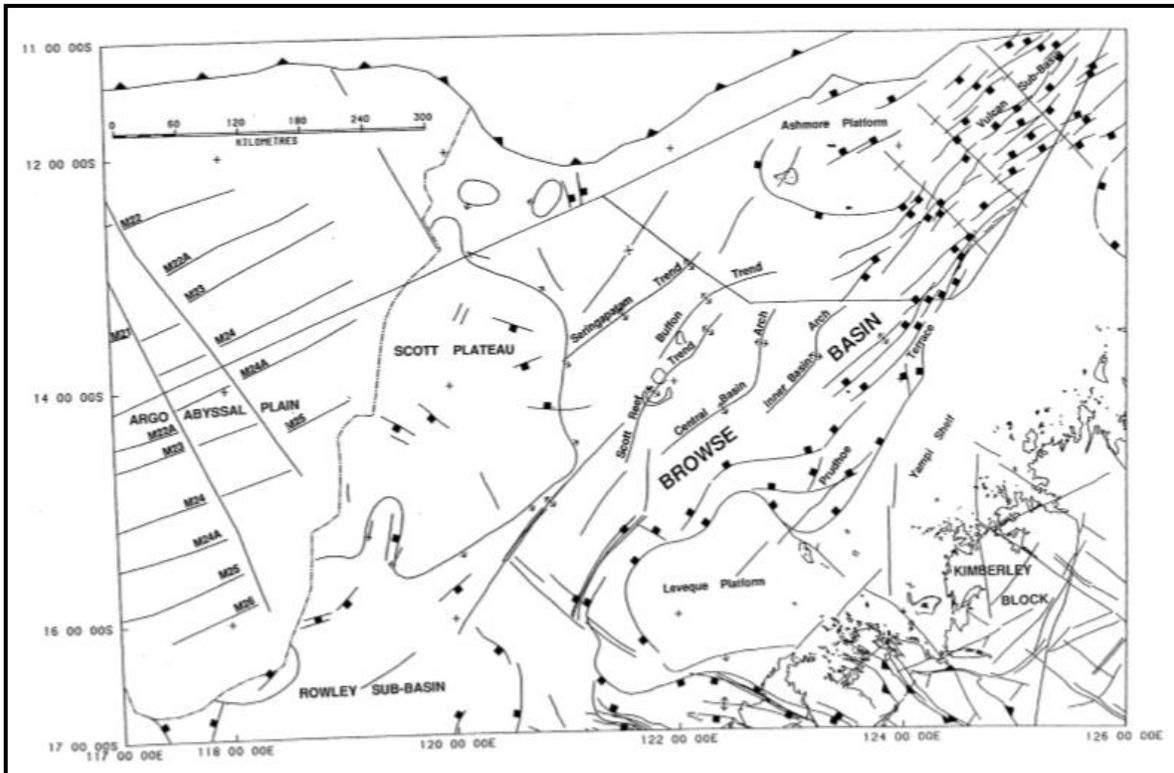


Figura 2) Elementos estructurales de la cuenca (Tomado de *Deep Structure of the Browse Basin region, North West Shelf, Australia: Cruise proposal, P A Symonds*)

1.2.1 CUENCA KIMBERLEY.

La Cuenca de Kimberley y el bloque subyacente de Kimberley se encuentran debajo una gran parte de la Cuenca Browse, y normalmente están considerados como el basamento de la cuenca.

La Cuenca Kimberley se compone de 5 a 8 km de metasedimentos Proterozoicos, ligeramente deformados (en su mayoría uniformes arenisca y limolita), basaltos toleíticos y sills de dolerita, debajo de rocas arqueanas del Bloque Kimberley.

La Cuenca Kimberley se formó como resultado de la extensión dirección noreste hace aproximadamente 1,800 Ma con sistemas de falla asociados con tendencia noroeste, cuya cercanía sigue la tendencia de las zonas de King Leopold y Halls Creek.

Estos sistemas de falla cruzan por completo el Bloque Kimberley y probablemente continúan mar adentro. (Browse Basin High Resolution Study, North West Shelf Australia., 1997)

1.2.2 PLATAFORMA YAMPI, PLATAFORMA LEVEQUE Y TERRAZA PRUDHOE.

El flanco sureste de la Cuenca Browse está definida por un área de poca profundidad y basamento de leve inmersión hacia la cuenca, el cual es típicamente erosionado con un distintivo, rugoso y relieve paleotopográfico, y esta superpuesto por sedimentos del Pérmico al Mesozoico.

Esta zona se ha definido como la plataforma Yampi en las partes central y septentrional de la cuenca, y como la plataforma Leveque en la parte meridional. (Browse Basin High Resolution Study, North West Shelf Australia., 1997)

1.2.3 SUBCUENCAS CASWELL Y BARCOO.

Las subcuencas Caswell y Barcoo son los mayores depocentros de la Cuenca Browse. En la Subcuenca Caswell, los sedimentos del Paleozoico al Cenozoico alcanzan hasta los 20 km de espesor, mientras que el máximo espesor en la Subcuenca Barcoo no excede los 15 km. Esto se debe a una sucesión más delgada durante el Paleozoico en la Subcuenca Barcoo. (Browse Basin High Resolution Study, North West Shelf Australia., 1997)

Estas dos subcuencas se encuentran separadas por una zona estructural con tendencia noreste, el arrecife Brecknock-Scott.

1.2.4 SUBCUENCAS SCOTT Y SERINGAPATAM.

Las Subcuencas Seringapatam y Scott son dos subcuencas subacuáticas (aproximadamente 1500 a 3000 m) al oeste y noroeste de los depocentros de la Cuenca principal Browse. La mayor parte de la Subcuenca Scott, yace debajo de la meseta Scott, una meseta marginal donde hasta 1 km de rocas del Cretácico Tardío al Cenozoico se superponen al basamento más antiguo. (Browse Basin High Resolution Study, North West Shelf Australia., 1997)

En lo que se refiere a la Subcuenca Seringapatam hay muy poca información disponible.

1.2.5 HISTORIA ESTRUCTURAL

1. Un evento extensional dirección NE-SW durante el Devoniano-Carbonífero Temprano.
2. Un importante evento extensional durante el Carbonífero Tardío-Pérmico Temprano dirección NW-SE que dio inicio a la Cuenca Browse
3. Una fase de hundimiento térmico durante el Triásico-Pérmico Tardío.
4. Un evento de compresión Triásico - Jurásico N-S to NNW-SSE, que resultó en la reactivación de los sistemas de falla de la Supercuenca Permo-Carbonífera Westraliana.
5. Una extensión dirección NE-SW a NNE-SSW durante el Calloviano al Oxfordiano, que condujo rápidamente a la ruptura continental y la expansión del fondo marino, que formó la Planicie abisal Argo.
6. Un evento de compresión del Jurásico Tardío-Cretácico Temprano dirección NW-SW a NNW-SSW que resultó en la reactivación del sistema de fallas Permo-Carboníferas.
7. Un evento compresivo del Mioceno a la actualidad dirección ENE-WSW.

1.3 ESTRATIGRAFÍA.

La Cuenca Browse (Figura 3) está compuesta por la Plataforma Leveque, la Plataforma Yampi, la Subcuenca Barcoo, la Subcuenca de Caswell, la Meseta Scott, la Subcuenca Seringapatam.

La Cuenca Browse es una gran cuenca offshore en el margen noroeste de Australia.

La cuenca es una provincia de hidrocarburos probada, con importantes yacimientos de gas/condensados sin desarrollar en la cuenca exterior y central y pequeños descubrimientos de petróleo en el margen oriental de la cuenca. Las reservas identificadas a finales de 2000 eran 0.48 GL de petróleo, 94.3 GL de condensado y 858.96 BCM de gas.

La extensión inicial dio lugar a la mitad-Graben geometrías y la formación de dos depocentros distintos, el Caswell y Barcoo Sub-cuencas. Estos depocentros contienen más de 15 km de sección sedimentaria y se encuentran en 100 a 1500 metros de profundidad de agua. La cuenca exterior del Browse está debajo de la meseta profunda de Scott (1500-4000 metros de profundidad del agua).

La secuencia estratigráfica y su interpretación está basada en un trabajo estratigráfico de la plataforma North West que ha sido desarrollada en conjunto con la industria, y alineada a la escala de tiempo internacional.

La Cuenca Browse contiene más de 11000 km de sedimentos que abarcan desde el Carbonífero hasta la actualidad. Los eventos regionales sugieren que las rocas del paleozoico yacen debajo de la cuenca.

Una secuencia de carbonatos y delgados lechos de areniscas del Carbonífero depositadas en un ambiente marino poco profundo están sobre un bloque de rocas metamórficas poco alteradas del Bloque Kimberley sobre la Terraza Prudhoe y el área de Yampi, las rocas metamórficas pueden representar parte del sistema petrolero Larapintine. (Deep structure of the Browse Basin Region, 1993)

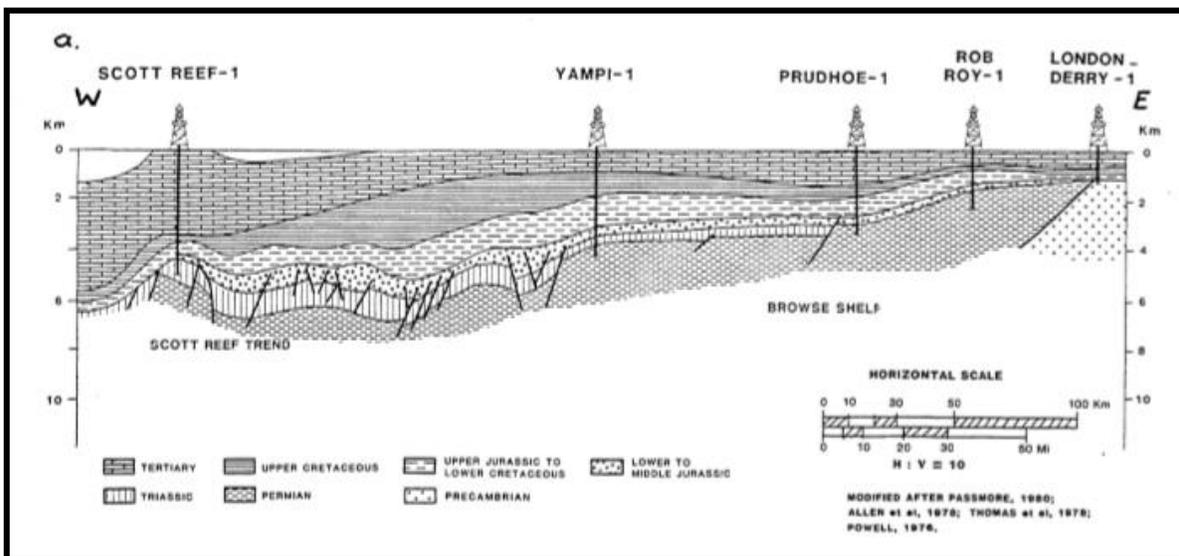


Figura 3) Sección Estructural Cuenca Browse (Tomado de Deep structure of the Browse Basin region, North West Shelf, Australia: Cruise proposal, P A Symonds)

Clastos interestratificados del Pérmico y Carbonatos yacen sobre la secuencia Carbonífero, parecen estar depositados en una cuenca cuyos ambientes abarcan desde ambientes deltaicos del Pérmico Temprano a marino poco profundo durante el Pérmico Tardío. El levantamiento regional y la erosión ocurrida en el Pérmico parecen haber afectado la Plataforma Yampi y la Terraza Prudhoe. (Figura 4)

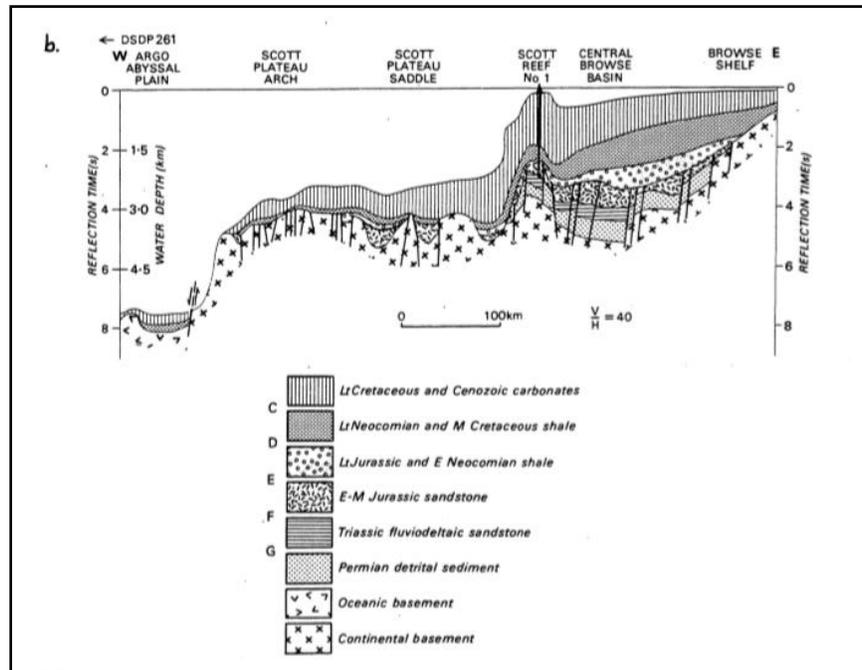


Figura 4) Sección estructural Cuenca Browse Cuenca (Tomado de Deep structure of the Browse Basin region, North West Shelf, Australia: Cruise proposal, P A Symonds)

Datos sísmicos indican que una relativa y bien conformada sección Triásica yace sobre las secuencias del Pérmico, la sección Triásica que se adelgaza hacia el este ha sido erosionada desde el oeste.

El sedimento del Triásico Temprano consiste en limolitas, arcillas depositadas durante una transgresión, los sedimentos del Triásico Tardío consisten en areniscas fluvio-deltaicas, y carbonatos en la zona sur.

La información sísmica indica que ocurre un canal Jurásico en la parte central de la Cuenca Browse, y que yace sobre la sección Triásica, la sección Jurásica consiste de siliciclastos marinos fluvio-deltaicos y carbonatos además de la presencia de actividad volcánica y erosión.

Durante el Títonio ocurrió otra fase erosiva, y marca el cambio de facies de baja energía marina a alta energía, los sedimentos de baja energía fueron depositados en los márgenes sur de la cuenca.

Esta fase de sedimentación fue seguida por una deposición de arcillas del Cretácico Temprano, hay una inconformidad en el Albiano la cual fue reconocida por datos sísmicos, la cual marca un cambio de baja energía a alta energía.

Durante el Albiano y Cenomaniano se identifican secuencias de calcarenitas y arcillas hasta el Cenomaniano, del Turoniano hubo un incremento de carbonatos, durante el Campaniano y Maastrichtiano los carbonatos continuaron siendo depositados.

La deposición continúa por el Terciario con importantes ciclos de regresión y transgresión.

1.4 UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS

En base a la sísmica se pudieron identificar las siguientes formaciones estratigráficas en la Cuenca Browse.

- **BARRACOUTA FM**

La formación que data del Mioceno Tardío al Holoceno yace sobre la Formación Oliver y se compone primordialmente de sedimentos carbonatados.

- **OLIVER FM**

La Formación Oliver en su zona superior que data del Mioceno Medio-Tardío, consiste en carbonatos marinos, en su zona inferior consiste de Arenisca con Cuarzo, la cual es de origen submarino y está mal clasificada.

- **PRION FM**

En el NE de la Cuenca Browse consiste de calizas de plataforma con arenisca fluvio-deltaica, pero predomina su naturaleza calcárea.

- **GREBE**

La formación que subyace a la Formación Hibernia que se compone de sedimentos marinos, esta consiste en areniscas someras, con una pequeña cantidad de caliza.

- **JOHNSON**

La Formación Johnson es el equivalente lateral de la Formación Bassett, que se puede encontrar en el Arrecife Scott, donde se describe su composición de arcilla calcárea y calcilutita. Se encontró gas en Arenisca dentro de la formación, esta área es probablemente la única zona con hidrocarburos en la formación.

- **WOOLASTON/ GIBSON/ FENALON/ PRUDHOE**

La formación Prudhoe (que está relacionada con la Formación Puffin que consiste en areniscas turbidíticas en un ambiente moderadamente profundo en el norte de la Cuenca Browse, que está cubierta por capas de arcillas con areniscas de buena calidad, esta formación está restringida por la Plataforma Ashmore al este.) consiste en areniscas turbidíticas que están presentes en el flanco sur de la Plataforma Ashmore, la formación se va convirtiendo en arcillas en la dirección del Arrecife Scott, en el sur, la formación consiste principalmente de arcillas con menor cantidad

de areniscas que va gradando en arcillas calcáreas en el área de la subcuenca Caswell y calcilitita en la Subcuenca Barcoo

Del Santoniano a Campaniano, la Formación Fenelon se compone de arcilla calcárea, y delgadas capas de arenisca, esta formación fue depositada a una velocidad lenta, al igual que la formación Woolastone, la cual la subyace. Cantidades menores de aceite y gas han sido descubiertas en la formación Fenelon en el centro y norte de la Subcuenca Caswell

La Formación Gibson también conocida como Brown Gannet Limstone, está compuesta de calizas intercaladas, margas y menor cantidad de lutitas calcáreas, depositadas en un banco de carbonatos en la Plataforma Ashmore y la Cuenca Bonaparte, esta formación no está muy presente en la Cuenca Browse.

La Formación Woolastone yace sobre la Formación Jamieson, y está caracterizada por margas pelágicas y hemipelagicas, además de sedimentación de calizas por caída en menor cantidad, las velocidades de depositación en estas formaciones fueron lentas, por lo que la litología esta uniforme.

- **JAMIESON**

La Formación Jamieson fue depositada en aguas profundas, en un ambiente de baja energía y aguas profundas a lo largo de las Subcuencas Caswell- Barcoo, esta formación está dividida en la parte superior e inferior.

La zona inferior yace sobre la Formación Echuca y data del Aptiano al Albiano, la zona superior consiste en arcillas del Albiano a Cenomaniano, que comúnmente se transforman en limolitas.

- **ECHUCA**

La Formación Echuca que data del Valangiano al Aptiano, es extensa a través de la Cuenca Browse, está caracterizada por una transgresión marina de arcillas con areniscas intercaladas, en esta formación arcillas ricas en materia orgánica fueron depositadas durante el pico de las inundaciones y de sedimentación.

Esta formación contiene potenciales rocas generadoras y reservorio, así como también puede ser el sello regional de los sistemas petroleros anteriores

- **VULCAN FM**

Está dividida en dos partes, superior e inferior, en la zona superior del Titoniano al Valanginiano, los sedimentos representan el periodo de *rifting* más intenso en la cuenca, con la mayor cantidad de erupciones continuando a la Plataforma Ashmore, donde están representados por una espesa cama de flujos basálticos del Titoniano, que comprime calizas y areniscas depositados cerca de los grabens. En la zona superior de la Formación Vulcan contiene gas donde el desarrollo como reservorio es suficiente.

En la zona inferior, la formación representa sedimentos de *Rift* inicial que fueron depositados como “*mudstones*” en un ambiente marino restringido y de baja energía, en la zona de la Cuenca Browse, esta formación es relativamente delgada. Esta formación ha sido identificada como potencial roca productora, y también actúa como sello para los reservorios de la formación Plover.

- **MONTARA FM**

Esta formación que data del Calloviano al Oxfordiano, representa el inicio del relleno de sedimentos por *rift* que son caracterizados por abanicos-deltas que están cerca del graben, esta formación fue depositada como turbiditas o corrientes masivas en las Subcuencas Caswell y Barcoo.

Esta formación contiene gas, así como aceite en la Terraza Prudhoe.

- **PLOVER FM**

La formación del Jurásico, que está presente en las Cuenecas Browse y Bonaparte está compuesta principalmente de areniscas con conglomerados, intercalados con limolitas, carbonatos y arcillas carbonatadas con delgadas capas de caliza. Esta formación es uno de los objetivos de exploración más importantes de la Cuenca Browse, es el principal reservorio del Scott Reef Trend.

El gas además está en la Formación Plover en las estructuras de la Greater Lombardia, en la Subcuenca Barcoo.

Esta formación se depositó en sistemas fluvio-deltaicos, no está presente en la plataforma Yampi y Leveque, y aparentemente se engrosa en la Terraza Prudhoe.

En la Subcuenca Caswell, la formación Plover es generalmente un reservorio de buena calidad, con areniscas de canal comprimidas.

- **NOME FM**

La Formación Nome, está compuesta de areniscas intercaladas, limolitas y lutitas, con una pequeña cantidad de carbón, depositado en un delta. La formación está presente en las Subcuencas Caswell y Barcoo. Contiene gas en las zonas donde subyace a la formación Plover.

Tiene un buen potencial para actuar como reservorio en las zonas con estructuras que permiten la migración de hidrocarburo.

CAPÍTULO II

2. GEOFÍSICA.

2.1 MÉTODO SÍSMICO DE REFLEXIÓN.

Es una técnica utilizada en la exploración geofísica que permite obtener información del subsuelo, a partir de la emisión de pulsos (ondas elásticas) cerca de la superficie. Estas ondas elásticas se reflejan a la superficie al encontrar una anomalía o interfaces en el subsuelo quedando registrados en sismómetros. El objetivo básico es obtener información sobre la estructura interna del subsuelo, deducir información (propiedades mecánicas) acerca de la estructura de las rocas en profundidad, especialmente de las distintas capas que lo constituyen, a partir de los tiempos de llegada de las ondas. Para el análisis e interpretación se obtiene una imagen (sismograma) que es extraída de los datos.

2.1.2 ADQUISICIÓN SÍSMICA.

Es necesario realizar el diseño del estudio y la determinación de los parámetros defendiendo así las dimensiones y profundidad del objetivo. Con los cuales serán obtenidos para que se realice un estudio óptimo.

Bin: Es el área más pequeña de todo el levantamiento que representan las estadísticas completas del levantamiento (dentro de un área de máxima cobertura)

CMP: Es una pequeña área de forma rectangular que usualmente tiene dimensiones donde SLI es la distancia entre dos puntos de disparo consecutivos, y RLI es la distancia entre dos puntos receptores consecutivos.

Fold: Corresponde al número de trazas que son apilados dentro de un CMP. Aunque normalmente se hace referencia a un número promedio de fold, este varía de bin a bin y para diferentes offsets.

Midpoint: Es el punto localizado exactamente en la mitad de la distancia entre la fuente y el receptor.

2.1.3 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.

El análisis estructural se determina por el comportamiento geológico-estructural de una o varias interfaces en el subsuelo. La definición de un horizonte geológico se

basa en la determinación directa de su edad en años o en las pruebas de contemporaneidad. La interpretación sísmica se lleva a cabo mediante la correlación; es decir, ésta consiste en el reconocimiento del patrón en el cual puede ser un pulso distinguido por su longitud, amplitud o forma. En segunda etapa se sigue de la continuidad, ésta puede ser la propiedad observada en secciones sísmicas de la forma de onda reconocida a través de trazas sucesivas con pequeños cambios en los tiempos de arribo de traza a traza.

2.1.4 ATRIBUTOS SÍSMICOS.

Los atributos sísmicos son extraídos como el resultado de algoritmos matemáticos aplicados sobre la sección sísmica, los cuales ayudan a los intérpretes a seguir horizontes débiles, a la delineación de fallas y la caracterización de los yacimientos. Actualmente existe una gran variedad de atributos sísmicos; sin embargo, no son independientes unos de otros, simplemente difieren en la manera de presentación y estudio de la característica de la señal sísmica que se toma, como puede ser el tiempo, amplitud, frecuencia y atenuación, formando de esta manera su clasificación.

2.1.5 PETROFÍSICA Y REGISTROS PETROFÍSICOS.

Para determinar algunas características de las formaciones del subsuelo mediante la toma de registros, que se obtienen al hacer pasar los sensores de la sonda frente a la formación, moviendo la herramienta lentamente en el agujero perforado, dentro de los objetivos de los registros geofísicos de pozo (RGP) es determinar las características de la formación tales como; porosidad, saturación de fluidos, permeabilidad, litología, mineralogía, etc.

3 ANTECEDENTES GEOFÍSICOS

El primer registro documentado de filtración de hidrocarburos en Australia fue el descubrimiento de betún en pozos de agua hundidos en las orillas del Río Victoria en el Golfo Joseph Bonaparte, Territorio del Norte, por la tripulación del HMS Beagle en 1839 (Stokes, 1846). Desde entonces, una amplia variedad de estudios ha documentado la interpretación y evaluación de la filtración de hidrocarburos naturales en la jurisdicción offshore de Australia (Figura 5 a, b, c).

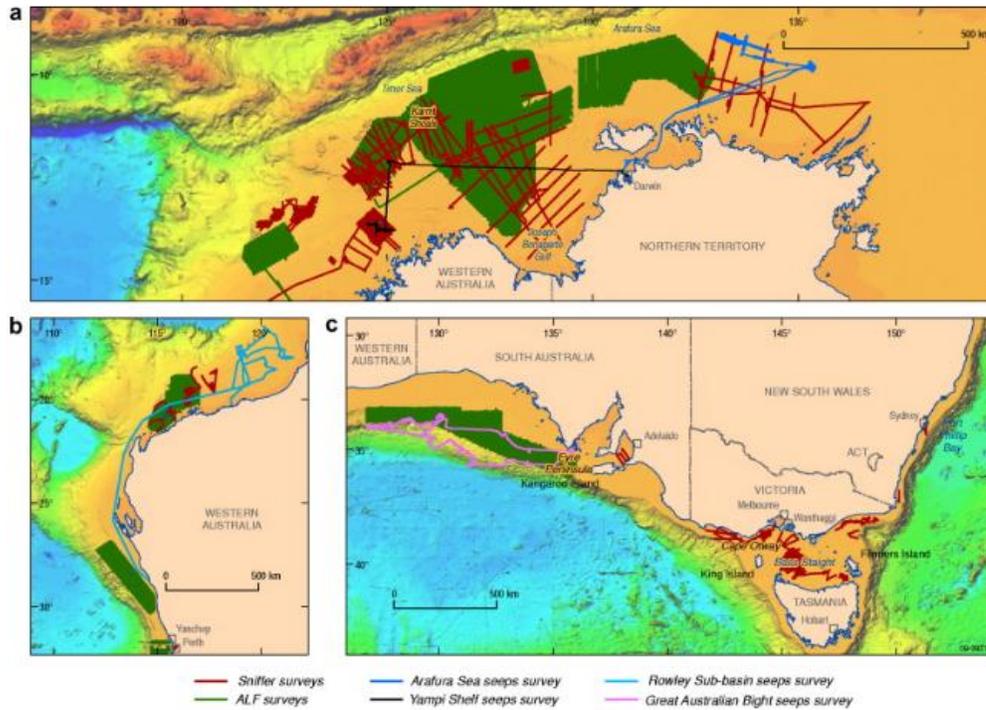


Figura 5 a, b, c). Distribución espacial de sensor remoto (no incluye SAR) y estudios de filtraciones naturales de hidrocarburo. (Browse Basin, 2019, Australian Government Geoscience Australia)

3.1 PROSPECCIÓN REMOTA

Las tecnologías de detección remota basadas en satélites se han utilizado en numerosos estudios para determinar la distribución y la frecuencia de las manchas de filtración de hidrocarburos naturales dentro de las cuencas sedimentarias alrededor de Australia.

La herramienta de detección remota que se ha utilizado más comúnmente para los estudios de detección de manchas de infiltración en los ambientes marinos de Australia es Synthetic Aperture Radar (SAR), que ha demostrado ser muy exitoso para delinear donde la filtración de hidrocarburos naturales forma manchas de petróleo en la superficie del mar en otras partes del mundo.

Este éxito de SAR se ha basado en el costo relativamente bajo, la alta cobertura y la capacidad de penetrar la capa de nubes.

Los primeros estudios sobre la filtración de hidrocarburos naturales en la plataforma North West Shelf revelaron firmas SAR interpretadas para indicar una filtración generalizada e intensa de hidrocarburos naturales actuales. Un estudio marino posterior identificó la filtración de hidrocarburos en la plataforma de Yampi, pero no

se observó una filtración activa en asociación con las manchas de SAR en esta ubicación (Figura 6a y 6b).

Los datos de batimetría de franja multihaz (la sonda multihaz permite obtener la profundidad de una línea, de forma que al mover la embarcación se tiene la batimetría de un área) identificaron canales batimétricos con relieve de 15–20 m directamente debajo de las manchas de SAR, en profundidades de agua de 50–80 m, y en base a datos de perfil de corriente de agua adyacentes a esos canales, las manchas se han reinterpretado como debidas a las corrientes aceleradas de agua superficial (Figura 7a y 7b)

También se prefiere una interpretación batimétrica / de flujo de corriente para las manchas de SAR en el borde sur de la Subcuenca Bedout en la plataforma central del noroeste, que previamente se sugirió que estaban relacionadas con la filtración de hidrocarburos en el borde del sello regional.

En contraste, un evento de desove de coral parece haber contribuido a la formación de mareas SAR anulares a en forma de media luna asociadas con arrecifes y bancos de arena sumergidos sobre la zona de transición de la Cuenca Browse-Bonaparte.

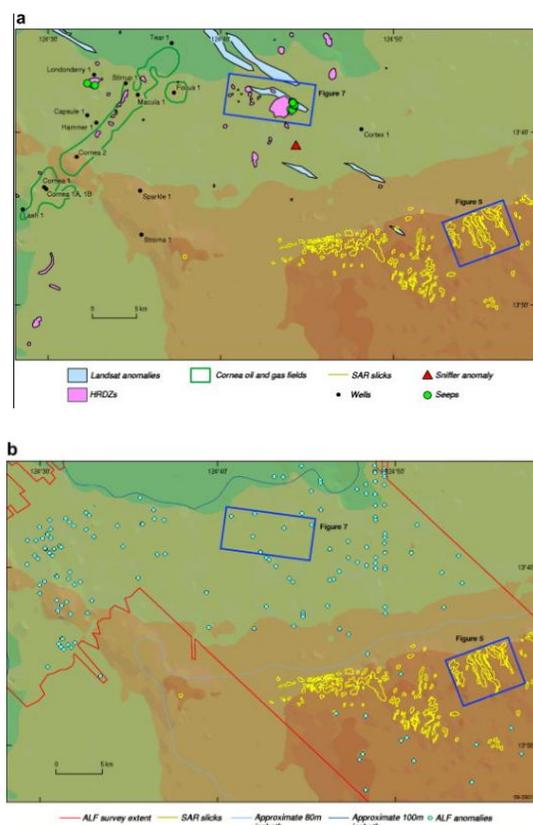


Figura 6 a) Conjuntos de datos SAR (NPA et al., 1999), LANDSAT (IAM, 2000) y HRDZ (Shell, 2000) utilizados en la planificación de la encuesta GA 267. Ubicación del campo de petróleo y gas de la córnea (Ingram et al., 2000), filtraciones activas capturadas y observadas durante la encuesta de GA 267, y la anomalía de sniffer de fondo 100 veces (O'Brien et al., 2000, O'Brien et al., 2005). **b)** Anomalías ALF a través de la plataforma Yampi.

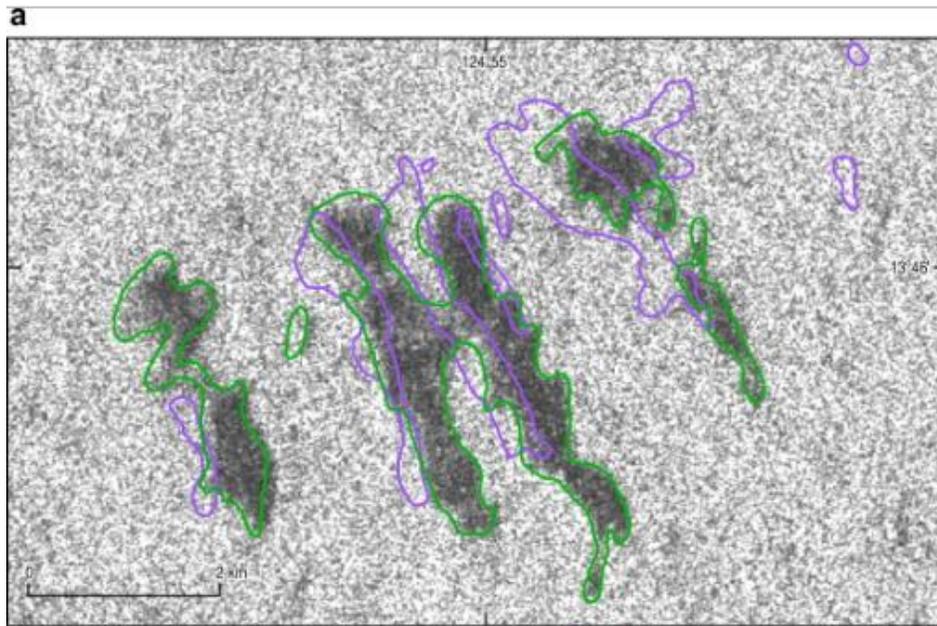


Figura 7 a) Manchas de SAR en el Estante Yampi desde las 10:02 UTC 25-10-98 y contornos de las manchas desde las 10:03 UTC 16-4-98, que muestran la naturaleza superpuesta de las manchas. Tomado de: Browse Basin, 2019)

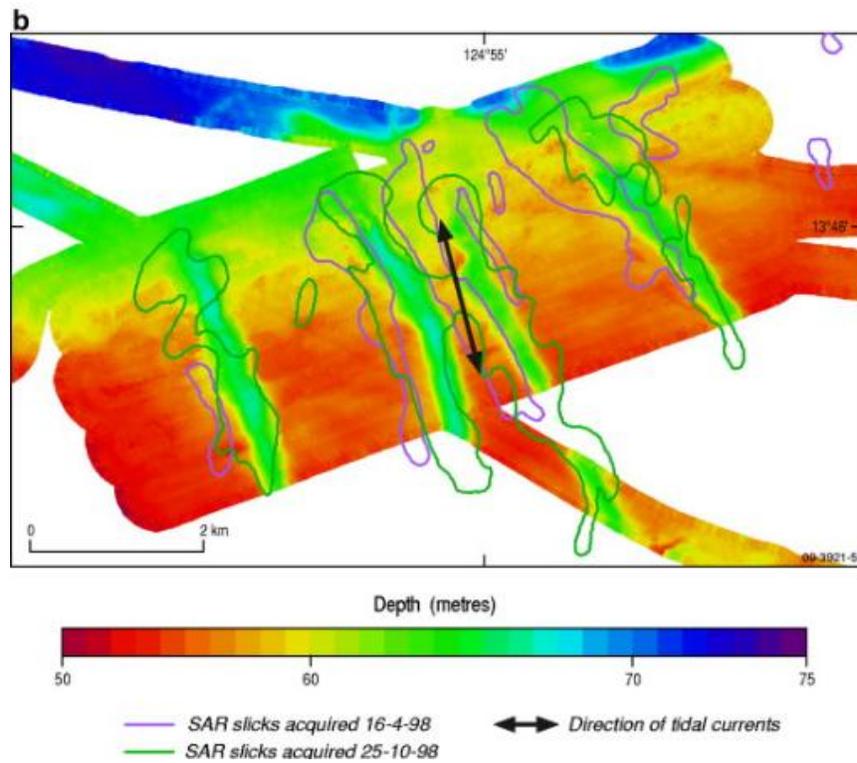


Figura 7 b) Batimetría de franja multihaz del área que muestra canales submarinos subyacentes a las manchas de SAR. Ubicación mostrada en la Fig.3. (Tomado de: Browse Basin, 2019)

3.2 ESTUDIOS AÉREOS DE LASER FLUOROSENSORIAL (ALF)

El ALF fue descrito por primera vez por Clarke et al (1988) y en publicaciones siguientes por Martin y Cawley (1991).

El sistema ALF comprime un láser en estado sólido a una alta frecuencia (50Hz) desde un avión volando alrededor de 80 o 100 m sobre el nivel del mar.

En los sitios de filtración de hidrocarburos de forma natural el láser induce una fluorescencia en cualquiera de los hidrocarburos poliaromáticos derivados del crudo que se ha filtrado hacia la superficie. ALF puede detectar pequeñas manchas generadas por burbujas de gas en la superficie del mar.

ALF ha sido utilizado extensamente por toda Australia, representando la mayor cantidad de información para el margen australiano, excluyendo a los satélites.

De todas maneras, los primeros estudios ALF no reportaron hallazgos significativos relacionados a las filtraciones naturales de hidrocarburos, pero en contraste las señales mostraron una fuerte señal de espectro fluorescente en una serie de estudios sobre la Plataforma Noroeste (*North West Shelf*).

3.3. ESTUDIOS SÍSMICOS

Las evidencias geofísicas de la filtración de hidrocarburos naturales se pueden visualizar en datos sísmicos convencionales (Sweet, 1973, Anderson y Hampton, 1980, Phipps y Carson, 1982, Abrams, 1992)

Donde:

- 1) Son zonas de baja velocidad asociadas con gas intersticial (chimeneas de gas, 'pull-down'),
- 2) Zonas de alta velocidad ('pull-ups') asociadas con la cementación de carbonato dentro de las zonas de fuga.

La segunda posibilidad de formación de imágenes, las Zonas Diagenéticas Relacionadas con Hidrocarburos (HRDZ), se generan cuando el petróleo y / o gas que migran a través de una sucesión sedimentaria es oxidado por bacterias y los productos resultantes precipitan carbonato (O'Brien y Woods, 1995). Una característica distintiva de estos carbonatos es la composición isotópica de carbono, que está muy agotada en 13°C en relación con las formas marinas normales y la mayoría de las formas diagenéticas de carbonato.

Estas zonas proporcionan evidencia importante de que ha ocurrido la migración de hidrocarburos, pero no proporcionan evidencia de infiltración activa actual sin otras líneas de evidencia de sedimentos recientes o erupciones de gas activas. La intensa

cementación dentro de una HRDZ produce velocidades sísmicas anormalmente altas, lo que causa problemas de apilamiento y conduce a un "pull-up" sísmico.

La cementación también puede dar como resultado zonas de eliminación donde los reflejos de gran amplitud reducen la penetración de la señal.

O'Brien desarrollo un modelo para filtración activa en el Yampi Shelf combinando el rastreador de la columna de agua, sísmica regional, batimetría de alta resolución y datos SAR, lo que llevo a detectar una importante filtración de gas con metano arriba de las 300 ppm con ayuda del rastreador, el cual fue correlacionado con amplitudes anómalas del suelo marino.

Un estudio marino sobre los sitios de filtración de Yampi Shelf mostró con éxito que las llamaradas de gas se podían visualizar en la columna de agua utilizando sondas de eco y sonar de barrido lateral (Figura 8), y que la intensidad de filtración en este lugar depende en gran medida de las mareas.

La liberación de gas fue más intensa durante la época de marea baja y mientras la marea se volvió inundación, las filtraciones cesaron o se redujeron significativamente debido al incremento de la presión hidrostática.

Había una fuerte relación entre las filtraciones y los limites mapeados del HDRZ en la data sísmica 3D, lo que sugiere que mientras la cementación generaba la HDRZ, el gas fluía alrededor de la zona cementada.

La relación entre gas, filtraciones y HDZR en el Yampi Shelf se pudo confirmar.

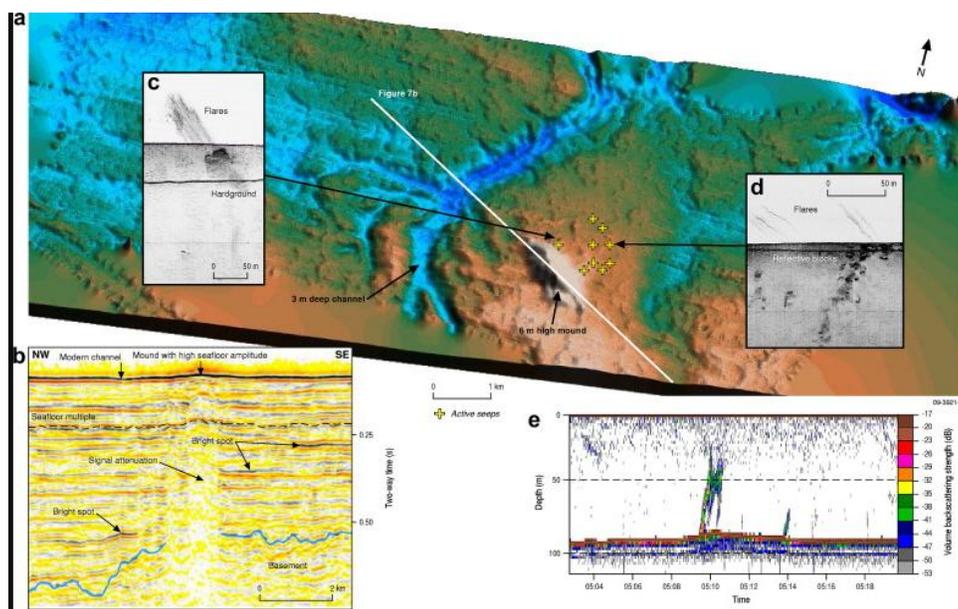


Figura 8 a) Batimetría sombreada multihaz sobre el área de la córnea que revela un montículo de 6 m de altura cerca de las filtraciones de hidrocarburos activos. **b)** Sección sísmica 3D que muestra las características del subsuelo que coinciden con el sitio de filtración. **c)** y **d)** Datos de sonar de barrido lateral que muestran erupciones de gas activas en la columna de agua sobre terrenos duros y bloques reflectantes. **e)** Datos de ecosonda de haz único de 120 kHz que muestran una llamarada de gas. (Imagen tomada de: • Conoco Phillips, 2012)

Siguiendo con el ejemplo del estudio de la plataforma Yampi (*Yampi Shelf*), O'Brien integro SAR, ALF y anomalías de amplitud sísmica, suplementadas con modelamiento 2d de la cuenca, para desarrollar un modelo de migración de hidrocarburo y filtraciones en la Plataforma Noroeste, llegaron a la conclusión de que la significativa expulsión de hidrocarburo, migración y filtración está activa en la región y que los montículos en el lecho submarino observados en la data sísmica en esta área posiblemente representen comunidades quimiosintéticas desarrolladas en los sitios de presente filtración de hidrocarburos en el fondo marino.

Un amplio rango de características sísmicas que podrían representar o estar asociadas con migración de hidrocarburos en la zona central de la plataforma Noroeste fueron identificadas en la data sísmica por O'Brien, las cuales eran zonas de disrupción sísmica, pull-up o pull-down, que podrían representar sedimentos cargados con gas o estratos deformados por la migración de fluidos, de todos modos es más afín que las características sísmicas representan zonas de fallamiento poco profundo con poco desplazamiento, probablemente asociado con compresión.

CAPÍTULO III

INTERPRETACIÓN

5 SOFTWARE INTERACTIVE PETROPHYSICS ®

5.1 REGISTROS GEOFÍSICOS.

Los registros geofísicos son la medición, en función de la profundidad o del tiempo, o de ambos parámetros, de las propiedades físicas de las formaciones cortadas por un pozo. (Figura 9) Los registros con cable se obtienen en el fondo del pozo, se transmiten a través de un cable a la superficie y allí se registran. Los registros de mediciones durante la perforación (MWD) y los registros adquiridos durante la perforación (LWD) también se obtienen en el fondo del pozo y son transmitidos a la superficie mediante pulsos de lodo, o bien se registran en el fondo del pozo y se recuperan posteriormente cuando el instrumento se lleva a la superficie. Los registros de lodo que describen muestras de recortes perforados se obtienen y se registran en la superficie.

4.1 CONTROL DE CALIDAD

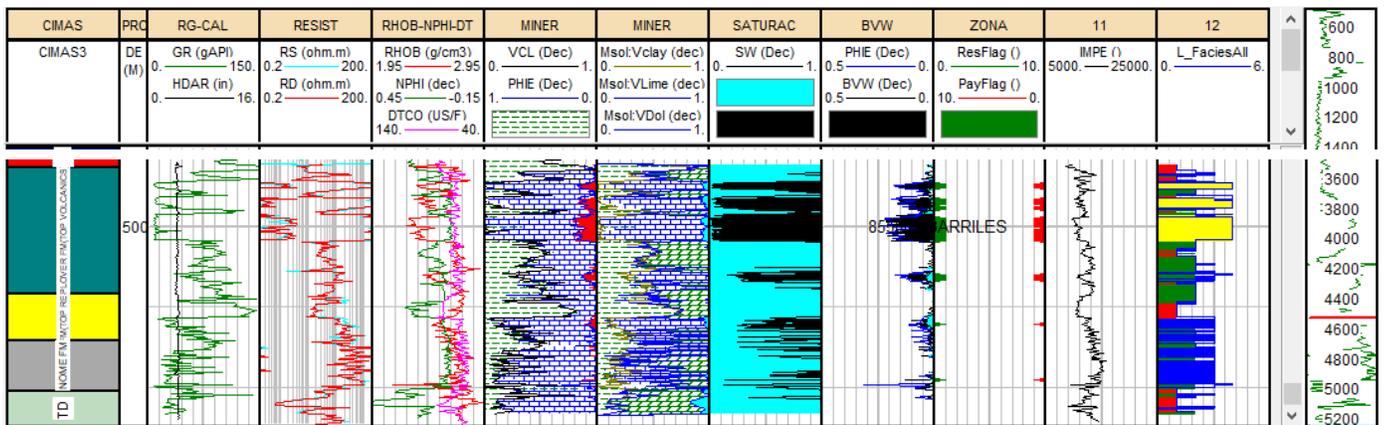


Figura 9) Representación gráfica de las propiedades físicas de un pozo en el Campo Poseidón 3D. (Tomado de: Interactive Petrophysics ®)

Los datos geofísicos de pozo utilizados principalmente para la creación y el análisis del cubo de propiedades fue el Pozo Proteus 1. En la Figura 9 se observan las curvas obtenidas con los datos importados al software.

- Resistividad
- Porosidad
- Mineralogía
- Saturación de agua (SW)
- Barriles
- Zonas de paga

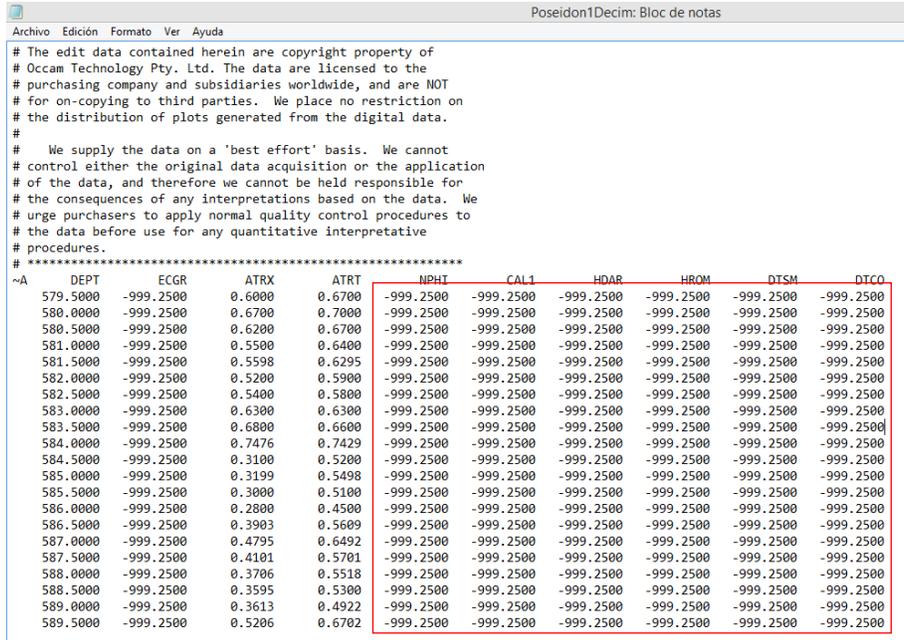
5.2 CONTROL DE CALIDAD.

Los datos que proporcionan los archivos “las” contenían las curvas tal como se muestra en la siguiente **Tabla 1** (seleccionado en amarillo el pozo utilizado para este proyecto).

Tabla 1) Control de calidad de los pozos en el campo.

POZO	GR	RS	RD	RHOB	TNPH	HDAR	DTCO	DTSM
KRONOS	531 m	596 m	584 m	4095.5 m	4218.5 m	4095.5 m	4706 m	4706 m
	5203 m	5322 m	5320 m	5313 m	5312 m	5313 m	5307 m	5307 m
PHAROS 1	482 m	543 m	543 m	3998 m	3998 m	x	4038 m	4038 m
	5215 m	5217 m	5217 m	5177 m	5192 m		5206 m	5205 m
POSEIDÓN NORTH 1	508 m	568 m	568 m	3782 m	3780 m	3808 m	3677 m	3804 m
	5279 m	5279 m	5279 m	4931 m	4937 m	5273 m	5250 m	5250 m
PROTEUS	489.5 m	552.5 m	552.5 m	4922 m	4899.5 m	4920 m	2690 m	4918 m
	5233 m	5249.5 m	5249.5 m	5244 m	5240.5 m	5242 m	5247 m	5071 m
BOREAS	200 m	569 m	569 m	4000.5 m	4000.5 m	3995 m	2820.5 m	4761 m
	5047.5m	5205.5 m	5205 m	5195.5 m	5194.5 m	5203 m	5174.5 m	5180 m
POSEIDÓN 1	904 m	579.5 m	579.5 m	4546.5 m	4546.5 m	4555.5 m	4395 m	4395 m
	5108 m	5114 m	5114 m	5104 m	5104 m	5110 m	4974 m	4974 m
POSEIDÓN 2	490 m	490 m	490 m	4086 m	4084 m	4097 m	2448 m	4706 m
	5349 m	5351 m	5351 m	5297 m	5340 m	5340 m	5338 m	5337 m
TOROSA	555 m	555 m	555 m	3577 m	3460 m	3525 m	641 m	2485 m
	4683 m	4681 m	4681 m	4666 m	4665 m	4674 m	4654 m	4645 m

De los mismos archivos “las” se muestran los valores nulos -999.2500. Tal como se muestra en los siguientes datos (Figura 10), los cuales fueron eliminados para evitar que muestren en las curvas.



```

# The edit data contained herein are copyright property of
# Occam Technology Pty. Ltd. The data are licensed to the
# purchasing company and subsidiaries worldwide, and are NOT
# for on-copying to third parties. We place no restriction on
# the distribution of plots generated from the digital data.
#
# We supply the data on a 'best effort' basis. We cannot
# control either the original data acquisition or the application
# of the data, and therefore we cannot be held responsible for
# the consequences of any interpretations based on the data. We
# urge purchasers to apply normal quality control procedures to
# the data before use for any quantitative interpretative
# procedures.
# *****
~A  DEPT      ECGR      ATRX      ATRT      NPHT      CAL 1      HDAR      HRQM      DTSM      DTCC
579.5000    -999.2500    0.6000    0.6700    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
580.0000    -999.2500    0.6700    0.7000    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
580.5000    -999.2500    0.6200    0.6700    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
581.0000    -999.2500    0.5500    0.6400    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
581.5000    -999.2500    0.5598    0.6295    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
582.0000    -999.2500    0.5200    0.5900    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
582.5000    -999.2500    0.5400    0.5800    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
583.0000    -999.2500    0.6300    0.6300    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
583.5000    -999.2500    0.6800    0.6600    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
584.0000    -999.2500    0.7476    0.7429    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
584.5000    -999.2500    0.3100    0.5200    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
585.0000    -999.2500    0.3199    0.5498    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
585.5000    -999.2500    0.3000    0.5100    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
586.0000    -999.2500    0.2800    0.4500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
586.5000    -999.2500    0.3903    0.5609    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
587.0000    -999.2500    0.4795    0.6492    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
587.5000    -999.2500    0.4101    0.5701    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
588.0000    -999.2500    0.3706    0.5518    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
588.5000    -999.2500    0.3595    0.5300    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
589.0000    -999.2500    0.3613    0.4922    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500
589.5000    -999.2500    0.5206    0.6702    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500    -999.2500

```

Figura 10) Datos nulos eliminados de la base de datos del pozo. (Tomado de: Datos de Pozo Poseidón LAS)

5.3 INTERPRETACIÓN

El término “electrofacies” fue propuesto por Serra y Abbott en 1890 y se ha definido como “el conjunto de respuestas obtenidas de los registros geofísicos que caracterizan un estrato y que permiten distinguirlo de otro”. Las electrofacies normalmente pueden ser asignadas a una o más litofacies debido a que las respuestas de los registros geofísicos responden a las propiedades físicas de las rocas. Identificarlas es un asunto esencial para la búsqueda y caracterización de un yacimiento. Anteriormente las facies habían sido identificadas manualmente con la ayuda de métodos gráficos como las gráficas cruzadas y correlacionando sus comportamientos con los núcleos. Sin embargo, recientemente se ha trabajado en modelos matemáticos que permiten hacer de la identificación de facies un asunto más sencillo y automatizado. Estos modelos incluyen métodos basados en estadística multi-variable y de regresión como el método de Análisis de Componente Principal, entre otros.

Los modelos geológicos de los yacimientos son formados a partir de estimativas de características específicas de las rocas y sedimentos. Estimativas de las propiedades de las rocas, tales como porosidad, permeabilidad, tipo de fluido,

litología, entre otras; las cuáles son fundamentales para la exploración. La descripción e interpretación de parámetros extraídos de las reflexiones sísmicas, incluyendo geometría, continuidad, amplitud, frecuencia y velocidad de intervalo; es llamada, análisis de facies (Figura 11).

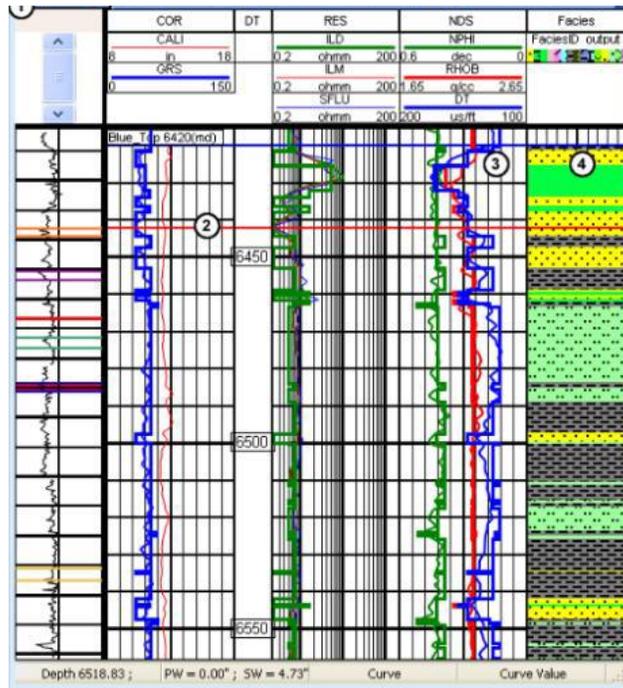


Figura 11) Identificación de Litofacies señaladas con el número cuatro. (Tomado de: PowerLog®)

5.4 PROCEDIMIENTO PARA EL ANÁLISIS DE DATOS EN INTERACTIVE PETROPHYSICS®

5.4.1 CARGA DE DATOS

El primer paso para la interpretación de un registro geofísico es la carga de los datos. Para esto es importante reconocer el formato digital en el que están guardados los datos. Estos formatos pueden ser: LAS, LIS O DLIS.

Log ASCII Standard. Este formato fue lanzado originalmente en 1989 por el comité de Discos Flexibles de la Sociedad Canadiense de Perfilaje de pozos (CWLS, por sus siglas en inglés), que diseñó un formato ASCII estándar para datos de registros de pozos individuales en discos flexibles, conocido como formato LAS (Log ASCII Standard). El formato LAS comprende archivos de datos individuales escritos en ASCII. Representa el encabezado del registro de pozo y las curvas ópticas en forma digital. Su estructura simple, con columnas que se asemejan a las de una hoja de cálculo donde los datos se encuentran ordenados según la profundidad, es fácil de usar y de cargar en la mayoría de las aplicaciones.

- Log Information Standard. El formato de datos binarios Log Information Standard (LIS) fue producido a partir de los sistemas de adquisición de Schlumberger durante los años setenta y ochenta. Era el formato convencional de datos dentro de la industria del perfilaje hasta que fue superado por el Digital Log Interchange Standard (DLIS) en los años noventa.
- Los pozos utilizados en la interpretación del Campo Poseidón 3D se encuentran guardados en el formato LAS (Figura 12). En este tipo de archivos se encuentra un encabezado con la profundidad inicial y final del registro, datos de la compañía que tomó el registro. Posteriormente, se encuentra el nombre de las curvas que contiene el archivo, así como sus unidades. Para finalizar, se muestran en columnas los valores de las mediciones de las curvas.

```

# LAS format log file from PETREL
# Project units are specified as depth units
#-----
~Version Information
VERS. 2.0:
WRAP. NO:
#-----
~Well
STRT .m 1499.879000 :
STOP .m 2416.379000 :
STEP .m 0.000000 :
NULL . -999.250000 :
COMP. : COMPANY
WELL. A10 : WELL
FLD. : FIELD
LOC. : LOCATION
SRVC. : SERVICE COMPANY
DATE. Tuesday, July 02 2002 10:57:24 : DATE
PROV. : PROVINCE
UNI. 02c62c82-552d-444d-bf6b-69cd07376368 : UNIQUE WELL ID
API. : API NUMBER
#-----
~Curve
DEPT .m : DEPTH
Perm .m :
Gamma .m :
Porosity .m :
Fluivalfacies .m :
NetGross .m :
~Parameter
#-----
~Ascii
1499.879000 -999.250000 -999.250000 -999.250000 -999.250000 0.000000
1500.129000 -999.250000 -999.250000 -999.250000 -999.250000 0.000000
1500.629000 -999.250000 -999.250000 -999.250000 -999.250000 0.000000

```

Figura 12) Visualización de un archivo LAS en donde se puede observar el encabezado con las profundidades del registro, datos de la compañía, nombre de las curvas y los datos medidos. (Tomado de: Interactive Petrophysics ®)

Los registros geofísicos utilizados para la interpretación son de los Pozos: Kronos 1, Proteus 1, Boreas, Torosa 1, Poseidón North, Pharos 1, Poseidón 1 y Poseidón 2. Una vez que se tienen los archivos se procede a su carga en el software. Es importante definir el nombre que se le quiere dar a cada curva, sus unidades y el tipo de curva.

5.4.2 DETERMINACIÓN DE VOLUMEN DE ARCILLA

El volumen de arcilla se calcula para determinar la porosidad efectiva de las rocas de formación, de no realizarse este cálculo, la arcilla mostrará valores más altos de porosidad, lo que afectará la evaluación petrofísica.

A través del registro de rayos gamma se puede realizar esta determinación mediante la fórmula (Ecuación 1):

$$I_{sh} = \frac{RG_{log} - RG_{min}}{RG_{max} - RG_{min}} \quad (\text{Ec.1})$$

Dónde:

RG_{log} = Lectura del registro de rayos gamma en la profundidad de interés.

RGmin= Si el registro muestra una lectura menor a 20 API, este valor se toma como el mínimo. De no ser así, el valor de 20 es considerado el mínimo.

RGmax= Si el registro muestra una lectura mayor a 90 API, este valor se toma como el máximo. De no ser así, el valor de 90 es considerado como el máximo.

Ish= Índice de arcilla

Otra manera muy efectiva de calcular el volumen de arcilla, es utilizando las curvas de rayos gamma, neutrón, resistividad y potencial espontáneo. Combinando cada uno de los parámetros de las propiedades para determinar el volumen de arcilla, se obtiene una curva resultante de estos parámetros.

En este caso, solo se cuenta con la curva de rayos gamma. Se tiene que delimitar la línea base arena y la línea base arcilla para delimitar las zonas limpias (zonas que no tienen arcilla) y las zonas sucias (zonas llenas de arcilla) de la formación (Figura 13). Este cálculo se realiza en base a cada cima o zona que se tiene en el pozo.

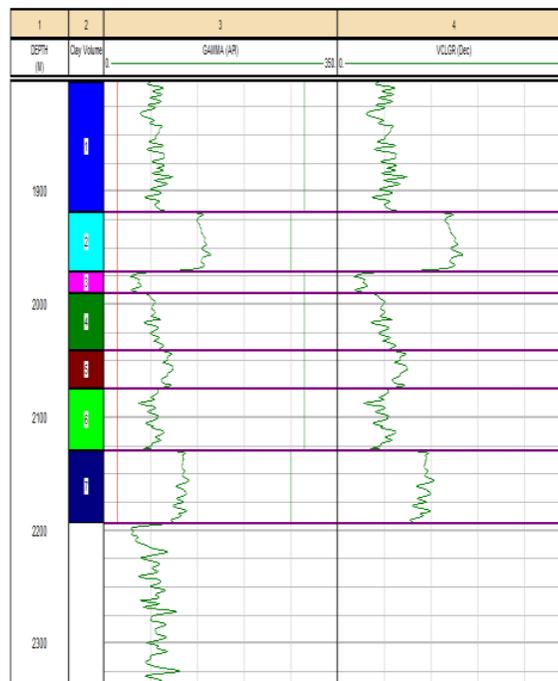


Figura 13) La línea roja representa el valor mínimo de arcilla (zona limpia) y la línea verde el valor máximo de arcilla (zona sucia). La curva del lado izquierdo representa el resultado de estos parámetros. (Tomado de: Interactive Petrophysics ®)

5.4.3 DETERMINACIÓN DE ELECTROFACIES

Se define una electrofacie como “un conjunto de respuestas que caracterizan una capa y permiten que sea distinguida de las demás”.

La correlación de diferentes propiedades físicas y petrofísicas permite agrupar estas características para determinar una electrofacie. Entre más propiedades se tengan para correlacionar, se obtendrá una mejor estimación de las electrofacies.

En los pozos del Campo Poseidón 3D solo se cuenta con el registro de volumen de arcilla para la estimación de las electrofacies. Con base en la geología del Campo Poseidón 3D, se conoce que está compuesto por areniscas e intercalaciones de lutitas. De esta manera, se determinaron las siguientes electrofacies: caliza, caliza con arcilla, arcilla con dolomía y dolomía con arcilla.

Para el cálculo de las facies se utilizó el módulo de “advanced interpretation” en la opción “cluster analysis for rock typing”, como se muestra en la (figura 14).

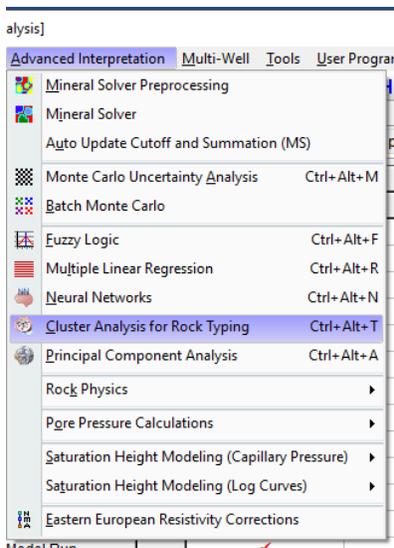


Figura 14) Módulo Advanced Interpretation. (Tomado de: Interactive Petrophysics ®).

En la primera pestaña seleccionamos las curvas utilizadas para la evaluación de facies, las cuales en nuestro caso fueron:

- DTCO
- RHOB
- GR
- NPHI
- RT

En esta parte obtendremos los nombres de las curvas de entrada y los nombres de las curvas de salida (Figura 15)

	Use	Default	Log	Well	Well	Well	Well	Well	Well
Well Name	Curve	Name		1	2	3	4	5	6
Well Name	→	*		(8) Proteus 1 ST2					
Input Curve 1	→	✓	DTCO	DTCO					
Input Curve 2	→	✓	RHOB	RHOB					
Input Curve 3	→	✓	GR	GR					
Input Curve 4	→	✓	NPHI	NPHI					
Input Curve 5	→	✓	RT	RS					
Input Curve 6	→								
Input Curve 7	→								
Input Curve 8	→								
Use Well	→		for Model Build	✓					
Top Depth			for Model Build	489.5					
Bottom Depth			for Model Build	5249.5					
Use Well	→		for Model Run	✓					
Top Depth			for Model Run	489.5					
Bottom Depth			for Model Run	5249.5					
Show Plot				Show Plot					
Discriminator	→		Crv 1						
Discriminator	→		Crv 2						

Figura 15) Advanced Interpretation Input. (Tomado de: Interactive Petrophysics ®).

La siguiente pestaña del módulo nos indica los discriminantes (Figura 16), en nuestro caso, no utilizamos ninguno.

Figura 16) Advanced Interpretation Discriminators. (Imagen tomada de IP®)

La siguiente pestaña nos permite calcular la media de cada registro mediante el botón Seed Clusters, después oprimimos el botón Run Clustering lo cual nos permitirá tabular los valores medios de cada curva de registro utilizada. (Figura 17)

Cluster #	Points	Spread	DTCO		RHOB		GR		NPHI		RT	
			Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.	Mean	Std Dev.
1	131	1.722	75.645	4.698	2.71	0.1119	92.189	44.58	0.2515	0.09435	0.58211	0.3735
2	198	1.132	65.183	4.281	2.6941	0.09582	80.313	25.55	0.0973	0.03949	1.1433	0.2945
3	191	1.013	59.836	3.575	2.6481	0.09929	40.485	20.04	0.05831	0.0232	1.6941	0.2909
4	104	0.8194	67.239	1.896	2.3712	0.06652	16.983	15.9	0.03849	0.01608	2.6466	0.4884

Figura 17) Advanced Interpretation Cluster Means. (Imagen tomada de IP®).

En la pestaña Cluster Output (Figura 18) indicamos que colores serían los de nuestras facies para las diferentes litologías obtenidas, los colores representan la siguiente litología:

- ROJO: Arcilla con Dolomía.
- VERDE: Dolomía con Arcilla.
- AZUL: Caliza con Arcilla
- AMARILLO: Caliza

Cluster	Value	Shading	User set 1		User set 2		User set 3		User set 4		User set 5		User set 6		User set 7	
			Value	Shading												
1	1.	Red														
2	2.	Green														
3	3.	Blue														
4	4.	Yellow														

Figura 18) Advanced Interpretation Cluster Output. (Imagen tomada de IP®)

En la pestaña Crossplot (Figura 19) podemos visualizar las escalas de nuestro registro y verificar que sean las correctas, al utilizar el botón Crossplot nos visualiza el ploteo de nuestras curvas (Figura 20) calculando las facies y debemos de verificar que la distinción de los puntos sea bastante clara y limpia, esto con el fin de tener un control de calidad de nuestras facies.

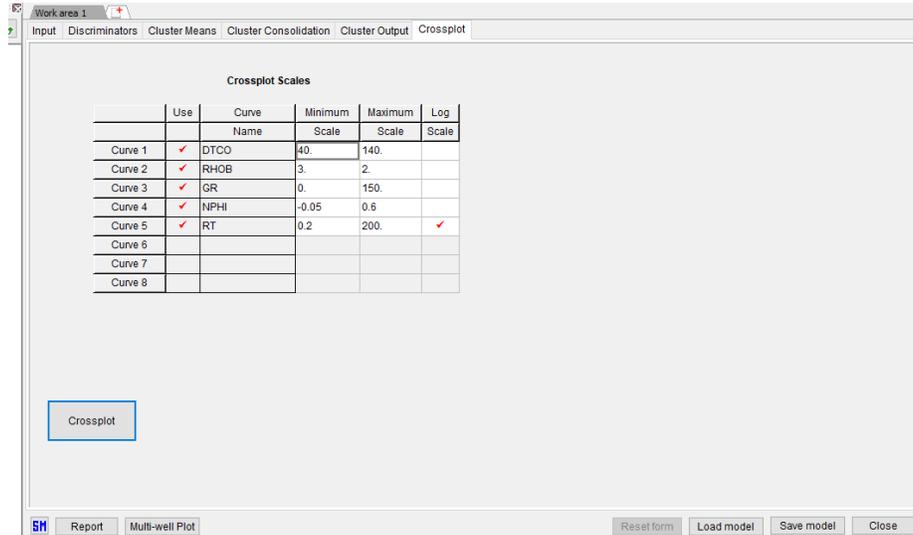


Figura 19) Advanced Interpretation Crossplot. (Imagen tomada de IP®).

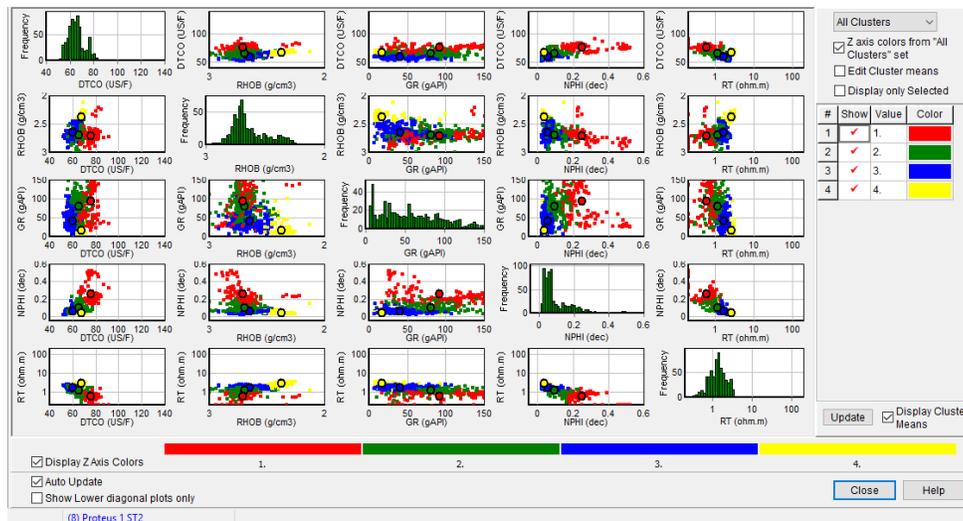


Figura 20) Crossplot de facies. (Imagen tomada de IP®).

Verificamos la distinción de nuestros colores (facies) y procedemos a graficar la curva de facies. Esta metodología fue utilizada para evaluar cada pozo. Los resultados obtenidos se muestran a continuación:

PROTEUS 1

Realizando la evaluación del Pozo Proteus 1, se calcularon un total de 4 facies mostradas en el carril 12. En donde el color amarillo representa la facie conformada por la litología caliza, el color rojo señala litología de arcilla con dolomía, el color verde indica litología de caliza con arcilla y el color azul indica una litología de dolomía con arcilla.

La zona de interés se localiza en un intervalo de profundidad de 4944.5 metros a 5017 metros. Estimamos una reserva aproximada de 855000 barriles de hidrocarburo en este intervalo. Podemos observar otras dos zonas de posible importancia exploratoria a una profundidad de 5065 metros y a 5127 metros.

Gracias al cálculo de facies encontramos que nuestro reservorio se encuentra en una facie de caliza fracturada, litología que propicia la acumulación de hidrocarburo, en el Horizonte Plover. (Figura 21)

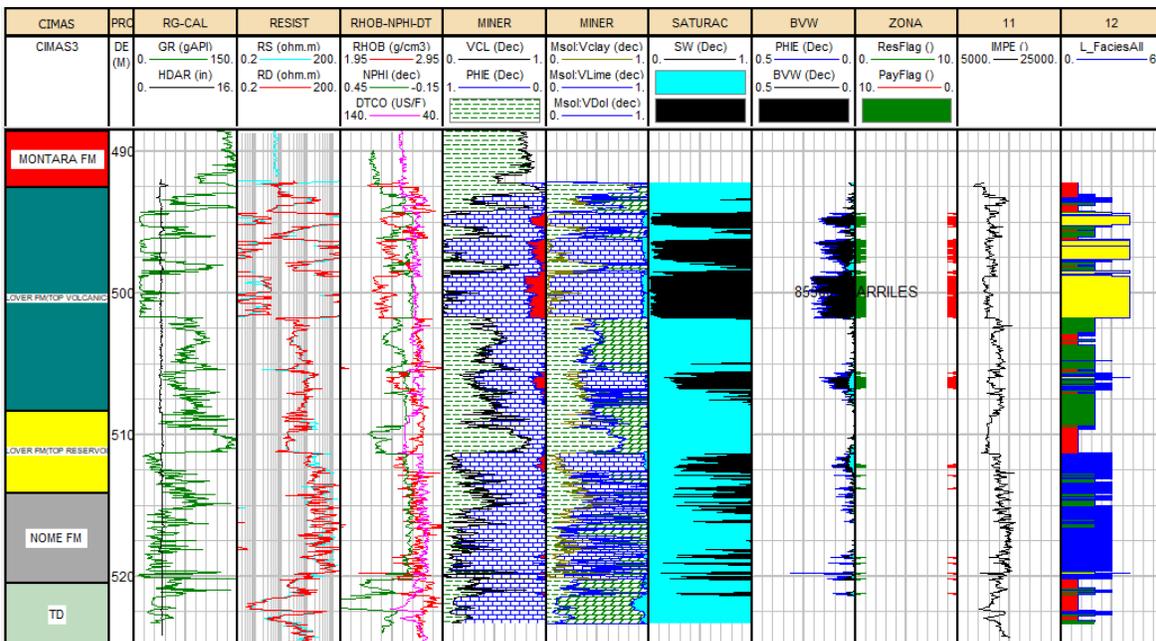


Figura 21) Template de Pozo Proteus 1 (Imagen tomada de IP®)

KRONOS 1

La evaluación del pozo Kronos nos muestra 4 facies en el carril 12. En donde el color amarillo representa la facie conformada por la litología caliza, el color rojo señala litología de arcilla con dolomía, el color verde indica litología de caliza con arcilla y el color azul indica una litología de dolomía con arcilla.

La zona de interés exploratorio se encuentra en un intervalo aproximado de 5990 metros a 5100 metros con una litología de caliza fracturada, abajo podemos observar intercalaciones de litología de caliza con arcilla y arcilla con dolomía por lo cual se deduce que esa sección se encuentra saturada de agua.

Se estima que el reservorio de este pozo se encuentra localizado en la Formación Plover a una profundidad aproximada de 5000 metros, calculando un total de 833000 barriles de hidrocarburo aproximadamente. (Figura 22)

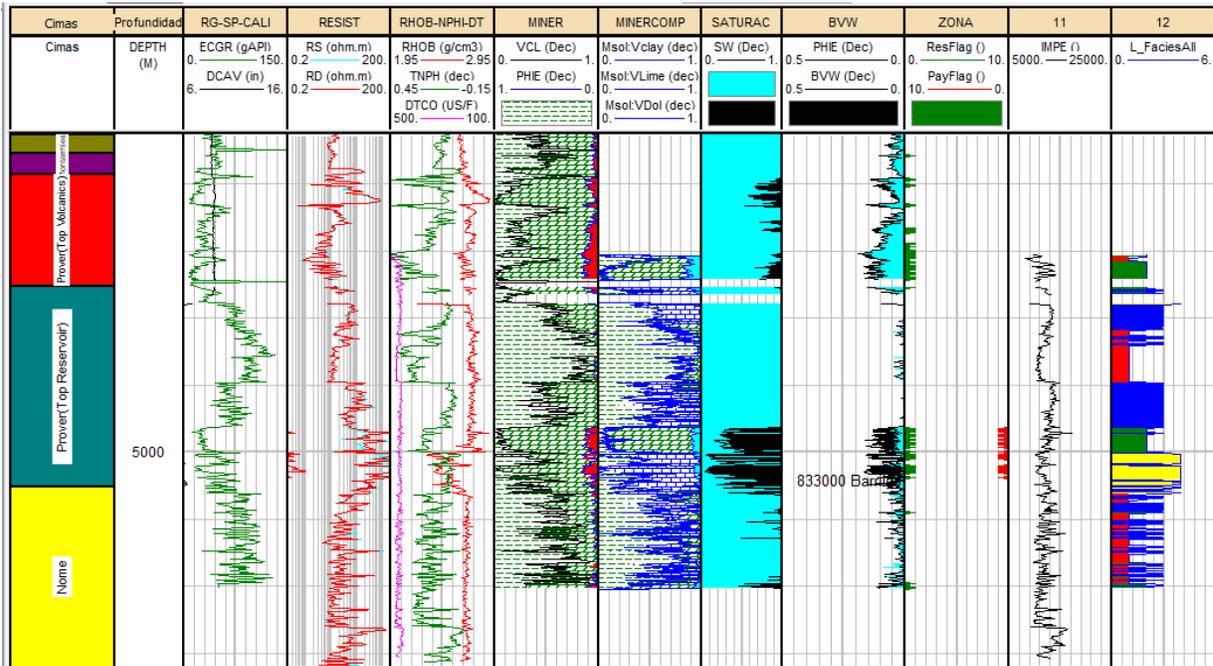


Figura 22) Template pozo Kronos 1 (Imagen tomada de IP®)

TOROSA 1

Realizamos la evaluación petrofísica del Pozo Torosa 1 estimando un total aproximado de 800000 barriles de hidrocarburo en un intervalo de profundidad de 4470 metros a 4650 metros. Mostrando facies de caliza (color amarillo) en su mayoría, facie con litología ideal para acumulación de hidrocarburo. El reservorio se encuentra en la formación Plover, correspondiendo así con los otros pozos evaluados. (Figura 23)

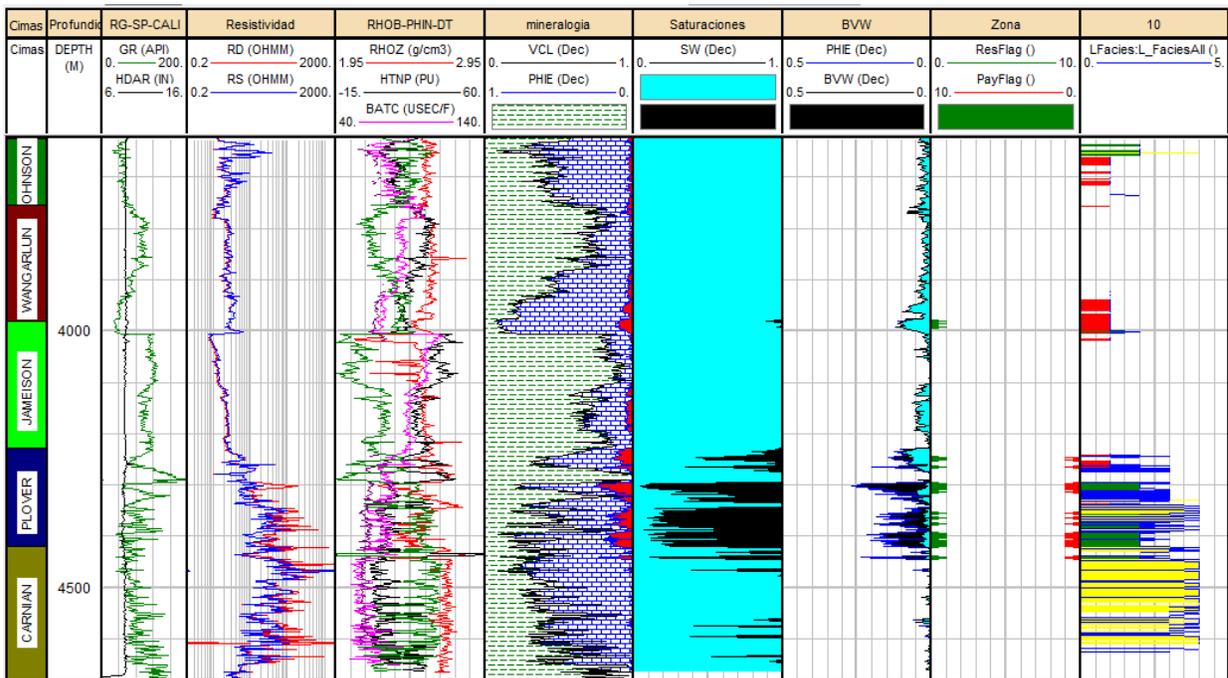


Figura 23) Template pozo Torosa 1 (Imagen tomada de IP®)

POSEIDÓN NORTH

En la evaluación del Pozo Poseidón North encontramos una zona pequeña de interés exploratorio a una profundidad de 4580 metros. El reservorio de este pozo es pequeño por lo tanto no es de gran importancia en cuanto a explotación de recursos, la cantidad de barriles calculados en el pozo es de 100067 barriles de hidrocarburo.

Las facies calculadas muestran un tanto de indiferencia comparado con otros pozos ya que en este caso el pozo se encuentra casi en su totalidad saturado de agua, por lo tanto, concluimos que el porcentaje de volumen de arcilla del pozo es alto. (Figura 24)

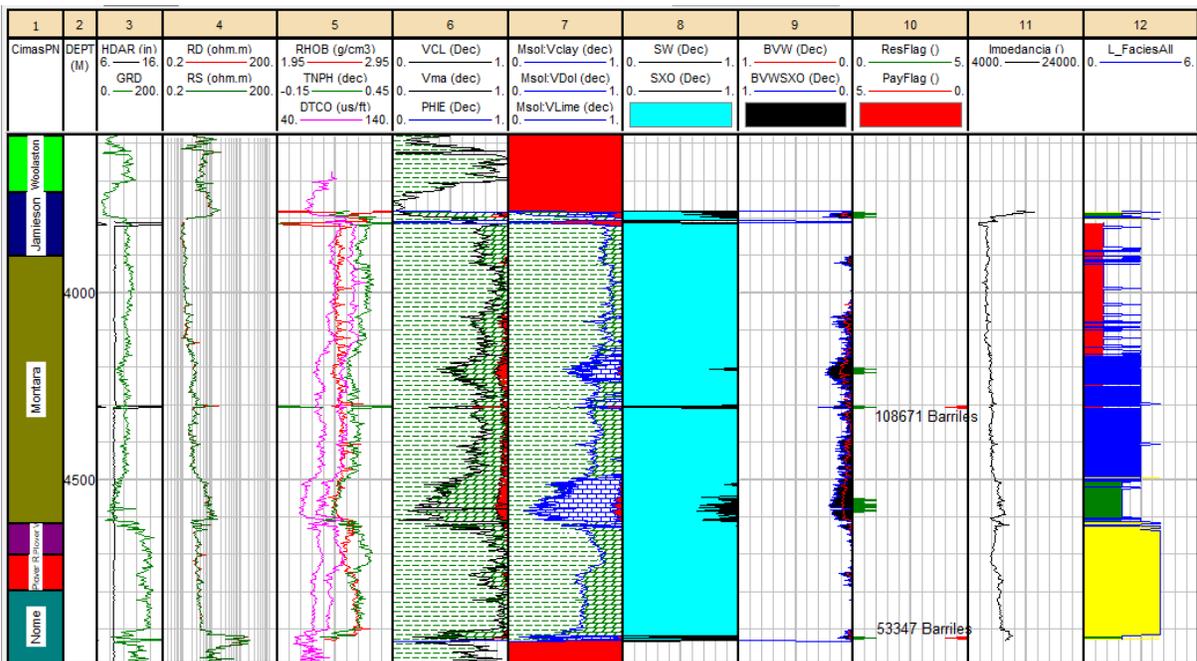


Figura 24) Template Pozo Poseidón North. (Imagen tomada de IP®)

BOREAS

Realizamos la evaluación petrofísica del pozo Boreas, utilizando el cálculo para 3 facies; en este caso, facie color azul representa litología caliza, facie color verde representa la litología dolomía con arcilla y el color rojo representa arcilla con dolomía.

La zona de interés del pozo se encuentra a una profundidad aproximada de 5000 metros con un estimado de 362587523 barriles totales. La litología del reservorio es caliza fracturada. Dicha zona se divide en subzonas de menor tamaño que la principal, pero se puede decir que forman parte del mismo reservorio localizado en la Formación Plover. (Figura 25)

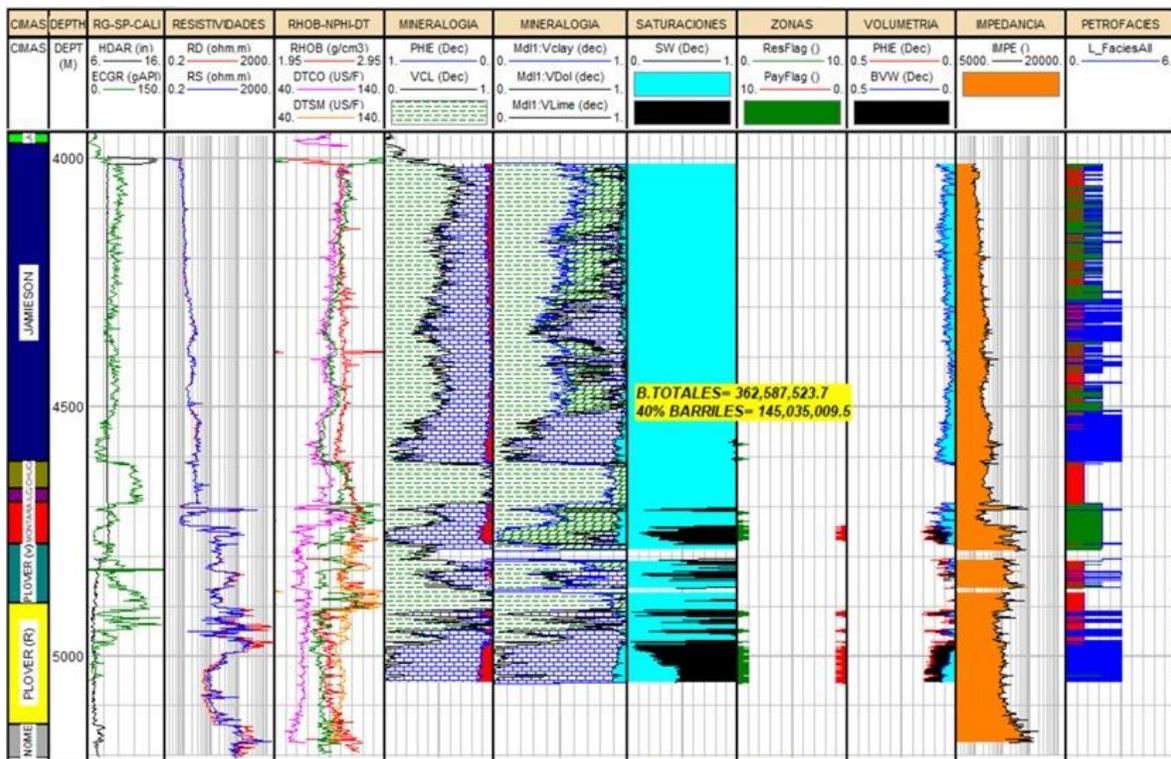


Figura 25) Template del pozo Boreas. (Imagen tomada de IP®)

PHAROS 1

La zona de interés exploratorio que nos mostró nuestra interpretación petrofísica para el Pozo Pharos 1 se encuentra a una profundidad de 5000 metros aproximadamente, se calcula un total de 116593787 barriles de hidrocarburo en todo el pozo. Contando con 4 facies anteriormente mencionadas, solo que en donde tenemos el reservorio si cuenta con presencia de arcilla y por lo tanto saturación de agua, aun así, el potencial de reserva es alto y si es apto para su exploración. (Figura 26)

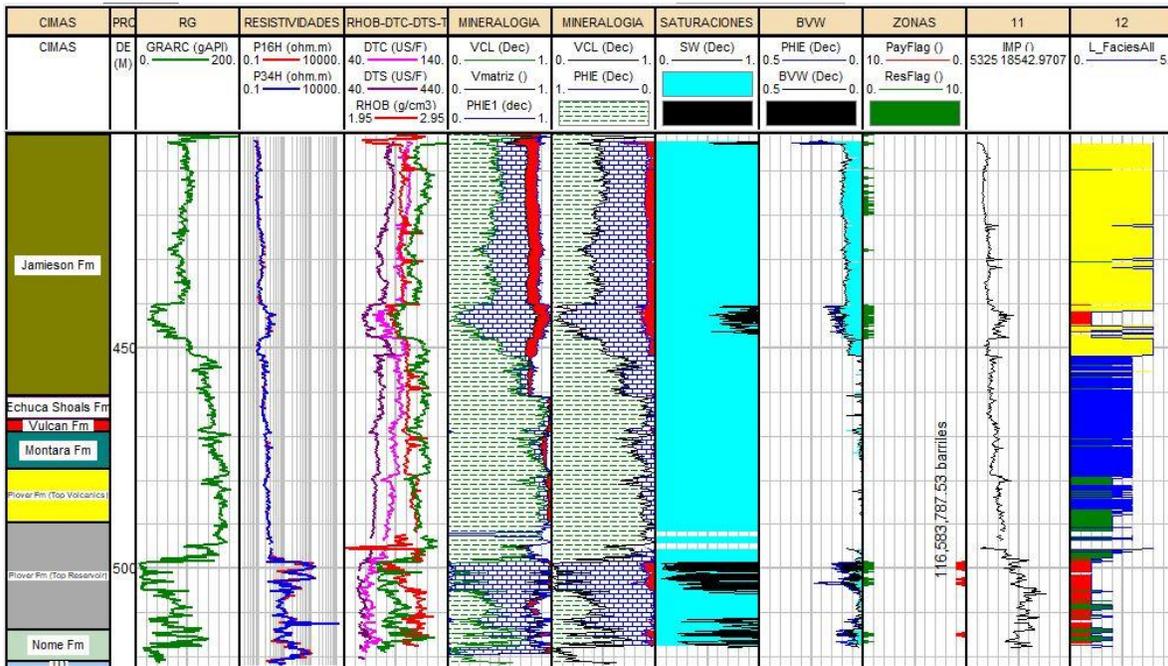


Figura 26) Template del Pozo Pharos 1. (Imagen tomada de IP®)

POSEIDÓN 1

Se muestra una zona de interés con un total de 1700000 barriles de hidrocarburo en un intervalo de profundidad de 4970 metros a 5100 metros, con una litología de caliza, correlacionable con los otros pozos. El cálculo de facies en este pozo no fue de gran ayuda ya que no nos muestra las facies deseadas, ni los colores establecidos anteriormente para fin del proyecto. (Figura 27)

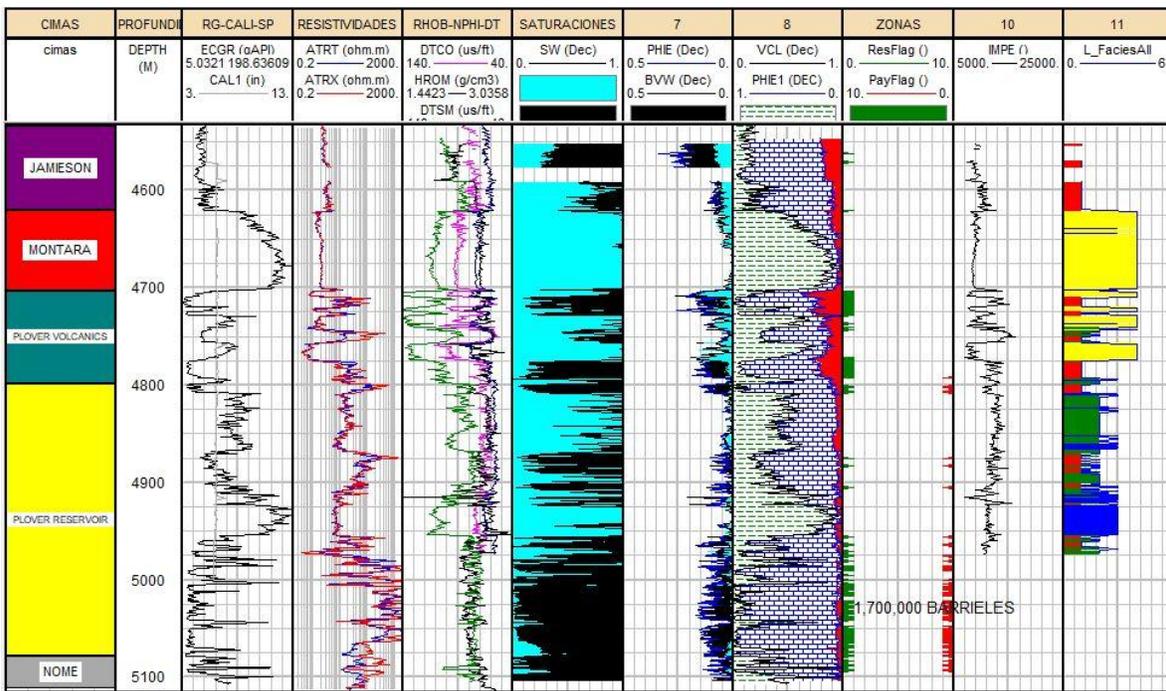


Figura 27) Template del Pozo Poseidón 1. (Imagen tomada de IP®)

POSEIDÓN 2

La zona de interés exploratorio se encuentra a una profundidad aproximada de 4800 metros, se puede observar que el reservorio de este pozo es muy pequeño, pero coincidiendo con la correlación de los demás pozos en la formación Plover. La estimación del reservorio en este pozo es de 350000 barriles de hidrocarburo aproximadamente. Coincidiendo en facie de caliza fracturada. (Figura 28)

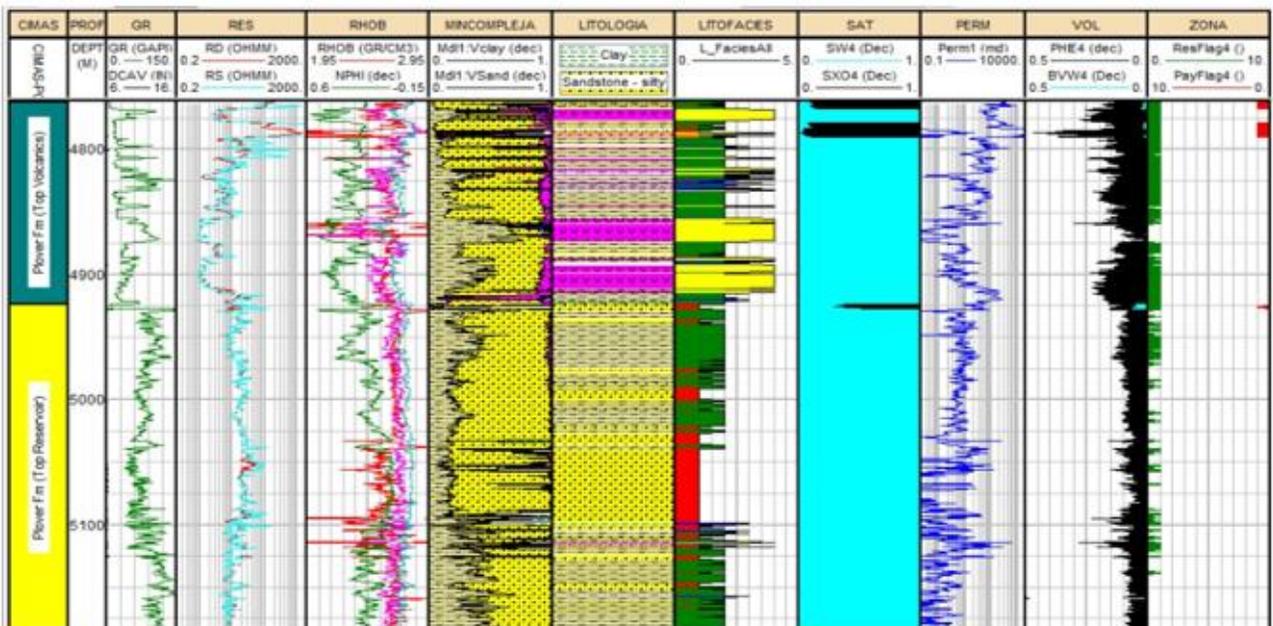


Figura 28) Template del Pozo Poseidón 2. (Imagen tomada de IP®)

5.4.4 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE POZOS

Para la obtención de la relación de las electrofacies obtenidas en los pozos, se procedió a correlacionar los pozos Kronos 1, Proteus 1 y Poseidón North, en estos pozos las profundidades van desde los 4500 m hasta los 5200 m, siendo el Pozo Poseidón North el que se encuentra a menor profundidad y no marca registros pasados los 5000m.

Las formaciones que abarca esta correlación van desde la llamada Montara, hasta la Plover, que se encuentra dividida en dos secciones, la Volcánica y el Reservorio, donde se encuentra nuestra zona de interés, y donde tenemos el hidrocarburo según lo interpretado en el software. (Figura 29)

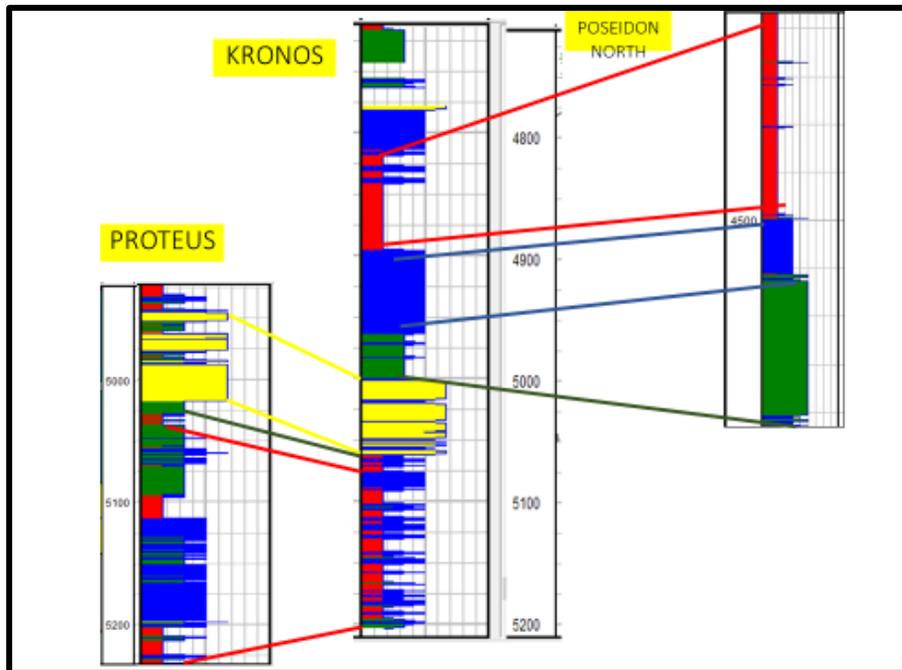


Figura 29) Correlación del Pozo Proteus 1, Kronos 1 y Poseidón North. (Imagen tomada de IP®)

En la Tabla 2 tenemos representadas las facies, con la profundidad a la que se encuentran, teniendo, las facies de color rojo, representando arcilla con dolomía, el color verde a la dolomía con arcilla, el color azul, caliza con arcilla y el color amarillo a la caliza.

Tabla 2) Facies por color.

COLOR	FACIE
	arcilla con dolomía
	dolomía con arcilla
	caliza con arcilla
	caliza

Podemos observar que los colores amarillos son los que corresponden a la caliza que se encuentra en una profundidad de aproximadamente 5000 m, coincidiendo con la Formación Plover, a excepción del Pozo Poseidón North donde ya no se proyectan los registros más allá de los 5000 m, pero la zona de paga se encuentra en el límite, por lo que se puede deducir que la relación continua, y se puede encontrar la facie infiriendo la información de los pozos anteriores.

En cuanto a las demás facies, en los Pozos Proteus 1 y Kronos 1, pasando los 5000 m vemos una correlación en las facies, a excepción de la facie color verde, que ya no aparece en Kronos 1, pero si en Proteus 1, esto nos indica que en esa zona del horizonte hubo una discontinuidad, no hubo una suficiente depósito o se presentó erosión en el estrato, que dio lugar a un acuñaamiento entre las formaciones.

También se puede observar que hay una variación en el grosor de los estratos en las formaciones, lo que nos indica que no hubo depositación correcta, posiblemente

derivado de eventos de transgresión y regresión que afectaron el depósito de los estratos en la zona.

Esto se puede ver claro en las facies de color rojo y azul, donde se tiene varias divisiones con pequeñas franjas de color intercaladas que nos indican un ambiente bastante dinámico en la zona que no permitió el depósito de estratos de gran potencia en la zona.

6 INTERPRETACIÓN EN PETREL ®

Se realizó el siguiente mapa conceptual (Figura 30) para determinar la metodología para la generación de cubo de propiedades petrofísicas del pozo.

Este software permite tanto la visualización de los registros de pozo, como la ubicación en planta de estos con sus respectivas propiedades petrofísicas. Se realizó un cubo de propiedades con el trazado de horizontes y fallas del Campo Poseidón 3D.

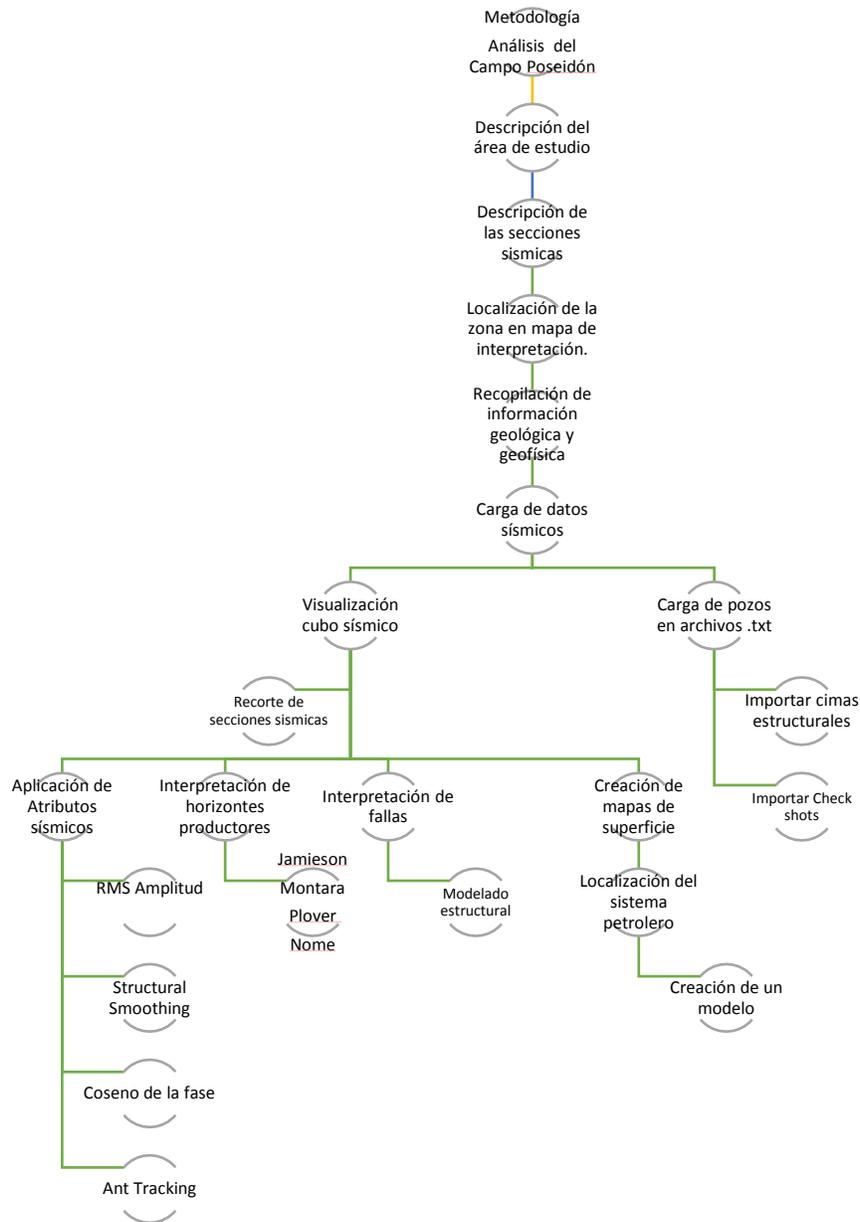


Figura 30) Metodología para el software PETREL ®

6.1 MAPA DE CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS.

El Campo Poseidón 3D se encuentra compuesto por 7 pozos (Figuras 31a y 31b) mediante los cuales es posible observar las variaciones litológicas de la zona de estudio. Los registros geofísicos de estos pozos fueron utilizados para realizar la interpretación y el modelado de las formaciones geológicas que conforman esta área.

Los pozos que fueron analizados para el Campo Poseidón 3D se muestran en la siguiente tabla. (Tabla 3)

Tabla 3) Inline y Xline de los pozos analizados en el Campo Poseidón 3D.

POZO	INLINE	XLINE
Kronos 1	240332	267432
Pharos 1	325332	138432
Poseidón North 1	352332	240432
Proteus 1	276332	148432
Boreas	221432	299332
Poseidón 1	318332	234432
Poseidón 2	285332	228432
Torosa 1	119332	251432

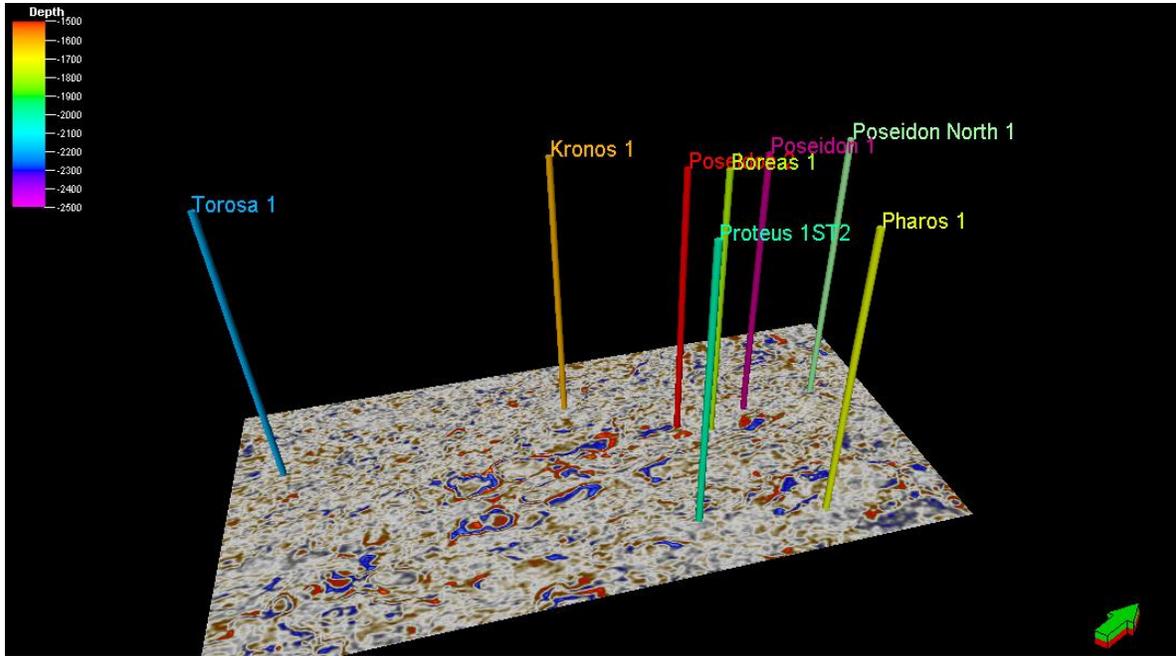


Figura 31a) - Vista en ventana de los pozos distribuidos en el Campo Poseidón 3D. (Imagen tomada de: Petrel®)

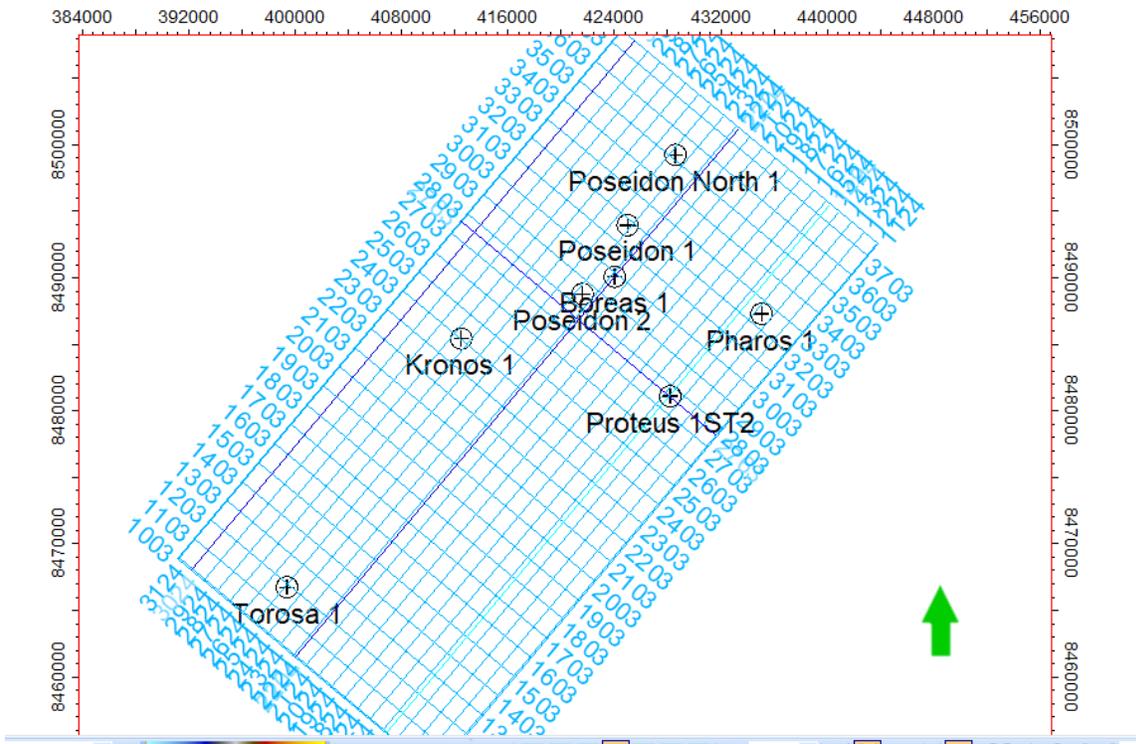


Figura 31b) Vista en planta del área de estudio y los pozos analizados en el Campo Poseidón 3D. (Imagen tomada de: Petrel®)

6.2 CARGA DE DATOS SÍSMICOS

Se cargaron los datos sísmicos, es decir, los pozos, se importaron las cimas y los checkshots.

- Checkshots

Son estudios que miden una serie de tiempos de tránsito de los rayos a través del orificio del pozo, por lo que es posible la creación de una tabla completa de tiempos de viaje y profundidad. Estas tablas son empleadas por los intérpretes para identificar reflectores claves en pozos y asignación de profundidades de distancia desde el pozo.

- Well Tops

Son marcadores que definen la intersección de un pozo con un horizonte o una falla. Los well tops incluyen: X, Y, Profundidad, Tiempo, Tipo, Nombre del horizonte, Nombre del Pozo, Símbolo, Profundidad Medida, Intérprete, Ángulo de inclinación y Azimut de cada pozo.

Posteriormente se realiza una línea sísmica compuesta:

Para realizar una línea sísmica compuesta se debe determinar la mejor ruta entre los pozos, para ello se obtiene una guía determinando la distancia entre ellos. Se correlaciona la información de cada pozo mediante los registros y las secciones sísmicas para poder realizar una interpretación. (Figura 32a y 32b)

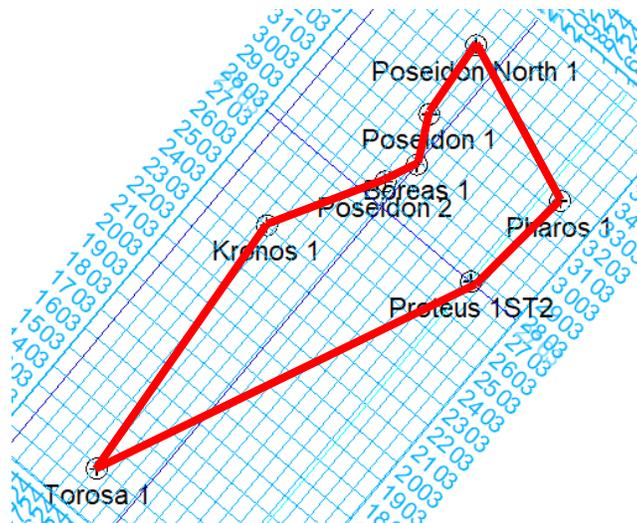


Figura 32a) Guía utilizada para realizar la correlación entre pozos. (Imagen tomada de: Petrel®)

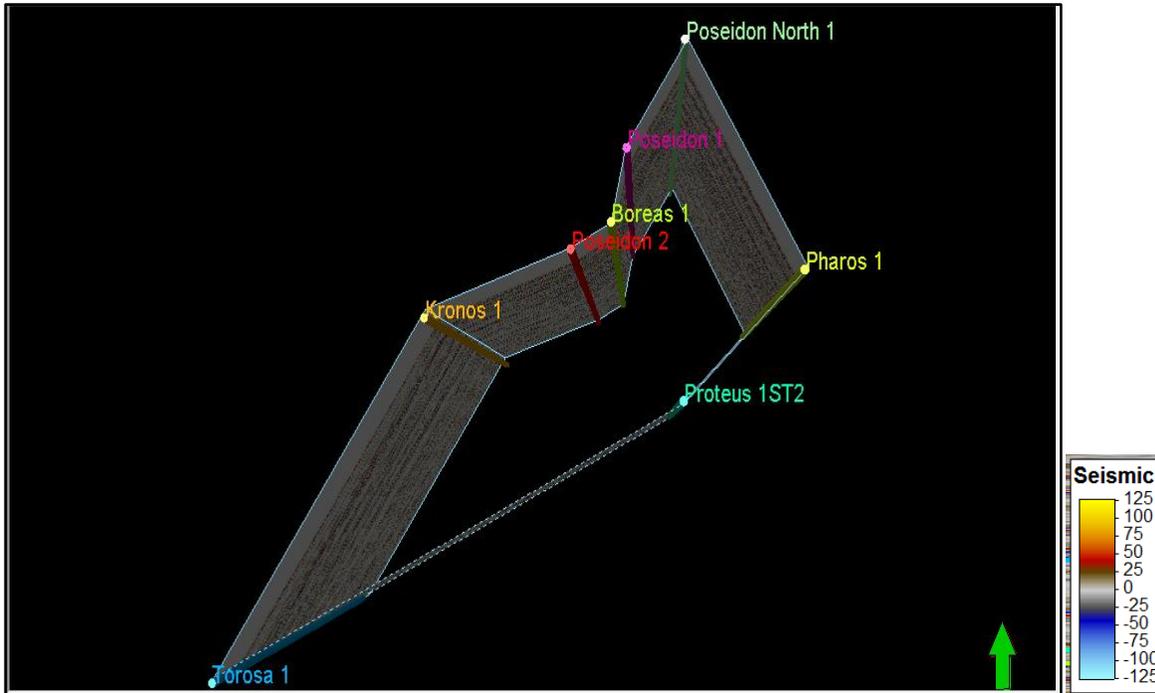


Figura 32b) Vista 3D de la sección compuesta. (Imagen tomada de: Petrel®)

6.2 CIMAS DE LOS POZOS EN PETREL ®

Las cimas de los pozos nos ayudan en la interpretación de las formaciones observadas en las secciones sísmicas, sirviendo de apoyo para trazar los horizontes y delimitar las litofacies a interpretar.

Para interpretar las cimas del Pozo Proteus 1 fueron nos hemos basado en los registros geofísicos del pozo Boreas mediante el cual se realizó el cálculo de las cimas utilizando las velocidades de intervalo en el software.

En las siguientes imágenes (Figuras 33a – 33f) se muestran los registros geofísicos de cada pozo analizado, con sus respectivas curvas y las cimas interpretadas

- Figura 33a POZO BOREAS 1
- Figura 33b POZO PROTEUS 1
- Figura 33c POZO KRONOS 1
- Figura 33d POZO TOROSA 1
- Figura 33e POZO POSEIDÓN 1
- Figura 33f POZO POSEIDÓN 2

REGISTROS GEOFÍSICOS Y CIMAS DEL POZO BOREAS 1

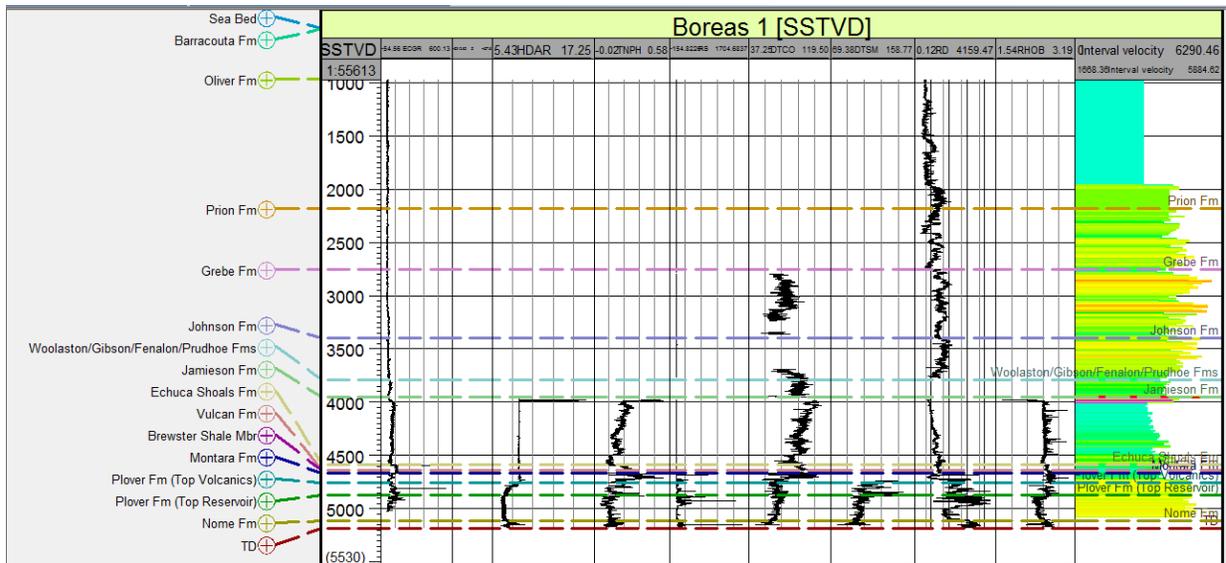


Figura 33a) Pozo Boreas 1 extraído de Petrel® con sus respectivos registros y cimatas. (Imagen tomada de: Petrel®)

REGISTROS GEOFÍSICOS Y CIMAS DEL POZO PROTEUS 1

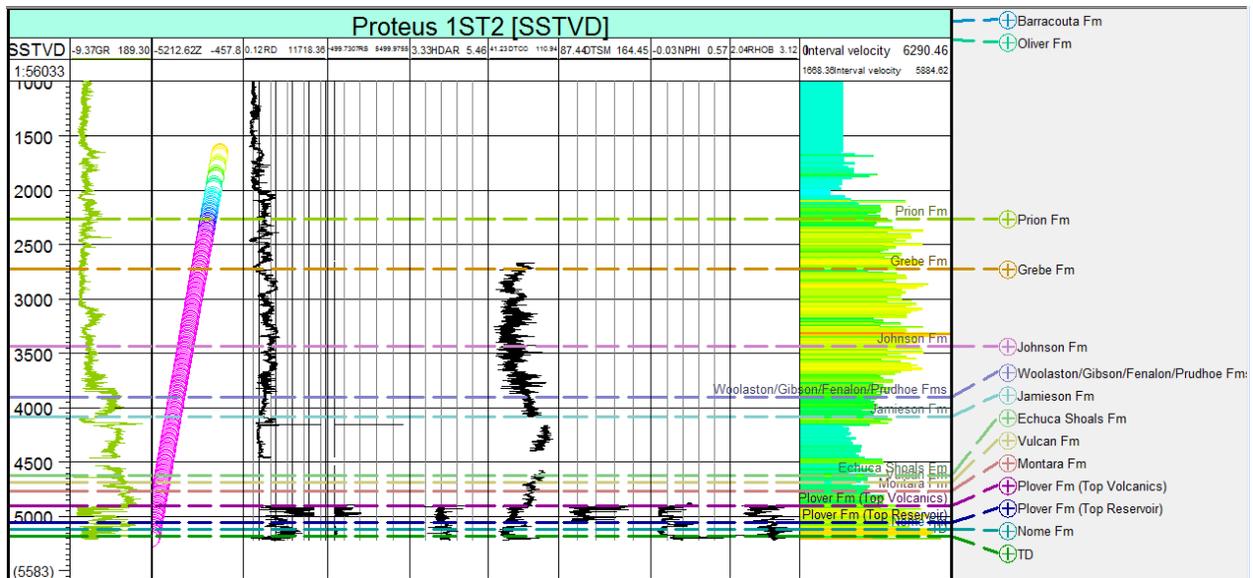


Figura 33b) Pozo Proteus 1ST2 extraído de Petrel® con sus respectivos registros y cimatas. (Imagen tomada de: Petrel®)

REGISTROS GEOFÍSICOS Y CIMAS DEL POZO KRONOS 1

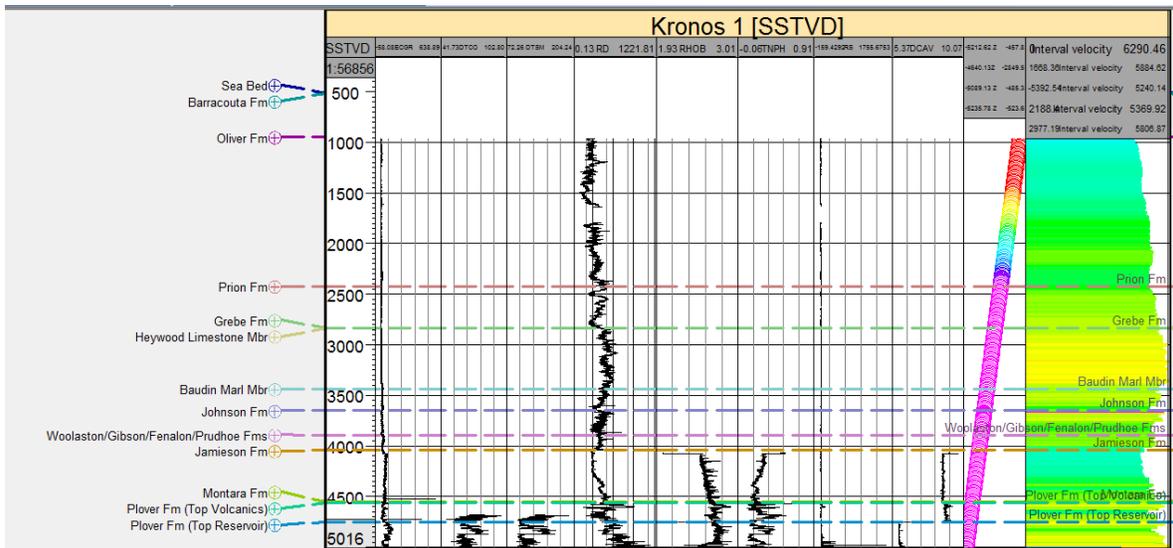


Figura 33c) Pozo Kronos 1 extraído de Petrel® con sus respectivos registros y cimas. (Imagen tomada de: Petrel®)

REGISTROS GEOFÍSICOS Y CIMAS DEL POZO TOROSA 1

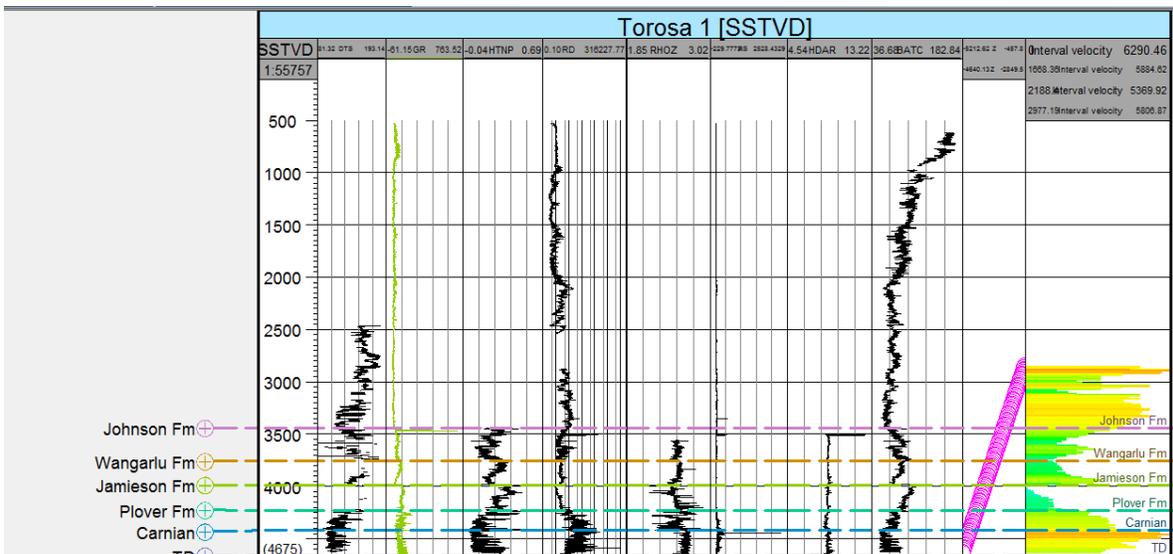


Figura 33d). Pozo Torosa 1 extraído de Petrel® con sus respectivos registros y cimas. (Imagen tomada de: Petrel®)

REGISTROS GEOFÍSICOS Y CIMAS DEL POZO POSEIDÓN 1

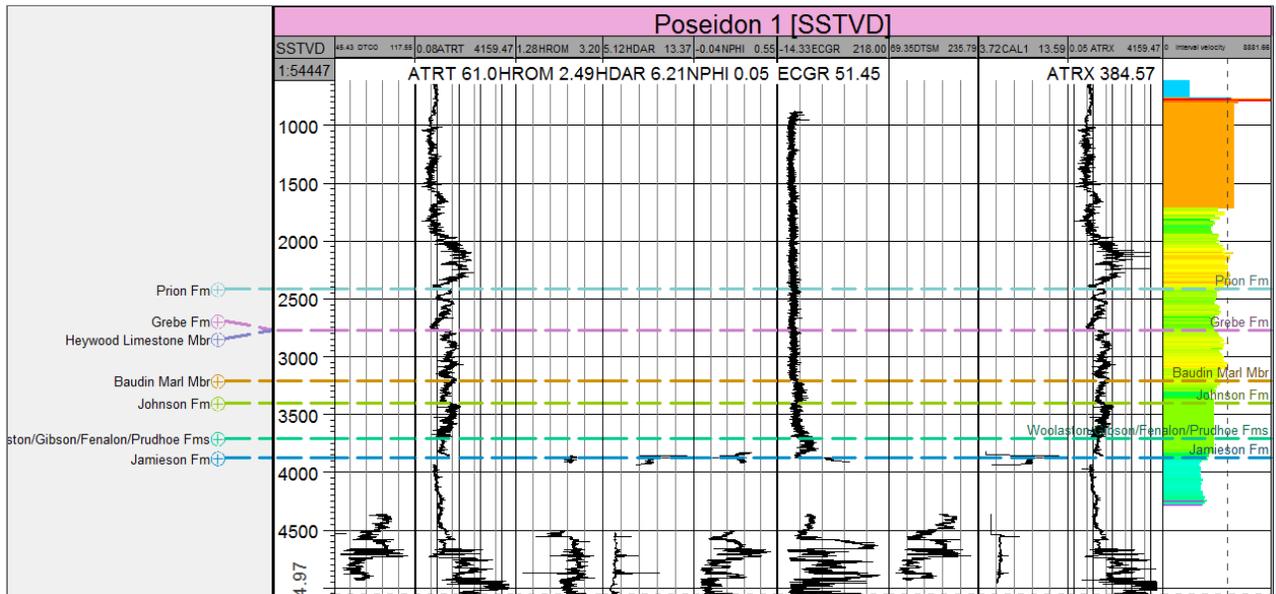


Figura 33e). Pozo Poseidón 1 extraído de Petrel® con sus respectivos registros y cimas. (Imagen tomada de: Petrel®)

REGISTROS GEOFÍSICOS Y CIMAS DEL POZO POSEIDÓN 2

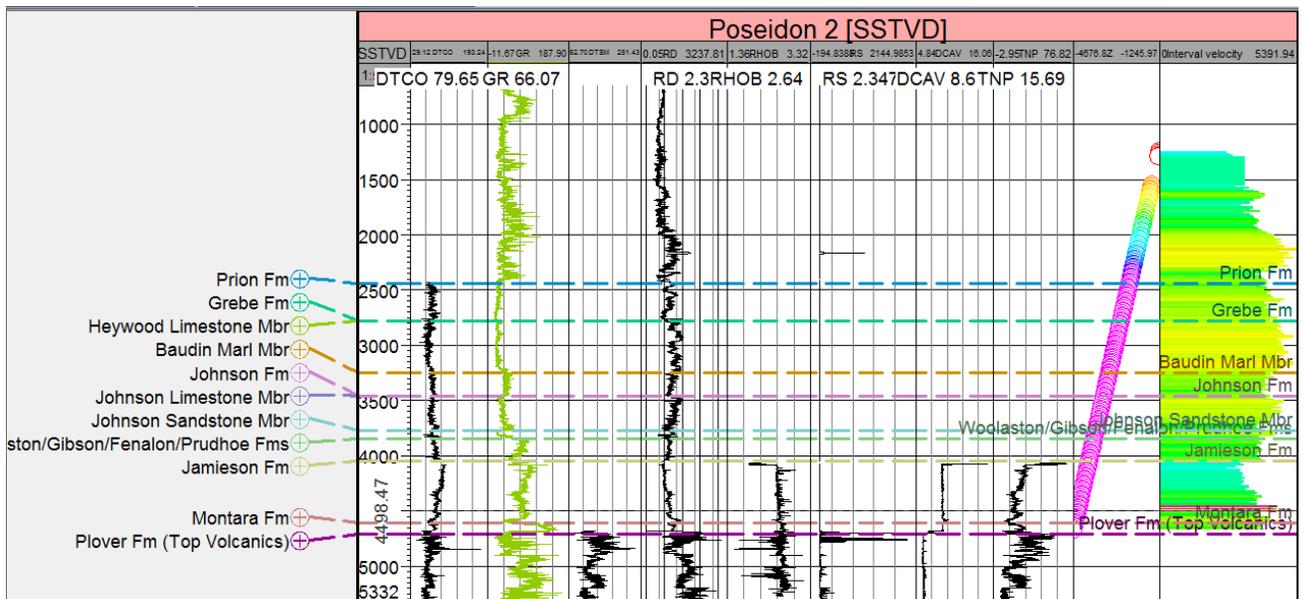


Figura 33f). Pozo Poseidón 2 extraído de Petrel® con sus respectivos registros y cimas. (Imagen tomada de: Petrel®)

Dentro del software Petrel® en la ventana de interpretación, se pueden cargar los datos de los pozos que se deseen analizar para poder observar las cimas y poder trazarlas en todo el cubo sísmico. (Figura 34)

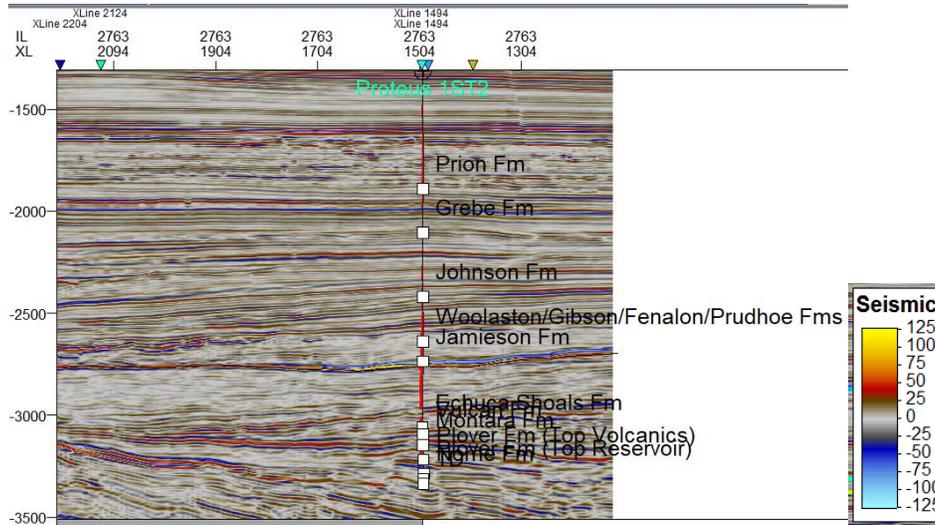


Figura 34) Vista de la proyección de las cimas del Pozo "Proteus 1" (Imagen tomada de: Petrel®)

Es posible obtener una ventana de función en donde se grafica la profundidad (eje Y) contra el tiempo (eje X), para obtener un mayor detalle y precisión en el cálculo de los tiempos faltantes. (Figura 35)

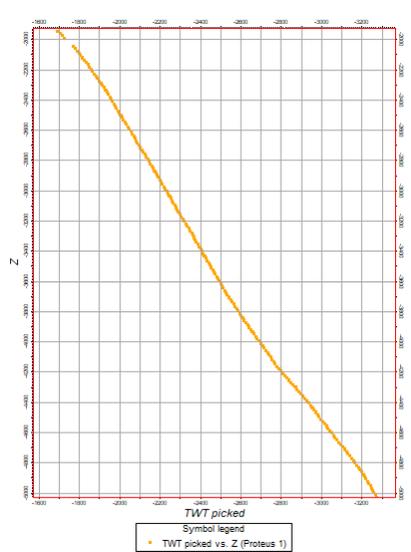


Figura 35) Gráfica de Distancia vs Tiempo del Pozo Proteus 1. (Imagen tomada de: Petrel®)

Los horizontes (Figura 36) que se marcaron en la sección sísmica basado en el Pozo Proteus 1 fueron:

- Jamieson Fm
- Echuca Shoals Fm
- Vulcan Fm
- Montara Fm
- Plover Fm (Top Volcanics)

Una vez trazado el horizonte, este se proyecta en las diferentes líneas sísmicas, es de importancia que se corroboren las coordenadas y cualquier otro factor de localización de los pozos que contiene la información de las cimas.

Considerando el área de interés del Campo Poseidón 3D, específicamente el Pozo Proteus 1, se eligieron como horizonte sello: Jamieson Fm y como horizonte reservorio Plover Fm (Top Volcanics).

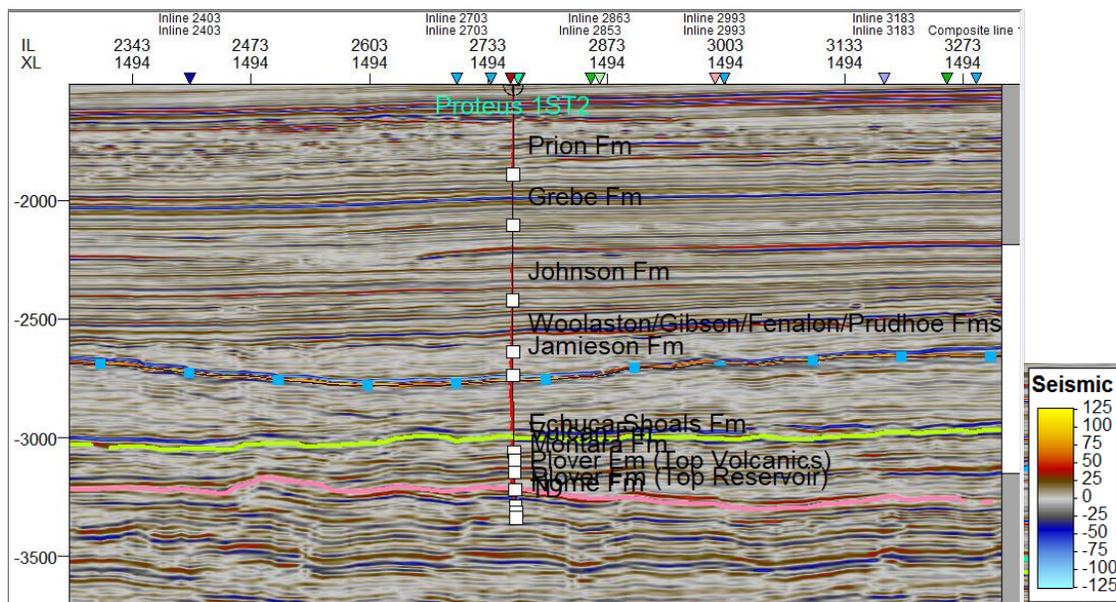


Figura 36) Horizonte seleccionado para realizar el modelo 3D de la Cima Jamieson Fm (Imagen tomada de: Petrel®)

6.3 INTERPRETACIÓN DE FALLAS

A partir de la sección sísmica se realizó el análisis e interpretación del sistema de fallas que se encuentran dentro de la zona de interés, marcando las fallas más notables para realizarlos en cada una de las secciones sísmicas al igual que los horizontes marcados, con el fin de obtener una mejor representación de las facies en las formaciones geológicas. Se comenzó trazando en la inline 2763, continuando cada 100 m a lo largo del cubo sísmico, asimismo se marcaron las fallas en cada intersección inline y crossline de cada pozo de interés. (Figura 37)

Para marcar las fallas se realizó la estructura de 3 puntos (inicio, pivote y final), quedando las 4 fallas de tamaño similar.

En la figura 37 se pueden observar 4 fallas (A, B, C y D).

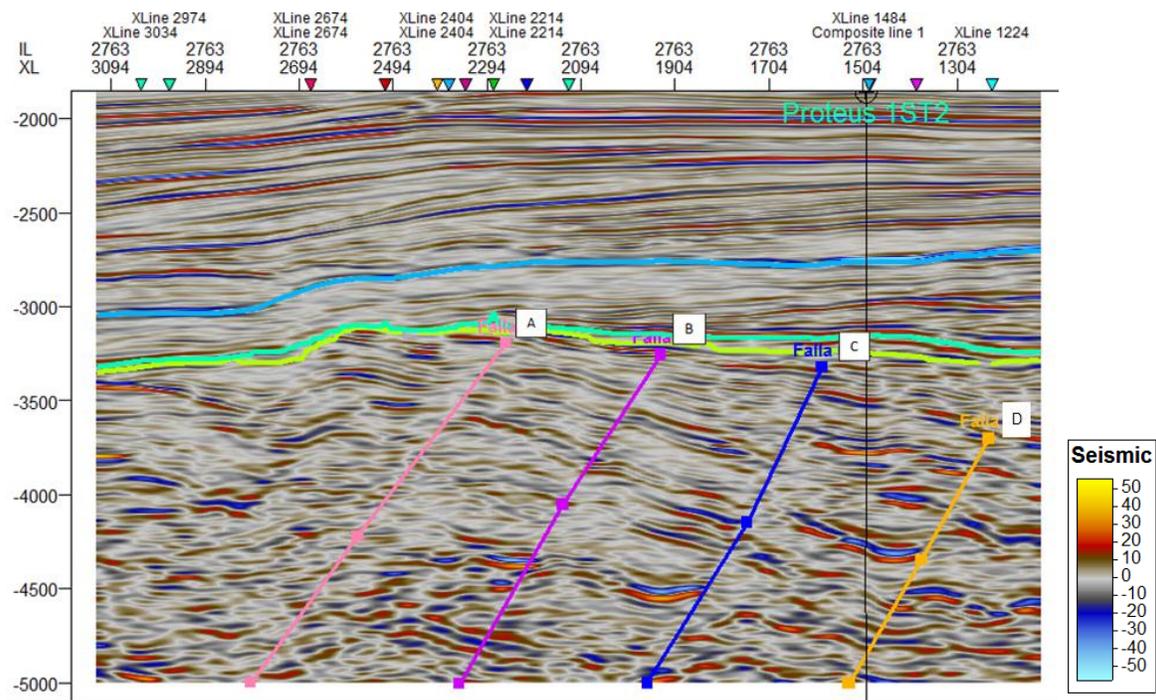


Figura 37) Fallas A, B, C y D interpretadas en el cubo sísmico. (Imagen tomada de: Petrel®)

Una vez seccionadas las fallas en cada una de las secciones sísmicas del cubo sísmico, es posible obtener un modelo 3D del sistema de fallas para obtener una mejor visualización del modelo geológico final. (Figura 38)

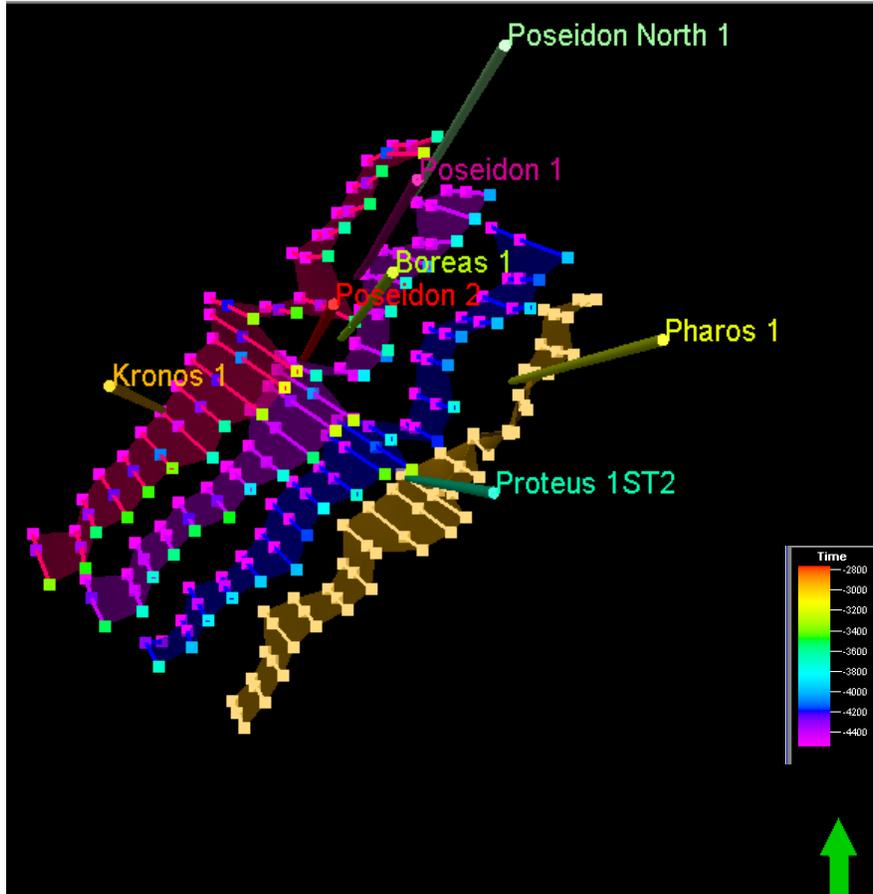


Figura 38) Fallas interpretadas en el cubo sísmico con vista 3D. (Imagen tomada de: Petrel®)

6.4 ATRIBUTOS SÍSMICOS

- AMPLITUD RMS

El atributo de amplitud RMS se emplea para identificar y resaltar anomalías de amplitud características de las secuencias estratigráficas y diferenciar tipos de estratificación, las anomalías pueden asociarse con la presencia de fluidos. (Figura 39)

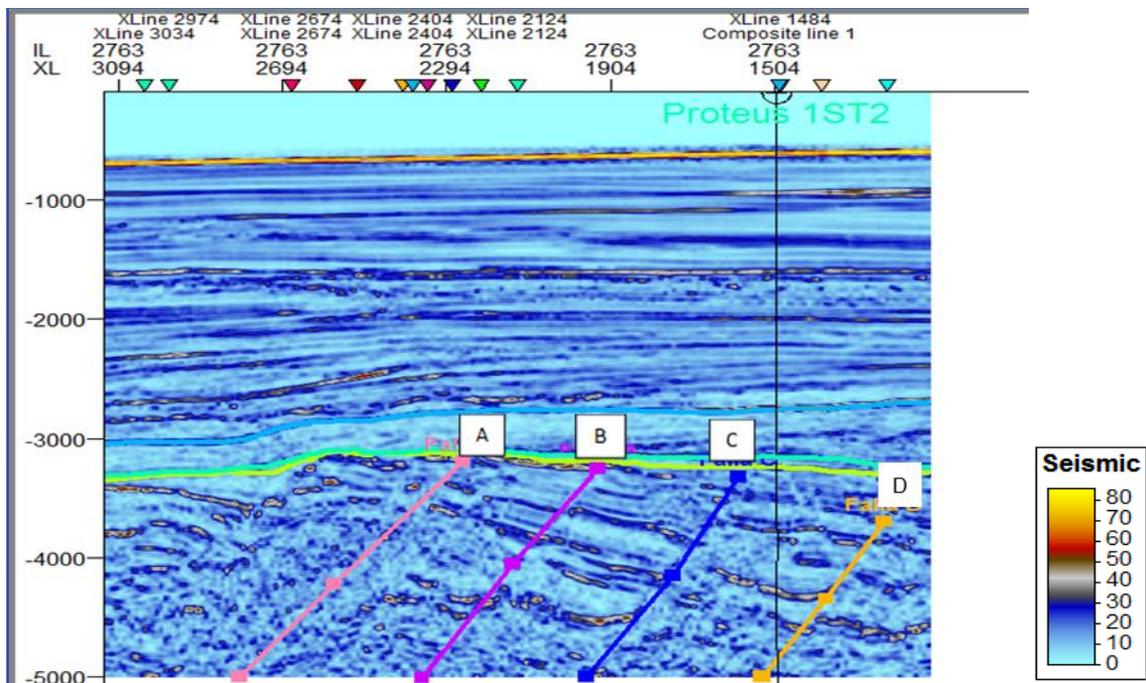


Figura 39) Sección sísmica con atributo RMS Amplitud en la ventana de interpretación donde se observa el Pozo Proteus 1. (Imagen tomada de: Petrel®)

- STRUCTURAL SMOOTHING

Sirve para suavizar la señal que es dirigida por la estructura local para aumentar la continuidad de los reflectores sísmicos. El echado y el azimuth se utilizan en la determinación de la estructura local. (Figura 40)

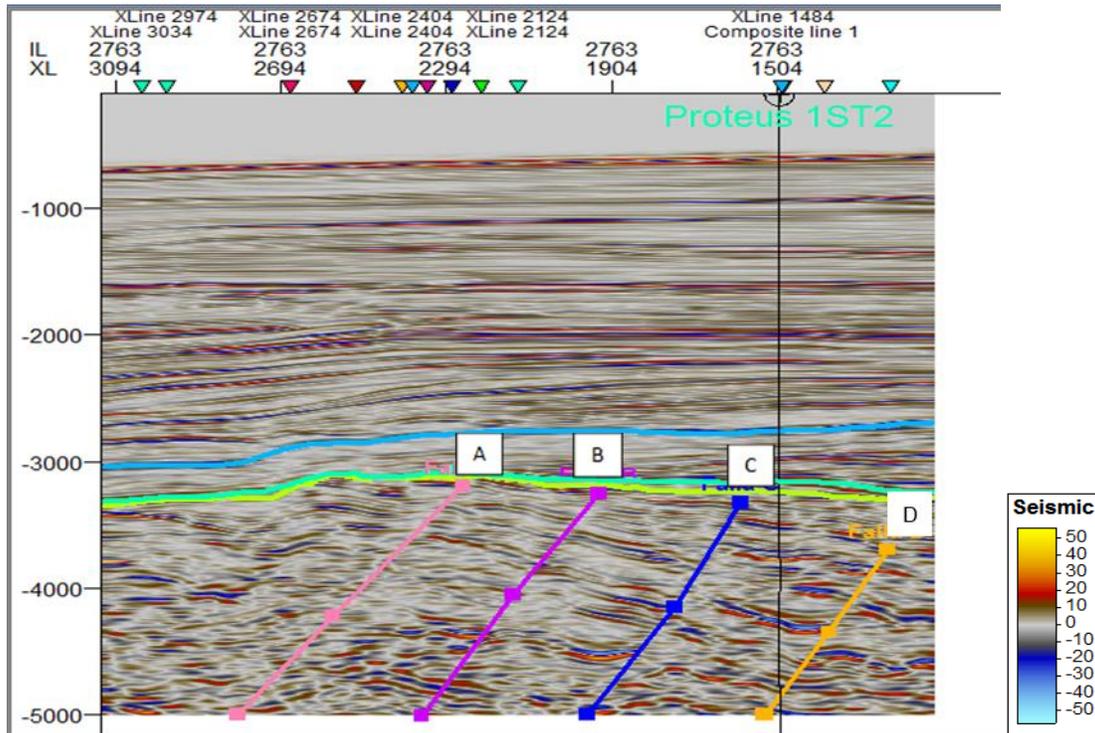


Figura 40) Sección sísmica con atributo Structural Smoothing (Imagen tomada de: Petrel®)

En la figura 40 se observan las 4 fallas trazadas en los pozos Poseidón 2 y Proteus 1. Este atributo se utilizó en apoyo para marcar fallas y horizontes, en los cuales se fueron tomando las intersecciones como puntos de control. Se inició partiendo de las Inline y Crossline que interceptan todos los pozos del Campo Poseidón 3D. Los horizontes marcados fueron Jamieson (color azul), Montara (color aguamarina), y Nome (color verde) correspondiente al Pozo Proteus 1.

- COSENO DE LA FASE

Se utiliza para delimitar caracteres estructurales. (Figura 41)

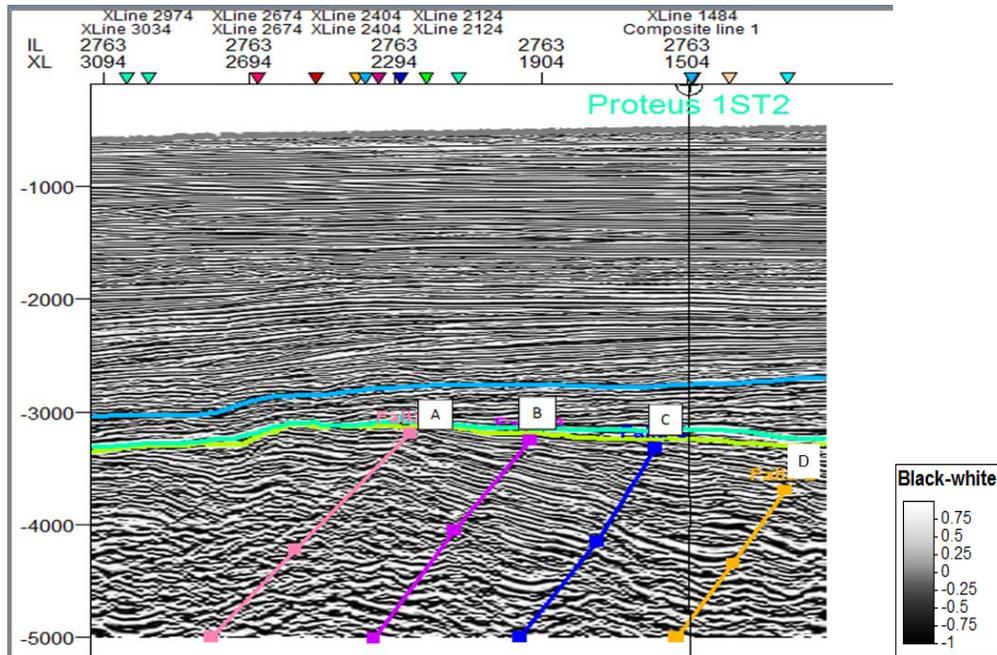


Figura 41) Sección sísmica con atributo Structural Smoothing (Imagen tomada de: Petrel®)

- ANT TRACKING

Este atributo simula el comportamiento de las colonias de hormigas, así mismo las hormigas virtuales simulan las semillas en un volumen sísmico de discontinuidad para localizar zonas de falla muy detalladas.

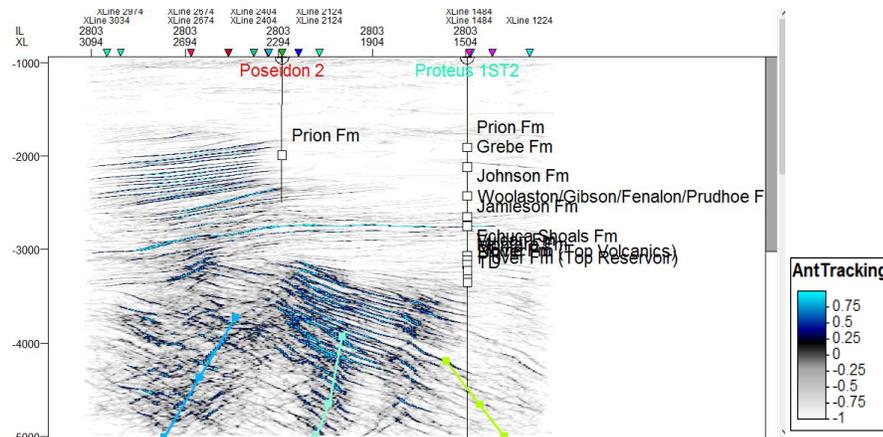


Figura 42) Sección sísmica con atributo Ant Tracking (Imagen tomada de: Petrel®)

6.5 MAPAS DE SUPERFICIE

Los mapas de superficie son el resultado de marcar los horizontes en el cubo sísmico como se realizó en los puntos anteriores.

En las siguientes imágenes (Figura 43ab – 45ab) se muestran los mapas de superficie que obtuvimos y los resultados.

- Horizonte Jamieson Fm

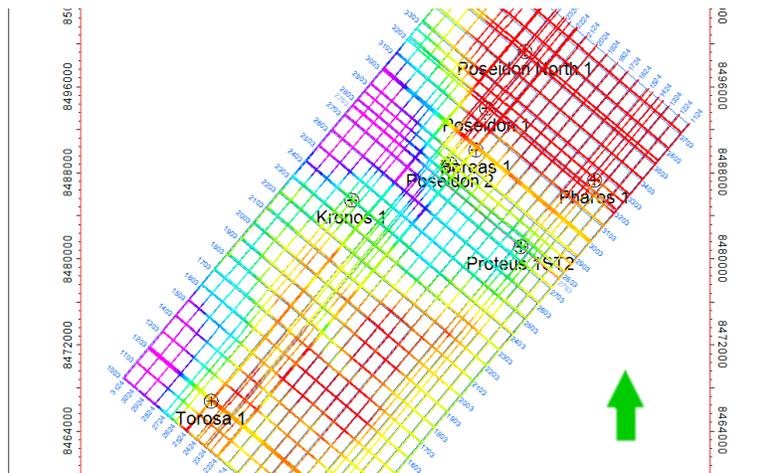


Figura 43 a) Vista en planta de la cima Jamieson (FM) con los horizontes trazados cada 100metros, a partir de la localización del Pozo Proteus 1. (Imagen tomada de: Petrel®)

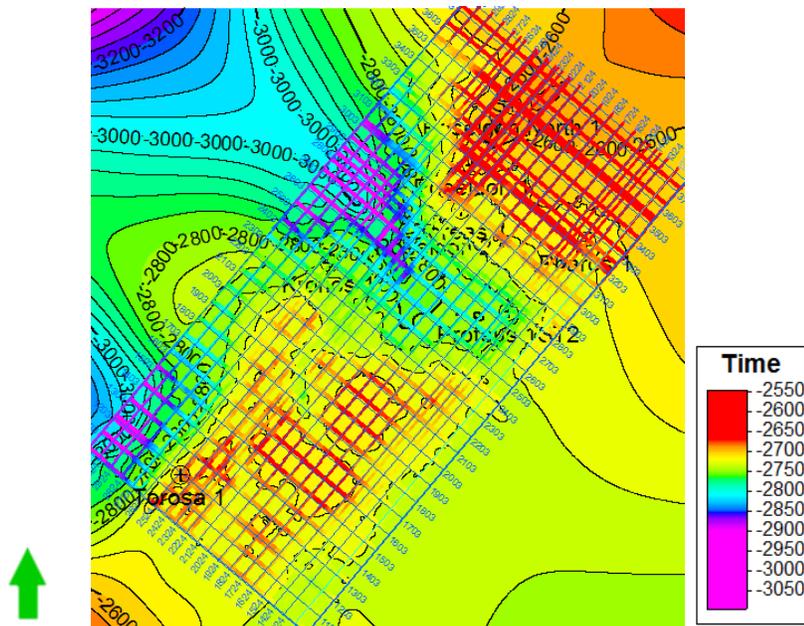


Figura 43 b) Mapa de superficie con isolíneas de elevación del horizonte Jamieson trazado. (Imagen tomada de: Petrel®)

- Horizonte Plover Fm

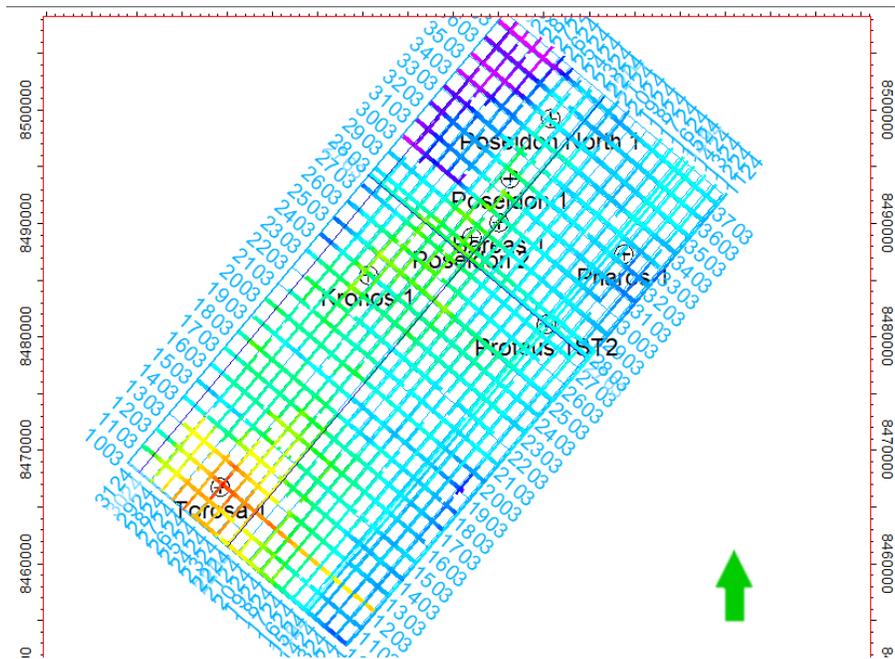


Figura 44 a) Vista en planta de la cima Plover Fm con los horizontes trazados cada 100 metros, a partir de la localización del Pozo Proteus 1. (Imagen tomada de: Petrel®)

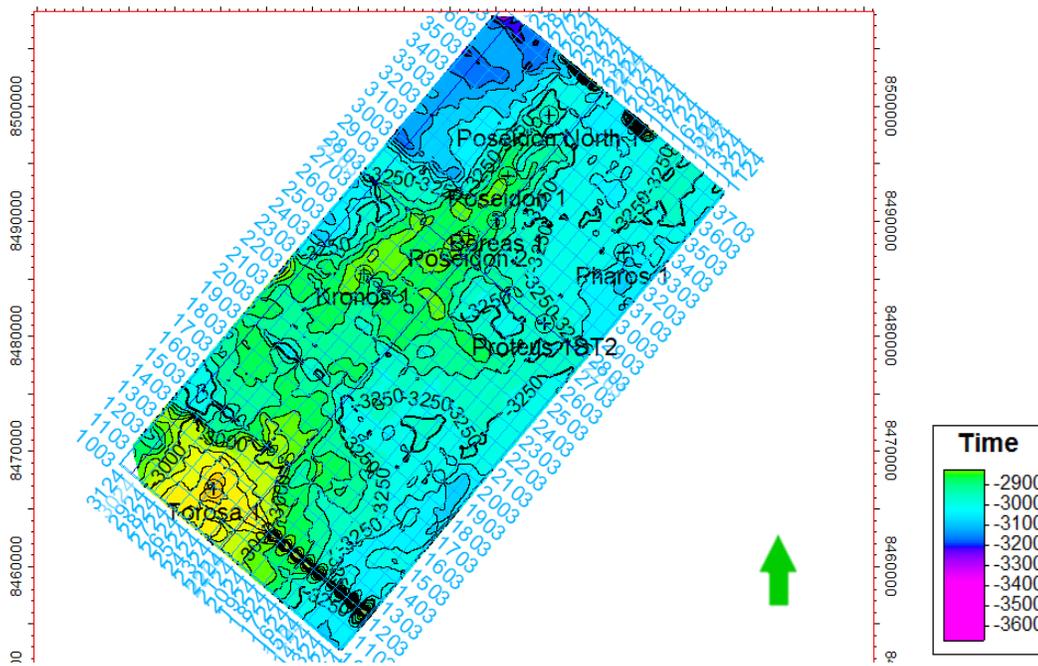


Figura 44 b) Mapa de superficie con isoclinas de elevación del horizonte Plover trazado. (Imagen tomada de: Petrel®)

- MONTARA Fm

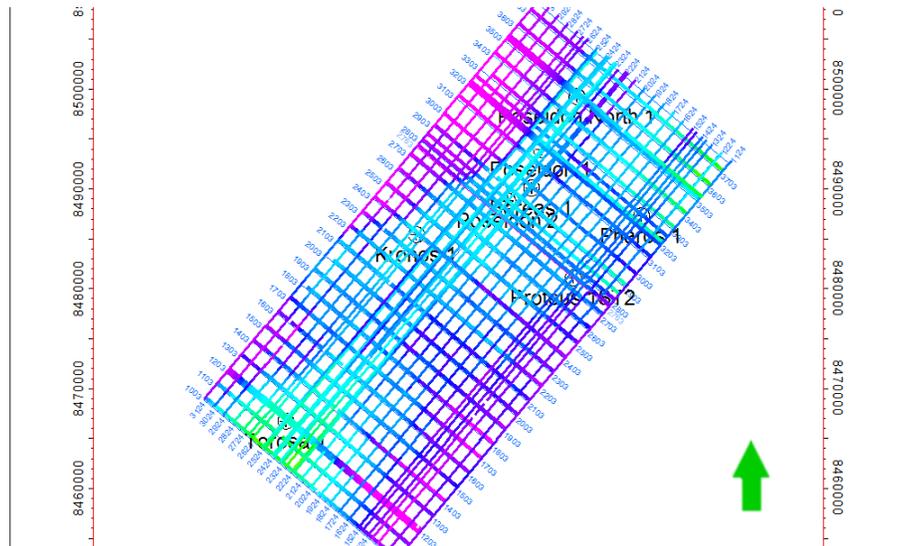
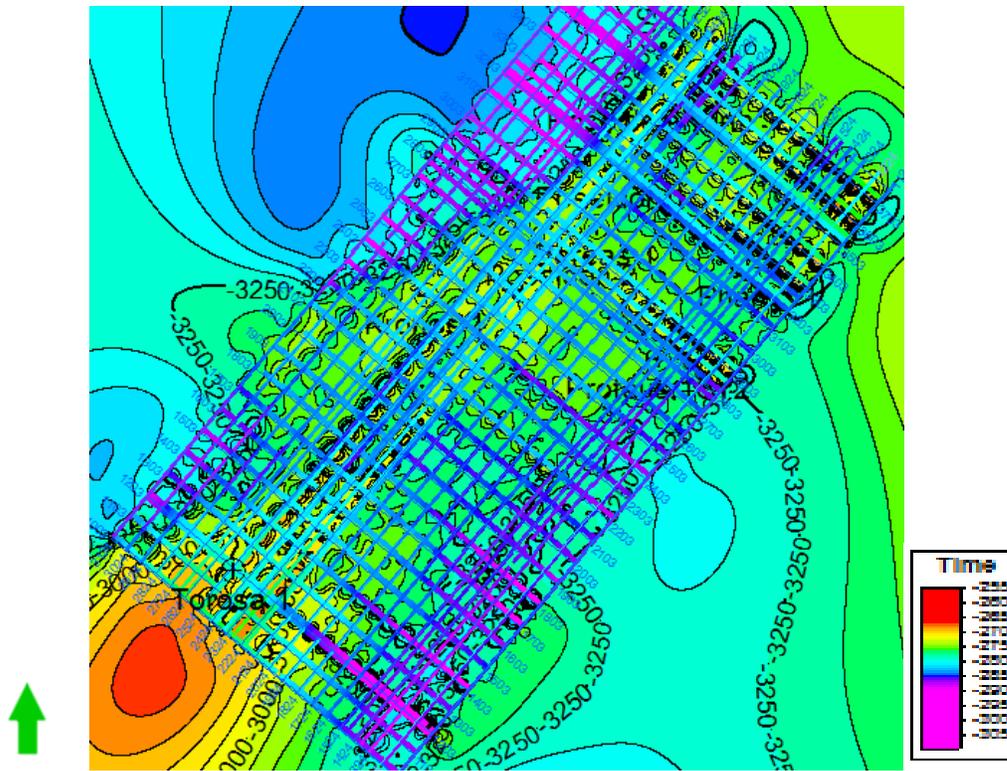


Figura 45 a) Vista en planta de la cima Montara Fm con los horizontes trazados cada 100 metros, a partir de la localización del Pozo Proteus 1. (Imagen tomada de: Petrel ©)



7 INTERPRETACIÓN EN SGeMS®

Se realizó el siguiente mapa conceptual para determinar la metodología para la generación de cubo de propiedades petrofísicas del pozo.

La generación de los datos geofísicos es indispensable para la elaboración del estudio, para poder llevar a cabo esta actividad, se utilizó el software de nombre SGeMS® (software libre), el cual tiene como función el modelado geo estadístico con la opción de visualizar el conjunto de datos.

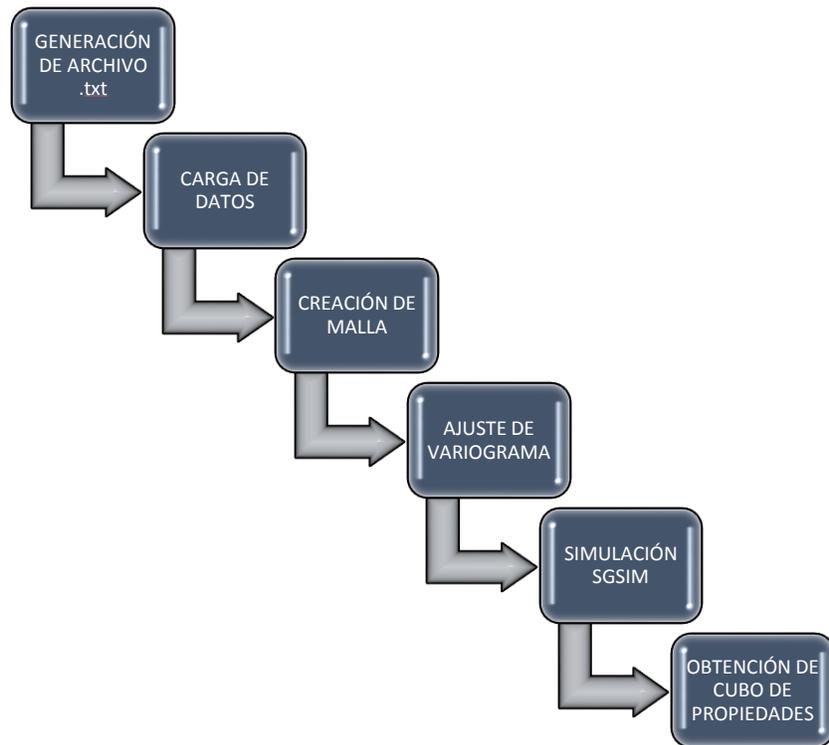


Figura 46) Metodología del software SGeMS® utilizado.

7.1 GENERACIÓN DE ARCHIVO .TXT

Para poder cargar la información en el programa es necesario crear un archivo para ser cargado en el software, el cual contiene las curvas que obtuvimos de un archivo ASC.

Se generó un archivo que contiene las curvas y las coordenadas de los pozos para poder ser trabajados. La siguiente figura muestra el acomodo de datos (Figura 47a) en el archivo para poder ser cargado en el SGeMS®.

En el archivo se debe de tener especial cuidado al momento de ajustar las columnas para no tener errores o contratiempos cuando carguemos los datos.

POSEIDON	13	POZO	X	Y	Z	VCLAY	VLTIME	VDOL	SW	SXO	PHIE	IMP	RESFLAG	PAYFLAG
1	428152.83	8481148.02	-4922	0.5062	0	0.4616	1	1	0.0322	9687.8447	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4922.5	0.6975	0	0.3025	1	1	0.0001	9906.1064	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4923	0.7872	0.2128	0	1	1	0.0001	9186.1025	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4923.5	0.7892	0.2108	0	1	1	0.0001	8617.8672	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4924	0.8165	0.1743	0	1	1	0.0092	8211.3115	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4924.5	0.9146	0.0854	0	1	1	0.0001	8097.229	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4925	0.8621	0.1379	0	1	1	0.0001	8937.6748	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4925.5	0.7958	0	0.2042	1	1	0.0001	10163.4102	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4926	0.8259	0	0.1741	1	1	0.0001	10077.3506	0	0		
1	428152.83	8481148.02	-4926.5	0.8165	0	0.1835	1	1	0.0001	10171.5039	0	0		

Figura 47 a) Archivo .txt ajustado en columnas para poder ser cargado el software SGeMS®. (Tomado de: SGeMS®)

El siguiente paso consiste en ingresar al programa SGeMS® y cargar el archivo para poder visualizarlo y posteriormente trabajar con estos, el primer paso es ir a la pestaña “Objects” y después en “Load Object”, con esta opción, se carga el archivo que se elaboró previamente para trabajarlo con el software. (Figura 47b)

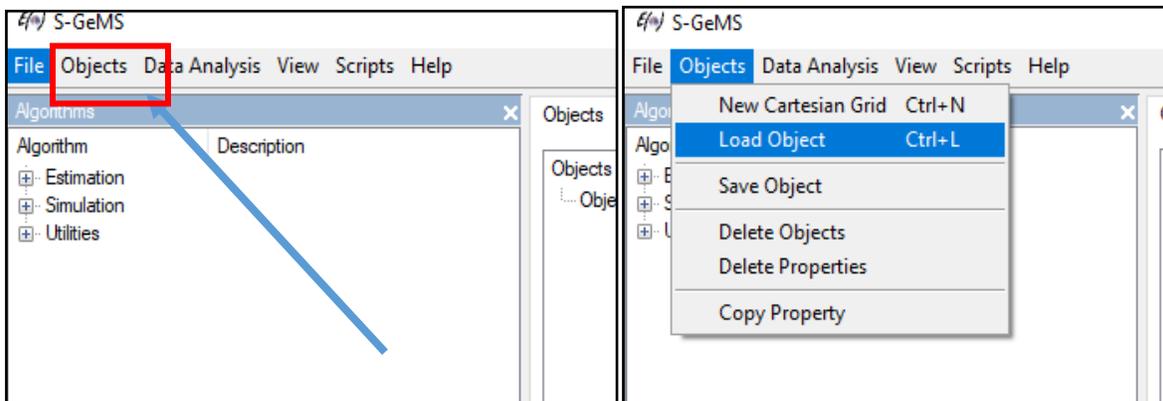


Figura 47 b) Menú para carga de datos en SGeMS® (Tomado de: SGeMS®)

Después se procede a cargar la información (Figura 47c), seleccionando la opción de Point Set y asignando las columnas que serán cargadas como coordenadas para la ubicación de los datos en el espacio, así como nombrar el proyecto.

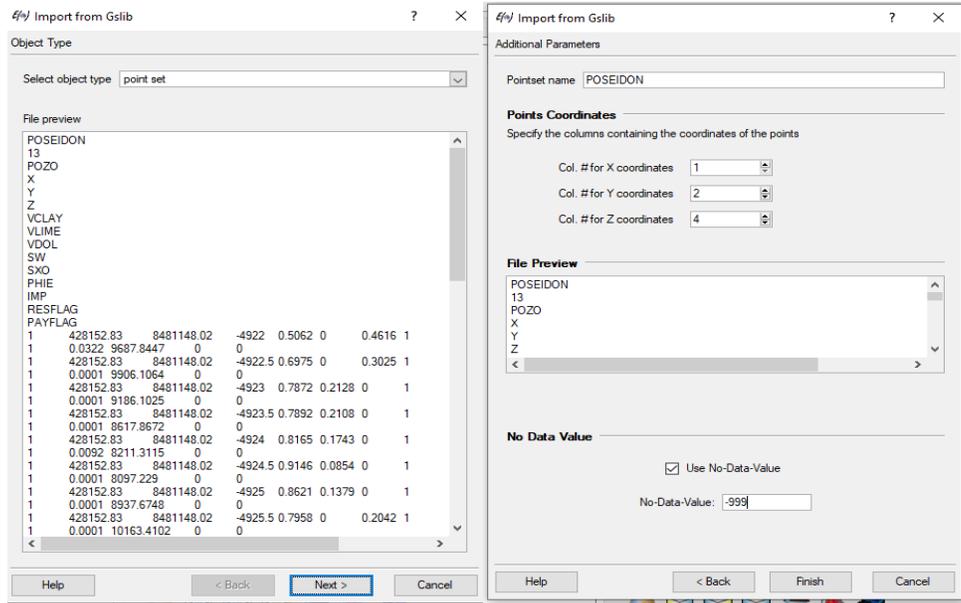


Figura 47c). Visualización del archivo .txt al momento de ser cargado y ajuste de datos. (Tomado de: SGEMS®)

Después, activamos la casilla donde se encuentran nuestros pozos y podemos observar los pozos cargados en la ventana principal del programa, así como también son visibles las propiedades que fueron cargadas en el programa en forma de curvas. (Figura 47d)

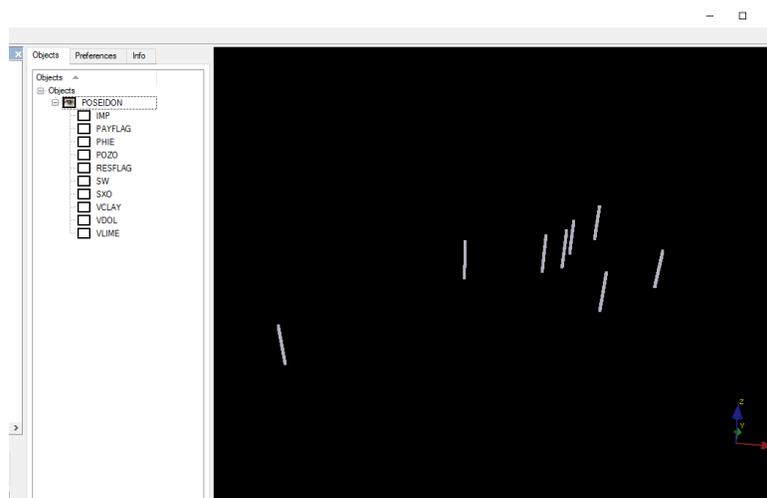


Figura 47d) Visualización de los pozos en la ventana principal del software (Tomado de: SGEMS®)

Debido a la cantidad de casillas con datos vacíos que se tenían en el archivo original, se procedió a eliminar las casillas que no contenían datos o que tenían valores fuera de rango, esto se hizo para poder trabajar con los datos de las curvas de manera más efectiva y agilizar la elaboración de los cubos evitando el procesamiento de información que no era necesaria en el archivo., (Figura 47e)

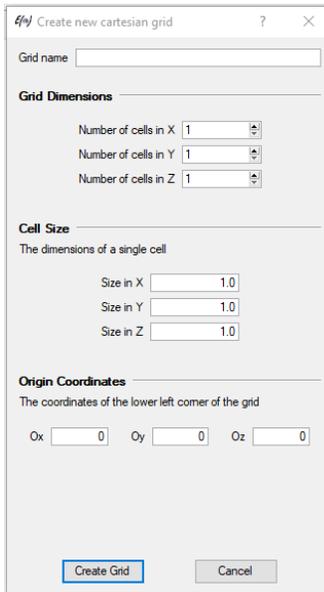


Figura 47e) Visualización de los pozos recortados sin las casillas vacías. (Tomado de: SGeMS®)

7.2 CREACIÓN DE MALLA

Para poder hacer una interpretación de los datos, se elabora una malla cartesiana, donde estén contenidos los datos de los pozos creados y la cual será utilizada para las simulaciones que se realizarán más adelante.

En la barra menú, en “Object”, seleccionando “New Cartesian Grid”, lo que nos dirige a un menú donde ajustaremos los datos de la malla para que se acomode a nuestros pozos



Para calcular el dato de nuestra malla se deben escoger los datos máximos y mínimos para los ejes X, Y, y Z, los cuales ya se deben de tener previamente, lo que nos arroja como resultado, que se obtienen **712**, **652** y **35** celdas de 50 metros cada una, estos datos se obtuvieron por la diferencia de máximos y mínimos. (Figura 48)

Finalmente se introducen las coordenadas del ángulo inferior izquierdo, después de esto, se selecciona la opción de “Create Grid” para poder obtener una celda que envuelva nuestros pozos, la cual nos servirá como la delimitación de nuestros cubos sísmicos. Finalmente la malla puede ser visualizada desde el menú “Objects”. (Figura 49)

Figura 48) Ventana de ajuste de malla
(Tomado de: SGeMS®)

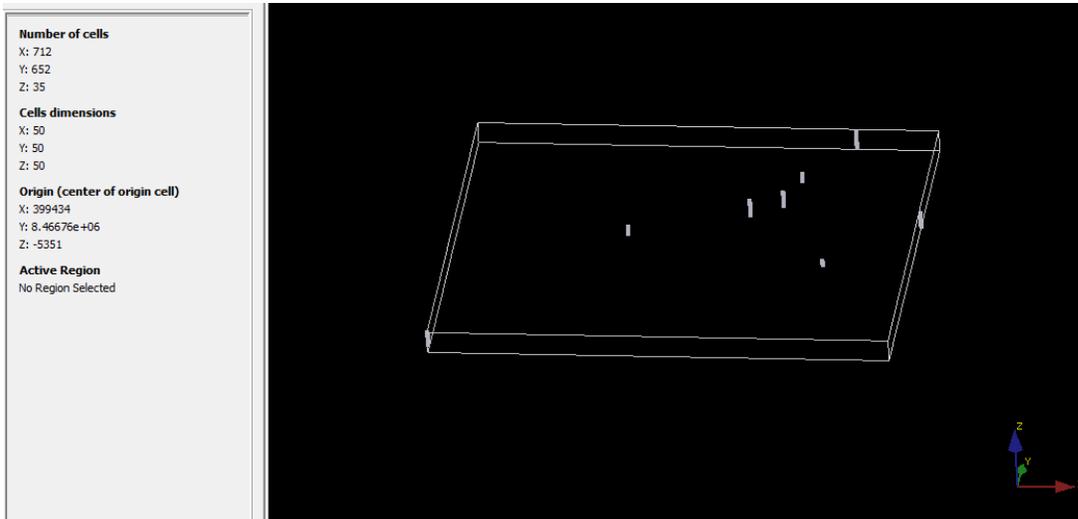


Figura 49) Visualización de la malla con su información (Tomado de: SGeMS®)

7.3 OBTENCIÓN DE VARIOGRAMAS

Un variograma nos permite medir la regularidad espacial de una variable, es una función que nos permite estudiar las muestras y la dirección de los valores.

SGeMS® nos permite realizar Variogramas, por lo que en la barra menú, seleccionamos Data Analysis y la opción, Variograma, donde seleccionamos la propiedad a calcular, la siguiente ventana que se presenta (Figura 50), nos permite seleccionar los parámetros, como escoger el pozo, la propiedad, el número de *lags*, separación y tolerancia, ancho de banda y el efecto *nugget*, *Sill* y el tipo de curva que mejor se ajuste a los datos que estamos trabajando.

azimuth	dip	tolerance	bandwidth	measure type	head i
1				variogram	

Figura 50) Ventana de parámetros para la creación de la malla. (Tomado de: SGeMS®)

Una vez que se hayan obtenido los datos, obtendremos el variograma que se tiene que ajustar con la curva de tendencia, este modelo lo guardamos ya que lo ocuparemos para hacer la simulación, dentro del mismo programa.

Se realiza un variograma por cada propiedad que se vaya a trabajar. (Figura 51)

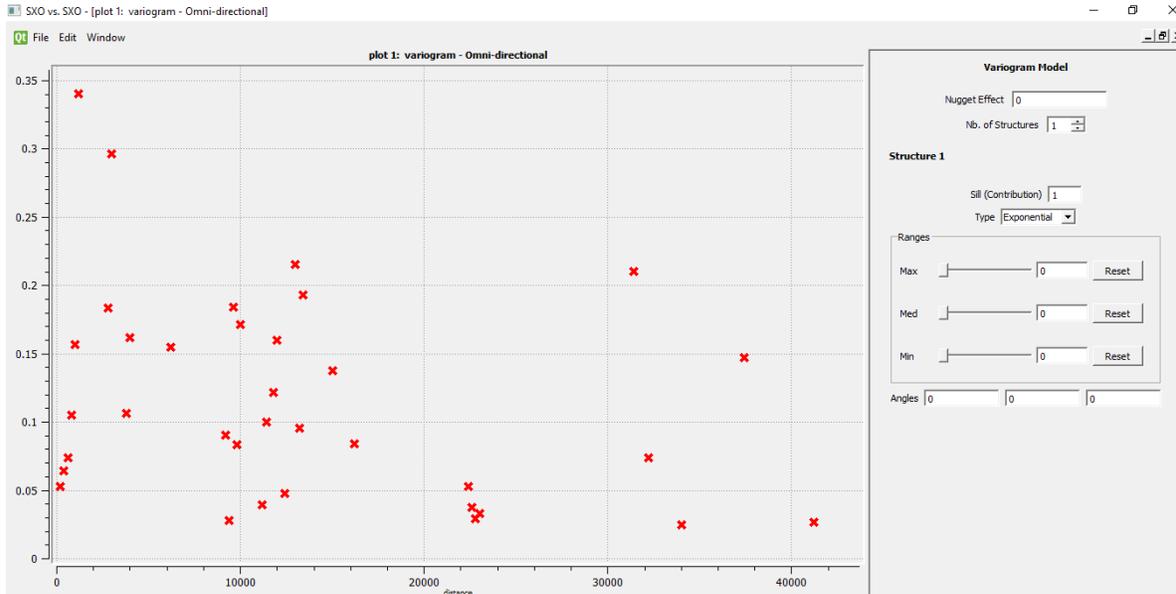


Figura 51) Ejemplo de un Variograma, (Tomado de: SGeMS®)

Se crea la “Simulación”, la cual se crea desde la opción View, y después Algorithm Panel, después de las tres opciones que se nos presentan, seleccionamos “Simulation” y específicamente “**sgsim**”, seleccionamos la malla, los pozos, posteriormente agregamos el variograma realizado anteriormente, dando clic en la opción “Load Existing Model”, además de seleccionar la opción de “Ordinary Kriging” para la elaboración de las simulaciones

Después de seleccionar la opción, cargamos el Variograma que habíamos elaborado anteriormente y ajustamos las demás opciones en las ventanas de General y Data, como seleccionar la propiedad, así como el nombre que llevara nuestro producto resultante.

Posteriormente se selecciona la opción “Run Algorithm”, para generar el cubo, esto nos permite obtener una simulación del comportamiento de las propiedades petrofísicas dentro de la malla que habíamos calculado anteriormente. (Figura 52)

7.4 RESULTADOS

En las siguientes imágenes presentan los variogramas así como sus cubos correspondientes.

7.4.1 VARIOGRAMAS

Se realizó un variograma para cada una de las propiedades que se trabajaron, se realizaron varias pruebas de *lag* y distancia hasta dar con el modelo más adecuado.

En la realización de los variogramas para las propiedades se propuso una curva de tipo Gaussiana, ya que mostró una mejor disposición en relación con los puntos que se trabajaron. Las siguientes imágenes muestran los variogramas obtenidos, en la **Figura 53a** se muestra la disposición de la curva en relación con los puntos para la saturación de agua, en la **Figura 53b** los mismo para el volumen de arcilla, **Figura 53c** volumen de dolomía, **Figura 53d** volumen de caliza, **Figura 53e** saturación de aceite y finalmente **Figura 53f** electrofacies.

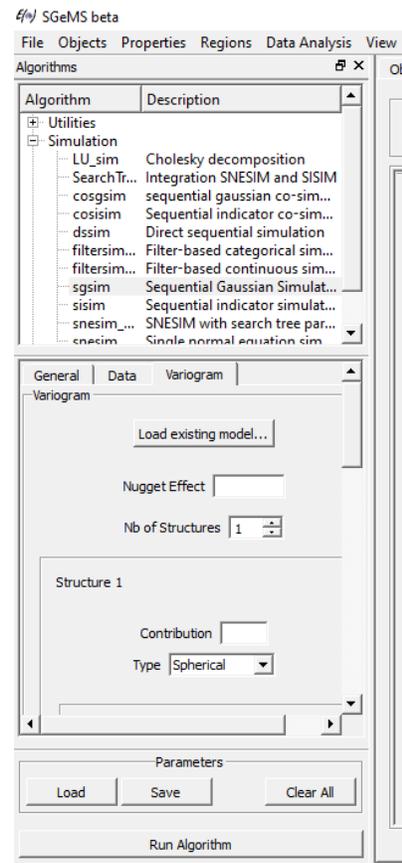


Figura 52) Menú de algoritmos para realizar simulaciones (Tomado de: SGeMS®)

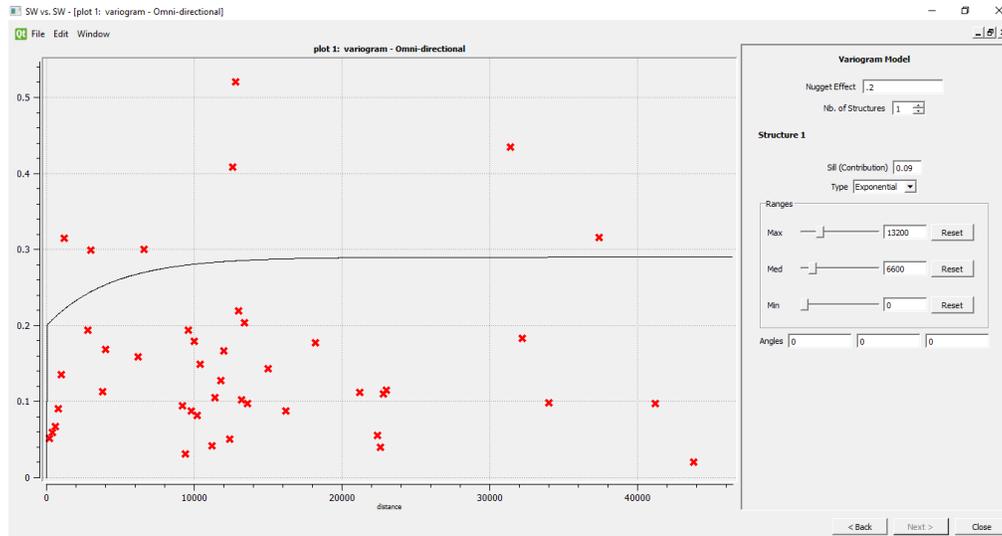


Figura 53a) Variograma de la saturación de agua. (Tomado de: SGeMS®)

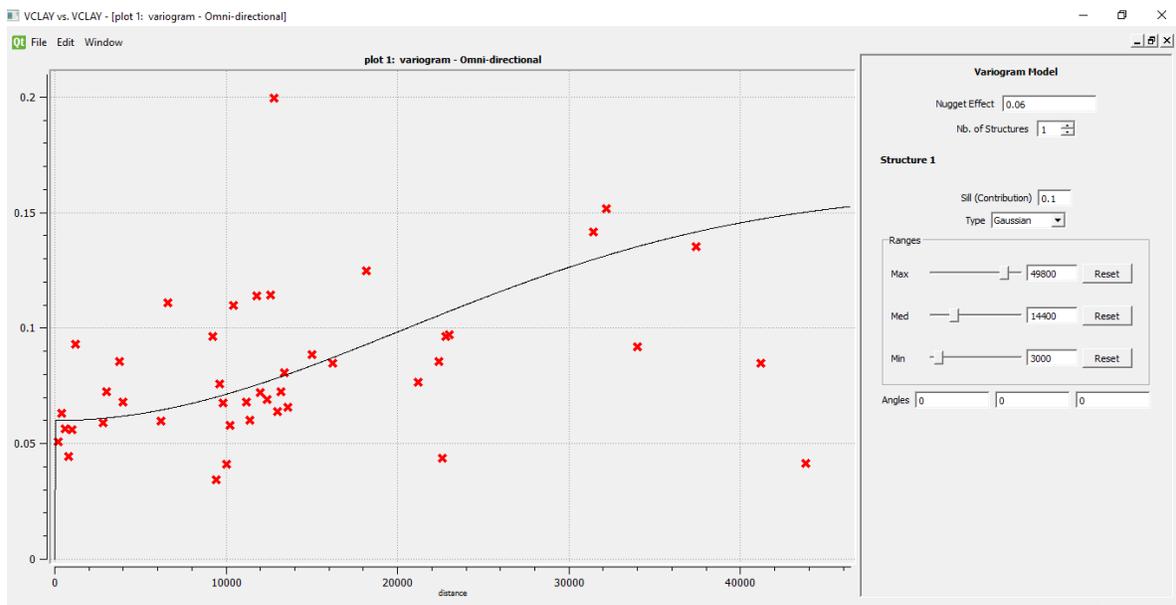


Figura 53b) Variograma de del volumen de arcilla. (Tomado de: SGeMS®)

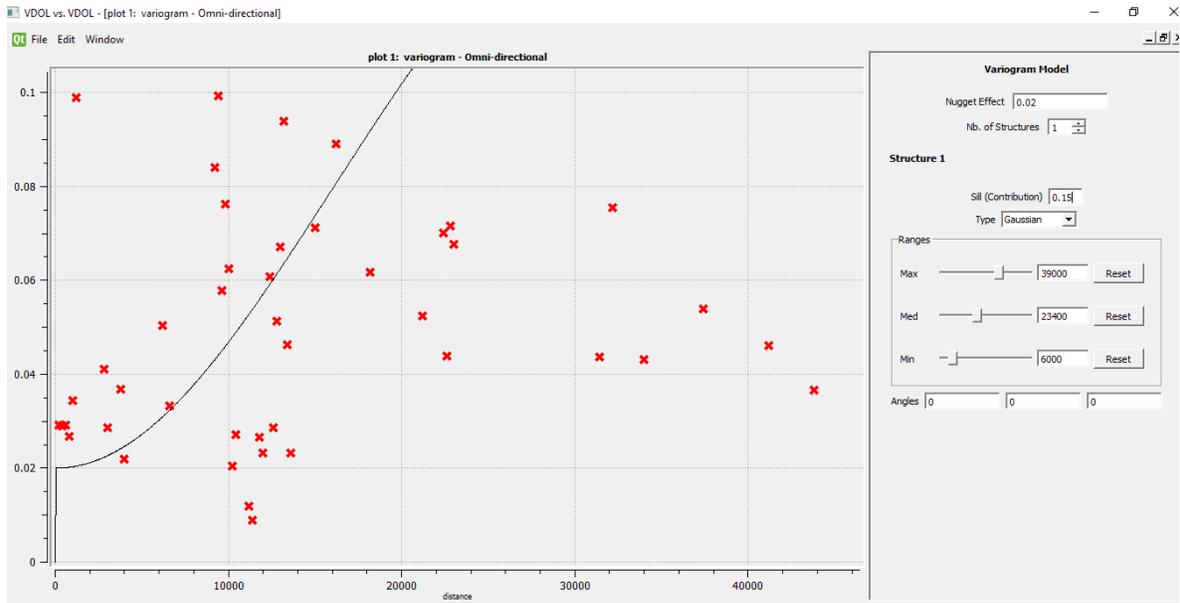


Figura 53c) Variograma de del volumen de dolomía. (Tomado de: SGeMS®)

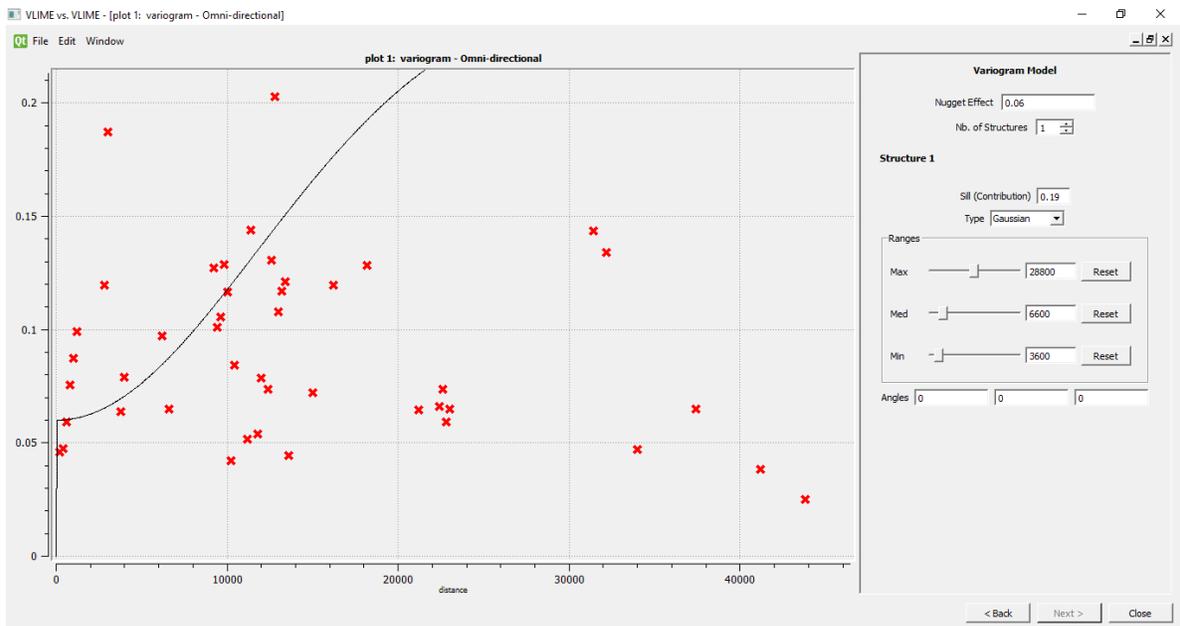


Figura 53d) Variograma de del volumen de caliza. (Tomado de: SGeMS®)

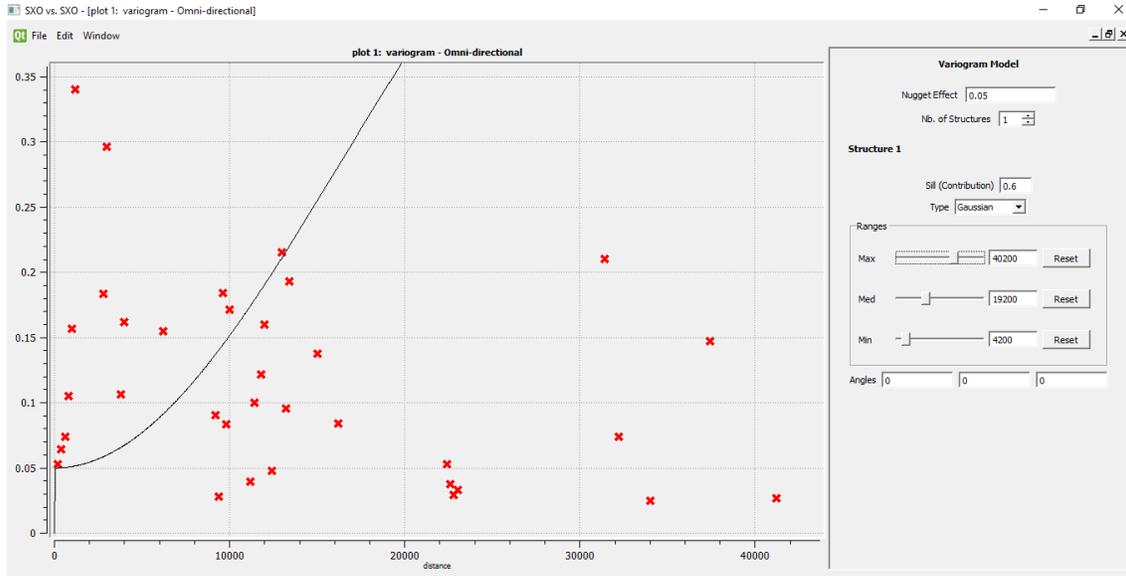


Figura 53e) Variograma con los datos de SXO (Tomado de: SGeMS®)

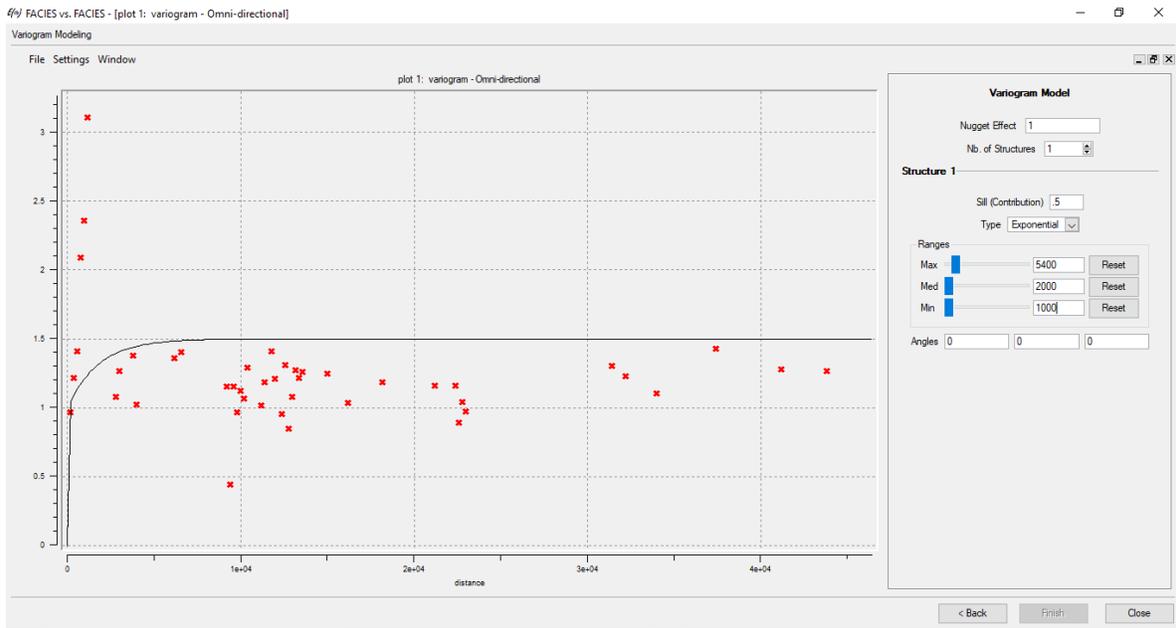


Figura 53f) Variograma con los datos de Electrofacies (Tomado de: SGeMS®)

7.5 CUBOS DE PROPIEDADES

Para la realización de los cubos de propiedades se utilizaron los Variogramas experimentales que fueron descritos anteriormente, así mismo utilizando la opción “Ordinary Kriging” como se describió anteriormente.

7.5.1 SATURACIÓN DE AGUA

La simulación muestra una escala de 0 a 1.3 donde los colores azules muestran valores bajos y los rojos valores altos, en esta imagen, el cubo se encuentra a una profundidad de 5000 m, donde se encuentra la formación Plover, por lo que los pozos caen en zonas donde los valores altos no están muy concentrados, lo que nos indica que a menor saturación de agua, el aceite está presente, lo que corrobora la información que se había obtenido anteriormente (Figura 54a)

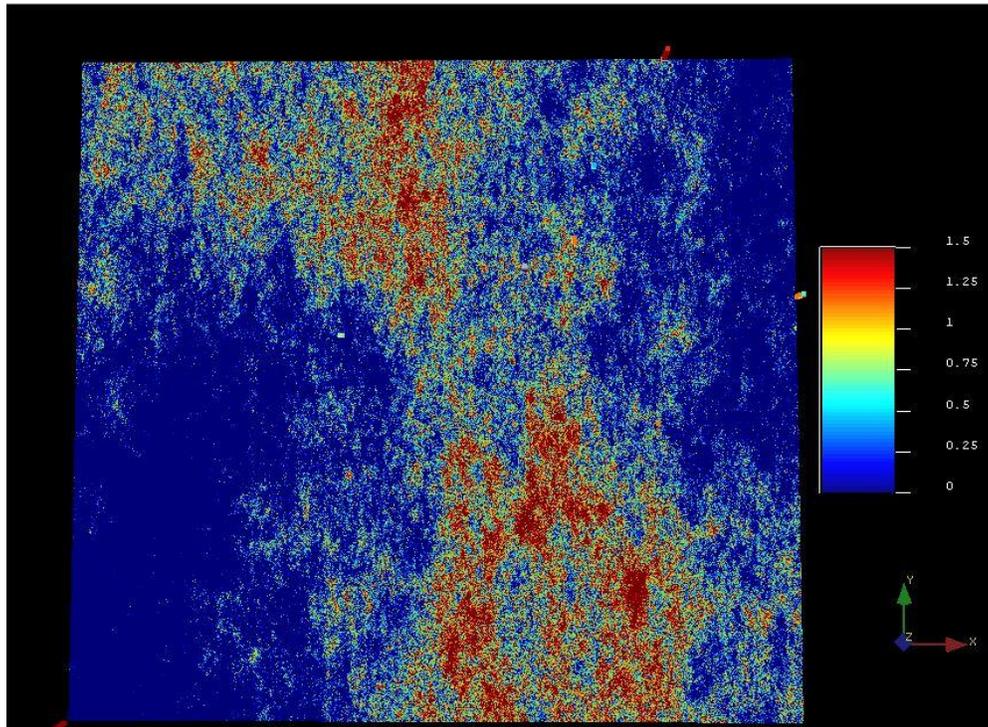


Figura 54a) Cubo de propiedades con escala de colores de la saturación de agua a 5000 m, coincidiendo con la profundidad a la que se encuentra la Formación Plover, indicándonos la zona donde hay menor saturación y por lo tanto una posible zona para el Hidrocarburo, los colores rojos indican los valores más altos (Tomado de: SGeMS®)

7.5.2 VOLUMEN DE ARCILLA

En esta simulación, los colores azules nos muestran rocas limpias, lo que es, rocas libres de arcilla y los valores rojos nos indican rocas sucias, que representan una roca llena de arcilla, los cual nos indica zonas menos probables para la ubicación del hidrocarburo (Figura 54b)

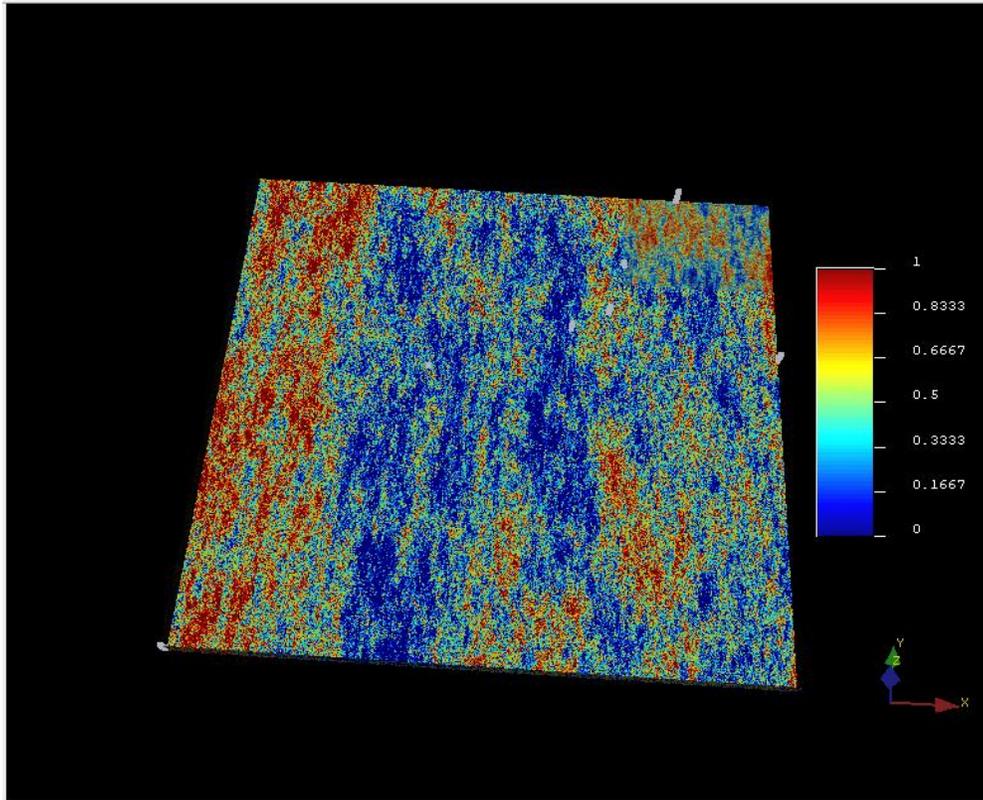


Figura 54b) Cubo de propiedades con escala de colores del volumen de arcilla. Los colores más cálidos indican las zonas con mayor presencia de arcillas, lo que nos puede ayudar a identificar zonas que posiblemente sean sucias. (Tomado de: SGeMS®)

7.5.3 VOLUMEN DE DOLOMÍA

En la escala de colores podemos ver que los colores azules nos indican las zonas donde hay una baja cantidad de dolomía y los rojos las zonas donde más se concentra esta roca (Figura 54c)

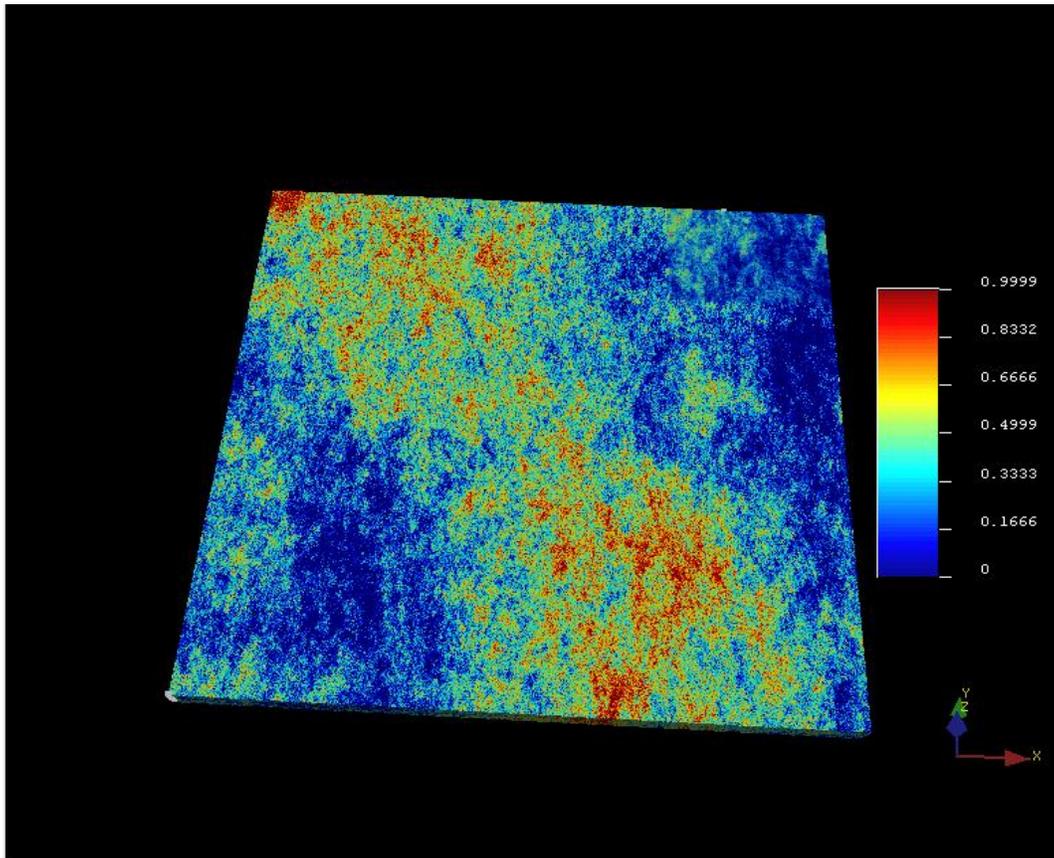


Figura 54c) Cubo de propiedades con escala de colores del volumen de dolomía, indicando la distribución de la roca en nuestro campo y pozos. (Tomado de: SGeMS®)

7.5.4 VOLUMEN DE CALIZA

En este cubo los valores rojos nos indican las zonas con más caliza, y por lo tanto donde se puede encontrar el yacimiento de hidrocarburos al actuar la caliza como un la roca reservorio en este caso. (Figura 54d)

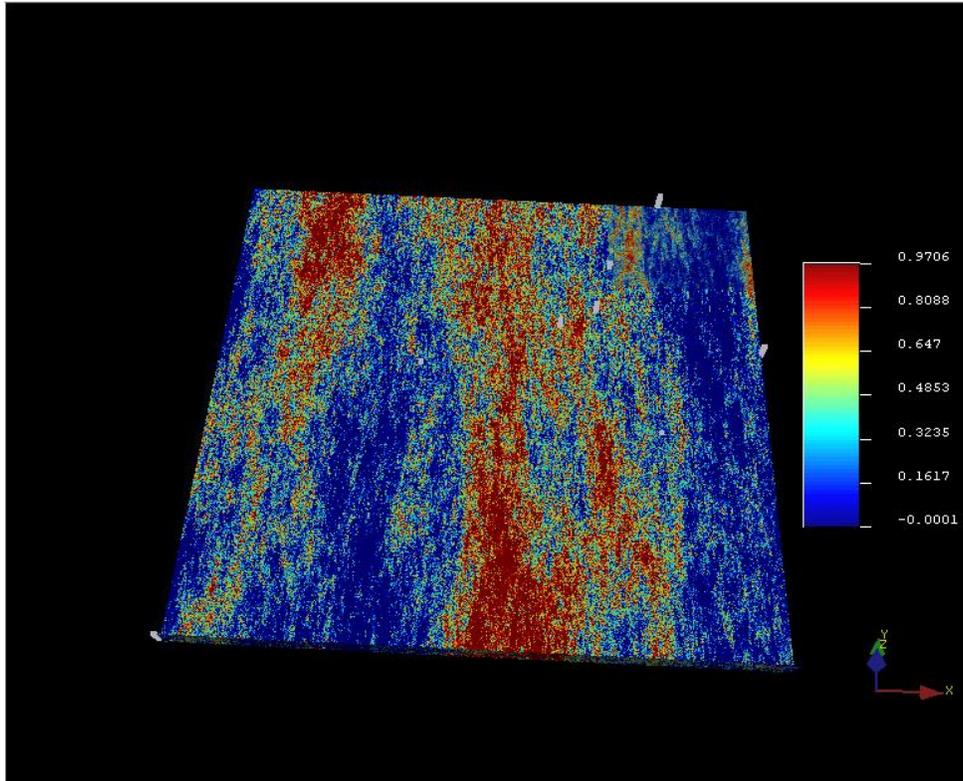


Figura 54d). Cubo de propiedades con escala de colores del volumen de caliza. Los colores cálidos nos indican una mayor presencia de limos en la zona de estudio. (Tomado de: SGeMS®)

7.5.5 CUBO SXO

Los valores rojos en este cubo nos indican donde se encuentra la saturación de aceite más altos, y en una profundidad de 5000 m, coincide en la profundidad de la formación Plover, así mismo con los pozos. (Figura 54e)

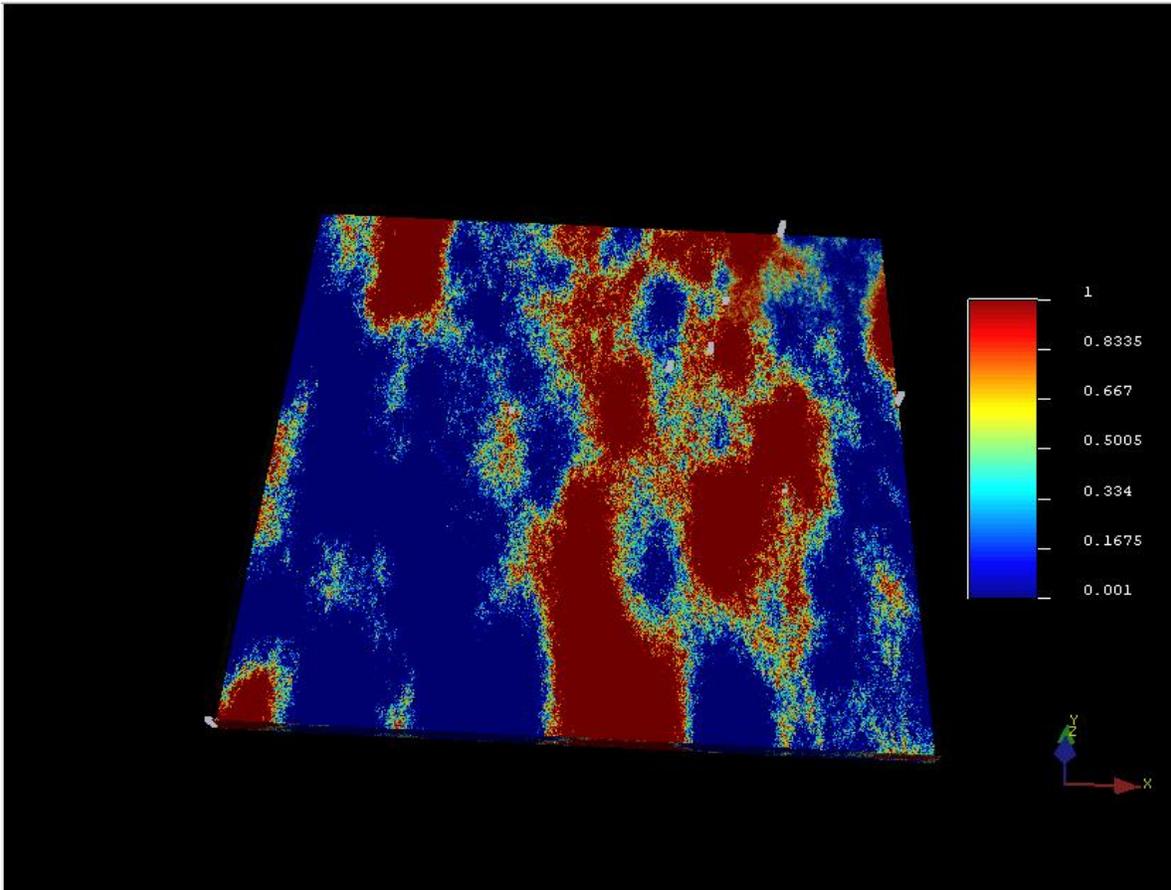


Figura 54e) Cubo de propiedades con escala de colores con los datos de SXO. (Tomado de: SGeMS®)

7.6 CUBO DE ELECTROFACIES

En este cubo tenemos una escala con valores del 1 al 4 (Tabla4), teniendo cada número una facie diferente:

Tabla 4) Representación de escala de colores.

NUMERO	FACIE
1	arcilla con dolomía
2	dolomía con arcilla
3	caliza con arcilla
4	caliza

En el cubo podemos ver la distribución de las facies en nuestra área de trabajo, teniendo los valores de caliza presentes en la profundidad de los 5000 m, correspondiendo con los datos que se obtuvieron anteriormente (Figura 55)

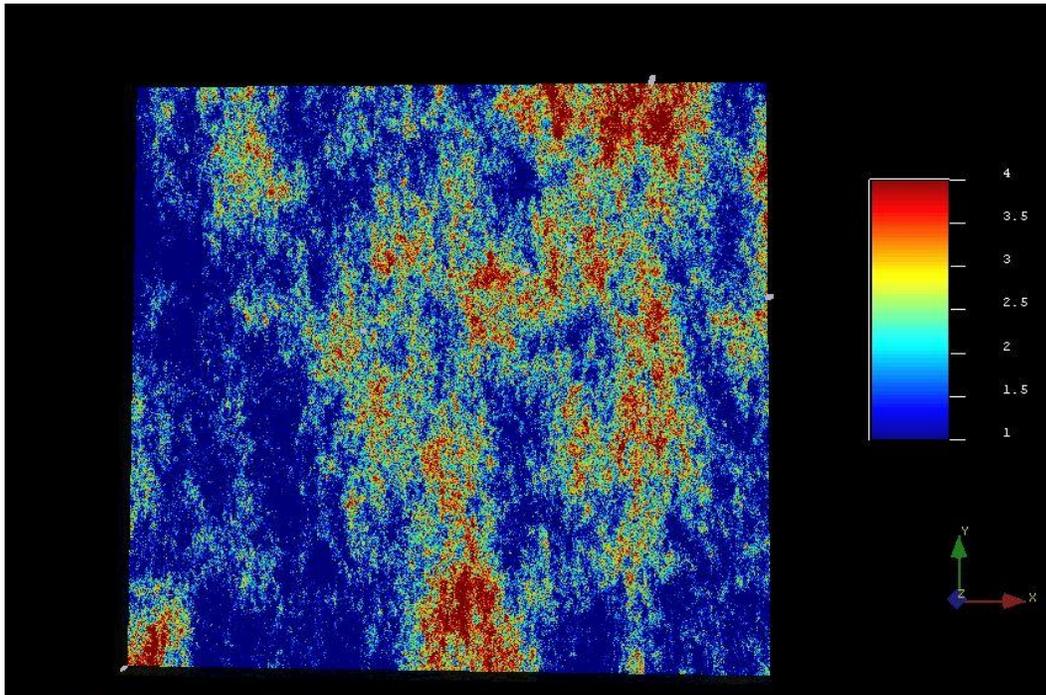


Figura 55) Cubo de electro facies interpretado (Tomado de: SGeMS ®)

8 CONCLUSIONES

Se realizó la evaluación petrofísica del Campo Poseidón 3D, Australia, mediante el uso de registros geofísicos de pozo.

Las electrofacies determinadas nos permitieron la correlación entre los Pozos Proteus 1 y Kronos 1, existiendo una similitud en la mineralogía calculada con apoyo del software Interactive Petrophysics®.

La correlación de electrofacies muestra resultados favorables (clasificación de litología), pudimos comparar satisfactoriamente los resultados obtenidos de las electrofacies analizadas en el software Interactive Petrophysics® respecto al cubo de electrofacies de SGeMS®.

El método usado para la determinación de electrofacies dio respuestas favorables para la localización de una zona con potencial para la extracción de hidrocarburo en intervalo de 4946 a 5018 m. Corroborando así que el reservorio se encuentra en la Formación Plover.

BIBLIOGRAFÍA.

- Bishop Michele G., 1999, A total petroleum system of the Browse Basin, Australia: Late Jurassic, Early Cretaceous-Mesozoic.
- Blevin J.E., Struckmeyer H.I.M, 1997, Browse Basin High Resolution Study, North West Shelf Australia.
- Conoco Phillips, 2012, WA-315-P & WA-398-P Browse Basin Western Australia, Interpretation Report.
- Graham A.Logan, Jones Andrew T., 2009, Australian offshore natural hydrocarbon seepage studies, a review and re-evaluation.
- Laitrakull Kasira, 2012, Sequence Stratigraphic Interpretation of Cretaceous through Miocene, Barcoo Sub-basin, Browse Basin, Northwest Shelf of Australia
- O'Brien G.W., 2002. Influence of hydrocarbon migration and seepage on benthic communities in the Timor Sea, Australia
- Radlinski, A.P., 2004, Hydrocarbon generation and expulsion from Early Cretaceous source rocks in the Browse basin, North West Shelf, Australia: A Small Angle Neutron Scattering study. The APPEA Journal, 44(1), 151-180.
- Sheriff R. E. , L. P. Geldart, 1995, Exploration seismology.
- Sweet, 1973, Anderson y Hampton, 1980, Phipps y Carson, 1982, Abrams, 1992
- Symonds P A, 1993, Deep structure of the Browse Basin Region, North West Shelf, Australia: Cruise Proposal.

- Browse Basin, 2019, Australian Government Geoscience Australia, Australia, Recuperado de: <http://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/province-sedimentary-basin-geology/petroleum/offshore-northwest-australia/>

Consultada el 3/09/19

- Ramsey Mark, 2019, Texas Drilling Associates Schlumberger, Oilfield Glossary en Español. Recuperado de: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/well_log.aspx

Consultada el 22/11/19