



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y
ARQUITECTURA UNIDAD TICOMÁN
“CIENCIAS DE LA TIERRA”

SEMINARIO PETROFÍSICA

ESTRATIGRAFÍA Y EVALUACIÓN PETROFÍSICA DEL CAMPO
POSEIDÓN 3D

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEÓLOGO:

P R E S E N T A N
PANTOJA JUÁREZ JOCELYN ANAID
TRAD GONZÁLEZ JOSÉ MIGUEL

INGENIERO GEOFÍSICO:

P R E S E N T A N
MÁRQUEZ RAMÍREZ SAMUEL
MEDINA CASTILLO JESÚS EDUARDO
WHITE NARVÁEZ JENNIFER ESMERALDA



CIUDAD DE MÉXICO 2019



Autorización de uso de obra

Instituto Politécnico Nacional
Presente

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben **Márquez Ramírez Samuel, Medina Castillo Jesús Eduardo, Pantoja Juárez Jocelyn Anaid, Trad González José Miguel y White Narváez Jennifer Esmeralda** (se anexa copia simple de identificación oficial), manifiesto ser autor (a) (es) y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“Estratigrafía y Evaluación Petrofísica del Campo Poseidón 3D”**, 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 02 de diciembre de 2019

Atentamente

Samuel Márquez Ramírez

Jesús Eduardo Medina Castillo

Jocelyn Anaid Pantoja Juárez

José Miguel Trad González

Jennifer Esmeralda White Narváez



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



DIRECCIÓN ACADÉMICA
E.S.I.A.

SECRETARÍA ACADÉMICA
DIRECCIÓN DE EDUCACIÓN SUPERIOR

Folio: DES/3983/2019

RECIBIDO
15.41
02 AGO 2019
Molina

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapala"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Cañal Once, orgullosamente 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
RECIBIDO
19.30
02 AGO 2019
y. Eleu

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.

[Handwritten signature]

Unidad Profesional Adolfo López Mateos, Edificio de la Secretaría Académica
Av. Luis Enrique Erro s/n, col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07738, Ciudad de México
Commutador 01 (55) 5729 6000 exts. 50521 y 50520 www.ipn.mx/des



2019
FUNDACIÓN INSTITUTO DE INVESTIGACIONES Y ESTADÍSTICAS
EMILIANO ZAPALA



"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, orgullosamente 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/EGG/v/y/vn

Unidad Profesional Adolfo López Mateos, Edificio de la Secretaría Académica
Av. Luis Enrique Erro s/n, col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07738, Ciudad de México
Conmutador 01 (55) 5729 6000 exts. 50521 y 50520 www.ipn.mx/des



2019
ANIVERSARIO DEL CAUDILLO DEL SUR
EMILIANO ZAPATA



ÍNDICE

RESUMEN.....	1
ABSTRACT.....	2
INTRODUCCIÓN.....	3
OBJETIVOS.....	4
METODOLOGÍA.....	5
CAPÍTULO I.....	6
MARCO GEOLÓGICO.....	6
LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA.....	6
GEOLOGÍA REGIONAL.....	7
ESTRATIGRAFÍA.....	9
TECTÓNICA.....	14
SISTEMA PETROLERO.....	15
CAPÍTULO II.....	18
MARCO GEOFÍSICO.....	18
GEOFÍSICA.....	18
SÍSMICA.....	18
PROSPECCIÓN SÍSMICA.....	19
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO.....	20
REGISTRO DE RAYOS GAMMA.....	22
REGISTRO POROSIDAD NEUTRÓN.....	23
REGISTRO SÓNICO.....	23
PETROFÍSICA.....	24
POROSIDAD.....	24
PERMEABILIDAD.....	26
SATURACIÓN.....	27
VOLUMEN DE ARCILLA.....	28
CAPÍTULO III.....	29
INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	29
METODOLOGÍA EN PETREL®.....	29



SÍSMICA.....	30
CAPÍTULO IV.....	34
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS	34
INTERPRETACIÓN	34
CAPÍTULO V	42
EVALUACIÓN DE CUBOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	42
GEOESTADÍSTICA Y CUBOS DE PROPIEDADES	42
VARIOGRAMAS	43
MODELOS DE VARIOGRAMA	44
KRIGING	44
S-GeMS.....	44
OBJETOS: POINT SET Y CARTESIAN GRID	45
INTERPRETACIÓN DE LOS CUBOS DE PROPIEDADES	45
VARIOGRAMAS Y S-GeMS ®.....	47
CONCLUSIONES.....	50
REFERENCIAS	51



ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Diagrama de la metodología de la investigación.....	5
Ilustración 2 Mapa de localización del Campo Poseidón 3D (Tomado de la página Geoscience Australia,2018).....	6
Ilustración 3 Tabla Estratigráfica (Tomado de la página Geoscience Australia,2018).	10
Ilustración 4 Esquema Estratigráfico (Tomado de la página Geoscience Australia,2018).	11
Ilustración 5 Evolución de la Cuenca Browse (Tomado de la página Geoscience Australia, 2018).	14
Ilustración 6 Capas de la Tierra. (Meteorología en red)	18
Ilustración 7 Adquisición sísmica (Sector Electricidad).....	18
Ilustración 8 Ejemplo de Adquisición sísmica, (Exploración Sísmica Mundial).	19
Ilustración 9 Obtención de los registros geofísicos de pozo (Tomado de Aplicación de filtrado en registros geofísicos de pozo, Castro Dúran, Lizbeth Margarita).	21
Ilustración 10 Ejemplo de un registro geofísico de Rayos Gamma, (PerfoBlogger).....	22
Ilustración 11 Representación de la porosidad efectiva y no efectiva en una roca, (Magdalena Paris de Ferrer 2009).....	25
Ilustración 12 Representación de la permeabilidad de una roca, (Dandekar, 2006).....	26
Ilustración 13 Distribución de los fluidos en un medio poroso, (Magdalena Paris de Ferrer, 2009).	27
Ilustración 14 Cubo sísmico compuesto por los planos X y Y respectivamente. PETREL ®	29
Ilustración 15 Ubicación de los pozos en una mapa. PETREL ®	30
Ilustración 16 Ubicación de los Horizontes en la sección sísmica. PETREL ®.....	30
Ilustración 17 Muestra la intersección de los planos X,Y y Z donde "Z" es la profundidad en tiempo. PETREL ®.....	31
Ilustración 18 Mapas de superficie de los Horizontes, PETREL ®	31
Ilustración 19 Mapa de superficie del Horizonte Montara. PETREL ®.....	32
Ilustración 20 Polígonos de fallas presentes en el Campo Poseidón 3D. PETREL ®.....	32
Ilustración 21 Correlación de los registros de pozo en el Horizonte Jamieson. PETREL ®.....	33
Ilustración 22 Correlación de los registros de pozo con los Horizontes Top Plover Volcanics y Top Plover Reservoir. PETREL ®.....	33
Ilustración 23 Ejemplos de registros geofísicos utilizados para hacer el análisis petrofísico de nuestros pozos. IP ®.....	36
Ilustración 24 Ejemplos de registros geofísicos utilizados para hacer el análisis petrofísico de nuestros pozos. IP ®.....	37
Ilustración 25 Registros de formaciones con zonas de paga. IP ®.....	38
Ilustración 26 registros de las formaciones con zonas de paga. IP ®.....	39
Ilustración 27 Registros geofísicos del pozo Torosa. IP® Pozo Torosa 1 mejores zonas con base a sus registros son JOHNSON y JAMIESON.	40
Ilustración 28 Registros geofísicos del pozo Proteus. IP ® Zonas favorables Plover.	41
Ilustración 29 Registros geofísicos del pozo Poseidón 1. IP ® Zonas favorables Jamieson y Plover.	41
Ilustración 30 Distribución espacial de los pozos (S-GeMS) ®.....	45
Ilustración 31 Malla creada en el software S-GeMS para delimitar los pozos. (S-GeMS) ®.	46
Ilustración 32 Ajuste del modelo de Variograma. (S-GeMS) ®.....	47
Ilustración 33 Cubo de propiedades para el Volumen de Arcilla. (S-GeMS) ®.	48
Ilustración 34 Cubo de propiedades para el Volumen de Limos. (S-GeMS) ®.	49



RESUMEN

El presente trabajo describe el análisis sísmico, petrofísico y geoestadístico del Campo Poseidón 3D, localizado en la Cuenca de navegación, en alta mar en el oeste de Australia.

Para ello, se realizó una amplia recolección de datos geológicos (estratigráficos, estructurales, litológicos) y geofísicos de la zona de estudio, localizando la litología, el ambiente sedimentario y los procesos tectónicos que intervinieron en la formación de la Cuenca Browse Basin. Esto con el objetivo de tener un panorama geológico más amplio del sitio y tener las herramientas básicas de geofísica para entender el procedimiento que se realizará.

El Campo Poseidón 3D tiene 8 pozos, de los cuales todos se encuentran dentro del cubo sísmico, para el presente trabajo, se utilizaron todos los pozos del campo: Bóreas 1, Kronos 1, Poseidón 1, Poseidón 2, Poseidón North 1, Proteus 1 y Torosa1. Con la ayuda de la sísmica del campo y el software PETREL® se realizó una interpretación sísmica, marcando los Horizontes litológicos presentes: Jamieson, Montara, Plover, Nome y Carnian, así como la realización del modelado de fallas; permitiendo con ambos casos el conocimiento de estructuras presentes en la zona.

Con la utilización del software Interactive Petrophysics® y los registros geofísicos presentes en los pozos en estudio, se realizó la interpretación petrofísica, obteniendo con ello diversas propiedades petrofísicas, como son: litología, saturación de agua, saturación de aceite, permeabilidad, contenido de arcilla y con ello, la localización de las zonas de paga de cada formación de los pozos en estudio.

Posteriormente, y con la colaboración del (S-GeMS)®, se realizó la variación espacial de los parámetros (Variogramas) de los pozos, es decir, se realizó un proceso geoestadístico con el objetivo de generar cubos de propiedades petrofísicas.

Finalmente, se unificaron los resultados obtenidos de cada interpretación y se conformó una interpretación más precisa de cada pozo estudiado, con ello, se lograron localizar las zonas con una estratigrafía adecuada y de mayor interés económico, es decir las zonas de paga de cada formación geológica que intervienen en los pozos interpretados.

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

This paper describes the seismic, petrophysical and geostatistical analysis of Poseidon Field 3D, located in the navigation basin, on the high seas in western Australia.

For this, a wide collection of geological (stratigraphic, structural, lithological) and geophysical data from the study area was carried out, locating the lithology, sedimentary environment and tectonic processes that intervened in the formation of the Basin Browse Basin. This with the objective of having a wider geological panorama of the site and having the basic geophysics tools to understand the procedure that will be performed.

The Poseidon Field 3D has 8 wells, of which all are within the seismic cube, for the present work, all the wells of the field were used: Boreas 1, Kronos 1, Poseidon 1, Poseidon 2, Poseidon North 1, Proteus 1 and Torosa1

With the help of field seismic and PETREL ® software, a seismic interpretation was performed, marking the lithological horizons present: Jamieson, Montara, Plover, Nome and Carnian as well as the performance of fault modeling; allowing with both cases the knowledge of structures present in the area.

With the use of Interactive Petrophysics software and the geophysical records present in the wells under study, petrophysical interpretation was performed, thereby obtaining various petrophysical properties, such as: lithology, water saturation, oil saturation, permeability, clay content and with this, the location of the pay zones of each formation of the wells under study.

Subsequently, and with the collaboration of (S-GeMS) ®, the spatial variation of the parameters (Variograms) of the wells was performed, that is, a geostatistical process was carried out with the objective of generating cubes of petrophysical properties.

Finally, the results obtained from each interpretation were unified and a more precise interpretation of each well studied was formed, thus, it was possible to locate the areas with an adequate stratigraphy and of greater economic interest, that is, the pay zones of each geological formation that intervene in the interpreted wells.

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 estática de yacimientos, es la determinación cualitativa y cuantitativa de las características y propiedades petrofísicas del sistema roca-fluido y la obtención de su distribución en un yacimiento. Con esta definición partimos para expresar la importancia de estos procesos en la industria energética y con más precisión en la industria petrolera. Hoy en día, el reto consiste en no solo hallar nuevos y grandes yacimientos de hidrocarburos, sino también en la optimización de los ya conocidos, frente a la “crisis” actual.

La interpretación sísmica y la posterior caracterización estática de yacimientos derivan de un proceso sistemático y de unificación basado en disciplinas como la Petrofísica, la Geología del Petróleo y la Geoestadística que, apoyados en softwares, nos permiten generar modelos de yacimientos de gran importancia en la industria energética.

El punto de inicio, es la interpretación de la información sísmica; el software PETREL® es la herramienta que nos permitirá caracterizar dicha información, esto, mediante un procesamiento sísmico, que nos permitirá ver claramente todas las estructuras presentes en el subsuelo de la zona de estudio, así como la obtención de atributos sísmicos que nos ayudarán a mejorar visualmente, cuantificar relaciones y patrones de interés.

El siguiente paso, es la aplicación de un método de interpretación a partir de los datos de los registros geofísicos de pozos, con ello, se obtendrán las características petrofísicas del pozo, así como, las condiciones en las que se encuentra, esto con el objetivo de evaluar la rentabilidad en caso de la explotación de sus recursos. Para ello, se utilizará el software Interactive Petrophysics.

Posteriormente, el proceso geoestadístico, arrojará la variación espacial de los parámetros analizados, esto mediante los datos obtenidos de diversos registros geofísicos y ayudados del S-GeMS®. Este proceso incluye la generación y ajuste de variogramas, así como la simulación Gaussiana secuencial de estos para la generación de cubos de variación según las consideraciones de la teoría de la Geoestadística.

Finalmente, con los resultados obtenidos en cada interpretación y la unificación de estos, se logrará identificar las zonas de mayor interés estratigráfico, es decir las zonas de mayor interés económico presentes en cada pozo estudiado Bóreas 1, Kronos 1, Poseidón 1, Poseidón 2, Poseidón North 1, Proteus 1 y Torosa1.



OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Identificar las secuencias estratigráficas de interés petrolero en el Campo Poseidón 3D para un futuro desarrollo, así como, la localización de zonas de paga de cada pozo, mediante la interpretación petrofísica y la interpretación sísmica del Campo Poseidón 3D, realizando un cubo sísmico 3D con el software PETREL®, marcando los Horizontes presentes y obteniendo el modelo de fallas; así como la interpretación petrofísica de los Pozos, Bóreas 1, Kronos 1, Poseidón 1, Poseidón 2, Poseidón North 1, Proteus 1 y Torosa 1, con la ayuda de los Registros Geofísicos presentes en cada uno de ellos y el software Interactive Petrophysics®, PETREL®; posteriormente, la obtención de cubos de propiedades petrofísicas con la ayuda del software S-GeMS®.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Estimar las propiedades petrofísicas de las formaciones presentes en el área de estudio.
- Determinar los indicadores de la litología de las formaciones en el área de estudio en los pozos que se ubican en la misma área.

METODOLOGÍA

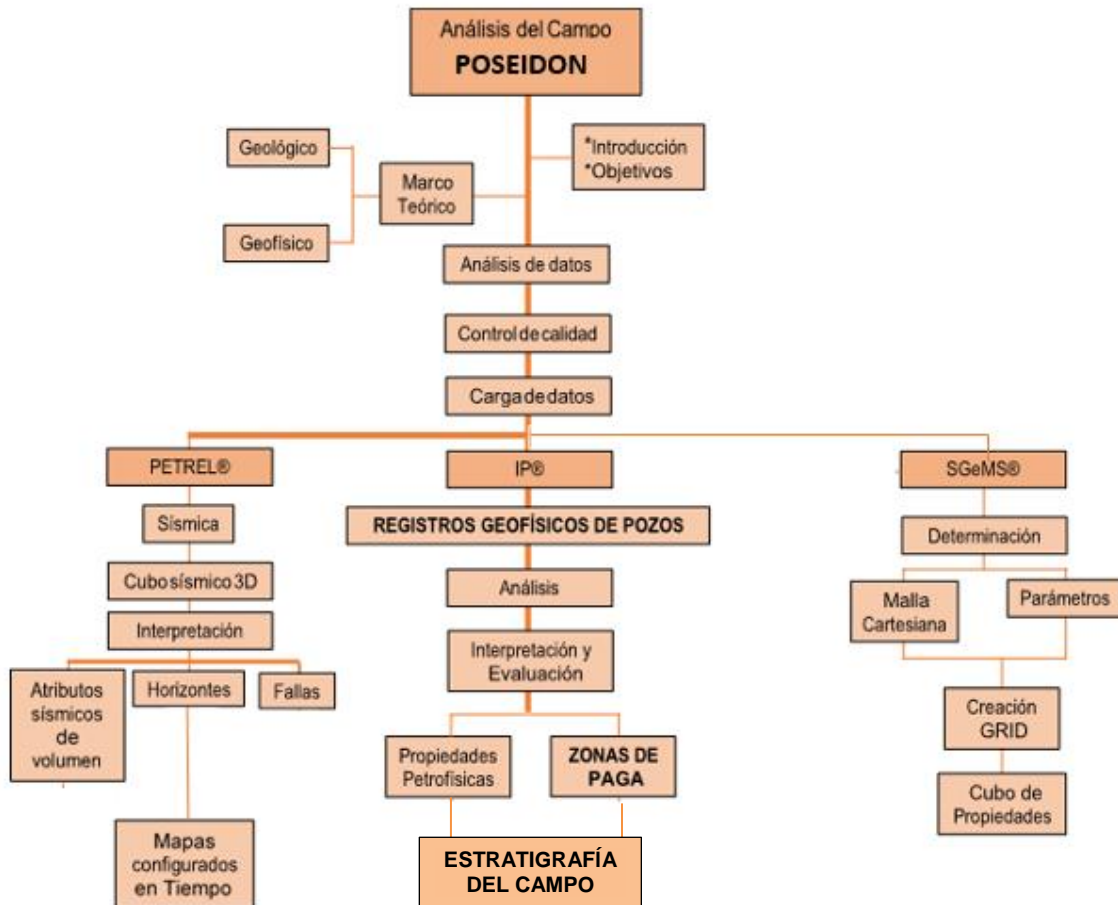


Ilustración 1 Diagrama de la metodología de la investigación.

La metodología de este trabajo, sintetiza el proceso realizado en la interpretación Petrofísica y Sísmica de los pozos Bóreas 1, Kronos 1, Poseidón 1, Poseidón 2, Poseidón North 1, Proteus 1 y Torosa 1, con los softwares PETREL®, IP® y S-GeMS®, con el objetivo de identificar la estratigrafía de cada formación geológica presentes en los pozos interpretados, así como una evaluación petrofísica 3D de los mismos (Ilust.1).

CAPÍTULO I

MARCO GEOLÓGICO

LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El campo de gas de Poseidón 3D está situado en la Cuenca de navegación, en alta mar en el oeste de Australia. Cubre las áreas de permisos WA-314-P, WA-315-P y WA-398-P, que se encuentran a 460 km al norte de Scott Reef, que consiste en los campos de gas Torosa, Brecknock y Calliance. Como se muestra en la Ilustración 2.



Ilustración 2 Mapa de localización del Campo Poseidón 3D (Tomado de la página Geoscience Australia,2018).



GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca de exploración está compuesta por la Plataforma Leveque, la Plataforma Yampi, la subcuenca Barcoo, la subcuenca Caswell, la meseta Scott y la subcuenca Seringapatam.

La Cuenca de exploración Carbonífera-Cenozoica Tardía es una gran cuenca en alta mar en el margen polifásico del noroeste de Australia.

La Cuenca es una provincia probada de hidrocarburos, con importantes campos de gas / condensado sin desarrollar en la cuenca externa y central y descubrimientos menores de petróleo en el margen oriental de la cuenca. Las reservas identificadas a fines de 2000 fueron 0.48 GL de petróleo, 94.3 GL de condensado y 858.96 BCM de gas.

La Cuenca de exploración se desarrolló durante seis fases tectónicas principales:

- Extensión Carbonífera Tardía a Pérmica Temprana;
- Subsistencia Térmica del Pérmico Tardío al Triásico;
- Inversión del Triásico Tardío al Jurásico Temprano;
- Extensión Jurásica Temprana a Media;
- Subsistencia Térmica del Jurásico Tardío al Terciario Temprano;
- e inversión del Mioceno Tardío.

La extensión inicial dio como resultado geometrías de medio graben y la formación de dos depocentros distintos, las subcuencas Caswell y Barcoo.

Estos depocentros contienen más de 15 km de sección sedimentaria y se encuentran en una profundidad de agua de 100 a 1500 metros. La Cuenca de exploración exterior subyace a la meseta Scott de aguas profundas (1500-4000 metros de profundidad).

La sección carbonífera es predominantemente fluvio-deltaica y la sección del Triásico Pérmico Temprano es marina. Las rocas del Triásico Medio-Tardío incluyen clastos marinos fluviales poco profundos y carbonatos menores.

Los sedimentos sincréticos del Jurásico Temprano-Medio comprenden deltas, llanuras costeras, clastos y carbón.

Se produjo una erosión generalizada en las areniscas y lutitas del Calloviano y del Jurásico Superior que se superponen, cubren y proporcionan un sello regional delgado en la mayoría de las estructuras Pre-Calloviano. La transgresión generalizada comenzó en el Valanginiano y alcanzó su punto máximo en el Turoniano y resultó en la deposición de gruesas rocas de arcilla marinas. La sección Turoniano-Terciario registra un ciclo programático de clastos a carbonato.



Las rocas arcillosas del Cretácico Temprano proporcionan un sello regional grueso y contienen posibles rocas fuente propensa al petróleo. Las rocas fuente potenciales también ocurren en las secciones del Paleozoico Jurásico Tardío, Jurásico Medio-Temprano, Triásico y Syn-Rift. Las facies de yacimientos se desarrollan mejor dentro de la sección del Jurásico Medio-Temprano fluvio-deltaico y los submarinos de la era Berriasiano, Barremian, Campanian y Maastrichtiano.

La Cuenca continúa siendo un objetivo principal de exploración y se han identificado cuatro familias de hidrocarburos / sistemas de petróleo. En 2018, dos acumulaciones principales de hidrocarburos, Ichthys y Prelude, comenzaron la producción de gas natural licuado.

Una serie de elementos de basamento poco profundos, la plataforma Yampi y Leveque definen el límite sureste de la cuenca.

La Cuenca central de navegación se divide en las subcuencas Caswell y Barcoo. La parte externa de la Cuenca de aguas profundas se conoce como Scott Plateau.

Subcuencas Caswell y Barcoo

Las subcuencas Caswell y Barcoo son los principales depocentros de la cuenca de exploración; En la subcuenca de Caswell, los sedimentos paleozoicos a cenozoicos tienen más de 15000 m de espesor, mientras que el espesor máximo de sedimento en la subcuenca de Barcoo probablemente no exceda los 12000 m.

La subcuenca de Caswell es significativamente más ancha (200 km) que la subcuenca de Barcoo (100 km), de la cual está separada por una importante zona estructural de tendencia norte a noreste, la tendencia de arrecife Brecknock-Scott. La terraza Prudhoe es una terraza limitada por fallas a una profundidad intermedia a lo largo del flanco sureste de las subcuencas Caswell y Barcoo.

Scott Plateau

La meseta de Scott es una meseta marginal de aguas profundas (aproximadamente 2000-4000m de profundidad de agua) al oeste y noroeste de los principales depocentros de la cuenca de exploración donde se han acumulado hasta 3000m de rocas mesozoicas a cenozoicas sobre el basamento paleozoico y antiguo. Se dividió esta región en la meseta Scott y la subcuenca Seringapatam, pero los límites de estos elementos tectónicos son poco conocidos. Fuera de la borda de tendencia del arrecife Brecknock-Scott, la subcuenca Seringapatam se interpreta como un graben del Calloviano a Aptiano cubierto por una cuña de propagación y agregación de Aptiano a Holoceno.



Yampi Shelf y Leveque Shelf

El margen sureste de la cuenca de exploración está subyacente en un basamento poco profundo, que generalmente está muy erosionado con un relieve paleontográfico rugoso distintivo, y se superpone con sedimentos Pérmicos a Mesozoicos. Esta área se denomina Yampi Shelf en las partes central y norte de la cuenca, y Leveque Shelf al sur. El límite de la cuenca de la plataforma de Leveque y Yampi se define por una "bisagra" en donde la inmersión del basamento cambia de una posición relativamente plana a una suave inmersión en la cuenca.

ESTRATIGRAFÍA

Los nombres litoestratigráficos que se usan actualmente en la cuenca de exploración se transponen en gran medida de las formaciones equivalentes de edad en la subcuenca Vulcan de la Cuenca de Bonaparte. La estratigrafía generalizada de Browse Basin se muestra en la Ilustración 3.

En la Ilustración 4 se muestra una comparación de la estratigrafía de Geoscience Australia que es la utilizada por la industria petrolera y la que se muestra entre cuencas adyacentes en la Ilustración 5. También se muestran en los Horizontes sísmicos y las secuencias que se definieron en el estudio Browse Basin High Resolution (BBHR).



ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO POSEDÓN 3D

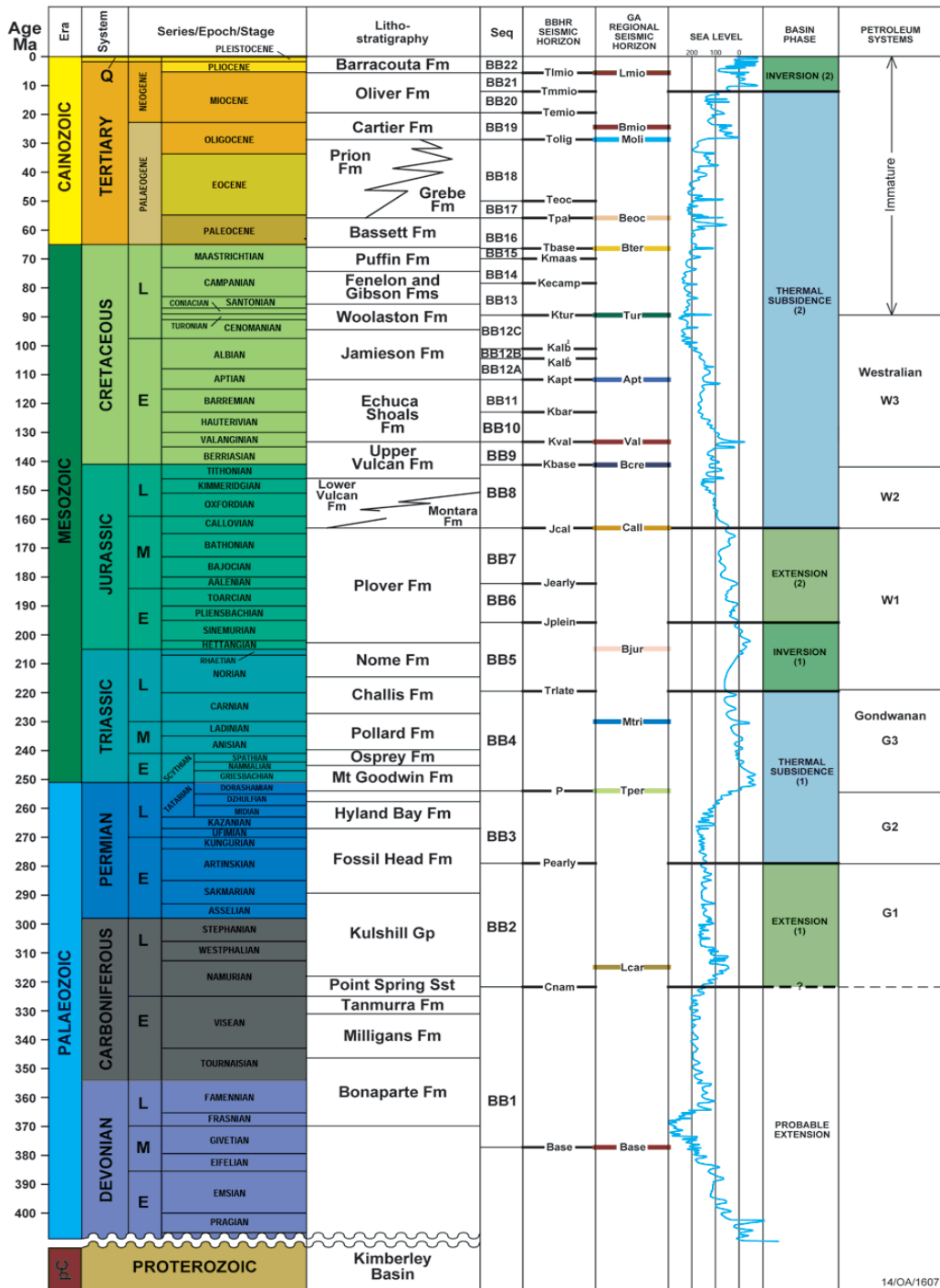


Ilustración 3 Tabla Estratigráfica (Tomado de la página Geoscience Australia, 2018).



ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO POSEIDÓN 3D

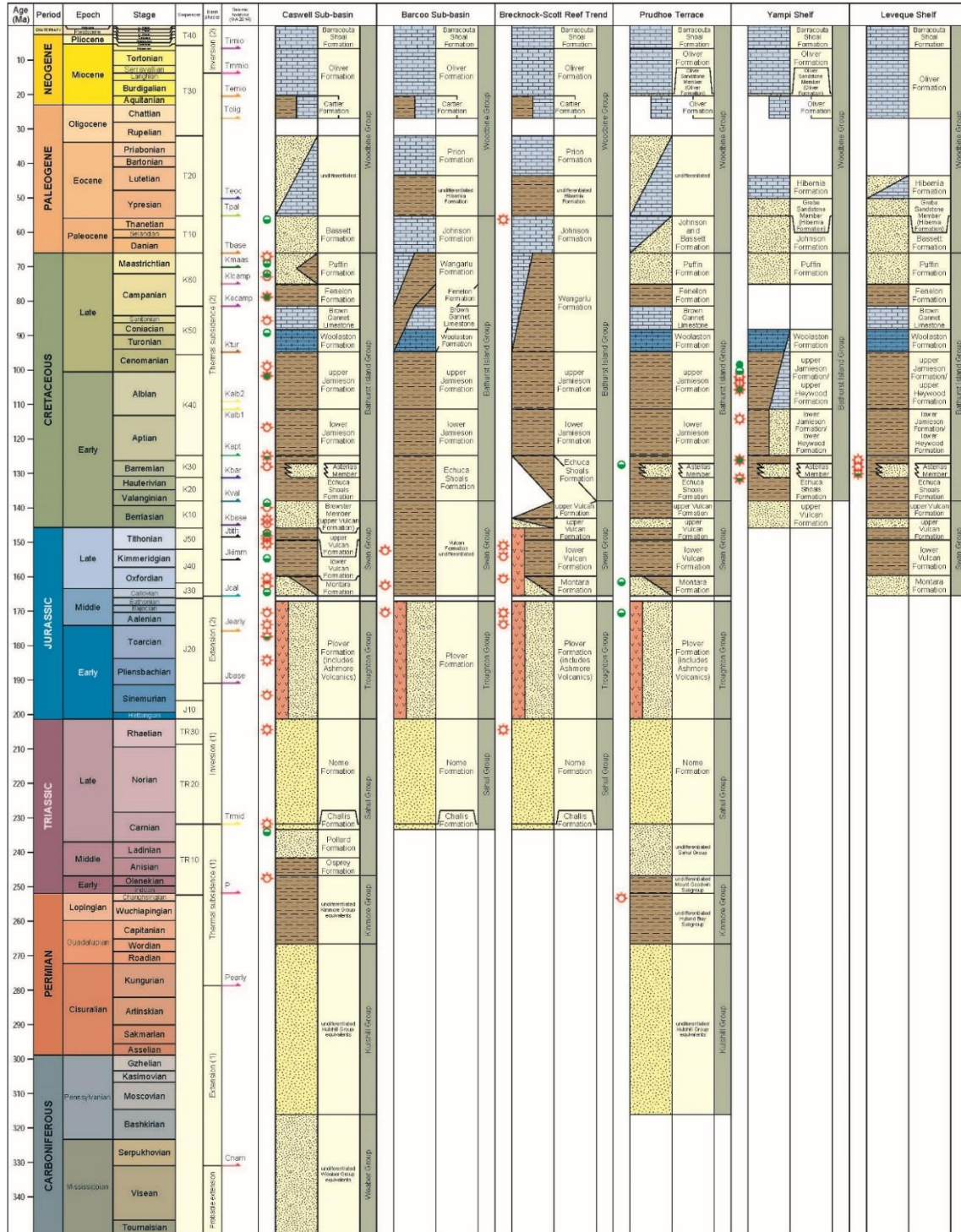


Ilustración 4 Esquema Estratigráfico (Tomado de la página Geoscience Australia, 2018).



Formación Nome

(Norian a Rhaetian) se compone de areniscas, limolitas y lutitas con carbones menores depositados ya sea en un delta inferior liso a un complejo de barrera en algunas áreas de la Cuenca Bonaparte frente delta. La Formación Nome está presente en las sub-Cuencas Caswell y Barcoo. Es gasífera donde subyace el principal reservorio Chorlito Jurásico en algunas acumulaciones de Scott en el arrecife de tendencia y su extensión hacia el norte hasta las acumulaciones de la corona y Poseidón. Es el principal reservorio en Crux y Libra en el Heywood Graben en el noreste de Caswell Sub-Cuenca (Ilustración 3). Tiene un buen potencial de depósito donde se coloca estructuralmente lo suficientemente alta para recibir una carga de hidrocarburos.

Formación Plover

La Formación Plover es de edad Jurásica Temprana a Medio Jurásico, tanto en las Cuencas Bonaparte y navegar se compone principalmente de areniscas con algunos conglomerados, limolitas interestratificadas, carbonatos, arcillas carbonosas y carbones delgadas con calizas raras. La formación Chorlito es uno de los principales objetivos de exploración de gas en la Cuenca de Browse. Es el principal reservorio en el filón de Scott de tendencia, un depósito secundario de gas en Crux y el depósito más profundo de la acumulación Ichthys en la Sub-Cuenca Caswell. Muestras de gas también se han encontrado en la Formación Chorlito en la estructura Mayor Lombardina en la Subcuenca Barcoo. Areniscas de la Formación Chorlito son el principal reservorio para el campo petrolero Skua en la vecina Vulcan Subcuenca. La Formación Plover se depositó en los sistemas fluvio-deltaicos en un entorno tectónico syn-rift. Está ausente de las plataformas Yampi y Leveque y aparece para espesar ligeramente a través de la Prudhoe Terraza antes de alcanzar hasta 1500m en el depocentro fisura central en la Subcuenca Caswell. La Formación Plover alcanza un espesor penetrado máximo (920m en Barcoo 1) en el Barcoo Sub-Cuenca, que era el locus de hundimiento en todo el temprano a medio Jurásico. En la sub-Cuenca Caswell, la Formación Plover es generalmente un depósito de buena calidad del carácter de bloque, con los mejores depósitos de calidad que comprenden areniscas de canal apiladas y engrosamiento hacia arriba areniscas deltas, disminuye la calidad del yacimiento donde grados en grano más fino areniscas, limolitas y lutitas, depositados en el delta simple y pro-delta. volcánicos tobáceos también están presentes dentro de la Formación Plover inferior en algunos lugares, reduciendo severamente espesor y la calidad del yacimiento.



Formación Montara

La última Calloviense a Oxfordiano, la Formación Montara representa los sedimentos iniciales del Rift-de relleno que se caracterizan por prograding fan-deltas que bordean los márgenes de la graben. Esta formación se depositó como turbiditas o arenas de flujo de masa en las sub-Cuencas Caswell y Barcoo y en el Prudhoe terraza y estos sedimentos son a menudo de una calidad excelente. La deposición fue limitada en gran medida por fallamiento syn-deposicional y bloque de falla 20. Las acumulaciones de petróleo australiana Informe 7 Cuenca de navegación, por lo tanto, la rotación y sólo está presente en áreas localizadas. La Formación Montara alberga gas en Crux y Libra, y el gas dentro de la muestra Caswell Sub-Cuenca central en Caswell 2 ST2 y en la estructura más Lombardina en el margen oriental de la Sub-Cuenca Barcoo. muestras de petróleo están alojados en esta formación en la terraza en Prudhoe Yampi 2.

Formación Echuca Shoals

Edad del Valanginiano a Aptiano la formación Echuca Shoals es extensa en toda la cuenca Browse. Se caracteriza por una piedra arcillosa glauconífera marina transgresiva con areniscas, arcillas orgánica aceite rico propensas se depositaron durante tiempos de inundaciones pico y la sedimentación condensada. Por lo tanto, la Formación Echuca Shoals contiene potencial rocas de origen y las rocas del yacimiento, además de ser el sello regional a los sistemas de petróleo de mayor edad en la Cuenca. Esta formación está presente en la Cuenca Bonaparte y se correlaciona con la Muderong esquisto, que forma el sello regional en la Cuenca Carnarvon Norte.

Formación Jamieson

Edad del Aptiense a Cenomaniano la Formación Jamieson se depositó en un ambiente de baja energía en aguas profundas a través de las sub-Cuencas Caswell y Barcoo. Se divide en una unidad inferior y superior. En los bloques Yampi y Leveque, con sedimentos coetáneos que se conocen como la Formación Heywood. La Formación inferior Jamieson es de edad Aptiano hasta principios de Albiano y en discordancia se superpone a la Formación Echuca Shoals. Comprende arcillas con un radiolarite basal. La formación superior Jamieson es de edades desde el Albiano a Cenomaniano arcilloso, que es comúnmente limosa y, a veces grados en siltstone.

TECTÓNICA

El estudio del marco tectonoestratigráfico realizado por Geoscience Australia durante 1996-97 incluye veintidós secuencias (BB1 a BB22), que varían en edad desde Carbonífero hasta Terciario Tardío. Estas secuencias se correlacionan con seis fases de la cuenca controladas tectónicamente y reflejan la evolución de la cuenca desde una cuenca de ruptura intracratónica Paleozoica a una cuenca de margen pasivo después de la ruptura en el Calloviano.

- Extensión de Mississippian a Cisuralianse (Carbonífero Medio-Pérmico Temprano) (Extensión 1).
- Subsistencia térmica Cisuralianse a Triásico Tardío (Subsistencia Térmica 1).
- Inversión del Triásico Tardío al Jurásico Temprano (Inversión 1).
- Extensión del Jurásico Temprano al Medio (Extensión 2).
- Subsistencia térmica Jurásica Tardía a Cenozoica (subsistencia térmica 2).
- Inversión del Mioceno Medio al Holoceno (Inversión 2).

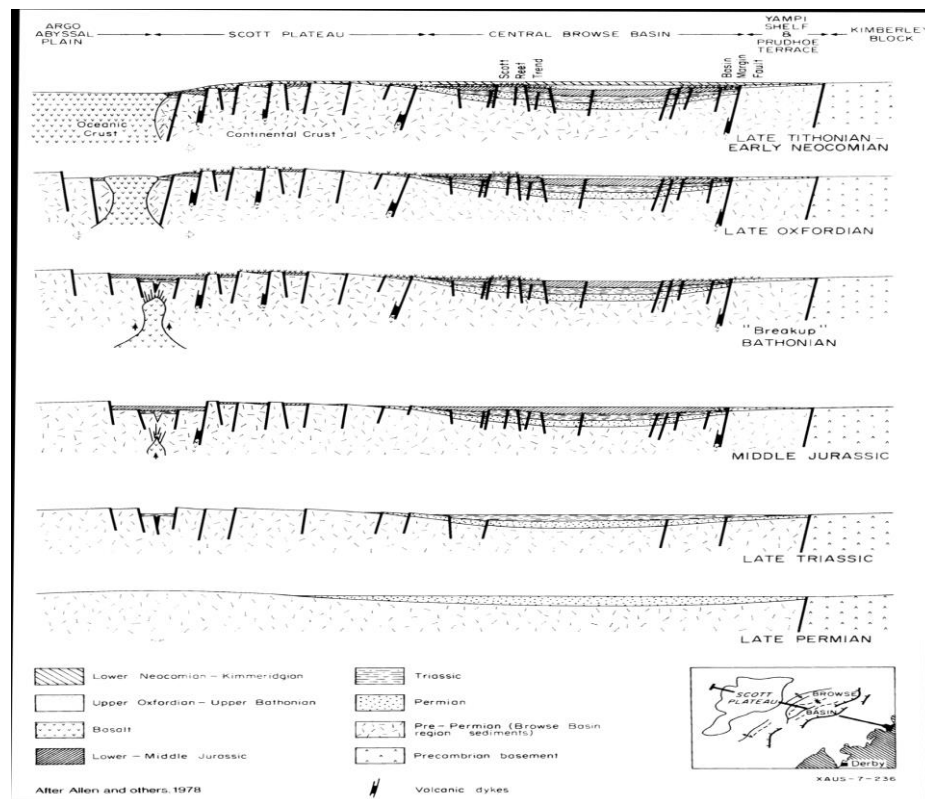


Ilustración 5 Evolución de la Cuenca Browse (Tomado de la página Geoscience Australia, 2018).

SISTEMA PETROLERO

AGSO y Geotech (2000), han realizado análisis geoquímicos de aceites, manchas de aceite, aceites de inclusión de fluidos, condensados, gases y rocas fuente de la cuenca de exploración. Se han utilizado datos isotópicos de carbono estable de gases y aceites para determinar las diferentes fuentes de hidrocarburos en esta cuenca. Estos conjuntos de datos isotópicos, junto con los análisis moleculares, proporcionan evidencia de que cuatro familias de hidrocarburos Mesozoicos / sistemas de petróleo están presentes en la cuenca de exploración:

- Un sistema propenso a los gases secos en toda la cuenca donde el gas se deposita principalmente dentro de la Formación Plover y se obtiene de la mezcla de materia orgánica terrestre y marina depositada en un entorno fluvial-deltaico. Las acumulaciones de gas en los yacimientos Jurásicos en la Tendencia Scott Reef (Brecknock y Torosa), y potencialmente las que están más al norte (Crown / Proteus y Poseidón), hasta Argus, pertenecen a este sistema petrolero y tienen una relación de condensado a gas con rango de $39 \text{ cm}^3 / \text{m}^3$ a $196 \text{ cm}^3 / \text{m}^3$. Los gases depositados por el Chorlito dentro de la subcuenca central de Caswell en las acumulaciones de Ichthys y Concerto también se atribuyen a este sistema de petróleo. La fuente más probable de estos gases es la Formación del Chorlito Jurásico Inferior-Medio, aunque un escenario alternativo y menos preferido es una fuente Permo-Triásica. Además, también se descubrió que el gas procedente del Chorlito migró hacia los márgenes del este de la Cuenca en función de la evidencia geoquímica obtenida de los gases secos recuperados de los depósitos cretácicos poco profundos en la plataforma Yampi. Es probable que el gas en Proteus 1 y los espectáculos de gas en Leveque 1 también representen gases de origen Plover, pero no hay datos disponibles.
- Un sistema central propenso a los gases húmedos de la subcuenca central depositado en el Miembro Brewster de la Formación Vulcan Superior e incluye las acumulaciones de Ichthys y Preludio / Concierto (relación condensado / gas de $337 \text{ cm}^3 / \text{m}^3$). La acumulación de gas de Burnside, al suroeste de Ichthys, representa una extensión de este sistema, al igual que el gas interpretado rico en condensado en Echuca Shoals. Lo más probable es que estas acumulaciones provengan de la Formación de Vulcano Jurásico Marino.
- Un sistema de petróleo propenso a gas y petróleo proveniente de materia orgánica marina y terrestre mezclada dentro de los sedimentos del Cretácico Inferior de la Formación Echuca Shoals. Se cree que este sistema de petróleo obtuvo el petróleo dentro de la estructura de Caswell en la subcuenca de Caswell y las estructuras mayores de Cornea y Gwydion en la plataforma de Yampi. También ha obtenido el gas dentro de las estructuras Kalyptea, Rondo y Adele en la subcuenca de Caswell. Se descubrió que una señal termogénica de hidrocarburos encontrada en un sedimento de



núcleo poco profundo a lo largo del flanco sur de la Plataforma Ashmore es geográficamente similar a los aceites de origen Echuca Shoals y puede representar una extensión de este sistema de petróleo hacia el noroeste.

- El descubrimiento del condensado de gas Crux en la porción noreste de la Cuenca (Heywood Graben) se interpreta que proviene de materia orgánica predominantemente terrestre dentro de las rocas de origen Jurásico y representa una cuarta familia de hidrocarburos en la Cuenca.

Elementos de Sistemas Petroleros

Roca Fuente	<ul style="list-style-type: none"> • Formación Jamieson marina Aptiano-Cenomaniano. • Formación de bajíos de Echuca marinos valanginianos-aptos. • Formaciones Calloviano Valanginianas marinas de Montara y Vulcan. • Formación de chorlito fluvial-deltaico Jurásico Inferior-Medio.
Roca Almacén	<ul style="list-style-type: none"> • Abanicos marinos y submarinos del Cretácico Superior bajo de las formaciones Puffin y Fenelon. • Albiano areniscas marinas de la costa inferior a superior de la Formación Heywood. • Aptiano arenas marinas (informal) de la Formación Jamieson Inferior. • Barremian arenas marinas superficiales y submarinas del grupo de Asterias (ambos Formación Echuca Shoals). • Areniscas marinas del Jurásico Superior-Cretácico Inferior de la Formación Vulcana superior (incluido el Miembro Berriasian Brewster). • Montara arena marina Jurásica Media-Alta y formaciones vulcanianas inferiores. • Areniscas fluviales-deltaicas del Jurásico Inferior-Medio de la Formación Chorlito. • Areniscas marinas deltaicas del Triásico Superior de la Formación Nome.
Roca Sello	<p>Sellos Regionales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Formaciones de Echuca Shoals y Jamieson marinos del Cretácico Inferior. • Formación de Vulcano marino Jurásico Superior-Cretácico Inferior. <p>Sellos intraformacionales</p> <ul style="list-style-type: none"> • Formación de frailecillos marinos del Cretácico Superior. • Formación de chorlito fluvial-deltaico Jurásico Inferior-Medio.



Trampas

- Horsts del Triásico, Jurásico y Cretácico Temprano, bloques de fallas inclinadas y anticlinales de vuelco asociados con el Triásico - Extensión Jurásica.
- La propagación de fallas o compactación cubre las alturas estructurales extensionales.
- Litoral Oxfordiano / Barras de arenisca de la Formación Montara
- Abanicos de Cuenca y relleno de cañón submarino cretáceo.
- Fallas del Triásico superior y formaciones de Nome, areniscas fluviales-deltaicas de la formación Plover Jurásico Medio, areniscas de la costa de Oxford / barra de la formación Montara, abanicos submarinos Titonianos de la formación Vulcan Superior y abanicos submarinos de la formación de Puffin del Cretácico Superior.

CAPÍTULO II

MARCO GEOFÍSICO

GEOFÍSICA

La geofísica es una ciencia que trata del estudio de las propiedades físicas de la Tierra. Comprende aspectos como la investigación de la composición interna del planeta, el flujo de calor proveniente del interior de la Tierra, el campo gravitacional, la fuerza magnética de atracción, ejercida por un magneto ideal en el interior de la Tierra que crea el campo geomagnético, y la propagación de las ondas sísmicas a través de las rocas de la corteza terrestre. (ilustración 6)

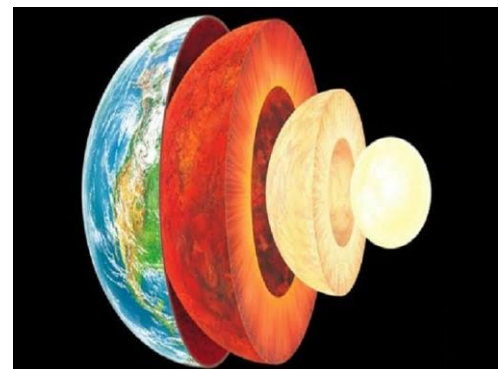


Ilustración 6 Capas de la Tierra.
(Meteorología en red)

La geofísica contribuye a una ubicación adecuada de obras civiles y en la prevención de desastres naturales, asimismo permite optimizar procesos de exploración y extracción de minerales, agua y energía.

SÍSMICA

La sísmica es una técnica geofísica esencial en la exploración de hidrocarburos (Ilustración 7), ya que permite identificar posibles trampas de hidrocarburos en el subsuelo, es decir, localizar estructuras geológicas donde se puedan haber producido acumulaciones de hidrocarburos.

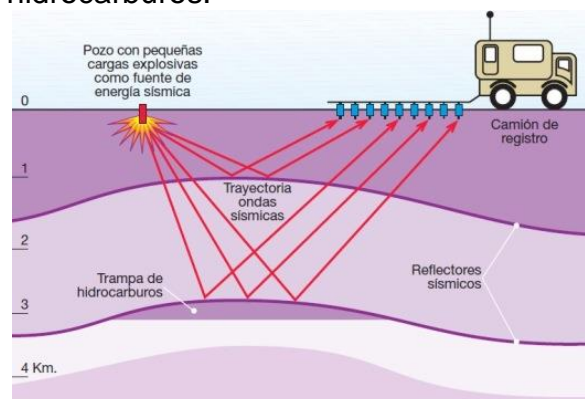


Ilustración 7 Adquisición sísmica (Sector Electricidad).

PROSPECCIÓN SÍSMICA

El proceso de adquisición sísmica es el método geofísico (ilustración 8) más usado a nivel mundial para la exploración de hidrocarburos. La sísmica de reflexión se puede adquirir en tres tipos de ambientes: marino, terrestre y zonas de transición.

En el método sísmico se utiliza una fuente de energía para generar las ondas elásticas que se propagan hacia el subsuelo pasando por capas de rocas que poseen propiedades físicas y litológicas de interés.

La energía que se refleja forma el campo de ondas que contiene información de las amplitudes, longitudes de onda, fases y tiempos dobles de los reflectores del subsuelo. Cuando estos campos de onda llegan a la superficie son captados por instrumentos conocidos como receptores o geófonos y esta información se almacena en forma digital en cintas o discos duros en los equipos de registro del sismógrafo.

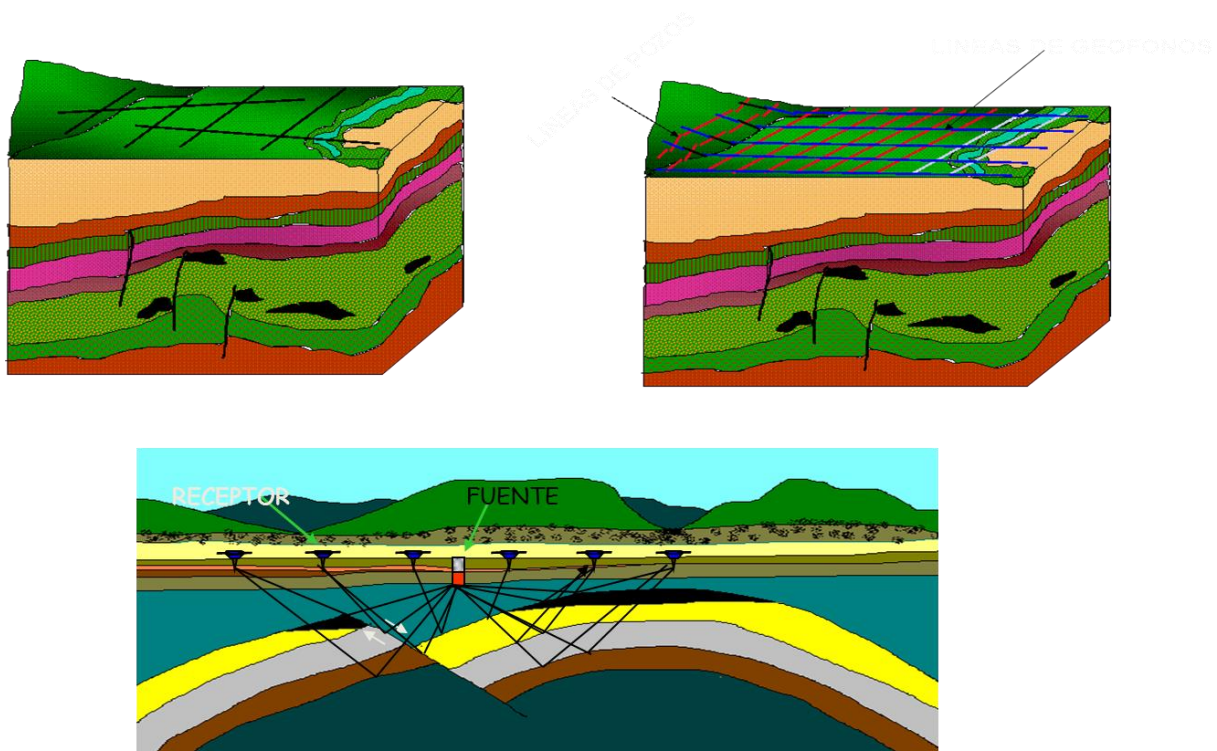


Ilustración 8 Ejemplo de Adquisición sísmica, (Exploración Sísmica Mundial).



El proceso comienza con un grupo de geólogos y/o geofísicos que hacen un estudio del subsuelo y definen un área en donde la geología sugiere qué hidrocarburos podrían estar almacenados en esa área. Después se procede a obtener permisos de los propietarios de los terrenos para poder tener acceso a la superficie durante todas las etapas subsiguientes.

Simultáneamente se desarrollan estudios y planes de manejo tanto social como ambiental. Posteriormente se realizan el levantamiento topográfico del proyecto, el corte y preparación de las líneas sísmicas.

Cuando se tienen líneas suficientes en el tendido se comienza a registrar ya sea disparando los explosivos o vibrando.

Durante el registro, la información procedente de los geófonos se almacena en cintas o discos duros dependiendo del sistema de registro y de los instrumentos disponibles. Estos datos son suministrados al procesador quien al final crea una sección sísmica (2D) o un volumen de

datos (3D) para que el intérprete analice los resultados y determine si es viable la perforación de pozos de producción.

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZO

Los registros geofísicos de pozo (ilustración 9) consisten en la medición en función de la profundidad o del tiempo de alguna propiedad física y/o química vinculada al material litológico del subsuelo y los fluidos que pudieran encontrarse en este. El registro se lleva a cabo mediante una herramienta denominada sonda, la cual se compone de uno o más sensores que se encargan de medir sobre la pared del pozo la respuesta física del material litológico.

Dicha respuesta medida está en función del tiempo de herramienta utilizada. El diagnóstico que proporcionan es puntual, continuo, de alta resolución haciendo del registro geofísico de pozos una técnica ampliamente utilizada en la industria petrolera, entre otras.

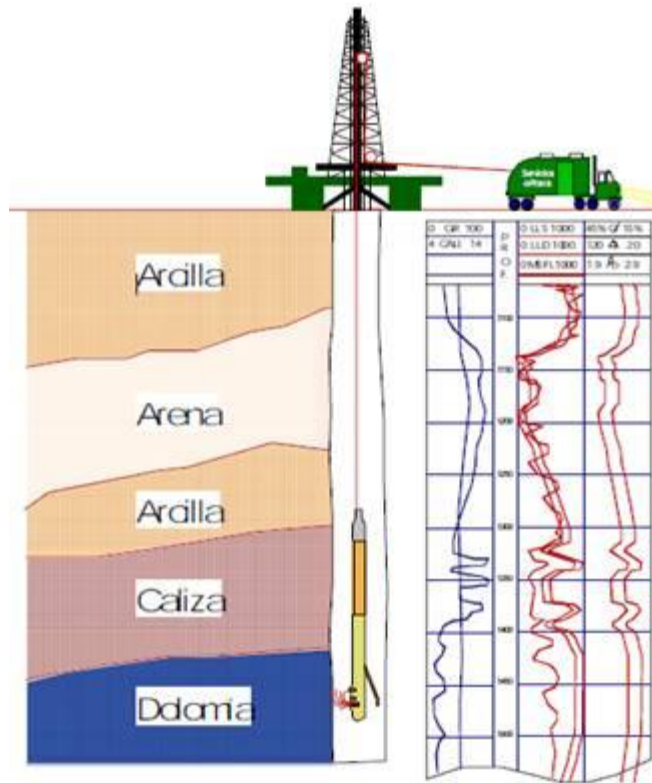


Ilustración 9 Obtención de los registros geofísicos de pozo (Tomado de Aplicación de filtrado en registros geofísicos de pozo, Castro Dúran, Lizbeth Margarita).

Dentro de los objetivos de los registros geofísicos de pozo podemos destacar los siguientes:

- Determinación de las características de la formación: porosidad, saturación de fluidos, densidad, etc.
- Cambios de litología
- Diámetro del agujero
- Temperatura de formación

REGISTRO DE RAYOS GAMMA

Naturalmente las rocas están conformadas por minerales que a su vez están conformados por millones de moléculas, estas moléculas a su vez están formadas por elementos(átomos) de los cuales en la naturaleza encontramos algunos los cuales generan energía en forma de radiactividad, estos elementos son Uranio(U), Potasio(K) y Torio(Th).

El registro de rayos gamma mide la radioactividad natural de las formaciones, es decir, la medida de la radiación que se emite espontáneamente. En formaciones sedimentarias el registro refleja normalmente el contenido de arcilla de la formación. Este registro es muy útil cuando se correlaciona con otros, (ilustración 10).

El Gamma Ray se mide en unidades API.

Zona de lutitas (Shales)

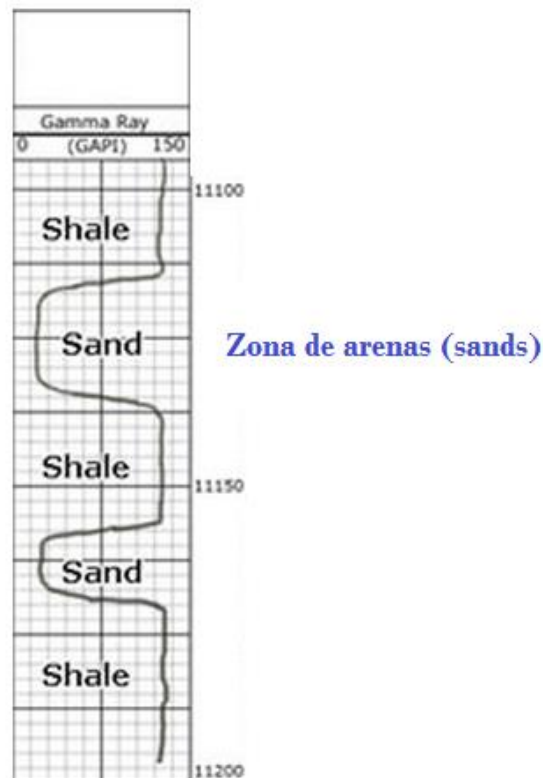


Ilustración 10 Ejemplo de un registro geofísico de Rayos Gamma, (PerfoBlogger).



REGISTRO POROSIDAD NEUTRÓN

Referente a un registro de porosidad basado en el efecto de la formación sobre los neutrones rápidos emitidos por una fuente. El hidrógeno produce, sin dudas, el mayor efecto en cuanto al frenado y la captura de neutrones. Dado que el hidrógeno se encuentra principalmente en los fluidos intersticiales, el registro de porosidad-neutrón responde principalmente a la porosidad. No obstante, la matriz y el tipo de fluido también producen un efecto.

El registro se calibra para obtener la lectura correcta de la porosidad, asumiendo que

los poros se encuentran rellenos con agua dulce y para una matriz dada (caliza, arenisca o dolomía). Se presenta en unidades de porosidad (vol/vol o u.p.) para la matriz elegida. Los registros más antiguos se presentaban en conteos por segundo o unidades API.

La profundidad de investigación es de varias pulgadas, de modo que el registro proporciona lecturas principalmente en la zona lavada. El registro de porosidad-neutrón es muy afectado por la presencia de arcilla y gas.

El hidrógeno se encuentra presente en las arcillas y en los minerales hidratados y además en los fluidos intersticiales. El gas posee una baja densidad de hidrógeno, de modo que las zonas de gas exhiben una porosidad aparente muy baja.

REGISTRO SÓNICO

Registro de tiempo de viaje en un pozo (tiempo de tránsito) para las ondas sísmicas por unidad de distancia, generalmente medido en microsegundos por pie, es el recíproco de la velocidad de la onda P. También se llama registro de velocidad acústica o registro de velocidad continua. Generalmente se mide con frecuencias de 1 a 50 kHz. Se utiliza para la determinación de porosidad usando la "ecuación de tiempo promedio" (q.v.). La curva de tiempo de viaje se integra para calcular el tiempo de viaje total de la onda cuando viaja en un solo sentido. Para el registro sónico compensado, dos transmisores son pulsados alternativamente y las mediciones son promediadas para cancelar errores producidos por la inclinación de la sonda o por cambios en el tamaño del pozo

Este registro consiste en transmitir energía sónica a través de las paredes del pozo, esto origina una serie de ondas en la formación y en su superficie, el análisis del tren de ondas complejo, proporciona la información concerniente a la disipación de la energía sónica en el medio.



PETROFÍSICA

La Petrofísica se encarga de determinar cuantitativamente las propiedades físicas y texturales de las rocas y los fluidos presentes en las mismas. Determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado.

Los parámetros petrofísicos más importantes para definir el potencial de un yacimiento son las siguientes:

- Porosidad
- Saturación
- Permeabilidad

POROSIDAD

La porosidad es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca (Ec. 1).

$$\phi = \frac{VP}{VT} \quad Ec. 1$$

DONDE:

ϕ = porosidad

VP = Volumen de poros

VT = Volumen total de la roca

La porosidad de las rocas es expresada en términos de porcentaje (Ilustración 11).

La porosidad en rocas sedimentarias varía con el tamaño, forma y distribución de los granos.

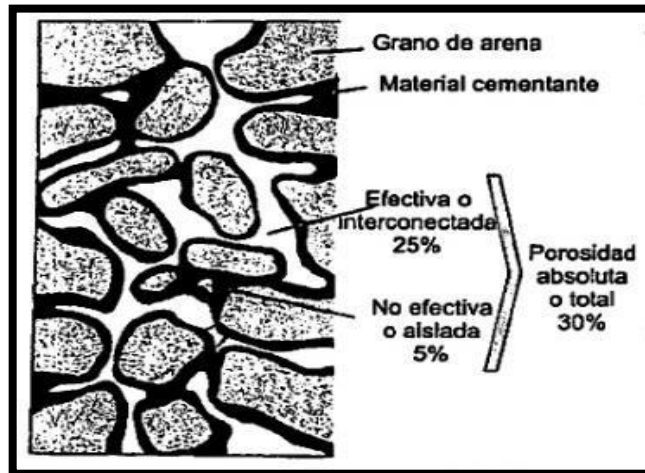


Ilustración 11 Representación de la porosidad efectiva y no efectiva en una roca, (Magdalena Paris de Ferrer 2009).

La porosidad se puede dividir en:

POROSIDAD ABSOLUTA: Es la relación del volumen total de poros con respecto al volumen total de roca; los poros pueden estar o no comunicados entre sí (Ec. 2).

$$\phi_a = \frac{V_{pc} + V_{pnc}}{V_r} \quad \text{Ec. 2}$$

DONDE:

ϕ_a = Porosidad absoluta

V_{pc} = Volumen de poros conectados

V_{pnc} = Volumen de poros no conectados

V_r = Volumen total de la roca

POROSIDAD EFECTIVA: Es la relación del volumen de poros interconectados con respecto al volumen total de roca.

POROSIDAD PRIMARIA: Formada por los espacios vacíos existentes originalmente entre los granos o cristales luego de que fueron depositados como sedimentos. Está afectada principalmente por el empaquetamiento de los granos, clasificación, cementación, forma de los mismos y la compactación.

POROSIDAD SECUNDARIA: Creada como resultado de los procesos posteriores a su depositación original.

PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la propiedad de una roca para permitir el flujo de un fluido a través de sus espacios vacíos interconectados.

Para ser permeable, una roca debe tener porosidad interconectada. El tamaño, la forma y la continuidad de los poros, así como la porosidad son aspectos que influyen en la permeabilidad absoluta de la formación (Ilustración 12).

La permeabilidad puede ser expresada en los siguientes términos:

$$Q = \frac{K * A * \Delta P}{\mu * L} \quad \text{Ec. 3}$$

DONDE:

Q = Flujo por unidad de tiempo

K = Permeabilidad

A = Área de la roca

ΔP = Diferencia de presiones
a través de la roca

μ = Viscosidad del fluido

L = Longitud de la muestra

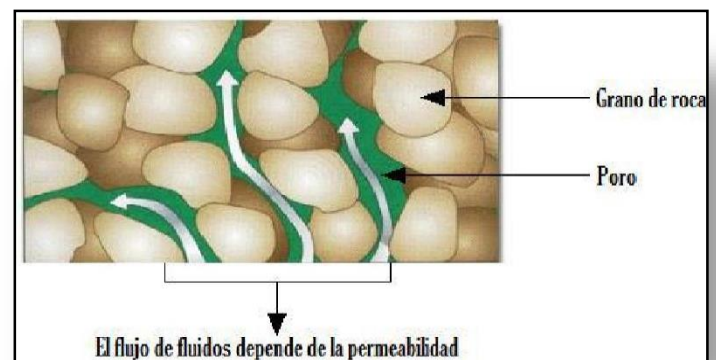


Ilustración 12 Representación de la permeabilidad de una roca, (Dandekar, 2006).

PERMEABILIDAD EFECTIVA: Es la facilidad con la que un fluido puede moverse a través de un medio poroso, cuando no lo satura al 100% (Ec. 4).

$S_f < 100\%$

$$K_e = \frac{q_f * \mu_f * L}{A * \Delta P} \quad \text{Ec. 4}$$

DONDE:

$Q =$ Flujo por unidad de tiempo

$K_e =$ Permeabilidad efectiva

$A =$ Área de la roca

$\Delta P =$ Diferencia de presiones a través de la roca

$\mu =$ Viscosidad del fluido

$L =$ Longitud de la muestra

SATURACIÓN

La saturación de fluidos de una roca es la relación del volumen del fluido dentro del volumen total poroso, está expresada como un porcentaje del volumen poroso (Ilustración 13).

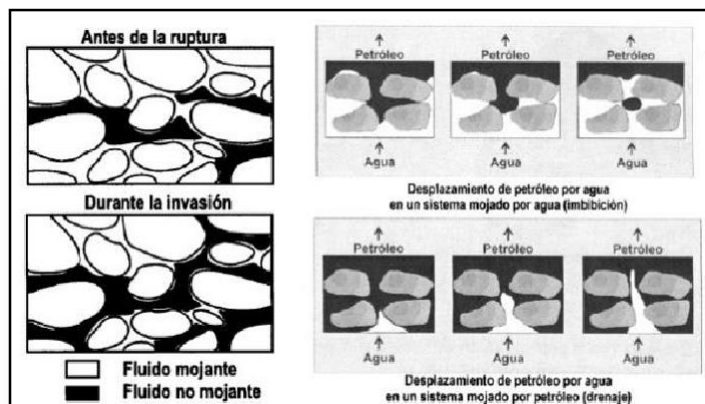


Ilustración 13 Distribución de los fluidos en un medio poroso, (Magdalena Paris de Ferrer, 2009).



En un yacimiento petrolero, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y aceite (Ec. 5).

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad \text{Ec. 5}$$

DONDE:

S_x = Saturación de la fase X

V_x = Volumen del fluido en fase x

V_t = Volumen poroso

La sumatoria de todos los fluidos presentes en la roca, debe ser 1. (Ec. 6)

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ec. 6}$$

DONDE:

S_o = Saturación de hidrocarburo

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas

VOLUMEN DE ARCILLA

Es el volumen de arcilla que presentan las arenas de una formación. Para obtener este volumen, se utiliza los valores del registro geofísico de Rayos Gamma (Ec. 7).

$$V_{sh} = \frac{(GR - GR_{\text{mín}})}{(GR_{\text{máx}} - GR_{\text{mín}})} \quad \text{Ec. 7}$$

DONDE:

V_{sh} = Volumen de arcilla

GR = Rayos Gamma

$GR_{\text{mín}}$ = Rayos Gamma valor mínimo

$GR_{\text{máx}}$ = Rayos Gamma valor máximo

CAPÍTULO III

INTERPRETACIÓN SÍSMICA

En el tercer capítulo se presentarán los resultados obtenidos de la interpretación estructural del Campo Poseidón 3D.

METODOLOGÍA EN PETREL ®

La interpretación de datos sísmicos, es una de las fases más importantes en la búsqueda de recursos petroleros, para ello nos ayudamos del software Petrel ®, en donde realizamos la interpretación de los Horizontes y fallas presentes en el bloque sísmico del Campo Poseidón 3D (Ilust. 14).

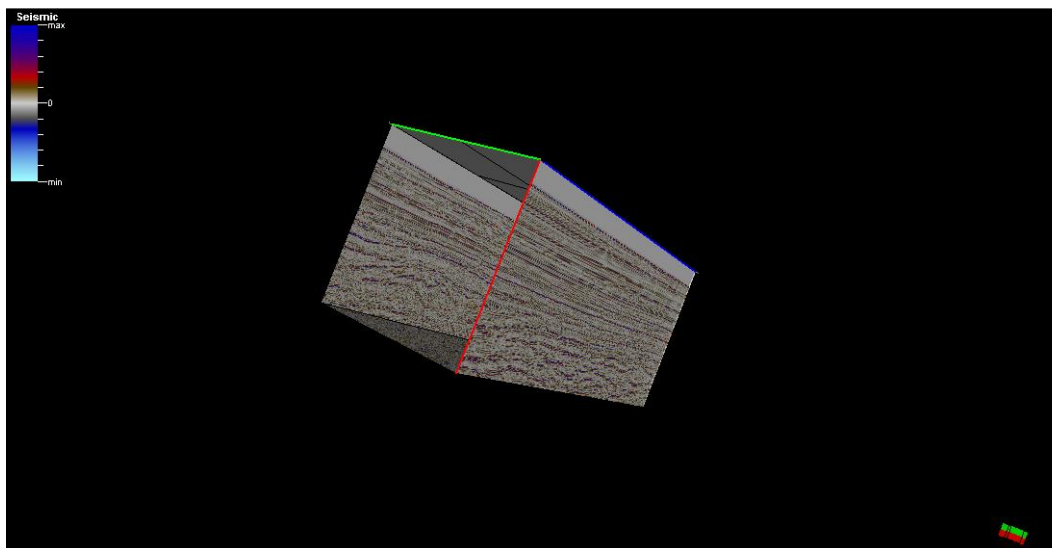


Ilustración 14 Cubo sísmico compuesto por los planos X y Y respectivamente.
PETREL ®

SÍSMICA

En la Ilustración 15 tenemos una vista en planta del Campo Poseidón 3D, en el cual se puede apreciar la vista de todos los pozos.

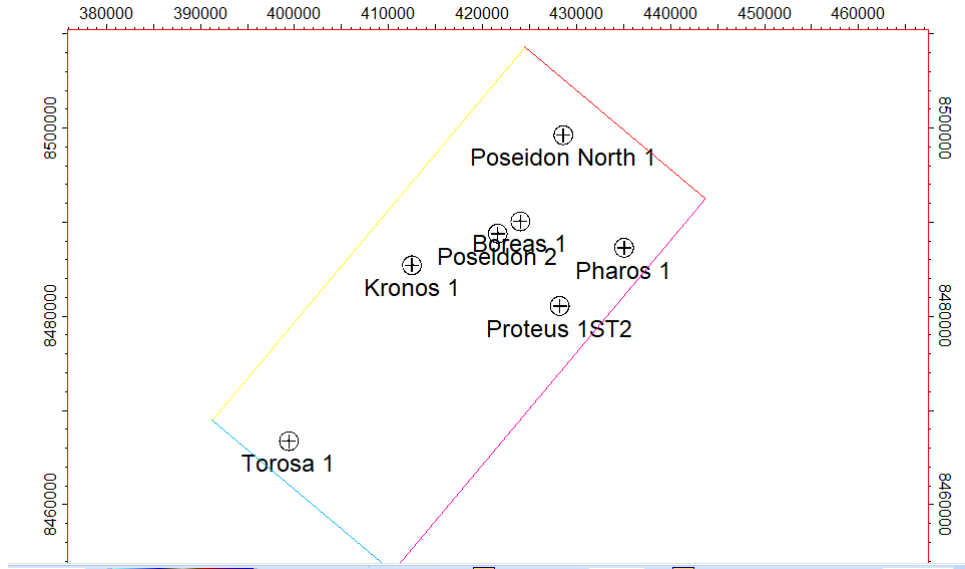


Ilustración 15 Ubicación de los pozos en una mapa. PETREL ®

Se realizó la interpretación de cada uno de los Horizontes presentes en la zona (Ilustración 16), a través de la información sísmica traducida en imágenes con el software PETREL ®, incluyendo el modelo de fallas que controlan la zona de estudio.

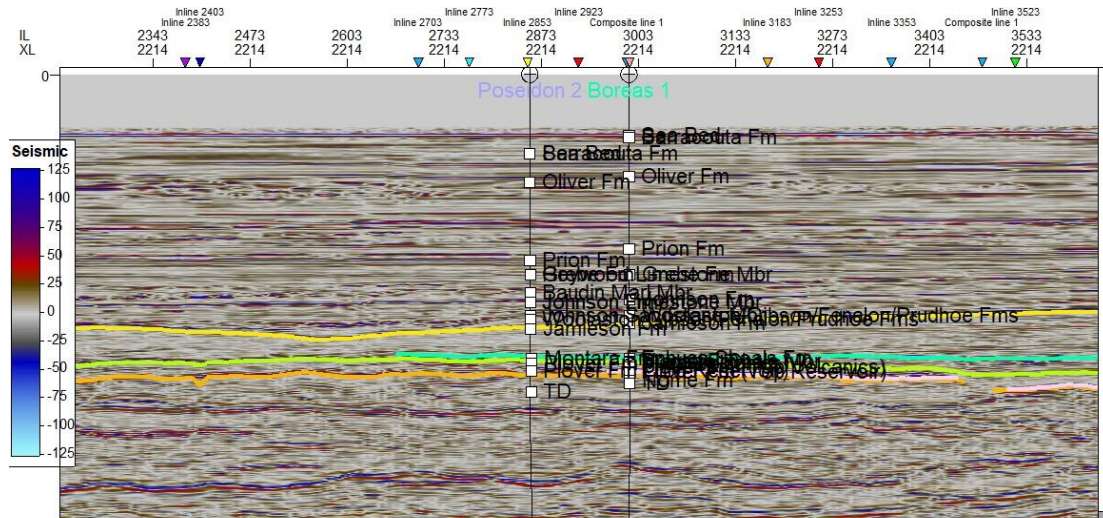


Ilustración 16 Ubicación de los Horizontes en la sección sísmica. PETREL ®

Se utilizó un time slice (Ilust. 17) para mostrar el atributo RMS con el fin de ver posibles estructuras geológicas que no eran visibles fácilmente en la sísmica original.

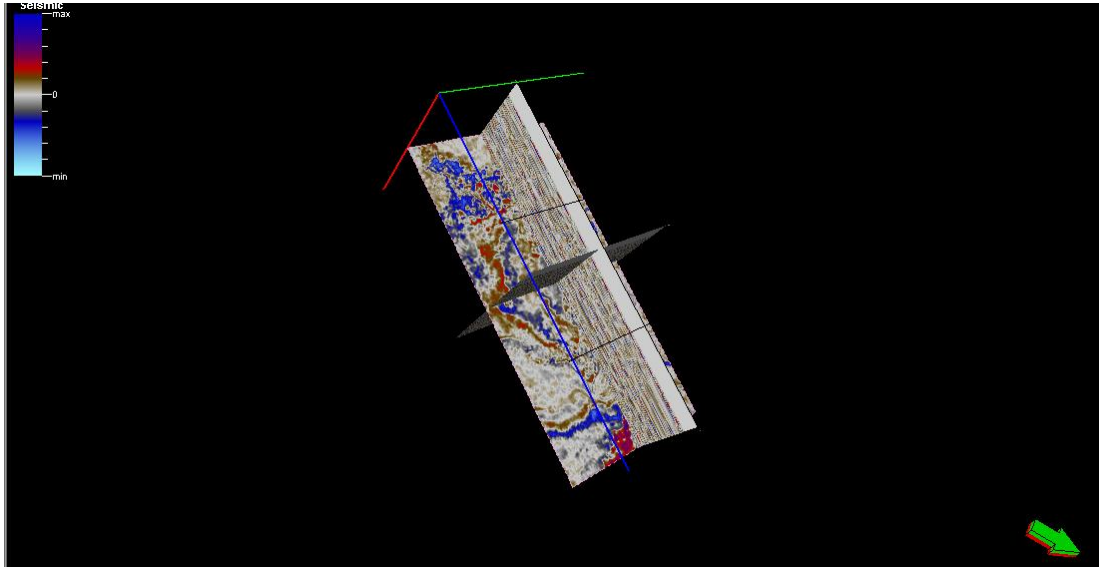


Ilustración 17 Muestra la intersección de los planos X,Y y Z donde "Z" es la profundidad en tiempo. PETREL ®

El comportamiento de cada horizonte (ilustración 18 y 19) en el subsuelo se detalla con un mapa paleotopográfico e isométrico, en el cual se determina la dirección de las cimas presentes en el campo, las cuales están regidas por la presencia de la intrusión de un cuerpo salino, determinada como un diapiro de sal alóctona.

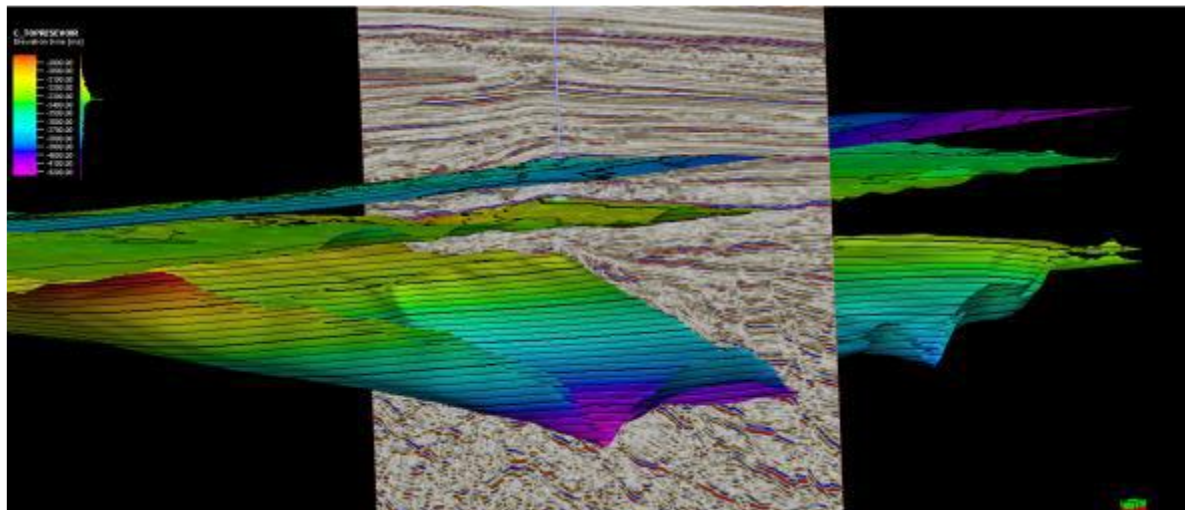


Ilustración 18 Mapas de superficie de los Horizontes, PETREL ®

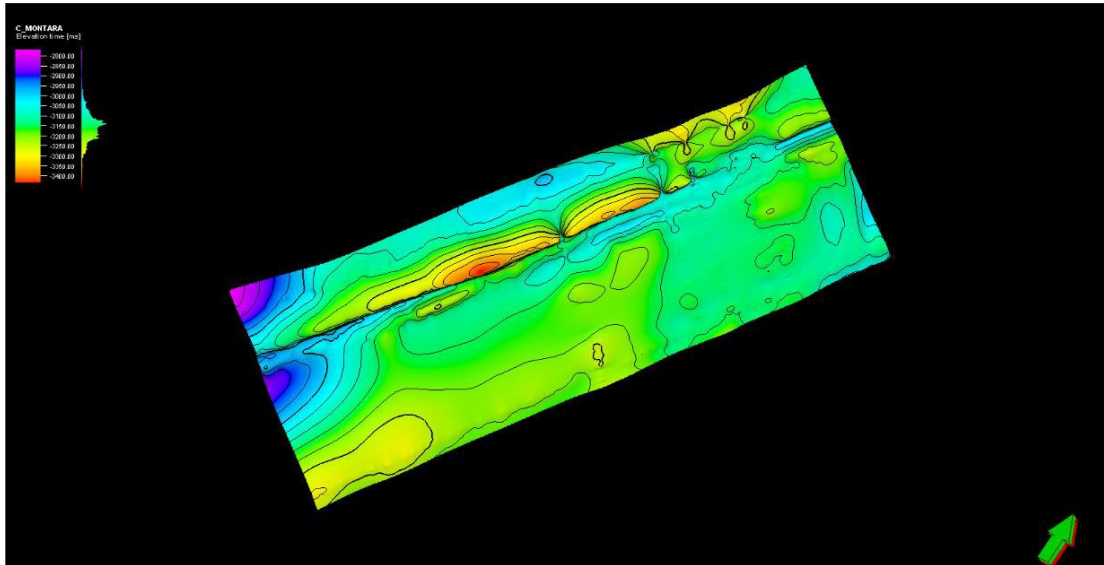


Ilustración 19 Mapa de superficie del Horizonte Montara. PETREL ®

Las fallas principales que controlan el sistema petrolero del Campo Poseidón 3D presentan una dirección Norte-Sur; existen un grupo de fallas perpendiculares a estas de menor tamaño (Ilustración 20).

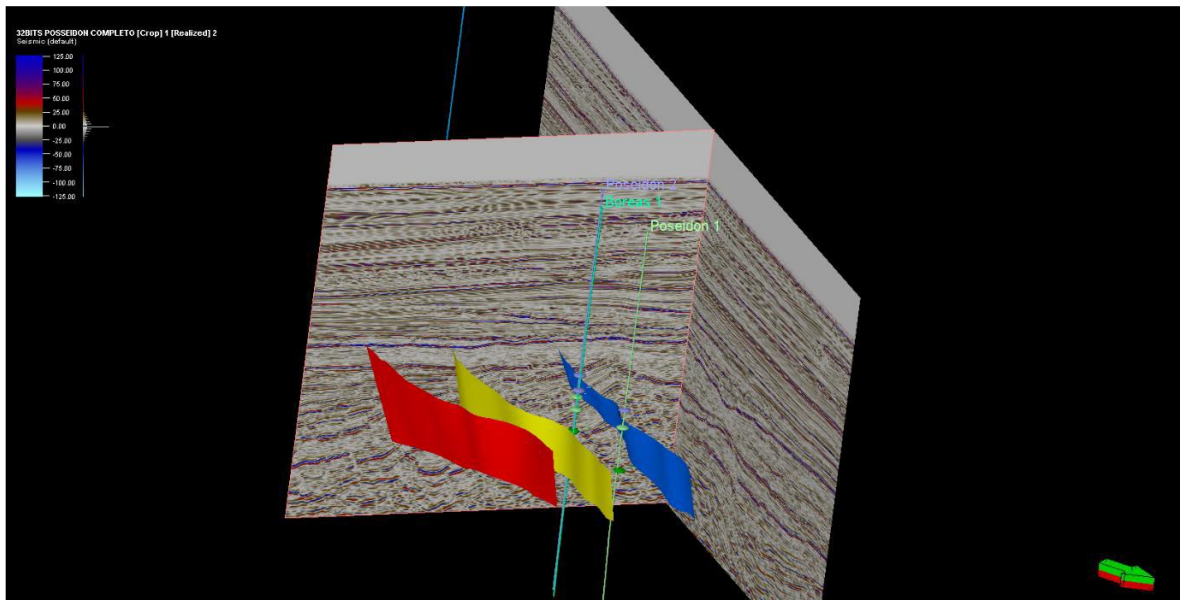


Ilustración 20 Polígonos de fallas presentes en el Campo Poseidón 3D. PETREL ®

RESULTADOS DE LA CORRELACIÓN SÍSMICA CON LOS REGISTROS DE POZOS.

En las ilustraciones 21 y 22 se realizó la correlación de los registros de pozos con las formaciones geológicas de interés petrolero, con el fin de conocer la estratigrafía del campo estudiado, logrando así una mejor integración de los resultados obtenidos mediante los registros y la interpretación realizada en Petrel ®.

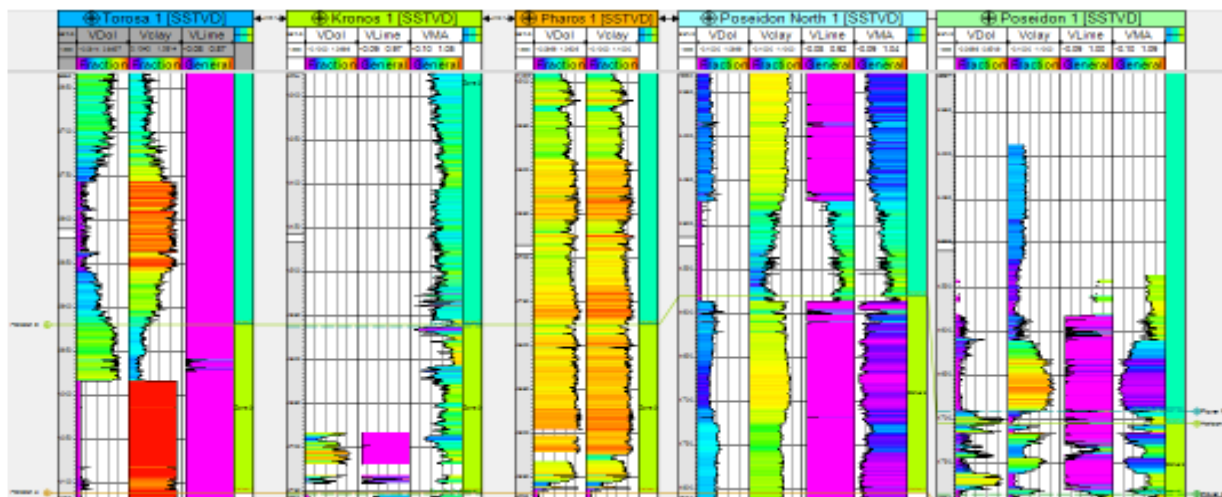


Ilustración 21 Correlación de los registros de pozo en el Horizonte Jamieson. PETREL ®

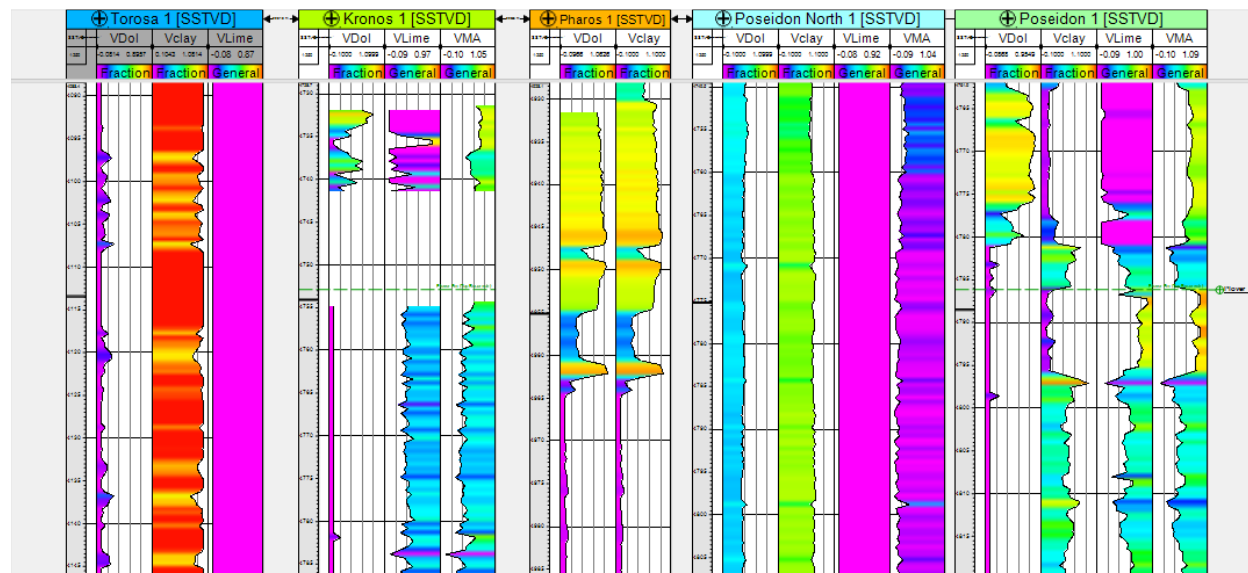


Ilustración 22 Correlación de los registros de pozo con los Horizontes Top Plover Volcanics y Top Plover Reservoir. PETREL ®



CAPÍTULO IV

REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

INTERPRETACIÓN

La finalidad de los registros geofísicos es la localización y evaluación de los yacimientos de hidrocarburos mediante la información que proporcionan, como son la litología, profundidad, espesor y la interpretación cualitativa y cuantitativa del yacimiento, así como la posterior identificación de zonas productoras, es decir las Zonas de Paga.

Para el presente trabajo se evaluaron los pozos Torosa1, Kronos1, Boreas1, Pharos1, Poseidon1, Poseidon2, Poseidón North1, Proteus1, el análisis principal consiste en la zonificación de cada pozo, ya que estos no se evalúan de forma completa, se evalúan por secciones, en las que podemos encontrar similitudes en la forma y el comportamiento de nuestras curvas.

Debido a que se cuenta con la información específica de los intervalos de profundidad a los cuales se encentra la cima de las distintas formaciones, estos valores se utilizaron para definir lo que llamamos Tops. En la Tabla 3 se muestran la entrada de cada uno de los pozos.

Tabla 3

Well Name	Fm Name	P. Inicial (m)	P. Final (m)
Boreas 1	Sea Bed	513.7	515.54
Boreas 1	Barracouta Fm	515.54	992.99
Boreas 1	Oliver Fm	992.99	2206.9
Boreas 1	Prion Fm	2206.9	2779.41
Boreas 1	Grebe Fm	2779.41	3422.02
Boreas 1	Johnson Fm	3422.02	3811.69
Boreas 1	Woolaston/Gibson/Fenalon/Prudhoe Fms	3811.69	3971.45
Boreas 1	Jamieson Fm	3971.45	4610.06
Boreas 1	Echuca Shoals Fm	4610.06	4664.76
Boreas 1	Vulcan Fm	4664.76	4664.76
Boreas 1	Brewster Shale Mbr	4664.76	4691.55
Boreas 1	Montara Fm	4691.55	4775.72



ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO POSEIDÓN 3D



Boreas 1	Plover Fm (Top Volcanics)	4775.72	4895.08
Boreas 1	Plover Fm (Top Reservoir)	4895.08	5137.86
Boreas 1	Nome Fm	5137.86	5210
Boreas 1	TD	5210	
Kronos 1	Sea Bed	533.8	533.8
Kronos 1	Barracouta Fm	533.8	968
Kronos 1	Oliver Fm	968	2443
Kronos 1	Prion Fm	2443	2858
Kronos 1	Grebe Fm	2858	2858
Kronos 1	Heywood Limestone Mbr	2858	3460
Kronos 1	Baudin Marl Mbr	3460	3675
Kronos 1	Johnson Fm	3675	3919
Kronos 1	Woolaston/Gibson/Fenalon/Prudhoe Fms	3919	4064
Kronos 1	Jamieson Fm	4064	4577
Kronos 1	Montara Fm	4577	4585
Kronos 1	Plover Fm (Top Volcanics)	4585	4776
Kronos 1	Plover Fm (Top Reservoir)	4776	5075
Kronos 1	Nome Fm	5075	5329
Kronos 1	TD	5329	
Poseidon 1	Sea Bed	520.4	520.4
Poseidon 1	Barracouta Fm	520.4	1000.6
Poseidon 1	Oliver Fm	1000.6	2441.4
Poseidon 1	Prion Fm	2441.4	2795.5
Poseidon 1	Grebe Fm	2795.5	2795.5
Poseidon 1	Heywood Limestone Mbr	2795.5	3233.9
Poseidon 1	Baudin Marl Mbr	3233.9	3428.1
Poseidon 1	Johnson Fm	3428.1	3732.8
Poseidon 1	Woolaston/Gibson/Fenalon/Prudhoe Fms	3732.8	3902.5
Poseidon 1	Jamieson Fm	3902.5	4620
Poseidon 1	Montara Fm	4620	4703.2
Poseidon 1	Plover Fm (Top Volcanics)	4703.2	4798.4
Poseidon 1	Plover Fm (Top Reservoir)	4798.4	5078.4
Poseidon 1	Nome Fm	5078.4	5112.1
Poseidon 1	TD	5112.1	
Poseidon 2	Sea Bed	518.4	518.4
Poseidon 2	Barracouta Fm	518.4	1002
Poseidon 2	Oliver Fm	1002	2464.7
Poseidon 2	Prion Fm	2464.7	2804.1
Poseidon 2	Grebe Fm	2804.1	2804.1
Poseidon 2	Heywood Limestone Mbr	2804.1	3275.8



ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO POSEIDÓN 3D



Poseidon 2	Baudin Marl Mbr	3275.8	3477.6
Poseidon 2	Johnson Fm	3477.6	3477.6
Poseidon 2	Johnson Limestone Mbr	3477.6	3796.3
Poseidon 2	Johnson Sandstone Mbr	3796.3	3871.5
Poseidon 2	Woolaston/Gibson/Fenalon/Prudhoe Fms	3871.5	4068.1
Poseidon 2	Jamieson Fm	4068.1	4627.9
Poseidon 2	Montara Fm	4627.9	4732.6
Poseidon 2	Plover Fm (Top Volcanics)	4732.6	4924.1
Poseidon 2	Plover Fm (Top Reservoir)	4924.1	5356
Poseidon 2	TD	5356	
Torosa1	Sea Bed	476.3	476.3
Torosa1	Barracouta Fm	476.3	955.8
Torosa1	Oliver Fm	955.8	2432.8
Torosa1	Prion Fm	2432.8	3459.4
Torosa1	Johnson Fm	3459.4	3778.8
Torosa1	Wangarlu Fm	3778.8	4005.2
Torosa1	Jamieson Fm	4005.2	4253
Torosa1	Plover Fm	4253	4444
Torosa1	Carnian	4444	4685
Torosa1	TD	4685	

Tabla 3 Datos de los registros de los pozos del Campo Poseidón 3D.

El inicio de este análisis corresponde al cálculo de volumen de arcilla (VCL), que se realizó por medio del módulo de interpretación *Clay volumen*. Para este cálculo se utilizaron las curvas de Potencial Espontaneo (SP), Rayos Gamma (GR) y Porosidad de Neutrón (NPHIE). El análisis de estas curvas que responden al volumen de arcilla, delimitando los valores máximos y mínimos, generando una curva de volumen de arcilla por cada parámetro y un promedio, resultado del análisis de las tres curvas esta fue la cura que se utilizó para los posteriores análisis. Ilustración 23 y 24

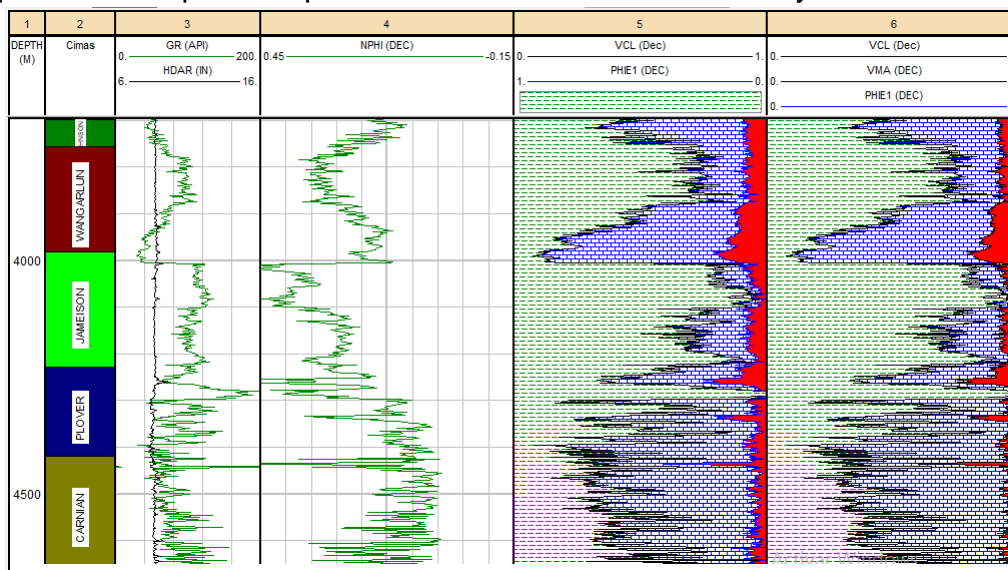


Ilustración 23 Ejemplos de registros geofísicos utilizados para hacer el análisis petrofísico de nuestros pozos. IP®

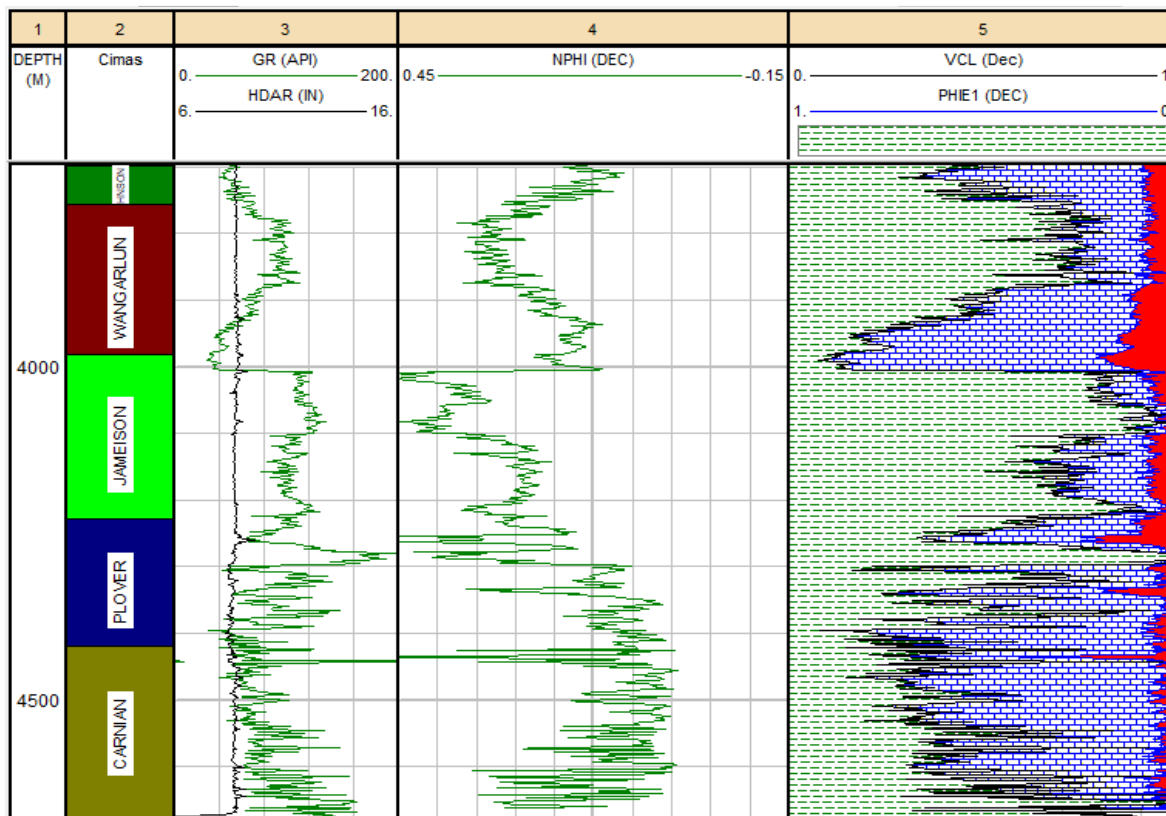


Ilustración 24 Ejemplos de registros geofísicos utilizados para hacer el análisis petrofísico de nuestros pozos. IP ®

Para la interpretación de las propiedades petrofísicas en nuestros registros geofísicos se utilizaron las siguientes fórmulas.

Otra propiedad importante es la Porosidad Efectiva (PHIE). Esta se puede calcular a partir del volumen de arcilla.

$$PHIE = NPHI * (1 - VCL) \tag{Ec. 8}$$

Ahora podemos conocer el volumen de Matriz VMA, que viene dado por la siguiente ecuación:

$$VMA = 1 - VCL - PHIE \tag{Ec.9}$$

Para el cálculo de saturación de agua (SW), se aplicó la siguiente formula que relaciona la Porosidad Efectiva (PHIE) con el registro de resistividad.

$$sw = \sqrt{1 * 0.4 * PHIE^2 * ILD} \tag{Ec. 10}$$

El volumen de agua (BVW) es otra característica que nos apoya para definir el volumen de aceite. Se calcula por la siguiente ecuación:

$$BVW = SW * PHIE \quad \text{Ec. 11}$$

Y el volumen de aceite (BVO), por lo tanto, está definido por:

$$BVO = PHIE - BVW \quad \text{Ec. 12}$$

Ya que los dos volúmenes existen en conjunto con la Porosidad Efectiva (NPHIE) en el volumen total de la roca.

Ya que contamos con toda esta información, podemos definir las Zonas de Paga (ilustración 25 y 26), aquellas zonas o intervalos de profundidad en la que las condiciones petrofísicas sean las adecuadas, no solo para contener un yacimiento, sino también para que este sea productivo. Para definir esto, se realiza un análisis por medio del módulo Cutoff and Summation. Que bajo el estudio de las curvas de Porosidad (PHIE), Saturación de Agua (SW) y Volumen de Arcilla (VC), define aquellos intervalos que cumplen con las condiciones de una zona de paga.

$$VCL \leq 50\%$$

$$PHIE \geq 10\%$$

$$SW \leq 50\%$$

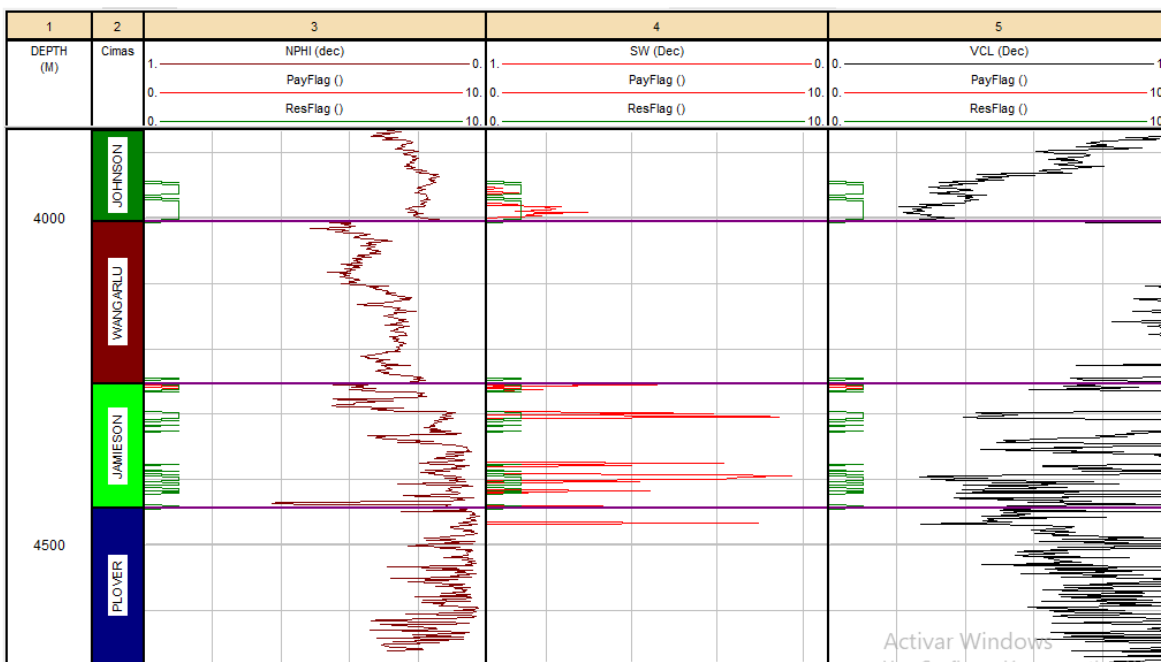


Ilustración 25 Registros de formaciones con zonas de paga. IP ©

En las zonas de paga del Pozo Torosa1 (Ilustración 27) podemos visualizar la profundidad del pozo, las formaciones y 3 carriles que corresponde a la saturación de agua (SW) porosidad (PHIE) y volumen de arcilla (VCL5). En la curva de porosidad nos muestra que en las 4 últimas formaciones tenemos una porosidad mayor a un 10% lo cual es bastante bueno, sin embargo, en las formaciones anteriores es todo lo contrario. En la siguiente curva de saturación de agua vemos que las últimas formaciones tienen una saturación buena para la formación de hidrocarburos. En la última curva de volumen de arcilla tenemos que solo la primera, la tercera y la última formación tienen valores de menos del 50% de arcilla.

Por lo tanto, tendremos que las formaciones con zonas de paga son Johnson y Jamieson.

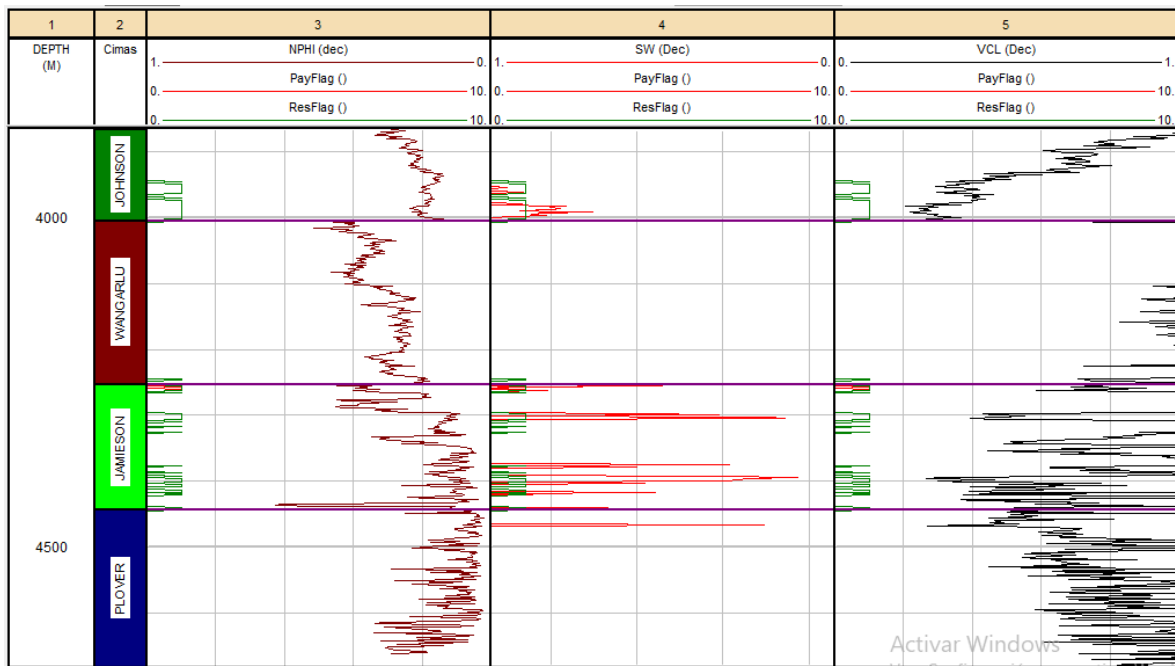


Ilustración 26 registros de las formaciones con zonas de paga. IP ®

POZOS CON ZONAS DE PAGA Y NÚMERO DE BARRILES.

En los siguientes ejemplos de registros geofísicos de pozo (Ilustraciones 27-29) se pueden observar las mejores zonas para la extracción de hidrocarburo, así como un cálculo de su posible número de barriles. En los ejemplos se mencionará su zona favorable y en la cual nos podremos dar cuenta que en la mayoría de estas se repite la zona productora las cuales son Plover y Jamieson ya que en estas tenemos una serie de propiedades petrofísicas que nos indican esto, como la saturación, porosidad, VCL, etc. Cabe mencionar que existen más zonas con presencia de hidrocarburos, pero es muy poco a comparación de las anteriores mencionadas. También podremos encontrar un cálculo sobre el número de barriles en esos pozos.

Torosa 1

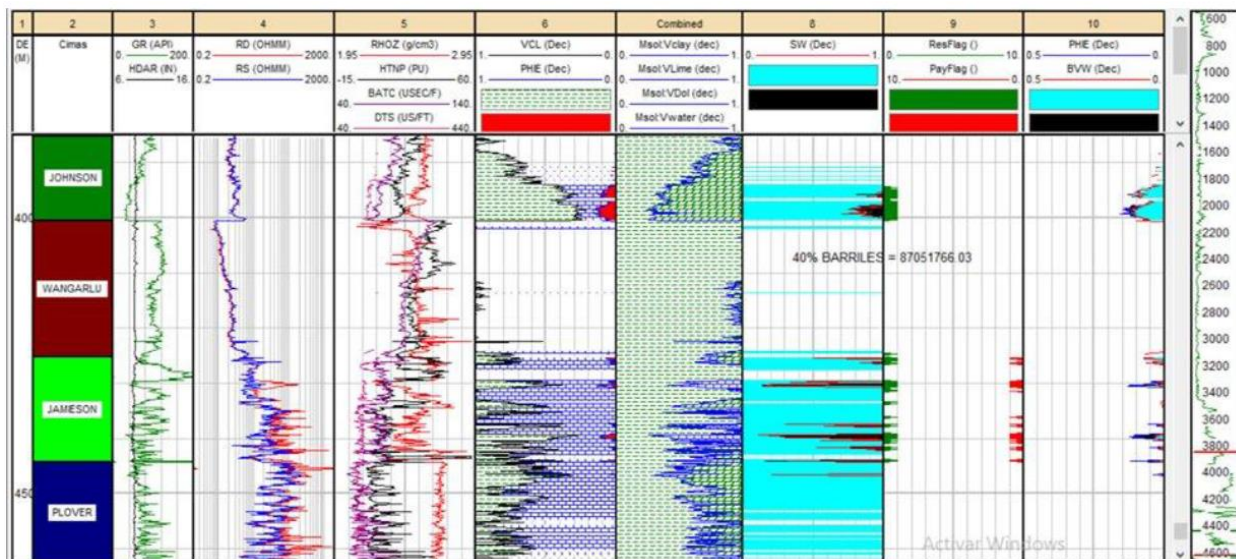


Ilustración 27 Registros geofísicos del pozo Torosa. IP® Pozo Torosa 1 mejores zonas con base a sus registros son JOHNSON y JAMIESON.



Proteus 1

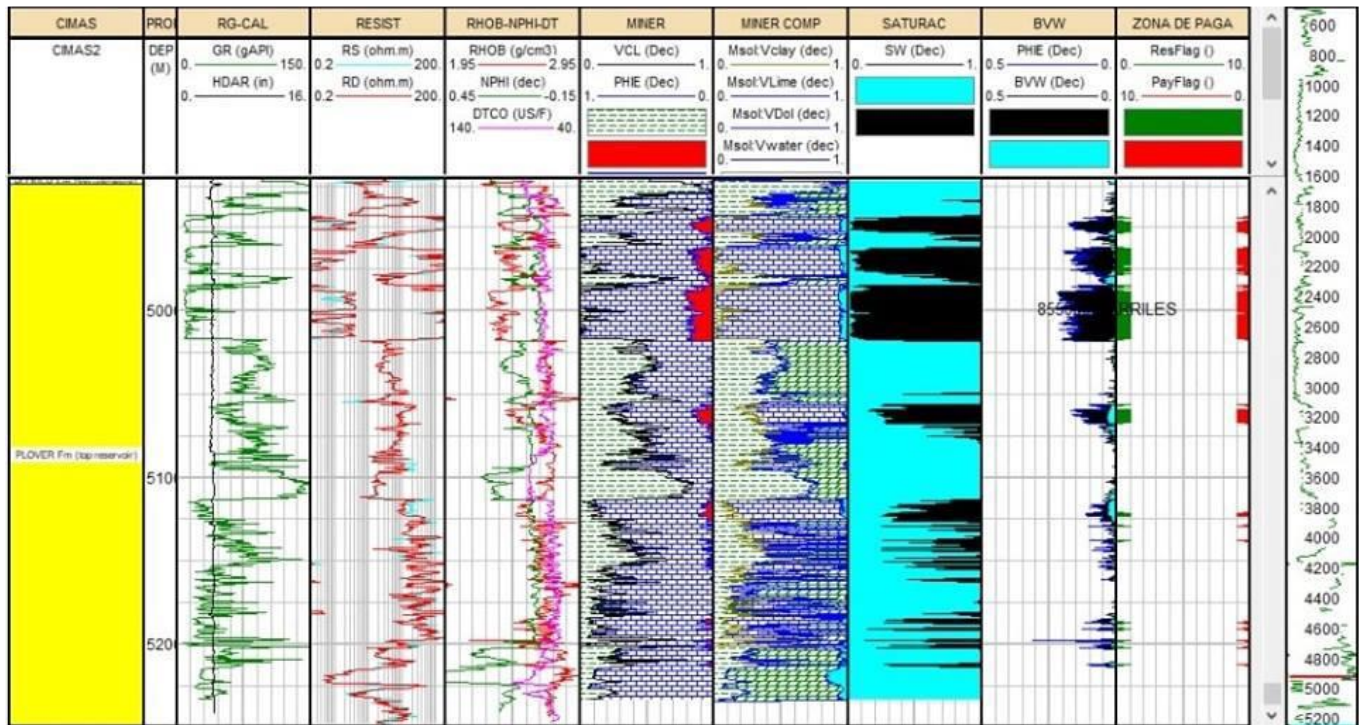


Ilustración 28 Registros geofísicos del pozo Proteus. IP © Zonas favorables Plover.

Poseidón 1

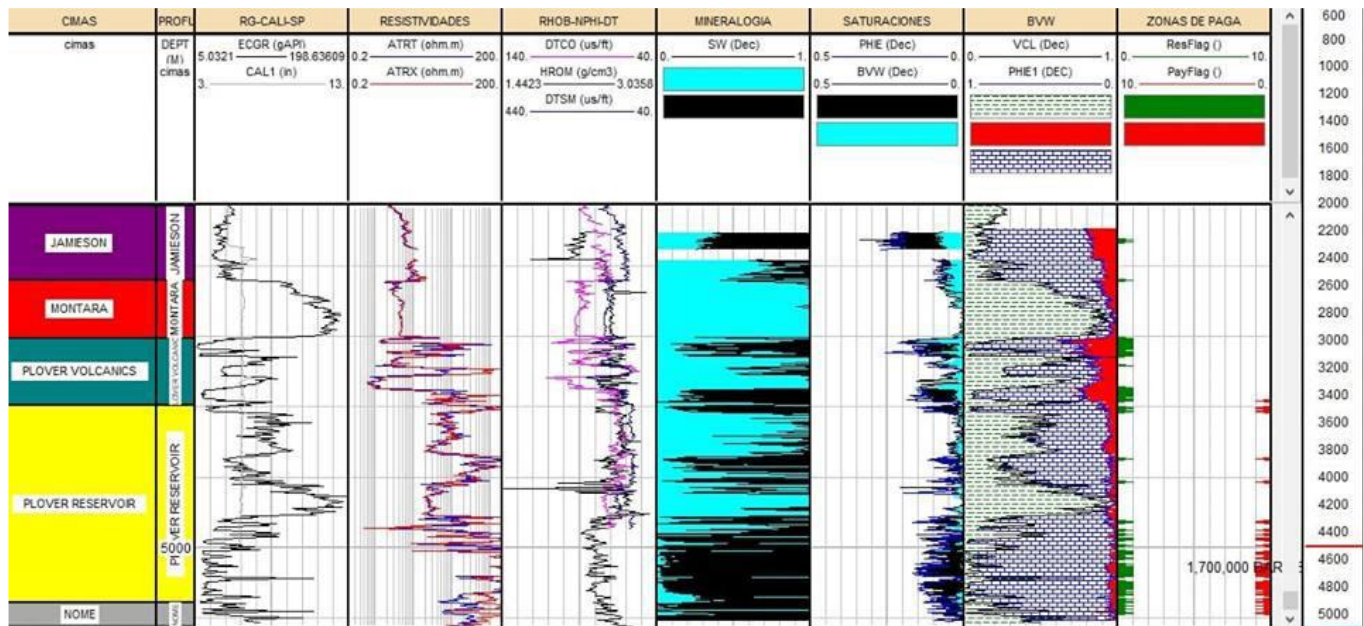


Ilustración 29 Registros geofísicos del pozo Poseidón 1. IP © Zonas favorables Jamieson y Plover.



CAPÍTULO V

EVALUACIÓN DE CUBOS DE PROPIEDADES PETROFÍSICAS

GEOESTADÍSTICA Y CUBOS DE PROPIEDADES

La Geoestadística se define por Matheron (1963), como la aplicación sistemática de la teoría de funciones aleatorias de diversas variables en el estudio de los fenómenos naturales, los cuales pueden caracterizarse mediante una función de densidad de probabilidad de una o más variables, denominadas regionalizadas en el espacio y/o tiempo. Estas variables aleatorias comprenden una función que representa magnitudes de un fenómeno natural o un parámetro físico ubicado en el espacio y que, por su densidad de probabilidad, es susceptible de correlacionar con otras, siendo dependiente de un vector de desplazamiento entre estas, la naturaleza de la variable y el fenómeno considerado, por tanto, independiente de su posición en el espacio.

El estimador geoestadístico presente en este proceso es el variograma, que nos permite caracterizar la variabilidad espacial de una variable regionalizada. La técnica que permite estimar esta cuestión es el Kriging, mediante la combinación ponderada, reducción de error residual y función de autocorrelación. Este estimador sigue la consideración física y estadística del dato tomado en cuenta tres parámetros característicos: Nugget, Rango y Sill o meseta. El Nugget es la ausencia de correlación entre los datos de la variable sin importar la distancia que los separe, El Rango es la distancia a la cual el variograma se estabiliza y las muestras o datos están correlacionados espacialmente, el Sill es el valor alcanzado por el variograma en el rango específico donde los datos son independientes entre sí y no hay correlación. En este apartado se mostrará el proceso geoestadístico de datos obtenidos en la evaluación e interpretación de los registros geofísicos de pozo, los cuales son correlacionables y que nos arrojarán la variación espacial de los parámetros analizados. Este proceso incluye la generación y ajuste de variogramas, así como la simulación Gaussiana secuencial de estos para la generación de cubos de variación según las consideraciones de la teoría de la Geoestadística.



VARIOGRAMAS

Un variograma es un estimador geoestadístico que nos permite caracterizar la variabilidad de una variable regionalizada $z(x)$ (Ec. 13 y 14).

$$2\delta(z, h) = E[(z(x+h) - z(x))^2] \quad \text{Ec. 13}$$

Donde:

$2\delta(h) \rightarrow$ Variograma experimental

$E \rightarrow$ Media

$z(x+h) \rightarrow$ Variable

$z(x) \rightarrow$ Punto fijo

Considerando:

$$E[f(x)] = m(x) = m \quad \text{Ec. 14}$$

Podemos inferir que la función del variograma, estrictamente depende del vector de desplazamiento h e independiente de la posición x .

Para una distribución espacial de una variable regionalizada, la variabilidad en el espacio se estima mediante un variograma experimental, en el que se refleja la dependencia con la variación de la distancia. El variograma experimental $2\delta(h)$ evaluado para distintos múltiplos enteros de h , conforman el denominado retraso (Ec.15); *lag*.

$$\delta(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [z(x+h) - z(x)]^2 \quad \text{Ec. 15}$$



En donde $N(h)$ es el número entero asociado a la totalidad de combinaciones posibles binarias de los puntos de observación, (pares experimentales), $z(x_i, z(x + h))$.

MODELOS DE VARIOGRAMA

Para la estimación del variograma experimental, se cuentan con diversos modelos básicos: Esférico, Exponencial y Gaussiano, la diferencia radica en su algoritmo y la forma de su curva.

KRIGING

El *kriging* es una técnica lineal insesgada que permite estimar la magnitud de una variable aleatoria en puntos en los cuales no se disponen de observaciones (muestras o datos), mediante la combinación ponderada, reducción del error residual y función de autocorrelación, a través de una función o un variograma experimental.

Se denomina sesgo a la diferencia entre la esperanza matemática o valor esperado del estimador y el valor verdadero de del parámetro a esperar. Es deseable que un estimador sea insesgado o centrado, es decir, que su sesgo sea cero nulo, por ser su esperanza igual al parámetro a esperar.

S-GeMS

El software de modelado geoestadístico de Stanford (por sus siglas en inglés: SGeMS, Stanford Geostatistical Modeling Software) es un paquete computacional de código abierto utilizado para resolver problemas relacionados con variables correlacionadas en el espacio. Proporciona a los profesionales de la Geoestadística una interfaz fácil de usar, una visualización 3D interactiva y una amplia selección de algoritmos.

Este software nos facilitó las herramientas para la aplicación y generación de distintos apartados geoestadístico, como lo son los variogramas y sus consecuentes cubos de propiedades, generados a partir del método de interpolación del Kriging.

OBJETOS: POINT SET Y CARTESIAN GRID

En el software S-GeMS[®], cargamos los datos de entrada que en este caso son los valores resultado de la evaluación de los distintos registros geofísicos de pozo; Bóreas 1, Kronos 1, Poseidón 1, Poseidón 2, Poseidón North 1, Proteus 1 y Torosa 1, para propiedades como Volumen de Arcilla, Volumen de Dolomía, Volumen de Matriz y otros volúmenes de matriz.

El *Point Set* es un tipo de objeto que relaciona los pozos y las propiedades de estos, el archivo de entrada es un formato único que contiene información de las distintas propiedades y que se asignan a una ubicación espacial de coordenadas X, Y & Z. En la Ilustración 30 se muestra la visualización inicial de la Ilustración de este objeto, al que llamaremos ACG.

INTERPRETACIÓN DE LOS CUBOS DE PROPIEDADES

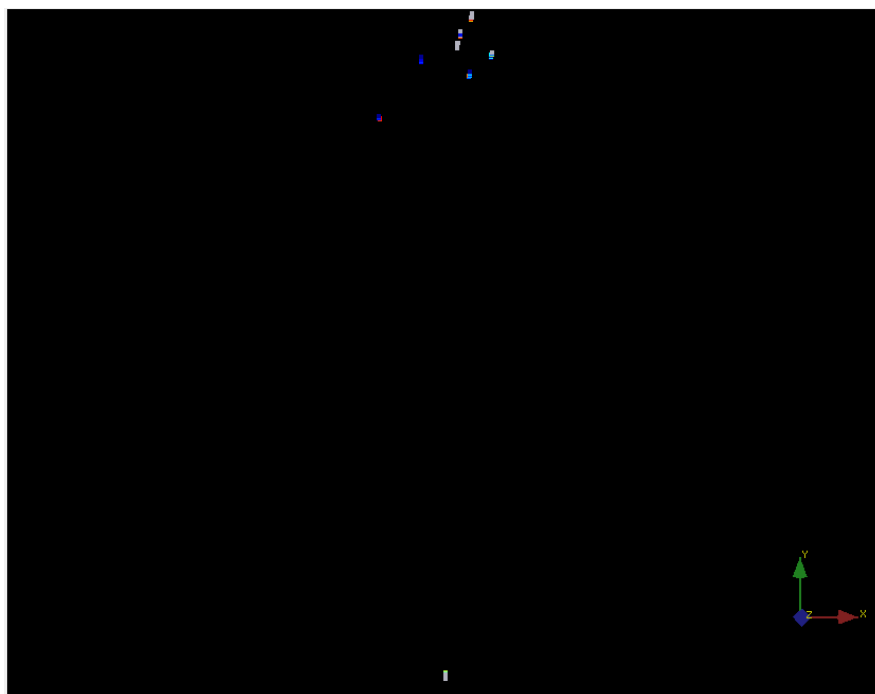


Ilustración 30 Distribución espacial de los pozos (S-GeMS)[®].

Una vez ubicados nuestros pozos, tenemos que asignar un grid sobre el cual se realizarán los procesos geoestadísticos de correlación. Este debe abarcar todos los pozos y los parámetros que definen su configuración se explican a continuación:

El grid a generar es un objeto de tipo *Cartesian Grid*, al que llamaremos malla, sus dimensiones, tamaños y Ejes coordenados de origen. Estos valores se establecieron de la consideración de las coordenadas mínimas y máximas que abarca la distribución total de los pozos en toda el área y de definir celdas de correlación, según las distancias existentes entre los pozos.

En la ilustración 31 podemos ver la ubicación del grid *Malla* (Cartesian Grid) en relación a la ubicación y las dimensiones de los pozos *ACG* (Point Set).

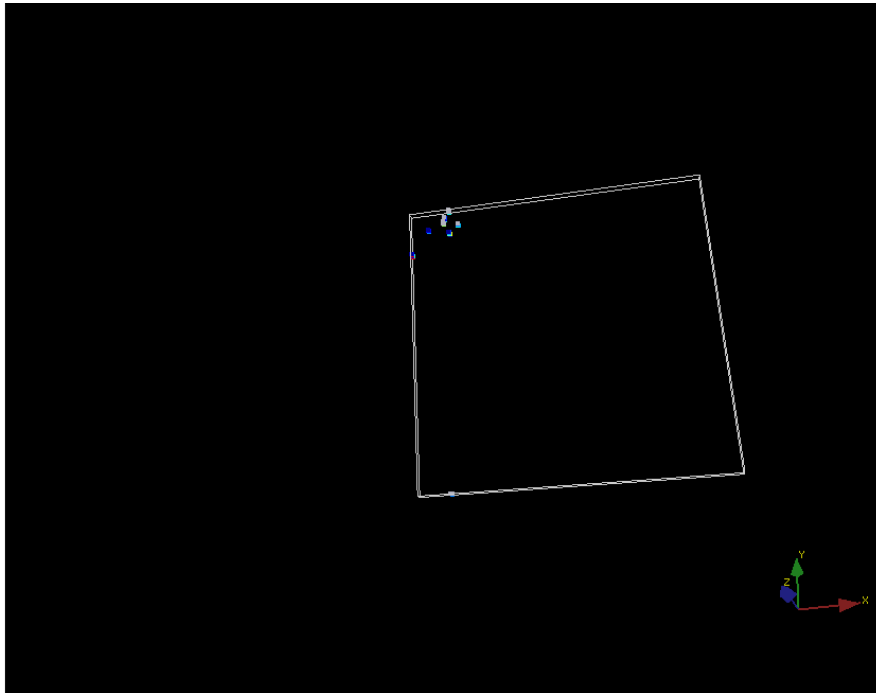


Ilustración 31 Malla creada en el software S-GeMS para delimitar los pozos. (S-GeMS) ®.

VARIOGRAMAS Y S-GeMS ®

Ahora que tenemos los datos cargados, así como el grid sobre el cual se establecerá la correlación Geoestadística, podemos generar los variogramas para cada propiedad. Para esto utilizaremos el variograma como análisis de datos que nos permite con Ilustración variables Geoestadística.

Estableciendo estos parámetros, generamos el siguiente variograma y como se muestra en la Ilustración, se establecen los valores de Nugget, Sill, el modelo exponencial y los distintos rangos que nos permitirán ajustar un buen variograma y así, realizar una correcta o al menos optima correlación en los cubos de propiedades.

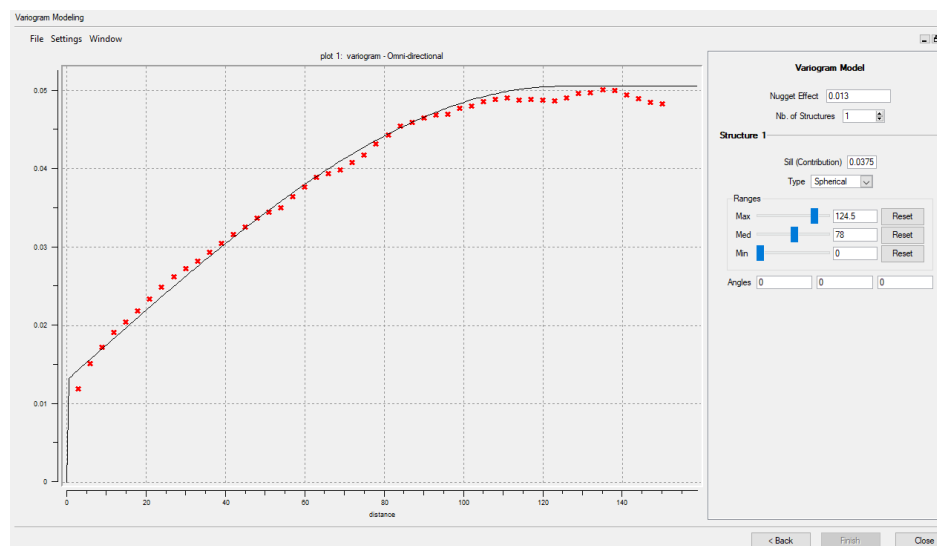


Ilustración 32 Ajuste del modelo de Variograma. (S-GeMS) ®.

Se guarda este modelo de variograma pues lo ocuparemos posteriormente en la simulación. En S-GeMS ® ordenamos la creación de una simulación Gaussiana Secuencial en el que introducimos en el apartado General nuestro grid, asignamos un nombre al archivo de salida, el número de realizaciones y el tipo de Kriging como ordinario. En Data introducimos nuestro objeto 2D con los rangos y ángulos que definen al elipsoide y, por último, en variograma cargamos nuestro modelo generado anteriormente (Ilust. 32).

Al correr el algoritmo de la simulación, obtenemos un cubo de propiedades que nos muestra la distribución de estas variables en el espacio, resultado del análisis y con Ilustración Geoestadística de los datos.

Al ser de carácter estratigráfico, se realizaron cubos para cada uno de los volúmenes de rocas y minerales presentes en la zona, como se muestra a continuación.

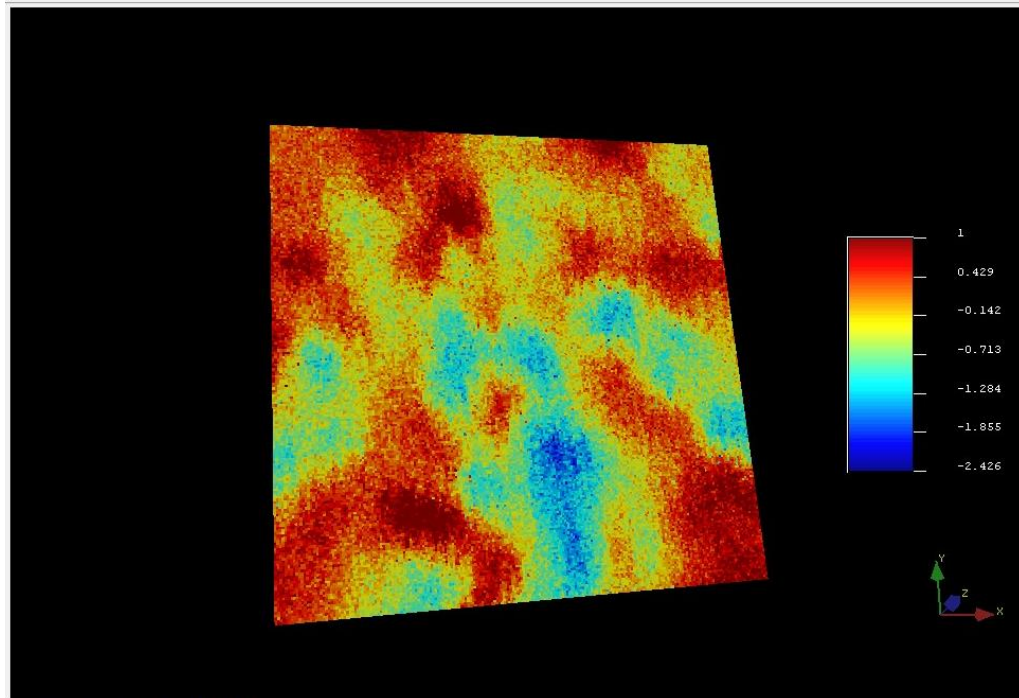


Ilustración 33 Cubo de propiedades para el Volumen de Arcilla. (S-GeMS) ®.

En la Ilustración 33 se observan las concentraciones de arcilla (VCL) en la cual los colores más cálidos se encuentra mayor saturación de arcilla y en los colores fríos es menor la saturación, por lo tanto, solo encontramos pequeñas partes con saturación lo que nos sirve para la identificación de Zonas de Paga.

Mientras tanto en la Ilustración 34 usamos el volumen de Limos presentes en cada zona, el color rojo representa la mayor concentración de estos minerales y el color azul la ausencia de los mismos.

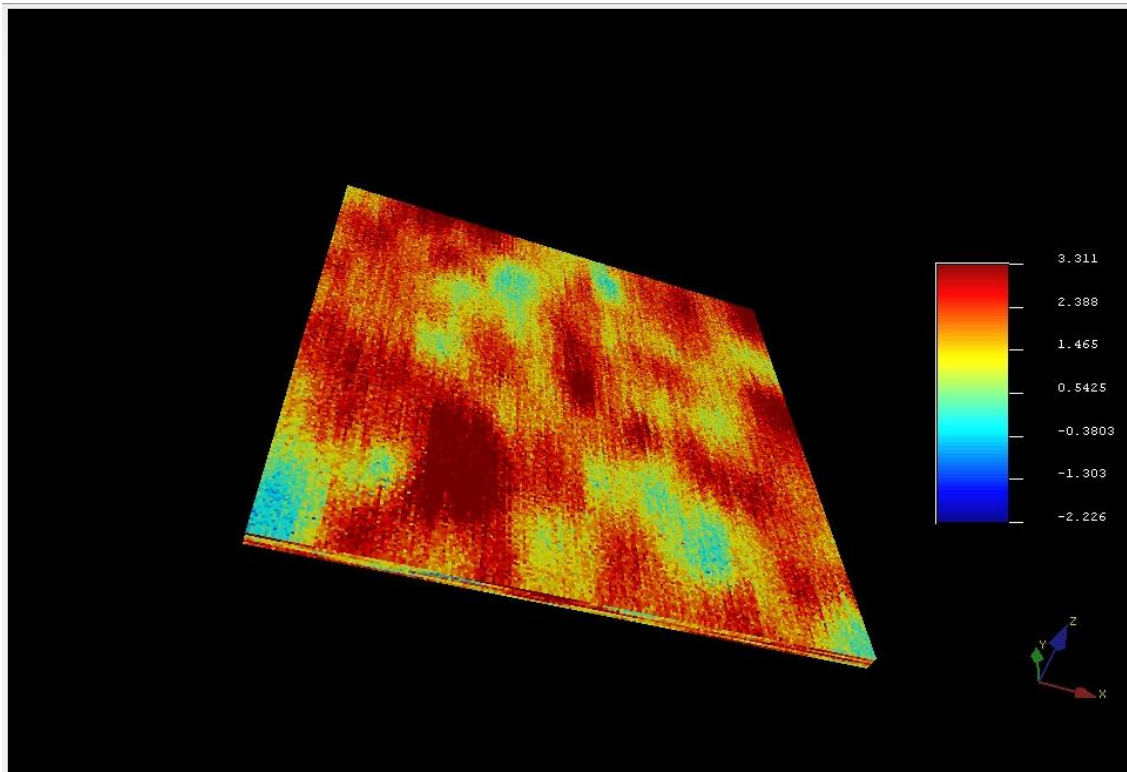


Ilustración 34 Cubo de propiedades para el Volumen de Limos. (S-GeMS) ®.



CONCLUSIONES

- Mediante la interpretación petrofísica se estimaron las propiedades de las formaciones presentes en el área de estudio, así mismo, se identificaron las secuencias estratigráficas de interés petrolero en el Campo Poseidón 3D y obtuvimos la localización de zonas de paga de cada pozo para un futuro desarrollo.
- La Cuenca Browse todavía está relativamente poco explorada internacionalmente, sin embargo, alberga importantes acumulaciones de petróleo adecuadas para desarrollo. La Cuenca es en su mayoría propensa a gases, con algo de potencial petrolero.
- Las estructuras que albergan muchas de las acumulaciones conocidas dentro de la Cuenca son complejas, con un complicado historial de carga tectónica y de hidrocarburos.
- Comprender la evolución de la Cuenca es esencial para identificar vías, cadenas de relleno, hidrocarburos conservados y dónde se pueden ubicar acumulaciones adicionales de petróleo.



REFERENCIAS

- Berg Robert R., 1981., Deep-Water reservoir Sandstones of the Texas Gulf coast., Transactions-Gulf Coast Association of Geological Societies, Vol. XXXI., pp 75-90.
- Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., Ledesma Vallve, M., Costantino, D., Cid de la Paz, M., Guerra, G. (2018) Tema 14: Adquisición Sísmica de Glosas. Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B. Chubut, Argentina.
- Coconi E. (2012) Curso de Registros Geofísicos de pozo.
- Díaz Viera, Martín A. y Casar González, Ricardo. 2009. Geoestadística Aplicada Análisis Estructural. UNAM,
- Estrada Luis. 2008. Apuntes de Prospección Sísmica. Universidad Nacional de Tucuman., Facultad de Ciencias Exactas y Tecnología Departamento de Geodesia y Topografía., Catedra de Geofísica., p. 2.
- Kapoor J., Smith M., Jackson M. Houston, Dribus J. 2008-2009. La recompensa que yace bajo la sal., Oilfield Review. p. 2-19.
- López H. María. N., 2013., Petrofísica y efectos ambientales en Registros Geofísicos de Pozos., Tesis., UNAM., p. 19-24.
- Moreno, H. Roberto., (2014). Secuencia de Procesamiento y Migración “Pre- STM” de datos Sísmicos Marinos. Tesis. ESIA Ticomán., IPN.
- París de Ferrer, Magdalena. 2009. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos.
- PEMEX, 2013. Interpretación de registros geofísicos manual de capacitación
- Pérez P. Guillermo., 2011. Influencia de parámetros petrofísicos en la determinación indirecta de la permeabilidad absoluta en rocas de yacimientos petroleros., Tesis., UNAM., p. 22-27.



- Selley C.y Sonnenberg (1985). *Elements of Petroleum Geology. Colorado USA, SAS.*
- Smith., Dribus John R, Jackson Martin P. y Kapoor Jerry Martiris F. 2008. La recompensa que yace bajo la sal. *Oilfield Review.* p. 12.
- Society of petroleum Engineers Richardson (1986) *Openhole well logging. USA.*

Páginas web

- Mousalli, V. Rocas sello y trampas petrolíferas.
<http://webdelprofesor.ula.ve/ingenieria/mvictoria/materia/GEOLOGIADELPETROLEO/TEMA%204%20TRAMPA%20PETROLIFERASweb.pdf> Recuperado el 18 de septiembre del 2019
- Introducción a la prospección geofísica.
http://www.geofisica.cl/English/pics6/Introduccion_a_la_Geofisica.pdf Recuperado el 23 de septiembre del 2019
- Geofísica aplicada y métodos.
<http://www.osso.org.co/docu/tesis/2001/comportamiento/geofisica.pdf> Recuperado el 24 de septiembre del 2019
- Refracción sísmica.
<http://www.osso.org.co/docu/tesis/2001/comportamiento/refraccion.pdf> Recuperado el 28 de septiembre del 2019
- Sísmica de Refracción.
<http://www.geodatos.cl/sismica.php> Recuperado el 28 de septiembre del 2019
- Martell B, (2016) Sistema Petrolero. *Slideshare.*
<https://www.slideshare.net/EmilianoGonzlez5/sistema-petrolero> Recuperado el 16 de septiembre del 2019



- Chelotti, L., Interpretación Sísmica de Reflexión Cátedra de Geofísica Aplicada. http://www.ing.unp.edu.ar/asignaturas/geoaplicada/Contenidos/Tema%2017_Interpretaci%C3%B3n%20S%C3%ADsmica%20de%20Reflexi%C3%B3n.pdf Recuperado el 29 de septiembre del 2019
- Germán Portillo, G. P. (2019, 5 abril). Las capas de la Tierra, ¿cuáles son las partes de la Tierra? Recuperado 15 septiembre, 2019, de <https://www.meteorologiaenred.com/capas-tierra.html>
- Sector Electricidad, S. E. (2018, 17 octubre). La sísmica en la exploración de hidrocarburos. Recuperado 15 septiembre, 2019, de <http://www.sectorelectricidad.com/9588/la-sismica-en-la-exploracion-de-hidrocarburos/>
- Prospectiva Exploración Sísmica: Exploración Sísmica Mundial. (s.f.). Recuperado 15 septiembre, 2019, de <https://exploracionsismica.webnode.com.co/prospectiva-exploracion-sismica/>
- Perfoblogger. (2019, 22 marzo). registro rayo gamma. Recuperado 11 diciembre, 2019, de <http://perfob.blogspot.com/2019/03/registro-de-rayos-gamma-gamma-ray-log.html>
- Da silva, A (2009) Registro de rayos gamma <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/registros-de-rayos-gamma-gr.html> Recuperado el 30 de septiembre del 2019
- Kuske, T., le Poidevin, S. & Edwards, D. (-). Browse Basin Petroleum Accumulations. Noviembre 26, 2019, de Geoscience Australia Report. Sitio web: http://www.ga.gov.au/_data/assets/pdf_file/0008/48824/TKuske_Browse_Basin_Accumulations_Poster.pdf?fbclid=IwAR2naLBI9zaybafArBjZaEJT6zlniH1-nwRpBOILoWy55fS0zz_7lr-RRW4
- Greenhalgh, J., Rajeswaran, D. & Paten, T. (-). A New Look at the Petroleum Potential of the Caswell Sub-Basin, Browse Basin. Noviembre 26, 2019, de PGS Australia Pty Ltd Sitio web: http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2015/10797greenhalgh/ndx_greenhalgh.pdf.html?fbclid=IwAR2IsQZ--zrRHcCF7Sp8f6WqvDGYSUh8_wal2gbscfq8yUVXjMu9dp9_G-A
- Geoscience Australia. (2018). Regional Geology of the Browse Basin. Noviembre 26, 2019, de Australian Government Sitio web: <https://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/province-sedimentary-basin-geology/petroleum/acreagerelease/browse>



- Geoscience Australia. (2018). Browse Basin. Noviembre 26, 2019, de Australian Government Sitio web: <https://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/province-sedimentary-basin-geology/petroleum/offshore-northwest-australia/browse>
- Geoscience Australia. (2018). Noviembre 26, 2019. Browse Basin Petroleum Systems Study, de Australian Government Sitio web: <https://www.ga.gov.au/about/projects/resources/browse-basin-petroleum-systems-study>
- le Poidevin, S., Kuske, T., Edwards, D. & Temple, R. (2015). Australian Petroleum Accumulations Report 7 Browse Basin. Noviembre 26, 2019, de Australian Government Sitio web: https://d28rz98at9fiks.cloudfront.net/82545/Rec2015_010.pdf?fbclid=IwAR0SSVeot9zW747DvunfnarETghhMOgw-f7lj-d8Qk_Q4YMY3Mxi2YWD63c
- Geoscience Australia. (2018). Browse Basin Petroleum Systems Study. Noviembre 26, 2019, de Australian Government Sitio web: <https://www.ga.gov.au/about/projects/resources/browse-basin-petroleum-systems-study>
- Offshore Technology. (-). Poseidon Gas Field. Noviembre 26, 2019, de Offshore Technology Sitio web: <https://www.offshore-technology.com/projects/poseidon-gas-field/>
- ConocoPhillips. (-). Greater Poseidon. Noviembre 26, 2019, de ConocoPhillips Australia Sitio web: <http://www.conocophillips.com.au/what-we-do/our-projects-activities/greater-poseidon/>