

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

CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS
USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO GEOFÍSICO

PRESENTAN:

JOSÉ DANIEL CASTILLO JUÁREZ
MARÍA GUADALUPE JAVIER TRINIDAD

ASESOR:

DR. ENRIQUE COCONI MORALES



CIUDAD DE MÉXICO, AGOSTO DE 2019

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

Bajo protesta de decir verdad los que suscriben **JOSÉ DANIEL CASTILLO JUÁREZ** y **MARÍA GUADALUPE JAVIER TRINIDAD**, manifiestan ser autores y titulares de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "**CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS**", 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, otorgamos al 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 periodo de una año contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo 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 nuestra calidad de autor de "**LA TESIS**".

Adicionalmente, y en nuestra 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, Agosto 2019

Atentamente



JOSÉ DANIEL CASTILLO
JUÁREZ



MARÍA GUADALUPE JAVIER
TRINIDAD



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD Ticomán

"1919, Año del Castillo del Sur, Emiliano Zapata"
50 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
75 Aniversario del CECyT No. 1 "Estanislao Ramírez Paiz"
50 años de SEPIM Canal Once, originalmente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

EP Y T/195/2019.

Asunto

Registro de Tema

CDMX, 21 de mayo de 2019.

C. JOSE DANIEL CASTILLO JUAREZ
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA GEOFÍSICA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS".

- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.
- II. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.
- III. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.
- IV. METODOLOGÍA.
- V. APLICACIONES Y ANÁLISIS.
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- REFERENCIA

Este tema lo desarrollará en conjunto con la **C. MARIA GUADALUPE JAVIER TRINIDAD**

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"



Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico.

UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

ARCH:geoch



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD Ticomán

"2019 Año del Caudillo del Sur (Emiliano Zapata)"
50 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Ensayo Rosendo Ruiz"
80 años de SEP (Castro Chica, originalmente perteneció
80 Aniversario del CECyT No. 4 "Luzuriaga Cordón")

EP Y T/194/2019.

Asunto
Registro de Tema

CDMX, 21 de mayo de 2019.

C. MARIA GUADALUPE JAVIER TRINIDAD
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA GEOFÍSICA
PRESENTE

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS".

RESUMEN
ABSTRACT
INTRODUCCIÓN
I. CONCEPTOS FUNDAMENTALES.
II. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.
III. REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS.
IV. METODOLOGÍA.
V. APLICACIONES Y ANÁLISIS.
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
REFERENCIA

Este tema lo desarrollará en conjunto con el **C. JOSE DANIEL CASTILLO JUAREZ**

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico.

FRCA/goch



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

Folio
EP Y T/214/2019.

Asunto
Aprobación de tesis.

CDMX, 05 de junio de 2019.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de Tesis Colectiva, "CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS."- presentado por los pasantes del Programa Académico de Ingeniería Geofísica, C.C. **JOSE DANIEL CASTILLO JUAREZ** y **MARIA GUADALUPE JAVIER TRINIDAD**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES



ING. ROBERTO LOO GUZMAN



ING. EFREN MURILLO CRUZ



DR. ENRIQUE COCCHI MORALES



ING. ALEJANDRO MENDOZA MARAVILLAS



ING. GABRIELA DE LOS SANTOS CANO



Instituto Politécnico Nacional
"La Técnica al Servicio de la Patria"

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD Ticomán

"1910 Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
Elaboró: la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
76. Asesoría del CCyT No. 3 "Estadística Karina Ruiz"
88. Asesoría de SEP/UNICOM, originalmente politécnico
88. Asesoría del CCyT No. 4 "Luzma Castreón"

Folio

EP Y T/187/2019.

Asunto

ASESORIA DE TESIS

CDMX, 14 de mayo de 2019.

DR. ENRIQUE COCONI MORALES

P R E S E N T E

En atención a la Solicitud de los CC. **MARÍA GUADALUPE JAVIER TRINIDAD** y **JOSE DANIEL CASTILLO JUAREZ**, pasantes del Programa Académico de Ingeniería Geofísica con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 inciso II, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis de los pasantes mencionados, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, la saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez

Subdirector Académico



UNIDAD TICOMÁN
DIRECCIÓN ACADÉMICA

cc.p. Ing. Roberto Loa Guzmán.- Jefe del Departamento de Innovación Educativa
Archivo.

FRCH/gach

AGRADECIMIENTOS

Por José Daniel Castillo Juárez

A MI FAMILIA por siempre brindarme su apoyo, cariño, paciencia, pero sobre todo amor ya que sin ellos nunca hubiera podido lograr esto. Por ser los principales promotores de mis sueños, gracias a ellos por cada día confiar, creer en mí y en mis expectativas.

A MI MAMÁ por siempre brindarme su amor, por siempre ayudarme a ser mejor persona y sacar lo mejor de mí en todo momento, si hoy en día soy un profesionalista, se debe principalmente a ti, puesto que las lecciones más valiosas que adquirí, me las diste tú. Te amo con todas mis fuerzas, gracias por estar siempre para mí.

A MI PAPÁ por siempre desear y anhelar lo mejor para mí, gracias por cada consejo y por cada una de tus palabras, las cuales me guiaron durante mi vida, por motivarme a no rendirme, por convertirme en mi amigo, por siempre tener alguien en quien confiar.

AL DR. ENRIQUE COCONI, nuestro asesor de tesis por ser parte fundamental para la realización de este proyecto, por todas sus enseñanzas y oportunidades brindadas en la carrera, muchas gracias por su apoyo y tiempo brindado.

A MIS PROFESORES porque cada uno contribuyo de manera importante para poder alcanzar este logro.

A CADA UNO DE MIS SINODALES por el tiempo brindado para la revisión de este proyecto de tesis.

AL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL por permitirme una formación profesional y por ser mi segunda casa.

¡Muchas Gracias!

AGRADECIMIENTOS

Por María Guadalupe Javier Trinidad

A Dios, por permitirme llegar a este momento y culminar esta etapa en mi vida.

A mis padres, con amor y admiración, porque siempre encontré en ellos apoyo, consejos y la fuerza para continuar, cada uno de mis logros es suyo, porque aún antes de nacer ya me amaban y a pesar de los obstáculos dedicaron su vida a convertirme en la persona que soy. Gracias infinitas, son la motivación de mi vida para alcanzar mis anhelos.

A mi hermana, por ser también mi amiga, porque su apoyo, su paciencia y su fe en mí fueron parte fundamental para lograr mis objetivos.

A mi hermano, por las risas y consejos, por confiar en mis capacidades y motivarme a ser mejor cada día.

Al Dr. Enrique Coconi, por todas las enseñanzas y oportunidades depositadas a lo largo de estos años, por su paciencia en cada práctica de campo, por su tiempo y confianza al ser nuestro asesor de Tesis.

A cada uno de mis sinodales, por ser parte de este proyecto, por su dedicación en cada revisión, por sus correcciones y consejos para hacer de este un mejor trabajo.

A cada uno de mis profesores, por compartir sus conocimientos y experiencias, por su entrega y paciencia en cada clase, por prepararnos para los retos que nuestra profesión demande.

A mis amigos y compañeros de clase, por brindarme su amistad y ser parte de esta experiencia, por todos los momentos juntos y las anécdotas que quedarán para el recuerdo.

Al Instituto Politécnico Nacional, por formar profesionistas de calidad y brindarme la oportunidad de poner la Técnica al Servicio de la Patria.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO I: CONCEPTOS FUNDAMENTALES	5
1.1 ESFUERZO	5
1.2 DEFORMACIÓN	5
1.3 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LAS ROCAS	6
1.3.1 <i>Módulo de Young</i>	7
1.3.2 <i>Relación de Poisson</i>	8
1.4 LEY DE HOOKE	8
1.5 PLAY	9
1.6 SWEET SPOT	9
1.7 CONTENIDO ORGÁNICO TOTAL	10
CAPÍTULO II: PROPIEDADES PETROFÍSICAS	12
2.1 POROSIDAD	12
2.2 VOLUMEN DE ARCILLA	13
2.2.1 <i>Determinación del Volumen de Arcilla a partir de Rayos Gamma</i>	13
2.2.2 <i>Determinación del Volumen de Arcilla a partir de la curva de SP</i>	14
2.2.3 <i>Determinación del Volumen de Arcilla a partir de los perfiles Densidad-Neutrón</i>	14
2.2.4 <i>Determinación del Volumen de Arcilla a partir de los perfiles Densidad-Sónico</i>	15
2.3 SATURACIÓN DE AGUA	15
2.3.1 <i>Ecuación Simandoux</i>	16
2.4 PERMEABILIDAD	17
2.5 ÍNDICE DE CALIDAD DE LUTITA	18
CAPÍTULO III: REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS	19
3.1 REGISTRO CALIPER	19
3.2 REGISTRO DE RAYOS GAMMA	20
3.3 REGISTRO DE DENSIDAD	21
3.4 REGISTRO DE NEUTRÓN	23
3.5 REGISTRO SÓNICO	24
3.6 REGISTRO DE RESISTIVIDAD	26
3.7 REGISTRO DE FACTOR FOTOELÉCTRICO	27
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA	29
4.1 OBTENCIÓN DE LOS DATOS	30
4.2 GRAFICACIÓN DE LOS DATOS DEL POZO	30
4.3 CÁLCULO DE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS	31
4.4 NORMALIZACIÓN DE LOS MÓDULOS ELÁSTICOS	32
4.5 CÁLCULO DEL ÍNDICE DE FRAGILIDAD	33
4.6 CONTROL DE CALIDAD DE LOS DATOS	34
4.7 CÁLCULO DEL GRADIENTE DE TEMPERATURA	35
4.8 ESTIMACIÓN DE MATRICES USANDO GRÁFICAS CRUZADAS	36



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



4.9 CÁLCULO DE MINERALOGÍA COMPLEJA	38
4.10 CÁLCULO DEL VOLUMEN DE ARCILLA	40
4.11 CÁLCULO DE POROSIDAD.....	40
4.12 CÁLCULO DE POROSIDAD EFECTIVA.....	41
4.13 CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA	42
4.14 CÁLCULO DE PERMEABILIDAD.....	43
4.15 ÍNDICE DE CALIDAD DE LUTITAS.....	44
4.16 CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE ROCAS	45
CAPÍTULO V: APLICACIONES Y ANÁLISIS.....	46
5.1 FORMACIÓN LOWER BAONG	47
5.2 FORMACIÓN BELUMAI.....	53
5.3 FORMACIÓN BAMPO.....	59
5.4 ANÁLISIS GENERAL.....	64
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	66
REFERENCIAS	67
BIBLIOGRAFÍA.....	67
REFERENCIAS ELECTRÓNICAS	68



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Lista de Figuras

CAPÍTULO I

FIGURA 1.1 MÓDULO COMPRESIONAL Y DE CORTE PARA LOS COMPONENTES DE LA ROCA (TOMADA Y MODIFICADA DE SCHOON J. H., 2011)	06
FIGURA 1.2 DIAGRAMA DE VAN KREVELEN PARA LA CLASIFICACIÓN DEL KERÓGENO (KRESCHNICK J., 2007)	11

CAPÍTULO II

FIGURA 2.1 POROSIDAD (TOMADA Y MODIFICADA DE SCHOON, J. H., 2011)	12
FIGURA 2.2 PRINCIPIO DE MEDICIÓN DE PERMEABILIDAD (SCHOON, J. H., 2011)	17

CAPÍTULO III

FIGURA 3.1 PRESENTACIÓN DEL REGISTRO CALIPER (GLOVER, P. W., 2000)	19
FIGURA 3.2 MEDICIÓN DEL REGISTRO CALIPER (TOMADA Y MODIFICADA DE GLOVER P. W., 2000)	20
FIGURA 3.3 REPRESENTACIÓN DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA (TOMADA Y MODIFICADA DE GLOVER P. W., 2000)	21
FIGURA 3.4 MEDICIÓN DEL REGISTRO DE DENSIDAD (TOMADA Y MODIFICADA DE GLOVER P. W., 2000)	22
FIGURA 3.5 REPRESENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA CNL (PETERS E. J., 2012)	24
FIGURA 3.6 MEDICIÓN DEL REGISTRO SÓNICO (TOMADA Y MODIFICADA DE GUILLOT G. 2010)	26
FIGURA 3.7 LEY DE OHM (GLOVER P. W., 2000)	27
FIGURA 3.8 MEDICIÓN DEL REGISTRO DE PEF (TOMADA Y MODIFICADA DE GLOVER P. W., 2000)	28

CAPÍTULO IV

FIGURA 4.1 METODOLOGÍA UTILIZADA PARA LA EVALUACIÓN DEL POZO A1	29
FIGURA 4.2 DATOS GENERADOS EN ARCHIVO .LAS	30
FIGURA 4.3 GRAFICACIÓN DE DATOS AL PROGRAMA IP©	31
FIGURA 4.4 MÓDULOS ELÁSTICOS CALCULADOS (IZQUIERDA) Y NORMALIZADOS (DERECHA)	33
FIGURA 4.5 ÍNDICE DE FRAGILIDAD	34
FIGURA 4.6 REGISTRO DE TEMPERATURA CALCULADO	35
FIGURA 4.7 GRÁFICA CRUZADA DE LOS REGISTROS DE DENSIDAD Y NEUTRÓN PARA OBTENER LITOLOGÍA DE TODO EL POZO	36
FIGURA 4.8 GRÁFICA CRUZADA DE LOS REGISTROS DE DENSIDAD Y NEUTRÓN PARA OBTENER LITOLOGÍA EN LA ZONA 1	37
FIGURA 4.9 GRÁFICA CRUZADA DE LOS REGISTROS DE DENSIDAD Y NEUTRÓN PARA OBTENER LITOLOGÍA EN LA ZONA 2	37
FIGURA 4.10 GRÁFICA CRUZADA DE LOS REGISTROS DE DENSIDAD Y NEUTRÓN PARA OBTENER LITOLOGÍA EN LA ZONA 3	38
FIGURA 4.11 MODELO PARA LA ZONA 1	39
FIGURA 4.12 MODELO PARA LA ZONA 2	39
FIGURA 4.13 MODELO PARA LA ZONA 3	39
FIGURA 4.14 TEMPLETE DEL CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA A PARTIR DEL REGISTRO DE RAYOS GAMMA	40
FIGURA 4.15 POROSIDAD TOTAL Y POROSIDAD EFECTIVA	42
FIGURA 4.16 TEMPLETE GENERADO A PARTIR DEL CÁLCULO DE LA SATURACIÓN DE AGUA	43
FIGURA 4.17 REGISTRO DE PERMEABILIDAD CALCULADA	44
FIGURA 4.18 GRÁFICA CRUZADA DE RAYOS GAMMA É ÍNDICE DE FRAGILIDAD PARA LA CLASIFICACIÓN DE TIPOS DE ROCAS PARA EL POZO A1	45



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



CAPÍTULO V

FIGURA 5.1 NOMENCLATURA DE MATRICES UTILIZADAS	46
FIGURA 5.2 REGISTROS GEOFÍSICOS INICIALES DE LA FORMACIÓN LOWER BAONG	47
FIGURA 5.3 MATRIZ OBTENIDA PARA LA FORMACIÓN LOWER BAONG	48
FIGURA 5.4 CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA PARA LA FORMACIÓN LOWER BAONG	49
FIGURA 5.5 CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LA FORMACIÓN LOWER BAONG	50
FIGURA 5.6 CLASIFICACIÓN DE ROCAS DE LA FORMACIÓN LOWER BAONG DE ACUERDO A SU FRAGILIDAD	51
FIGURA 5.7 SWEET SPOT DE LA FORMACIÓN LOWER BAONG	52
FIGURA 5.8 REGISTROS GEOFÍSICOS INICIALES DE LA FORMACIÓN BELUMAI	53
FIGURA 5.9 MATRIZ OBTENIDA PARA LA FORMACIÓN BELUMAI	54
FIGURA 5.10 CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA PARA LA FORMACIÓN BELUMAI	55
FIGURA 5.11 CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LA FORMACIÓN BELUMAI	56
FIGURA 5.12 CLASIFICACIÓN DE ROCAS DE LA FORMACIÓN BELUMAI DE ACUERDO A SU FRAGILIDAD	57
FIGURA 5.13 SWEET SPOT DE LA FORMACIÓN BELUMAI	58
FIGURA 5.14 REGISTROS GEOFÍSICOS INICIALES DE LA FORMACIÓN BAMPO	59
FIGURA 5.15 MATRIZ OBTENIDA PARA LA FORMACIÓN BAMPO	60
FIGURA 5.16 CÁLCULO DE VOLUMEN DE ARCILLA PARA LA FORMACIÓN BAMPO	61
FIGURA 5.17 CÁLCULO DE SATURACIÓN DE AGUA PARA LA FORMACIÓN BAMPO	61
FIGURA 5.18 CLASIFICACIÓN DE ROCAS DE LA FORMACIÓN BAMPO DE ACUERDO A SU FRAGILIDAD	62
FIGURA 5.19 INDICADORES DE CALIDAD DE ROCA EN LA FORMACIÓN BAMPO	63
FIGURA 5.20 POZO A1	65



RESUMEN

El trabajo propuesto se desarrolla en el área correspondiente a la cuenca Norte en Sumatra, Indonesia, en la cual se interpretaron las formaciones Lower Baong, Belumai y Bampo.

Se tiene como objetivo determinar la mejor zona de interés y el tipo de roca, integrando geológicamente, la mecánica de rocas, los datos de registros geofísicos de pozo, el Carbono Orgánico Total (TOC) y el cálculo del índice de fragilidad. La integración de todos los datos lleva al establecimiento de tipos de roca para determinar la mejor profundidad a desarrollar.

Para este estudio se poseen registros para el correcto procesamiento, de los cuales podemos enunciar rayos gamma, caliper, densidad, porosidad, resistivos, neutrón y tiempo de tránsito.

Las principales propiedades petrofísicas convencionales, como la permeabilidad, el contenido de arcilla, la porosidad, la saturación de agua, el TOC y las propiedades elásticas son fundamentales para la interpretación de este trabajo.

La interpretación de datos muestra que las Formaciones Lower Baong y Belumai son de potencial interés petrolero a comparación de la Formación Bampo no muestra ninguna zona de interés.

Por último se concluye que para obtener la zona de interés y el tipo de roca los módulos elásticos son de gran ayuda.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



ABSTRACT

The proposed work is developed in the corresponding area to the North Basin in Sumatra, Indonesia, in which the Lower Baong, Belumai and Bampo formations were interpreted.

The objective is to determine the best area of interest and the type of rock, integrating geologically, the rock mechanics, well data logs, the total organic carbon (TOC) and the calculation of brittleness index. The integration of all the data leads to the establishment of rock type to determine the best depth to develop.

For this study we have logs for the correct processing, of which we can enunciate gamma ray, caliper, density, porosity, resistive, neutron and transit time.

The main conventional petrophysical properties, such as permeability, clay content, porosity, water saturation, TOC and elastic properties are fundamental to the interpretation of this work.

The interpretation of data shows that the formations Lower Baong and Belumai are of potential oil interest compared to the formation Bampo does not show any zone of interest.

Finally it is concluded that to obtain the area of interest and the type of rock elastic modules are very helpful.



INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera el objetivo más importante siempre será la ubicación de zonas de interés económico petrolero. En la geofísica el uso de varios métodos y en especial el uso de registros geofísicos de pozo. La caracterización de yacimientos petroleros proporciona información completa y detallada de las propiedades de las formaciones.

Sin embargo, los estudios de caracterización por lo general son muy complejos, ya que se requiere datos directos por diversas fuentes de medición de las formaciones (pruebas de pozo, registros geofísicos, mediciones de laboratorio, etc.).

El presente trabajo tiene como objetivo presentar una metodología de caracterización de yacimientos petroleros a partir del manejo de registros geofísicos utilizando como apoyo los módulos elásticos, los cuales generan la posibilidad de obtener buenos resultados de la formación a estudiar.

En la última década se han producido avances considerables en la industria de los hidrocarburos, facilitando en gran medida la explotación de yacimientos no convencionales. Indonesia es uno de los países que se prepara para futuras energías a través de la exploración de recursos no convencionales, de acuerdo con la Agencia Geológica de Indonesia, Ministerio de Energía y Recursos Minerales tiene potenciales recursos de gas de lutitas.

Uno de los aspectos más importantes es identificar las rocas con mayor Contenido Orgánico Total (TOC) ya que se estima que estén llenas de gas y aceite, la caracterización del yacimiento puede resultar compleja, algunos de los aspectos principales a considerar son la porosidad, concentración de minerales y fluidos, propiedades elásticas y kerógeno, los cuales se verán complementados con diversas ecuaciones con la finalidad de reducir la incertidumbre.

Este trabajo se dividió en 5 capítulos que se detallan a continuación:



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Capítulo I. En este capítulo se expone la descripción y desarrollo de temas conceptuales de las propiedades elásticas y mecánicas.

Capítulo II. En este capítulo se expone temas conceptuales de propiedades petrofísicas que son la base para el entendimiento e interpretación del proyecto.

Capítulo III. En este capítulo se describen y cada uno de los registros geofísicos de pozo utilizados su clasificación y descripción de estos.

Capítulo IV. En este capítulo se desarrolló la metodología de caracterización con la ayuda del software Interactive Petrophysics TM para la evaluación petrofísica de las formaciones estudiadas.

Capítulo V. En este capítulo la metodología se desarrolla como aplicación al campo de estudio, en base todo con conceptos teóricos descritos en un principio. La respuesta de los módulos elásticos y así mismo la interpretación y correlación.

Finalmente se presentan las conclusiones y recomendaciones a lo largo de la elaboración del trabajo, así como un anexo de imágenes completas de los pozos petroleros estudiados.



CAPÍTULO I: CONCEPTOS FUNDAMENTALES

1.1 Esfuerzo

Si una fuerza F actúa sobre un cuerpo con un área seccional A , perpendicular a la dirección de la fuerza, entonces el esfuerzo σ será igual a la fuerza, dividida por el área, como indica la Ec. 1.1:

$$\sigma = \frac{F}{A} \quad \text{Ec 1.1}$$

La fórmula es muy similar a la correspondiente para calcular la presión. Esta última y el esfuerzo tienen las mismas unidades y representan esencialmente energía almacenada.

La diferencia principal entre ellas es que en los líquidos y gases, la materia fluye al aplicar una fuerza igual en todas direcciones y se alcance una condición de equilibrio. Sin embargo, los sólidos no pueden deformarse de igual manera; siempre tendrán un plano donde los esfuerzos serán máximos y un plano perpendicular a éste último, en el cuál los esfuerzos serán mínimos

Las propiedades como la masa y el volumen son cantidades escalares, sólo necesitan la magnitud para ser establecidos. Las cantidades como la fuerza y la velocidad son vectores, requieren magnitud y dirección en la que actúan para ser caracterizados. El esfuerzo va más allá al ser un tensor, es definido exclusivamente por una magnitud y el área sobre la cual actúa.

1.2 Deformación

La deformación es una medida de la alteración de las longitudes originales de un material cuando se le aplica un esfuerzo. Conforme se aplica una fuerza F en dirección x , la altura original de un cubo de material cambia en δx (de manera que



la nueva altura será $x - \delta x$). La deformación en la dirección x , estará dada por la Ec. 1.2:

$$\varepsilon_x = \frac{\delta x}{x} \quad \text{Ec 1.2}$$

Es importante resaltar que la deformación se define en la misma dirección que la fuerza F aplicada y es perpendicular al plano donde actúa el esfuerzo. A través de la deformación se puede medir el esfuerzo observando la deformación de cierto material.

Los módulos elásticos nos brindan un panorama del comportamiento de las propiedades de las rocas, relacionando los esfuerzos con la deformación. Estos módulos estudian como propiedad principal de las rocas a la elasticidad, la cual depende de tres factores: Homogeneidad, medida continua física del cuerpo; Isotropía, medida de las propiedades direccionales de un cuerpo y continuidad, refiriendo a la continua conectividad de los poros.

1.3 Propiedades elásticas de las rocas

Las propiedades elásticas de las rocas son constituidas por las propiedades de las rocas solidas que incluyen defectos como poros, fracturas y grietas. Esos defectos son en muchos casos dimensiones menores a la onda de viaje.

La figura 1.1 ilustra las tendencias generales para los componentes básicos de una roca, los cuales se dividen en: Minerales solidos (minerales, componente de matriz) y Fluidos (líquidos (agua, aceite), aire y gas).

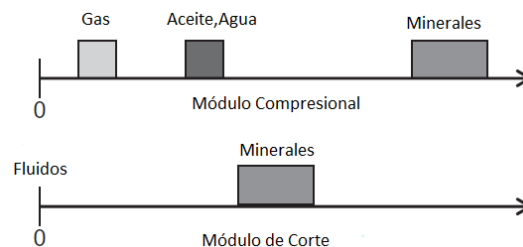


Figura 1.1 Módulo compresional y de corte para los componentes de la roca (Tomada y modificada de Schoon J. H., 2011)



Para determinar las propiedades elásticas de la roca, es necesario expresar los módulos elásticos respecto a la relación esfuerzo-deformación. Las unidades en que se expresan estos módulos elásticos son en psi o MPa. Los módulos elásticos para estudiar son los siguientes:

- Relación de Poisson (ν), estudia la relación entre expansión lateral y el acortamiento axial.
- Módulo de Young (E), estudia la elasticidad de una roca en compresión axial.

1.3.1 Módulo de Young

El Módulo de Young (elasticidad) E se define como la razón del esfuerzo sobre la deformación como se muestra en la Ec. 1.3 es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, según la dirección en la que se aplica una fuerza.

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad \text{Ec 1.3}$$

Donde:

E = Módulo de Young

σ = Esfuerzo

ε = Deformación

Debido a que la deformación es adimensional, E tiene las mismas unidades que el esfuerzo. El Módulo de Young es una medida de la deformación de un material cuando se somete a una carga, lo que constituye otra definición de dureza.

En un nivel más fundamental, si el esfuerzo y la presión está estrechamente relacionadas (la aplicación de presión a una superficie induce un esfuerzo), entonces el fracturamiento puede decirse que el Módulo de Young es una medida de la deformación elástica de un material cuando se le aplica una presión. Debido



a que esta última representa energía almacenada, E es una medida de la cantidad de energía requerida para deformar la roca.

1.3.2 Relación de Poisson

El Coeficiente de Poisson es una constante elástica que proporciona una medida del estrechamiento de sección de un prisma de material elástico lineal e isotrópico. La relación de Poisson puede expresarse mediante la Ec. 1.4, en términos de las propiedades que pueden medirse en el campo, incluyendo las velocidades de ondas P (v_p) y ondas S (v_s).

$$\nu = \frac{\varepsilon_{trans}}{\varepsilon_{long}} \quad \text{Ec 1.4}$$

Donde:

ν = Relación de Poisson

ε_{trans} = Deformación transversal

ε_{long} = Deformación longitudinal

El coeficiente de Poisson varía de 0 a 0.5, para fluidos tiene un valor de 0.5, para sólidos un valor de 0.25, para rocas carbonatadas de 0.3, para areniscas de 0.2 y para lutitas valores superiores de 0.3.

1.4 Ley de Hooke

Existe un régimen complejo de esfuerzos tridimensionales. Los esfuerzos se resuelven en tres componentes perpendiculares entre los ejes x,y y z.

Debido a que los esfuerzos son tridimensionales, también lo son las deformaciones. La relación elástica entre los esfuerzos y deformaciones en un espacio tridimensional se encuentran gobernadas por la ley de Hooke, definida por la Ec.

1.5



$$\varepsilon_x = \frac{1}{E} [\sigma_x - \nu(\sigma_y - \sigma_z)] \quad \text{Ec. 1.5}$$

La Ec. 1.5 significa que la deformación en cualquier dirección $\varepsilon_{x,y,z}$ puede encontrarse en un régimen de esfuerzos en tres direcciones $\sigma_{x,y,z}$, siempre que el esfuerzo en todas las direcciones sea conocido.

1.5 Play

El play es un modelo inicial que combina un cierto número de factores geológicos con el resultado de la existencia de acumulaciones de hidrocarburos en un determinado nivel estratigráfico de la cuenca.

Los aspectos implicados en el play, son los siguientes:

- Sistema de carga: Roca madre (generación; expulsión de fluidos) y Migración secundaria (capas de transporte; trayectorias de migración).
- Formaciones almacén (almacenan petróleo y permiten su extracción comercial). Se evalúan la porosidad, la permeabilidad y la geometría del almacén.
- Sello (caprock).
- Trampas donde se concentre el petróleo, permitiendo su extracción comercial.
- Relación temporal entre los distintos factores.

De esta forma, se define play como un conjunto de prospecciones no perforadas y de yacimientos conocidos de petróleo, que en principio, se creen comparten un almacén común, un sello regional y un sistema de carga de petróleo.

1.6 Sweet Spot

Es un término coloquial referido a un sitio o área de estudio dentro de un play que representa la mejor producción o la producción potencial. En un yacimiento de Shale gas se puede definir por la riqueza o espesor de la roca generadora, por los fracturamientos naturales o por otros factores, obtenidos a partir del uso de datos



geológicos como lo son análisis de núcleos, datos de registros geofísicos de pozo o datos sísmicos (Schlumberger, 2013).

1.7 Contenido Orgánico Total

El Contenido Orgánico Total (TOC) nos representa la riqueza orgánica de un yacimiento, que en conjunto con el grosor de la lutita y madurez orgánica nos determina la viabilidad económica. El TOC es referido a aquellos restos de vida que fueron preservados en las rocas sedimentarias después de su degradación por procesos químicos o bacteriológicos y que es conocido como kerógeno.

La maduración térmica del kerógeno en la lutita se encuentra en función de la profundidad y su proximidad a las fuentes de calor.

Existen varios tipos de kerógeno (lo cual determinará el tipo de hidrocarburo que se generará) entre los cuales encontramos:

- Tipo I: Generado predominantemente en ambientes lacustres y en algunos casos marinos. Proviene de materia algácea y planctónica. No son abundantes.
- Tipo II: Generado en ambientes marinos de profundidad moderada, este tipo de kerógeno proviene de restos de plancton regenerado por bacterias de ambiente marino.
- Tipo III: Proviene principalmente de restos vegetales terrestres depositados en ambientes marinos o no marinos, someros a profundos.
- Tipo IV: Proviene de sedimentos re-depositados después de la erosión. Antes de la sedimentación puede haber sido alterado por procesos de combustión u oxidación biológica en pantanos o suelos por restos macerados



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



de plantas terrestres y puede generar gas. Se le considera una forma de carbono muerto sin potencial para la generación de hidrocarburos.

La figura 1.2 muestra el Diagrama de Van Krevelen que clasifica los cuatro tipos de kerógeno antes mencionados.

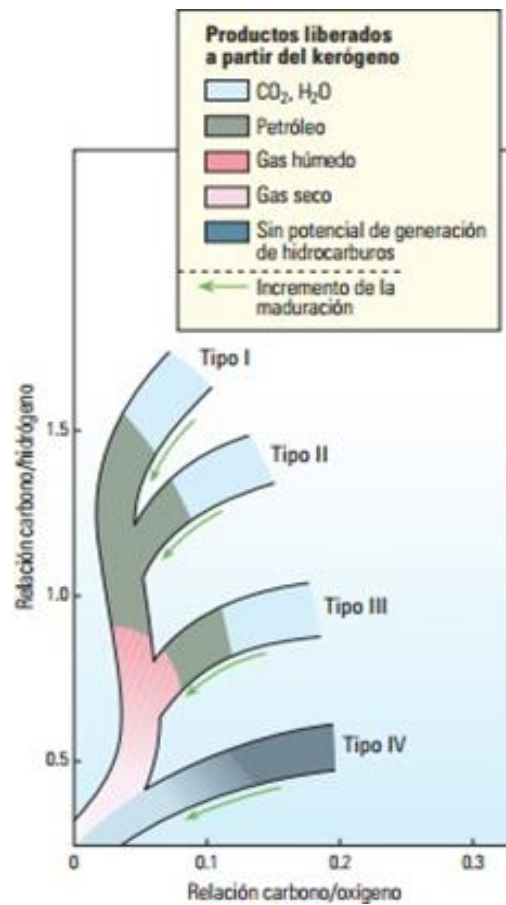


Figura 1.2 Diagrama de Van Krevelen para la clasificación del kerógeno (Kreschnick J., 2007)

CAPÍTULO II: PROPIEDADES PETROFÍSICAS

2.1 Porosidad

La porosidad es una propiedad volumétrica de la roca, esta propiedad describe el potencial de almacenamiento de fluidos (agua, gas o aceite) tiene influencia en la mayoría de las propiedades físicas de las rocas. La porosidad es la fracción del volumen total de la roca ocupado por los espacios vacíos.

La porosidad es definida como el volumen resumido de todos los poros, fracturas o como todos los fluidos o aquellas partículas no solidas contenidas en una muestra en función del volumen total de la muestra. La porosidad se denota con el símbolo Φ tal y como se muestra en la figura 2.1.

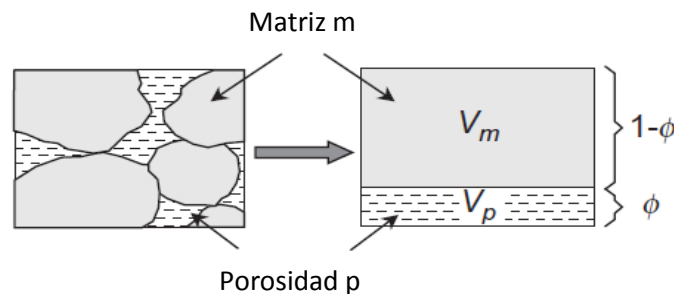


Figura 2.1 Porosidad (Tomada y modificada de Schoon, J. H., 2011)

La porosidad puede ser primaria o secundaria. En una arena limpia, la matriz de la roca se compone de granos individuales de arena, con unas formas más o menos esféricas y apiladas de manera que los poros se hallan entre los granos. Esta porosidad ha existido desde el momento de la depositación y se le llama porosidad primaria, intergranular o de matriz.

La porosidad secundaria se debe a la acción de aguas de formación o fuerzas tectónicas en cualquier parte de la roca después del depósito y existen diferentes métodos para determinar la porosidad.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



- a) Métodos directos. Estos métodos se desarrollan en el laboratorio sobre muestras de roca del yacimiento; es decir, análisis y estudio de núcleos.
- b) Métodos indirectos. A partir de Registros geofísicos de pozos: Es la representación gráfica de una propiedad física de la roca contra la profundidad. Entre los principales están:
 - Rayos gamma
 - Resistividad
 - Sónico de porosidad
 - Neutrones
 - Densidad

2.2 Volumen de Arcilla

El volumen de arcilla se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Este valor se calcula a partir de las lecturas de los registros, bien sea de manera individual, usando el registro de Potencial Espontáneo (*SP*), Rayos Gamma (*GR*) y gráficas cruzadas que son combinaciones entre dos registros de Densidad, Neutrón o Sónico.

A continuación, se presenta un grupo de ecuaciones que permite el cálculo del volumen de arcilla, dada la información proveniente de los diferentes registros.

2.2.1 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de Rayos Gamma

Los isótopos radiactivos son comúnmente asociados con los minerales de arcilla en las lutitas, por lo tanto la deflexión de los Rayos Gamma es un indicador del volumen de arcilla. La manera más simple es tener una escala de Rayos Gamma entre el mínimo y máximo valor de 0 a 100% arcilla.



Para calcular el volumen de arcilla a partir de índice de Rayos Gamma en una escala lineal de los valores máximos y mínimos de Rayos Gamma como se muestra en la ecuación 2.1:

$$I_{sh} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad \text{Ec 2.1}$$

Donde:

I_{sh} = Volumen de arcilla

GR = Registro de Rayos Gamma

GR_{min} = Valor mínimo del registro de Rayos Gamma

GR_{max} = Valor máximo del registro de Rayos Gamma.

2.2.2 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de la curva de SP

La presencia de arcilla de una u otra manera indica si la formación es “limpia”, el efecto generado por la arcilla en el Potencial Espontáneo se puede usar para estimar el contenido de arcilla de una formación. Si SP_{clean} es el valor observado en una formación limpia y SP_{sh} es el valor observado en una lutita, entonces cualquier valor intermediado de SP se puede convertir en un valor para el volumen de arcilla V_{sh} y se representa por la Ec. 2.2:

$$V_{sh} = \frac{SP - SP_{clean}}{SP_{sh} - SP_{clean}} \quad \text{Ec 2.2}$$

2.2.3 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de los perfiles Densidad-Neutrón

El volumen de arcilla calculado a partir de las curvas de Densidad y Neutrón está definido por la Ec. 2.3:

$$V_{sh} = \frac{\phi_N - \phi_D}{\phi_{Nsh} - \phi_{Dsh}} \quad \text{Ec 2.3}$$

Donde:



V_{sh} = Volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Neutrón.

ϕ_N = Valor leído de porosidad, dado por el perfil neutrón.

ϕ_D = Valor leído de porosidad, dado por el perfil densidad

ϕ_{Nsh} = Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil neutrón.

ϕ_{Dsh} = Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil densidad.

2.2.4 Determinación del Volumen de Arcilla a partir de los perfiles Densidad-Sónico

El volumen de arcilla calculado a partir de las curvas de Densidad y Sónico está definido por la Ec. 2.4:

$$V_{sh} = \frac{\phi_S - \phi_D}{\phi_{Ssh} - \phi_{Dsh}} \quad \text{Ec 2.4}$$

Donde:

V_{sh} = Volumen de arcilla a partir de las curvas Densidad-Sónico.

ϕ_S = Valor leído de porosidad, dado por el perfil sónico.

ϕ_D = Valor leído de porosidad, dado por el perfil densidad

ϕ_{Ssh} = Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil sónico.

ϕ_{Dsh} = Valor leído de porosidad en la lutita, dado por el perfil densidad.

2.3 Saturación de Agua

La saturación de agua (S_w) se puede utilizar para determinar si la producción de hidrocarburos es posible, y para calcular el volumen de aceite en un yacimiento. La saturación del agua es la medida de la fracción o porcentaje del volumen poroso de una roca que está ocupada por ese fluido. Los modelos existentes para el cálculo de S_w , están basados en el tipo de formación y el grado de arcillosidad presente en la arena.



2.3.1 Ecuación Simandoux

Simandoux realizó diferentes estudios en muestras de arena y arcilla en los años 60's. Una modificación de su ecuación original es la Ec. 2.5:

$$C_t = V_{sh} C_{sh} S_w^n \frac{\phi_a^m S_w}{a R_w} \quad \text{Ec 2.5}$$

Donde:

C_t = Conductividad de la roca

C_{sh} = Conductividad de la arcilla

a = Factor de tortuosidad

m = Exponente de cementación

n = Exponente de saturación

R_w = Resistividad del agua

Con algunas simplificaciones la Ec. 2.5 puede convertirse en la Ec. 2.6 y posteriormente en la 2.7:

$$F = a \phi^{-m} \quad \text{Ec. 2.6}$$

$$S_w = \left(\left(\frac{F R_w}{R_t} \right) + V_{sh} \left(\frac{F R_w}{2 R_{sh}} \right) \right)^{\frac{1}{2}} - V_{sh} \left(\frac{F R_w}{2 R_{sh}} \right) \quad \text{Ec 2.7}$$

Donde:

F = Factor de formación

R_w = Resistividad del agua

R_t = Resistividad de la roca

R_{sh} = Resistividad de la arcilla



Esta ecuación se conoce como la Ecuación Modificada de Simandoux. La experiencia de campo confirma que la ecuación de Simandoux trabaja mejor en arenas arcillosas que contienen aguas salinas de formación.

2.4 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, conecta el fluido a través de la aplicación del gradiente de presión y la viscosidad del fluido.

Los métodos usados para determinar la permeabilidad son:

- I. Mediciones directas como, por ejemplo: núcleos, prueba de permeámetro.
- II. Pruebas directas: pruebas de pozo y pozo de perforación.
- III. Métodos indirectos usando parámetros como el tamaño de grano (partículas por sedimentos no consolidados).

La permeabilidad relaciona el flujo de fluido laminar (volumen fluido/tiempo) a una sección macroscópica de la roca, a la viscosidad del fluido y la presión gradiente del fluido. La movilidad es el producto de la permeabilidad y la viscosidad del fluido. En la figura 2.2 se muestra el principio de medición.

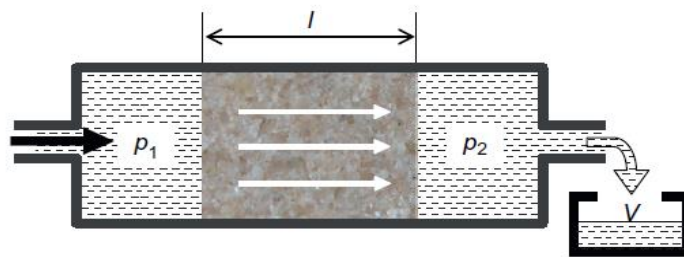


Figura 2.2 Principio de medición de permeabilidad (Schoon, J. H. 2011)



2.5 Índice de calidad de lutita

El índice de calidad de lutita (SQI) es definido como un método simple para identificar las zonas de lutita de alto contenido orgánico con alto potencial de desarrollo.

Se compone de tres índices:

- 1 TOC^* - Representa el índice de con alto potencial en materia orgánica.
- 2 BI^* - Identifica la zona potencialmente frágil para realizar fracturamiento hidráulico.
- 3 ϕ_T^* - Representa una relación del volumen de porosidad en kerógeno y no kerógeno.

La determinación del índice de calidad de lutita se define con la Ec 2.8:

$$SQI = \sqrt[3]{TOC^* \times BI^* \times \phi_T^*} \quad \text{Ec. 2.8}$$

Mientras tanto, el tipo de roca es un análisis más profundo que agrupa de acuerdo a la calidad de lutita para desarrollarse potencialmente.

Esta clasificación se recomienda para yacimientos de lutitas ricas en contenido orgánico y se puede observar en la tabla 2.1

Tipo de roca	Definiciones
1	$BI \geq BI_{LINEA\ BASE}$ y $TOC \geq TOC_{LINEA\ BASE}$
2	$BI \geq BI_{LINEA\ BASE}$ y $TOC < TOC_{LINEA\ BASE}$
3	$BI < BI_{LINEA\ BASE}$ y $TOC \geq TOC_{LINEA\ BASE}$
4	$BI < BI_{LINEA\ BASE}$ y $TOC > TOC_{LINEA\ BASE}$

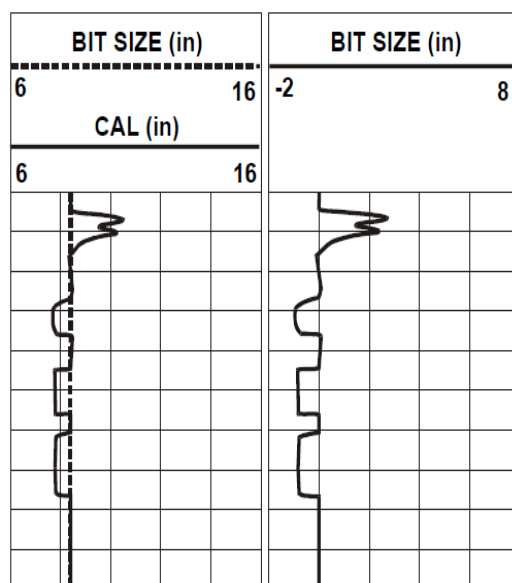
Tabla 2.1 Clasificación de Tipos de Rocas (Muhammad N. A, Musu J. T., 2017)

CAPÍTULO III: REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS

3.1 Registro Caliper

El registro caliper es una herramienta que mide el diámetro y la forma del agujero. Esta herramienta usa 2 o 4 brazos articulados ubicados en el cuerpo de la sonda en varios de sus extremos mientras que los otros extremos de cada uno de los brazos están libres y se deslizan pegados a la pared del pozo.

Los registros de caliper son generalmente puestos en el carril uno con el tamaño de la barrena de perforación para compararlos. La figura 3.1 es una representación del registro caliper.



**Figura 3.1 Presentación del registro caliper
(Glover, P. W., 2000)**

Este registro es utilizado como control de calidad de los registros, en combinación con los datos de navegación, el registro caliper puede indicar la orientación de los esfuerzos así como las condiciones en que se encuentra el pozo. La figura 3.2 muestra la medición del registro caliper.

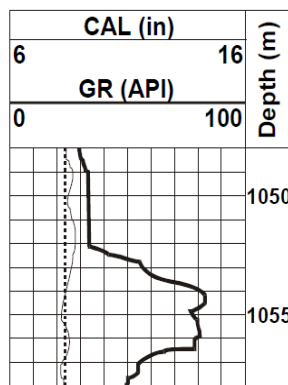


Figura 3.3 Representación del Registro de Rayos Gamma (Tomada y modificada de Glover P. W., 2000)

Este registro se fundamenta en la medición de la intensidad de las radiaciones gamma, las cuales son emitidas de manera espontánea por las rocas que conforman la formación.

Dichos rayos son ondas de origen electromagnético de alta energía que son emitidas de manera espontánea por algunos elementos radioactivos. Al atravesar estas ondas por las rocas, los rayos gamma presentan sucesivas colisiones con los átomos presentes en la formación perdiendo energía en cada choque y posteriormente son absorbidos completamente por los átomos de los materiales de la formación dando lugar a una expulsión de electrones desde dichos átomos. La tasa de absorción estará en función de la formación y de la densidad del material.

3.3 Registro de Densidad

La densidad de un material es definida como el peso de un volumen unitario del mismo material. La densidad de la matriz depende directamente de la mineralogía de la roca, del estado físico, la composición química, temperatura y presión.

El registro de densidad se basa en una fuente radioactiva la cual es aplicada a la pared del agujero en un cartucho deslizable el cual emite a la formación de rayos gamma de mediana energía al momento de chocar con los electrones de la formación, la energía de los rayos gamma disminuye al ser cedida al electrón. Esa

interacción es conocida como Efecto Compton y está relacionada directamente con el número de electrones de la formación, el principio de medición de la herramienta mide la densidad de electrones, es decir el número de choques por centímetro cúbico.

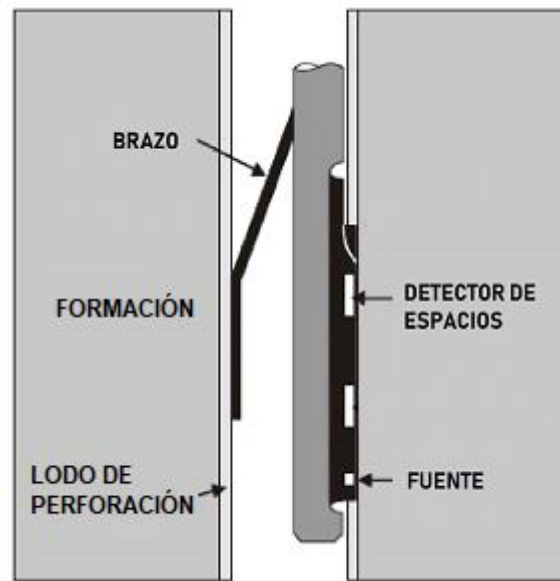


Figura 3.4 Medición del registro de densidad (Tomada y modificada de Glover P. W., 2000)

La variación de la densidad va generalmente de 2.7 a 2.0 g/cm³. Son consideradas curvas opcionales de compensación (debido al efecto de enjarre y rigurosidad del agujero).

Para rocas saturadas con agua, la densidad total se representa por la Ec. 3.1:

$$\rho_b = \frac{\text{Peso total del sistema (roca-fluido)}}{\text{Volumen total del sistema(roca-fluido)}} \quad \text{Ec 3.1}$$

Definida a su vez por la Ec. 3.2:

$$\rho_b = \frac{\text{Vol. total de la matriz} \times \text{Densidad de matriz} \times \text{Vol.total del fluido} \times \text{Densidad del fluido}}{1} \quad \text{Ec. 3.2}$$



Si tenemos una formación limpia con una matriz de densidad conocida como ρ_{ma} con una porosidad \emptyset que sea contenedora de un fluido de densidad promedio ρ_f y la densidad total de la formación ρ_b es representada por la Ec. 3.3:

$$\rho_b = (1 - \emptyset)\rho_{ma} + \emptyset\rho_f \quad \text{Ec. 3.3}$$

De la Ec. 3.3 despejamos \emptyset con el fin de obtener la Ec. 3.4:

$$\emptyset = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

ρ_{ma} = Densidad de los granos de la matriz

ρ_b = Densidad total de la formación, obtenida de los registros

ρ_f = Densidad del fluido que satura la roca

3.4 Registro de Neutrón

Se basa en la medición de concentraciones de hidrógenos que se encuentran en los fluidos, así como el gas. Posee una fuente de neutrones, los cuales colisionan con los hidrógenos presentes en los poros de la roca.

Este tipo de registro responde inicialmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación; por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros pueden estar llenos de agua, gas o petróleo, el registro de neutrón nos da el valor aproximado del espacio real o bien el volumen de poros lleno de fluidos.

Las herramientas poseen un receptor que mide los neutrones dispersos liberados en las colisiones como se muestra en la figura 3.5. La herramienta se llama CNL (Compensated Neutron Log). Sirve para estimar la porosidad neutrónica de las rocas (NPHI). Si el registro neutrónico es alto indica alta índice de neutrones y si es bajo indica bajo índice de neutrones.

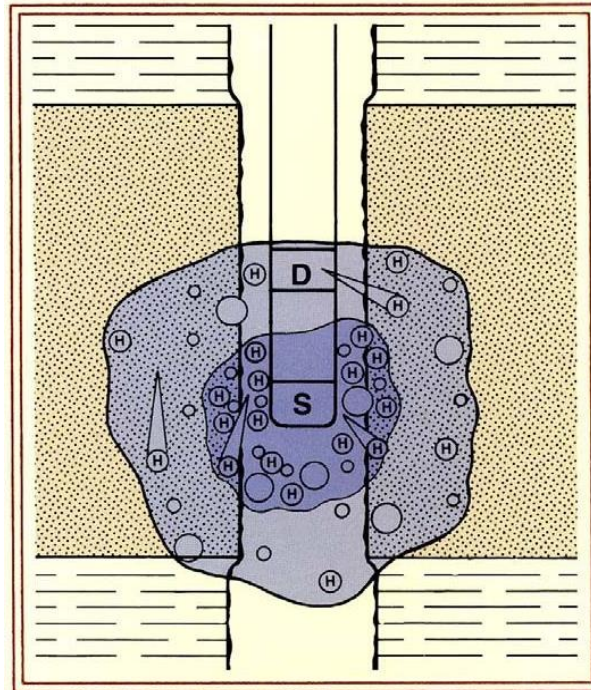


Figura 3.5 Representación de la herramienta CNL (Peters E. J., 2012)

La unidad de medida es en fracción o en porcentaje (%) con un rango de valores que va desde -0.15 a 0.45 (-15% a 45%). Este registro por lo general está calibrado en roca caliza. Los factores que afectan la medición del registro de neutrón son la rugosidad de la pared del pozo y el diámetro de pozo.

3.5 Registro Sónico

Los registros acústicos basan su principio de medición en enviar un tren de ondas acústicas que viajan a través de una formación en estudio a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, por lo tanto, los tiempos de tránsito de cada una de las ondas registradas son directamente proporcionales a la porosidad de la formación.

El registro sónico mide el tiempo de tránsito en las rocas (Δt), esto es la capacidad que tienen de transmitirse las ondas de sonido al pasar por una formación, geológicamente esta varía con la textura de las rocas y litología, que es principalmente la porosidad.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



El objetivo del registro sísmico es registrar el tiempo que tarda en viajar el pulso de sonido entre el transmisor y el receptor. La medición del pulso es la onda P o compresional que es el primer arribo, en el cual la vibración de las partículas es en dirección del movimiento.

El intervalo del tiempo de tránsito de una formación depende de la litología y su porosidad. En general, más denso o consolidado este una formación, es más bajo el intervalo del tiempo de tránsito. Un aumento en el tiempo de viaje indica un incremento en la porosidad.

Basado en mediciones de laboratorio, Wyllie (1956) concluyó que, en formaciones limpias y consolidadas con poros pequeños uniformemente distribuidos, existe una relación lineal entre la porosidad y el intervalo del tiempo de tránsito como, obteniendo la Ec. 3.5:

$$\Delta t = \phi \Delta t_f + (1 - \phi) \Delta t_m \quad \text{Ec. 3.5}$$

Donde:

Δt = Intervalo del tiempo de tránsito medido por el registro

Δt_f = Intervalo del tiempo de tránsito del fluido

Δt_m = Intervalo del tiempo de tránsito de la roca matriz

ϕ = Porosidad de la formación.

De la cual se despeja la porosidad resultando la Ec 3.6:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_m}{\Delta t_f - \Delta t_m} \quad \text{Ec. 3.6}$$

Las unidades del registro sísmico son microsegundos por pie (us/ft). La velocidad es el recíproco del tiempo de tránsito del sísmico y sus unidades son m/s.

A continuación, en la figura 3.6 se muestra un registro sísmico, en el cual es registrado el tiempo de tránsito o inverso de la velocidad, el cual es medido en us/ft.

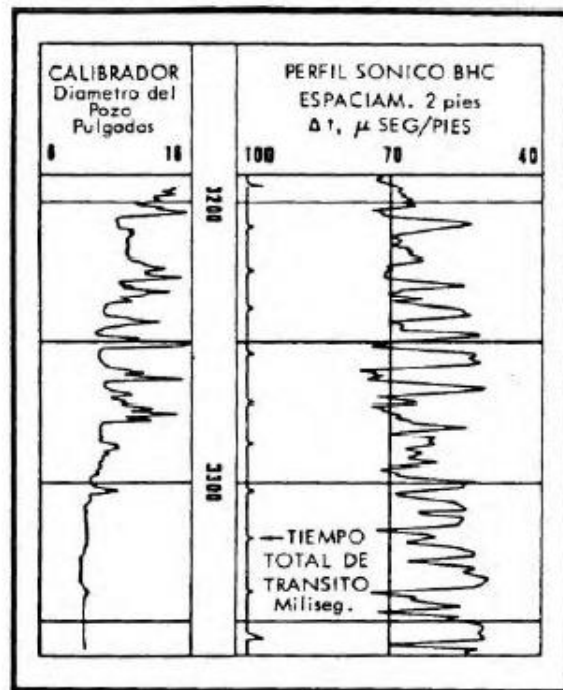


Figura 3.6 Medición del registro sónico (Tomada y modificada de Guillot G. 2010)

3.6 Registro de Resistividad

La resistividad cuantifica la fuerza con la que se opone un material dado al flujo de corriente eléctrica. Es una propiedad física de los materiales independientemente el tamaño o forma. En los registros geofísicos la resistividad y la conductividad son usadas frecuentemente, la Resistividad es representada por la Ec. 3.7:

$$Resistividad = \frac{1}{Conductividad} \quad \text{Ec. 3.7}$$

La resistividad es una de las propiedades físicas más utilizadas en la perforación. Las mediciones de la resistividad de formación en conjunto con la porosidad y la resistividad del agua son usadas para obtener valores de saturación de agua y consecuentemente la saturación de hidrocarburo.

Baja resistividad corresponde a conductividad alta y alta resistividad corresponde a baja conductividad. La resistividad se mide en $\frac{\text{ohm}\cdot\text{m}^2}{\text{m}}$ el cual es abreviado en $\text{ohm}\cdot\text{m}$. Esto se observa representado en la figura 3.7.

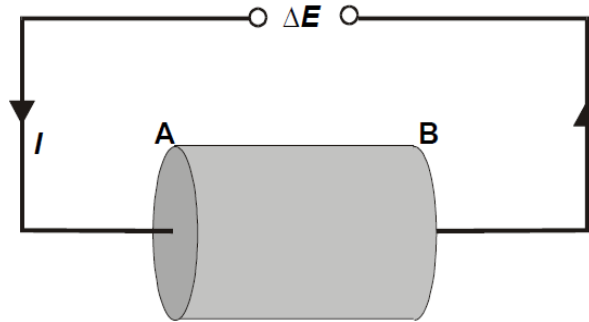


Figura 3.7 Ley de Ohm (Glover P. W., 2000)

En los depósitos de rocas, los minerales sedimentarios que conforman la matriz de formación no son conductores. También los hidrocarburos como el gas y el aceite son no-conductores. Por lo tanto, flujo de corriente en rocas sedimentarias se asocia con el agua en el espacio de poro.

La electricidad es capaz de pasar a través de una formación debido al agua conductividad que contenga, si la roca es seca esta se comportara como un buen aislante eléctrico.

El registro de resistividad mide la resistencia al paso de la corriente eléctrica en una formación con el fin de determinar la saturación de hidrocarburos y agua presentes. La resistividad se encuentra relacionada directamente con la saturación de hidrocarburo.

3.7 Registro de Factor Fotoeléctrico

El registro mide el factor de absorción fotoeléctrica, el cual no tiene unidades, pero dado que es proporcional a la sección transversal fotoeléctrica por electrón, a veces se expresa en barnios/electrón.

Dado que los fluidos tienen números atómicos muy bajos, su influencia es muy escasa, de modo que Factor Fotoeléctrico (PEF) es una medida de las propiedades de la matriz de roca. Las areniscas tienen un PEF bajo, en tanto que las dolomias y las calizas poseen un valor alto. Las arcillas, los minerales pesados y los minerales que contienen hierro poseen un PEF alto. Por consiguiente, el registro es de gran utilidad para la determinación de la mineralogía.

La figura 3.8 representa el principio de medición del Registro de Factor Fotoeléctrico.

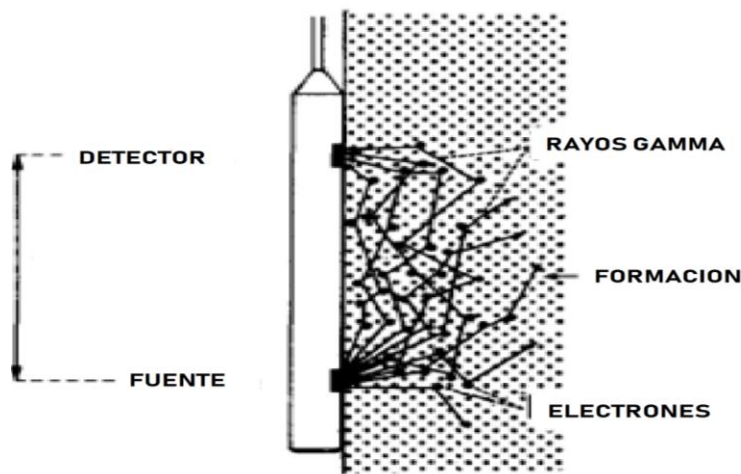


Figura 3.8 Medición del registro de PEF (Tomada y modificada de Glover P. W., 2000)

En la interpretación, el PEF se convierte generalmente en la sección eficaz volumétrica más simple, tomando el producto de PEF por la densidad. El registro se obtiene como parte de la medición de densidad. La profundidad de investigación es del orden de una pulgada, lo que generalmente corresponde a la zona lavada. El PEF puede ser afectado por los minerales pesados, tales como la barita presente en el revoque de filtración o en el filtrado del lodo.



CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA

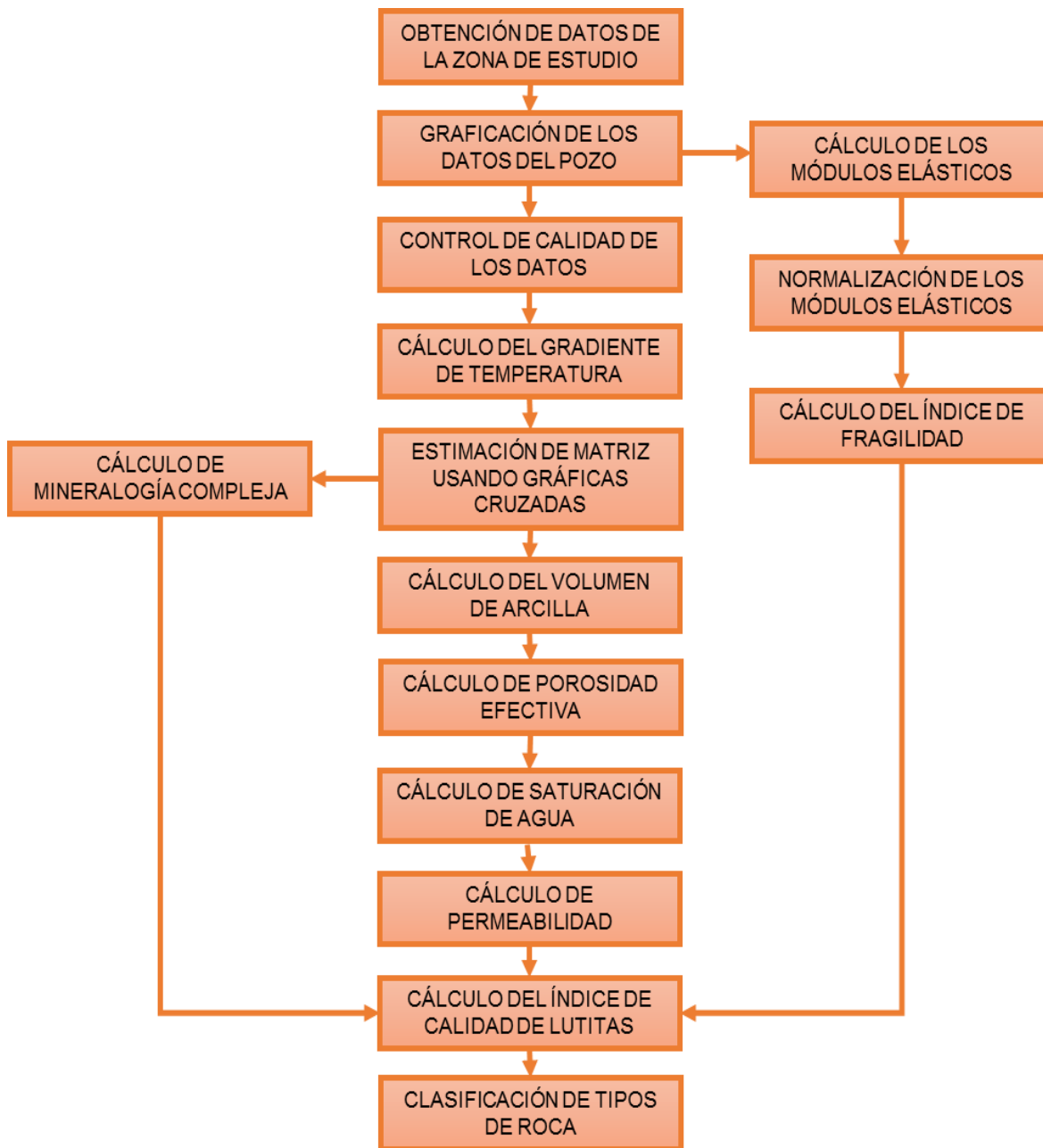


Figura 4.1 Metodología utilizada para la evaluación del Pozo A1



4.1 Obtención de los datos

Haciendo uso del programa Digitize Scanned Wireline Logs se digitalizaron de forma muy precisa los datos de Registros Geofísicos, los cuales pertenecen al pozo denominado A1 en la Cuenca Norte de Sumatra, dicho pozo comprende tres formaciones diferentes, Lower Baong, Belumai y Bampo.

Los datos generados se guardan en un archivo con la extensión .LAS, la figura 4.2 muestra una parte de los datos utilizados en formato .LAS.

PE	.dec	UNKNOWN	PE:UNKNOWN:r1:0001:v1 ~A	DEPT	GR	NPHI	PE	RHOB	RDEP	RSHAL	DTC	DTS
1655	151.515	0.352	6.567	2.324	0.756	0.966	134.815	-999.25				
1655.5	149.747	0.351	7.194	2.324	0.756	0.989	135.046	-999.25				
1656	147.978	0.35	7.821	2.325	0.756	1.013	135.276	-999.25				
1656.5	146.21	0.35	8.448	2.326	0.756	1.037	135.507	-999.25				
1657	144.441	0.349	9.075	2.327	0.756	1.062	135.737	-999.25				
1657.5	144.192	0.35	9.703	2.328	0.763	1.033	135.968	-999.25				
1658	144.546	0.351	10.33	2.329	0.772	0.985	136.198	-999.25				
1658.5	144.9	0.352	10.957	2.33	0.781	0.939	136.429	-999.25				
1659	145.254	0.353	11.584	2.331	0.791	0.895	136.659	-999.25				
1659.5	145.607	0.354	11.664	2.332	0.806	0.893	136.89	-999.25				
1660	145.961	0.355	11.025	2.332	0.831	0.942	137.12	-999.25				
1660.5	146.315	0.356	10.386	2.333	0.856	0.994	137.351	-999.25				
1661	146.669	0.357	9.748	2.334	0.882	1.048	137.582	-999.25				
1661.5	133.281	0.358	9.109	2.335	0.909	1.106	137.369	-999.25				
1662	132.927	0.359	8.47	2.336	0.936	1.167	134.602	-999.25				
1662.5	132.573	0.36	7.831	2.337	0.964	1.231	131.835	-999.25				
1663	132.219	0.361	7.192	2.338	0.994	1.298	129.069	-999.25				
1663.5	131.866	0.362	6.553	2.339	1.024	1.37	126.302	-999.25				
1664	131.512	0.36	5.915	2.34	1.015	1.349	126.822	-999.25				

Figura 4.2 Datos generados en archivo .LAS

Los datos de los Registros Geofísicos de Pozo (archivo .LAS) se cargan al programa especificando profundidad inicial y final, unidades y nombre de cada registro.

4.2 Graficación de los datos del pozo

Una vez que los datos se han cargado correctamente se grafican verificando las escalas comúnmente utilizadas, como se puede ver en a figura 4.3:



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

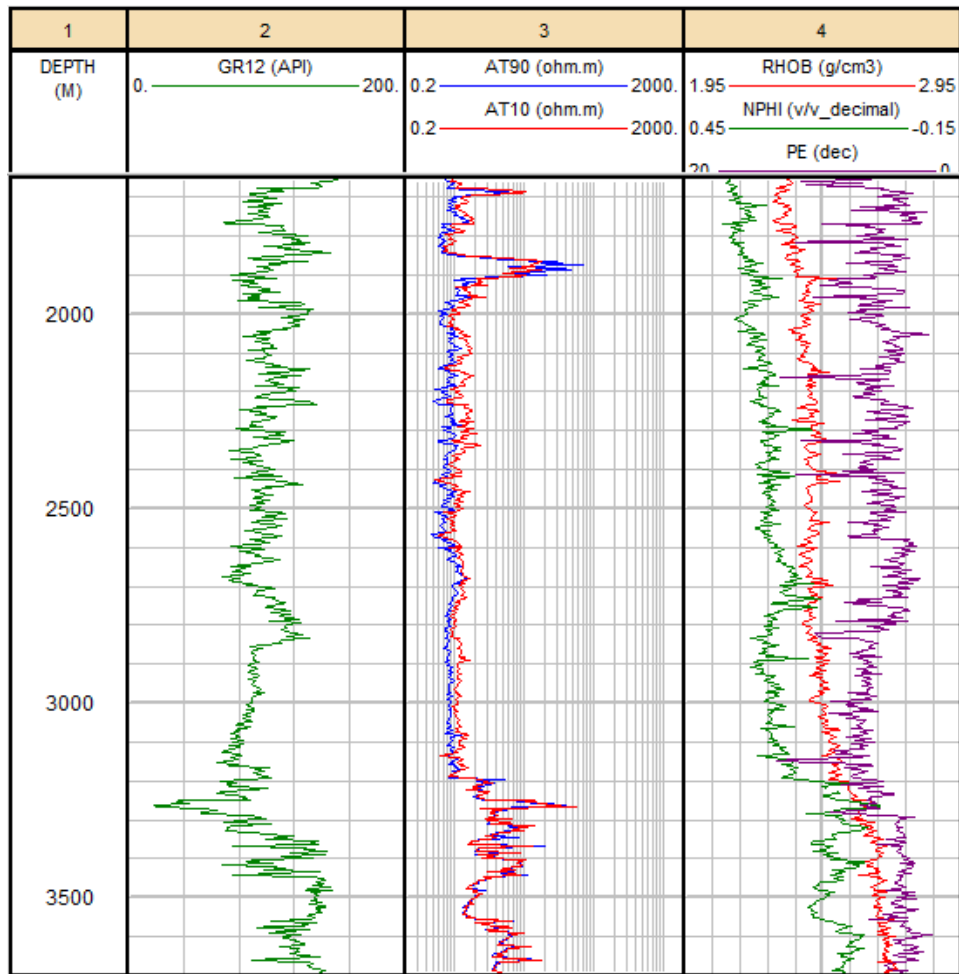


Figura 4.3 Graficación de datos al programa IP©

4.3 Cálculo de los Módulos Elásticos

Se realizó el cálculo del Módulo de Young y la Relación de Poisson utilizando las siguientes fórmulas:

$$E = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2} \tag{Ec. 4.1}$$

$$\nu = \frac{V_p^2 - 2V_s^2}{2(V_p^2 - V_s^2)} \tag{Ec. 4.2}$$

Donde:

E = Módulo de Young



ν = Relación de Poisson

ρ = Densidad volumétrica

v_p = Velocidad de Onda Compresional

v_s = Velocidad de Onda de Corte

4.4 Normalización de los Módulos Elásticos

Una vez que se tienen calculados los Módulos se deben normalizar ya que el índice de fragilidad se expresa como porcentaje, para esto se utilizan las siguientes fórmulas:

$$E_{brittle} = \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$\nu_{brittle} = \frac{\nu - \nu_{min}}{\nu_{max} - \nu_{min}} \quad \text{Ec. 4.4}$$

Donde

$E_{brittle}$ = Módulo de Young normalizado

$\nu_{brittle}$ = Relación de Poisson normalizada

E_{max} = Valor máximo de Módulo de Young

E_{min} = Valor mínimo de Módulo de Young

ν_{max} = Valor máximo de Relación de Poisson

ν_{min} = Valor mínimo de Relación de Poisson

Como se observa a continuación en la figura 4.4 los Módulos calculados en el carril izquierdo y posteriormente normalizados en el carril derecho.

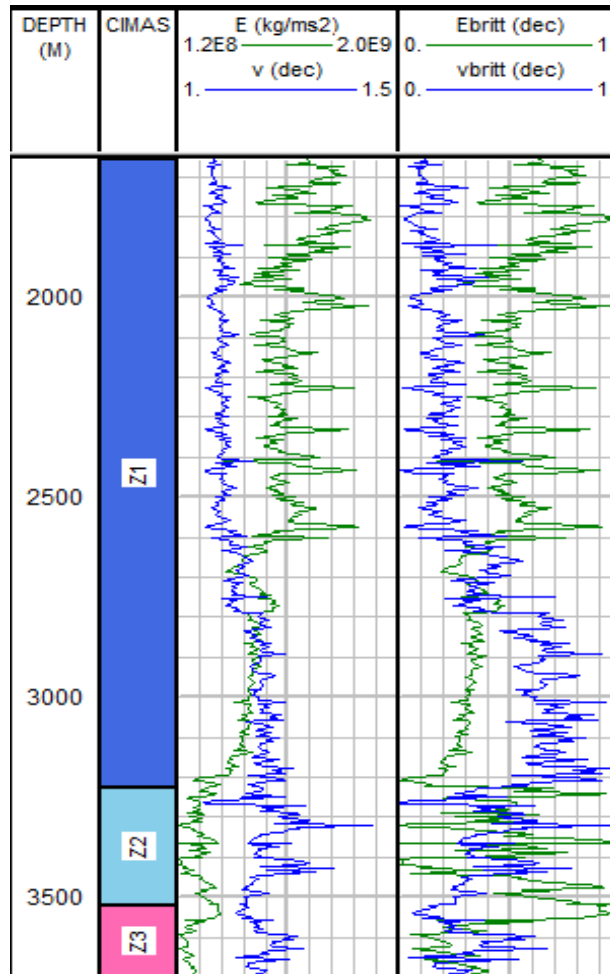


Figura 4.4 Módulos elásticos calculados (izquierda) y normalizados (derecha)

4.5 Cálculo del Índice de Fragilidad

El Índice de Fragilidad es la combinación del Radio de Poisson y el Módulo de Young, estos dos componentes son combinados para reflejar la fuerza de la roca bajo efecto del esfuerzo (Radio de Poisson) y a mantener una fractura (Módulo de Young).

Entonces en Índice de Fragilidad es definido por la ecuación 4.5 como:

$$BI_{sonic} = \frac{E_{brittle} + v_{brittle}}{2} \times 100\% \quad \text{Ec. 4.5}$$



La curva resultante se puede observar en la figura 4.5 mostrada a continuación:

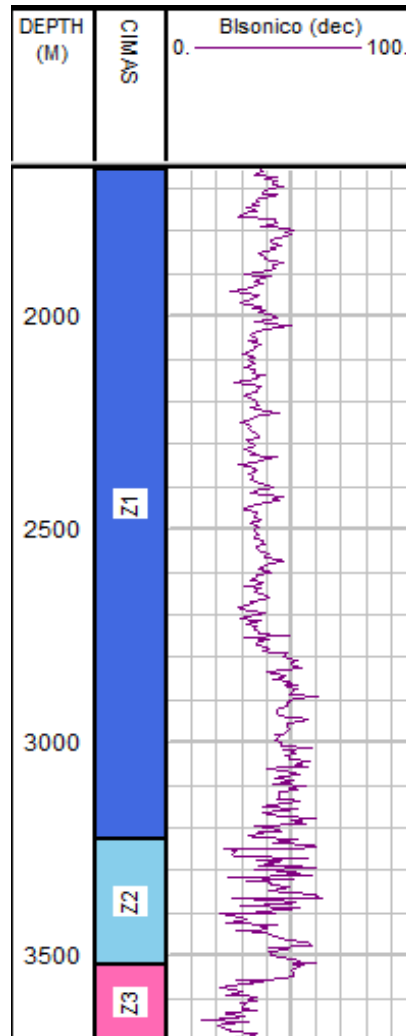


Figura 4.5 Índice de Fragilidad

4.6 Control de Calidad de los Datos

Comparamos visualmente con los datos originales para verificar que se hayan digitalizado de forma correcta, corroborando no solo la curva sino también el nombre del registro y sus unidades, así como ajustar la escala en la cual sea más conveniente visualizar los datos.

Realizar el control de calidad es muy importante ya que la interpretación dependerá directamente de ello.



4.7 Cálculo del Gradiente de Temperatura

Conforme aumenta la profundidad también aumenta la temperatura, es de suma importancia calcular el gradiente de temperatura ya que por consecuencia la temperatura a diferentes profundidades cambia.

La temperatura de superficie es aproximadamente de 25°C, el gradiente de temperatura nos dice que por cada 110 ft, es decir, 33.528 m, la temperatura aumentará 1°C. De esta forma el aumento de la temperatura tenderá a tener un comportamiento lineal, lo cual podemos observar en la figura 4.6.

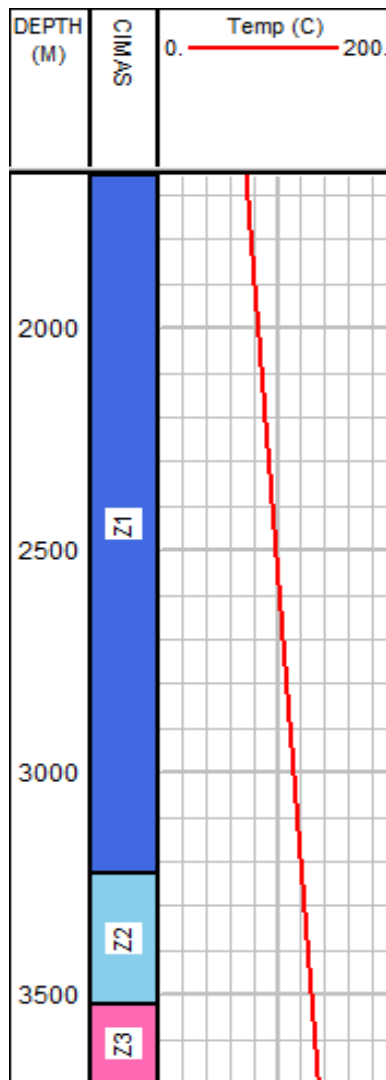


Figura 4.6 Registro de Temperatura calculado

4.8 Estimación de Matrices usando Gráficas Cruzadas

Las gráficas cruzadas o también llamadas cross plots hacen que el reconocimiento de la matriz dominante en cada una de las formaciones litológicas sea más fácil de identificar.

Las gráficas cruzadas están integrados por variables que pueden ser: Neutrón-Densidad, Sónico-Densidad, Sónico-Neutrón. Se puede tener una variable de Rayos Gamma que sirve como guía en el rango de valores.

Se tiene como referencia en la identificación de matrices a las areniscas, calizas y dolomías. En la figura 4.6 se observa una gráfica cruzada de los registros de Densidad y Neutrón con los datos correspondientes a todo el pozo.

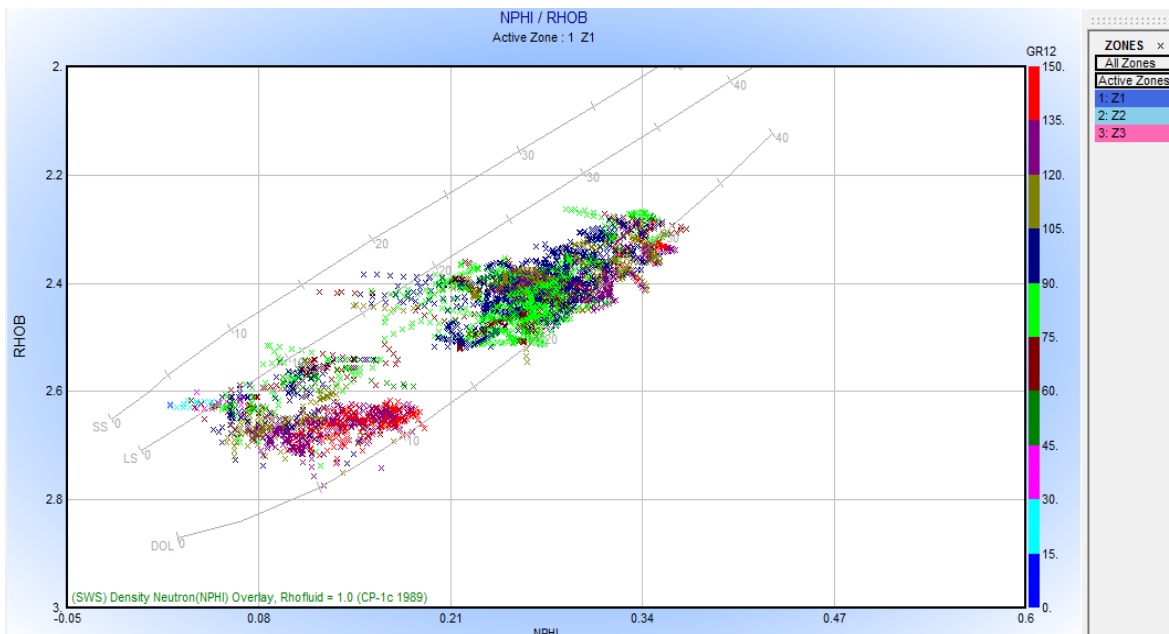


Figura 4.7 Gráfica cruzada de los registros de Densidad y Neutrón para obtener litología de todo el pozo

En las gráficas cruzadas de litología por zona, en donde pudimos ver tendencias diferentes en cada una:

Zona 1: Compuesta principalmente de carbonatos, la mayoría de los datos se concentran en las dolomías y se observan calizas en menor cantidad. Las areniscas tienen presencia demasiado baja como se puede observar en la figura 4.8.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

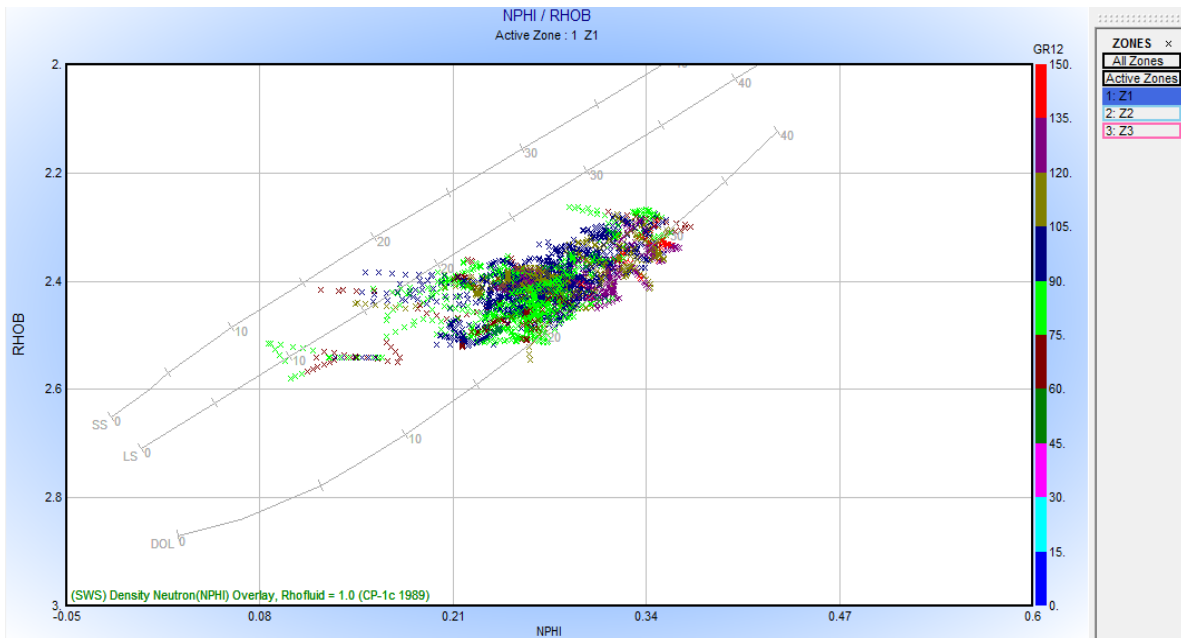


Figura 4.8 Gráfica cruzada de los registros de Densidad y Neutrón para obtener litología en la zona 1

Zona 2: Compuesta igual que la zona 1 principalmente por carbonatos, se observa una distribución similar entre calizas y dolomías, se nota más la presencia de areniscas, ver figura 4.9.

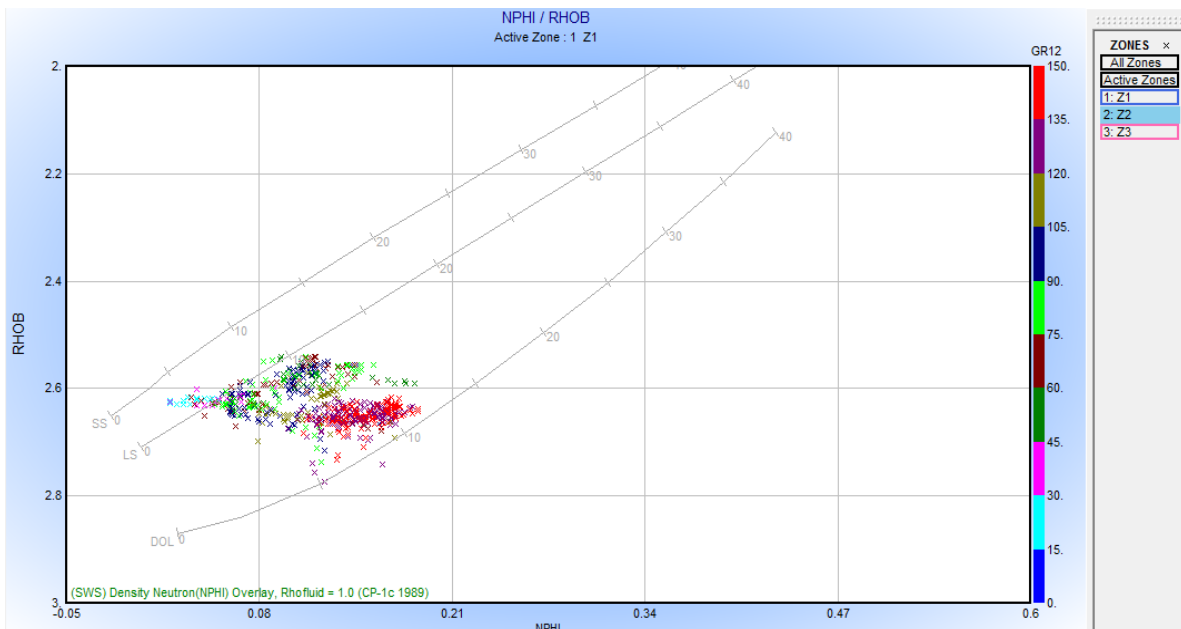


Figura 4.9 Gráfica cruzada de los registros de Densidad y Neutrón para obtener litología en la zona 2



Zona 3: compuesta únicamente por carbonatos, los datos se ubican solo en calizas y dolomías, ver figura 4.10.

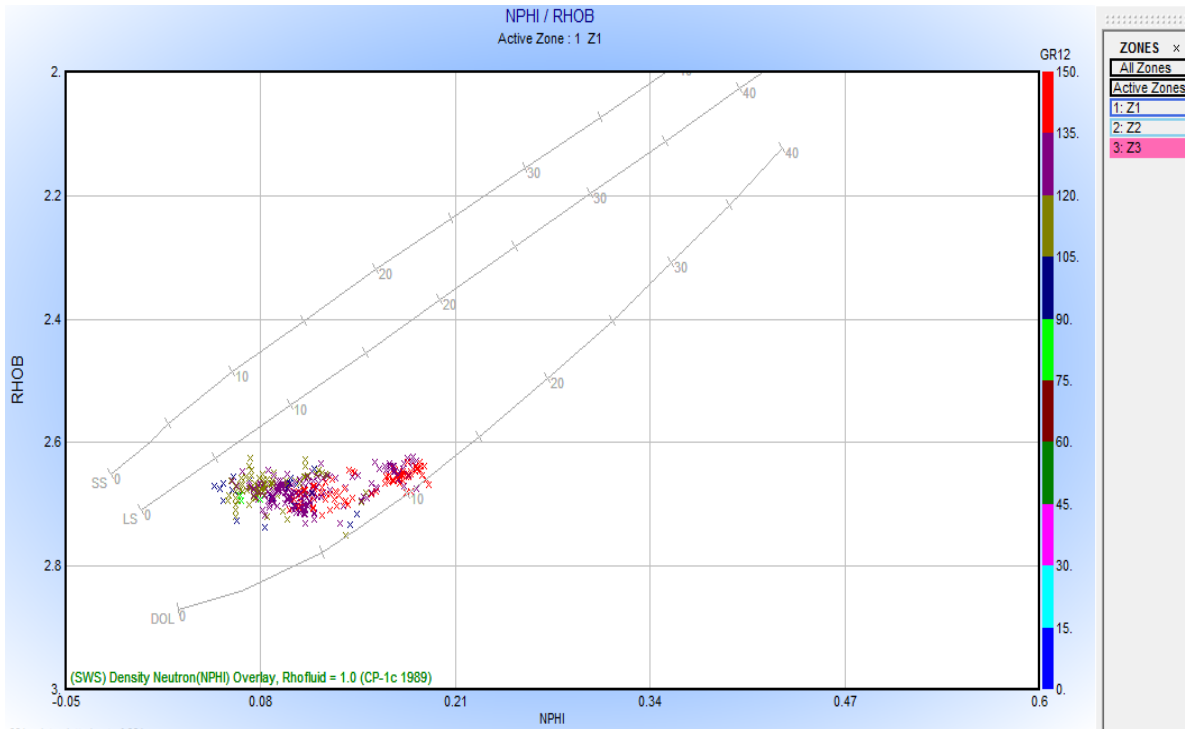


Figura 4.10 Gráfica cruzada de los registros de Densidad y Neutrón para obtener litología en la zona 3

4.9 Cálculo de Mineralogía Compleja

Para este paso es necesario datos como la temperatura, resistividades somera y profunda. A partir de aquí obtenemos saturación de agua, porosidad y mineralogía.

Para mayor precisión en los resultados realizamos nuestra evaluación de mineralogía compleja por formaciones.

Debido a que el pozo se integra por tres formaciones se tendrán tres modelos diferentes, uno para cada Formación, como se observan en las figuras 4.11, 4.12 y 4.13.

Tomando como referencia las gráficas cruzadas de las figuras 4.8, 4.9 y 4.10 se consideraron los minerales (calcita, dolomita, cuarzo y arcilla) para cada modelo.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



						Mineral	Calcite	Dolomite	Clay	Water Sxo	Quartz
						Type	Matrix	Matrix	Wet Clay	Water Sxo	Matrix
						Shading					
						Use	✓	✓	✓	✓	✓
Curve / Val	Equation	Eq. Mode	Use	Confidence	Inv. Fact.	Result	VLime	VDol	Vclay	Vwater	VSand
1.0	Unity	Model	✓	0.01	1.0		1.	1.	1.	1.	1.
RHOB	Density	Model	✓	.1	1.0		2.71	2.87	2.3	Auto	2.65
NPHI	Neutron	Model	✓	.1	1.0		0.001	0.01	0.35	Auto	Auto
VCLGR	Linear	Model	✓	0.01	1.0		0.	0.	1.	0.	0.

Figura 4.11 Modelo para la zona 1

						Mineral	Calcite	Dolomite	Quartz	Clay	Water Sxo
						Type	Matrix	Matrix	Matrix	Wet Clay	Water Sxo
						Shading					
						Use	✓	✓	✓	✓	✓
Curve / Val	Equation	Eq. Mode	Use	Confidence	Inv. Fact.	Result	VLime	VDol	VSand	Vclay	Vwater
1.0	Unity	Model	✓	0.01	1.0		1.	1.	1.	1.	1.
RHOB	Density	Model	✓	.2	1.0		2.71	2.87	2.8	2.3	Auto
NPHI	Neutron	Model	✓	.15	1.0		0.001	0.01	0.	0.35	Auto
VCLGR	Linear	Model	✓	0.01	1.0		0.	0.	0.	1.	0.

Figura 4.12 Modelo para la zona 2

						Mineral	Calcite	Dolomite	Clay	Water Sxo	Quartz
						Type	Matrix	Matrix	Wet Clay	Water Sxo	Matrix
						Shading					
						Use	✓	✓	✓	✓	
Curve / Val	Equation	Eq. Mode	Use	Confidence	Inv. Fact.	Result	VLime	VDol	Vclay	Vwater	VSand
1.0	Unity	Model	✓	0.01	1.0		1.	1.	1.	1.	1.
RHOB	Density	Model	✓	.2	1.0		2.8	2.9	2.4	Auto	2.65
NPHI	Neutron	Model	✓	.15	1.0		0.001	0.01	0.35	Auto	Auto
VCLGR	Linear	Model	✓	.01	1.0		0.	0.	1.	0.	0.

Figura 4.13 Modelo para la zona 3



4.10 Cálculo del Volumen de Arcilla

El cálculo del volumen de arcilla para cada Formación es necesario hacer las correcciones pertinentes que comúnmente afectan los resultados de los registros.

Estos ajustes son simplemente delimitar las líneas de zonas sucias (línea de lutitas) y zonas limpias (línea de arenas) para cada Formación.

El cálculo del volumen de arcilla se puede hacer mediante registro de rayos gamma, potencial espontáneo, resistividad o neutrón.

El volumen de arcilla fue calculado a partir de las curvas de Rayos Gamma utilizando la Ec. 2.1, en la figura 4.14 se observa el cálculo del volumen de arcilla para el Pozo A1.

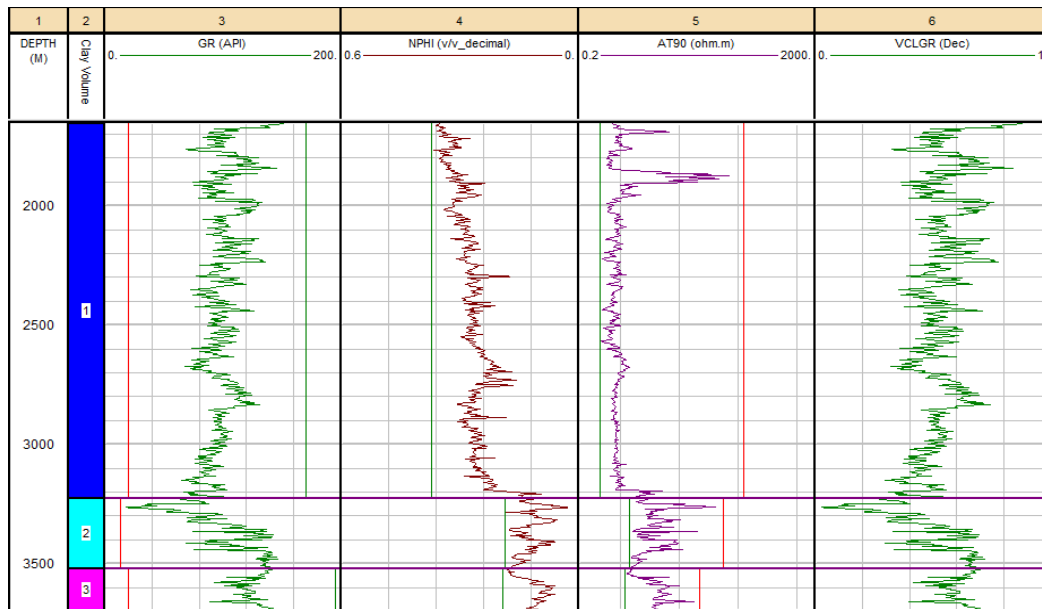


Figura 4.14 Template del cálculo de Volumen de Arcilla a partir del Registro de Rayos Gamma

4.11 Cálculo de Porosidad

La porosidad es uno de los parámetros clave para la determinación de la capacidad de almacenamiento del hidrocarburo. En casos de depósitos convencionales, el



registro de densidad es comúnmente usado en la interpretación de la porosidad total, para este caso la ecuación de la porosidad es modificada por el componente TOC debido a la presencia de componentes orgánicos de baja densidad teniendo entonces la ecuación 4.6:

$$\phi_T = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b) + \rho_b \left(W_{TOC} - \rho_{ma} \frac{W_{TOC}}{\rho_{TOC}} \right)}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad \text{Ec 4.6}$$

Donde:

ϕ_T = Porosidad Total

ρ_{ma} = Densidad de la matriz

ρ_b = Densidad aparente

W_{TOC} = Peso Fracción de TOC

ρ_{TOC} = Densidad del kerógeno

ρ_f = Densidad del fluido

4.12 Cálculo de Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva son los poros interconectados presentes en una roca, la cual contribuye al flujo de fluidos (permeabilidad) de un yacimiento. El cálculo de la porosidad efectiva, sirve para los estudios de reservas y simulaciones de yacimientos, esto debido a que refleja el volumen de los poros interconectados.

Para determinar la porosidad efectiva es necesario eliminar el “efecto de la arcilla” y para esto utilizamos la ecuación 4.7:

$$\phi_e = \phi_T (1 - I_{sh}) \quad \text{Ec. 4.7}$$

Donde:

ϕ_e = Porosidad Efectiva

ϕ_T = Porosidad Total



I_{sh} = Volumen de Arcilla

Resultando de esta ecuación la figura 4.15

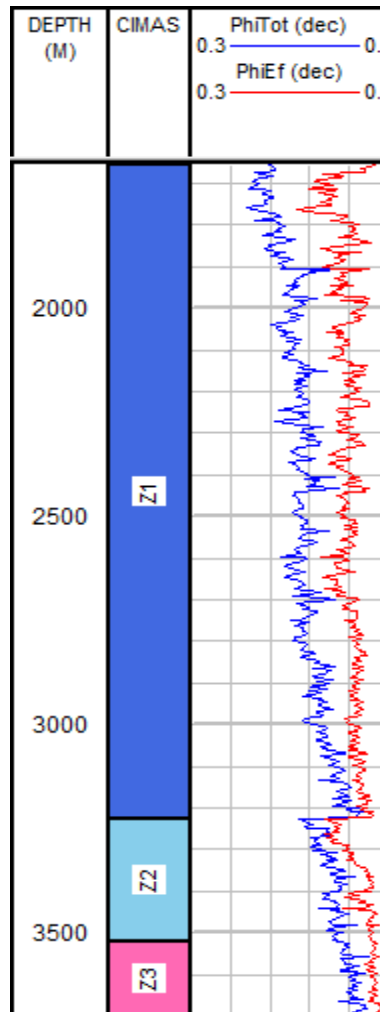


Figura 4.15 Porosidad Total y Porosidad Efectiva

4.13 Cálculo de Saturación de Agua

La Saturación está directamente ligada a la porosidad efectiva y total y éstas tres a su vez a la interpretación.

Para calcular la Saturación de Agua se usó el método de Simandoux, la figura 4.16 muestra el templete generado en el cálculo de Saturación de Agua.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

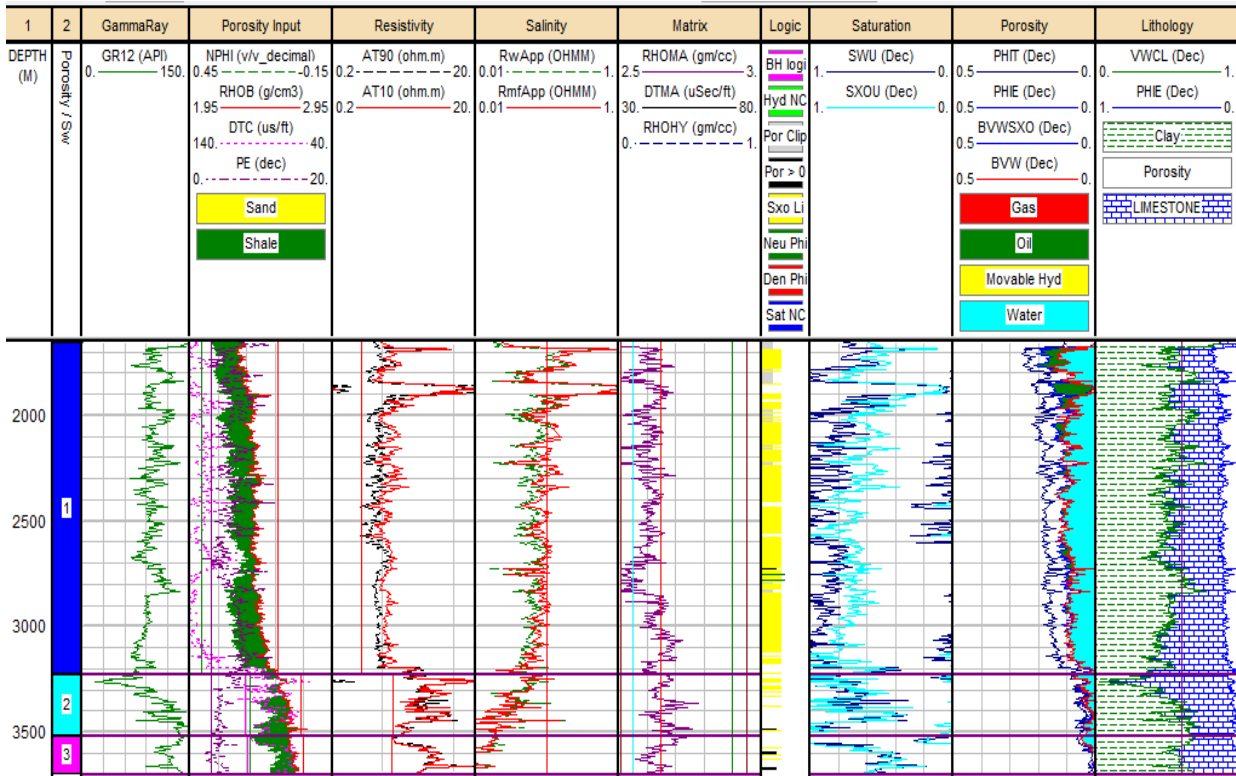


Figura 4.16 Template generado a partir del cálculo de la Saturación de Agua

4.14 Cálculo de Permeabilidad

La permeabilidad se estima modificando la ecuación empírica de Schlumberger (Ec 4.8) al suponer que la saturación de agua estimada del método de Simandoux es una saturación de agua irreducible:

$$k = 10000 \times \frac{\phi^{4.5}}{S_{wi}^2} \quad \text{Ec 4.8}$$

Esta ecuación modificada se presenta de la siguiente manera:

$$k = 10000 \times \frac{\phi^5}{S_{wi}^3} \quad \text{Ec. 4.9}$$

Dando como resultado la curva mostrada en la figura 4.16



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

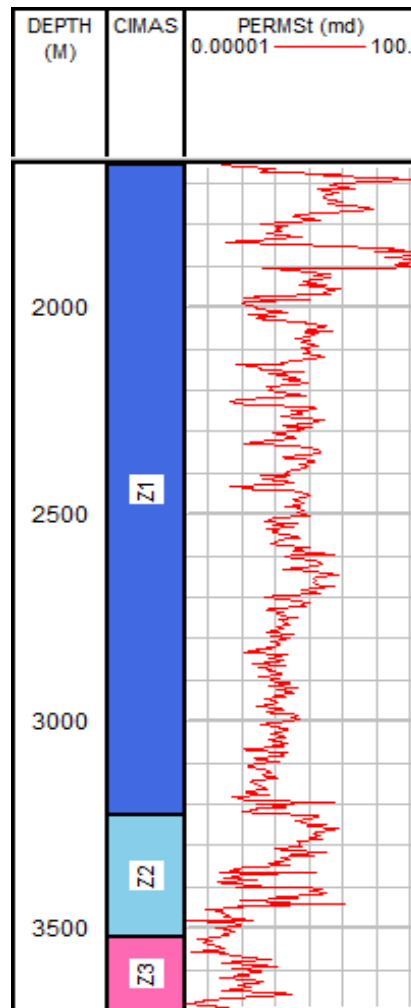


Figura 4.17 Registro de Permeabilidad calculada

4.15 Índice de Calidad de lutitas

El índice de calidad es un parámetro que se puede calcular una vez que se conocen parámetros los petrofísicos, para esto se utiliza la ecuación 2.8, la cual comprende tres índices previos que se calculan usando las Ec. 4.10, 4.11 y 4.12:

$$TOC^* = \frac{TOC_{log} - TOC_{base}}{TOC_{base}} \quad \text{Ec. 4.10}$$

$$BI^* = \frac{BI_{log} - BI_{base}}{BI_{base}} \quad \text{Ec. 4.11}$$



$$\phi_T^* = \frac{\phi_T}{1-\phi_T}$$

Ec. 4.12

4.16 Clasificación de Tipos de Rocas

Para clasificar las rocas de acuerdo a sus características se utiliza una gráfica cruzada del Registro de Rayos Gamma y el Índice de Fragilidad, como se observa en la figura 4.18, así mismo se utiliza como referencia la tabla 2.1, la cual además de dicho índice también considera el valor de TOC.

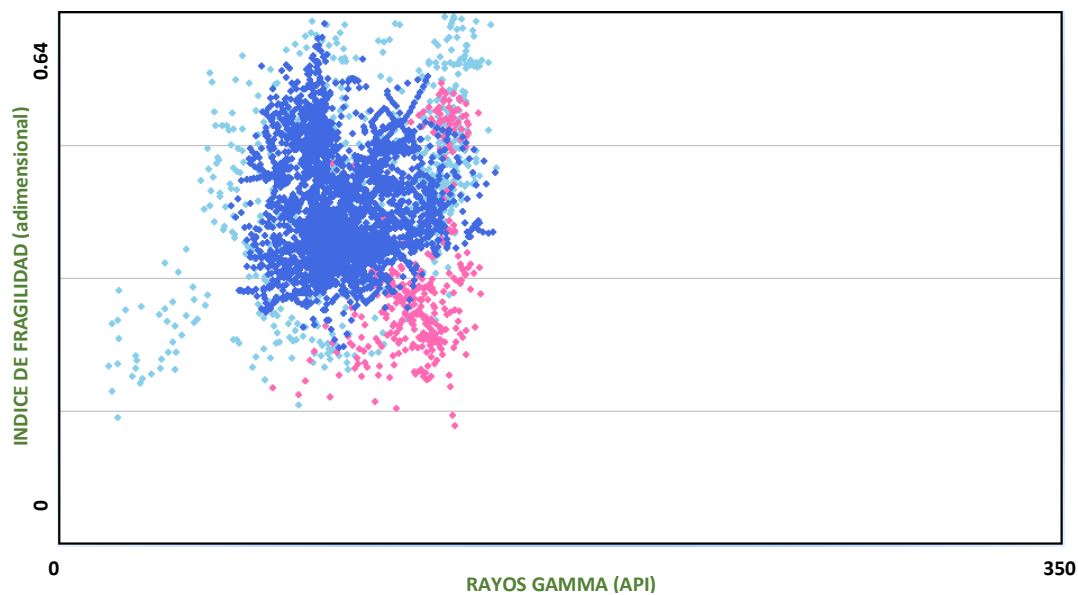


Figura 4.18 Gráfica cruzada de Rayos Gamma e Índice de Fragilidad para la clasificación de Tipos de Rocas para el Pozo A1

CAPÍTULO V: APLICACIONES Y ANÁLISIS

A continuación se muestran los aspectos considerados para el procesamiento de los datos, el templete de los registros, los parámetros petrofísicos que se usaron y los resultados obtenidos por formación.

A partir de los resultados aquí mostrados y su interpretación podemos finalmente definir nuestra zona de estudio, conocer los sweet spots que presenta el pozo y la viabilidad para proyectos futuros.

Para realizar la caracterización de un yacimiento, los registros geofísicos de pozo son complementados con una previa investigación de la geología del lugar, lo cual es una ventaja considerable, de esta forma reducimos la incertidumbre al momento de determinar las matrices, en este caso además de investigar las formaciones geológicas presentes contamos con datos de núcleos. Gracias a estos podemos hacer una inferencia y una correlación para los resultados obtenidos.

La litología presentada en la zona de estudio es principalmente carbonatos, la figura 5.1 muestra la nomenclatura utilizada para la definición de matrices, en la que observamos minerales como arcilla, calcita, dolomita y cuarzo.

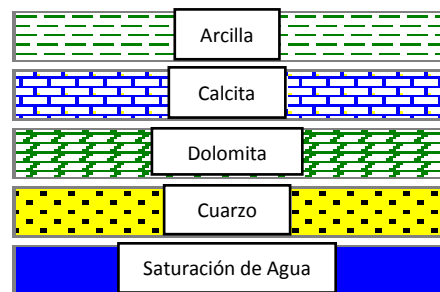


Figura 5.1 Nomenclatura de matrices utilizadas

Se presenta el Pozo A1, ubicado en la Cuenca Norte de Sumatra, Indonesia, el cual tiene una profundidad que va de 1655 a 3700 m y atraviesa tres formaciones que se describen a continuación de acuerdo a la metodología presentada.



5.1 Formación Lower Baong

Corresponde a la Zona 1 del pozo, se ubica de 1655 a 3225 m de profundidad, las condiciones de esta formación permiten el enriquecimiento del material orgánico especialmente en la parte profunda de la cuenca, es conocida por sus minerales arcillosos como illita, caolinita y clorita, como una fuente de roca con Contenido Orgánico Total (TOC) y kerógeno tipo II y III, su nivel de madurez empieza a la profundidad de 2000 m.

En la figura 5.2 observamos los Registros correspondientes a la Formación Lower Baong, contando con Rayos Gamma, Resistividad, Densidad, Neutrón, Factor Fotoeléctrico, Sónico y TOC.

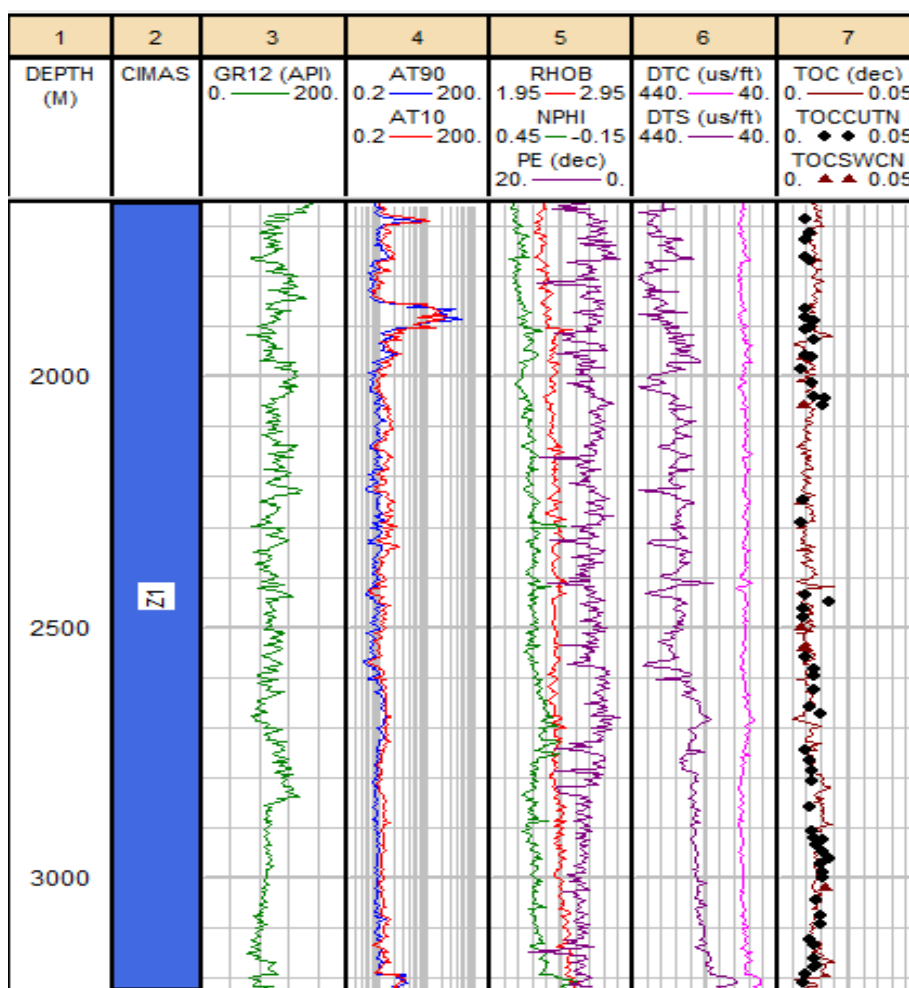


Figura 5.2 Registros Geofísicos iniciales de la Formación Lower Baong



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Para esta Formación observamos valores altos de Rayos Gamma que van de 70 a 140 API y valores bajos de resistividad entre 0.4 y 3 ohm·m, resaltando un cambio de valores que llega hasta los 28 ohm·m a la profundidad de 1875 m aproximadamente. Los valores de Rayos Gamma y la baja resistividad la asociamos a una alta acumulación de lutitas, asimismo los valores de densidad varían entre los 2.25 y 2.45 g/cm³.

A la profundidad de 2840 m aproximadamente se comienza a observar que los valores de Rayos Gamma y tiempo de tránsito de la Onda S disminuyen, manteniendo una nueva tendencia de 78 a 82 API y 220 a 290 us/ft respectivamente. Adicionalmente del Registro de TOC se tienen datos de núcleos, los valores para el TOC se encuentran entre 0 y 0.025 unidades.

En la figura 5.3 se observa la matriz obtenida a partir del modelo mostrado en la figura 4.11, el cual de acuerdo a las gráficas cruzadas se compone de arcilla, dolomita, calcita, cuarzo y saturación de agua. La mayor parte de la litología está comprendida por arcilla, resultado similar a lo observado en los registros.

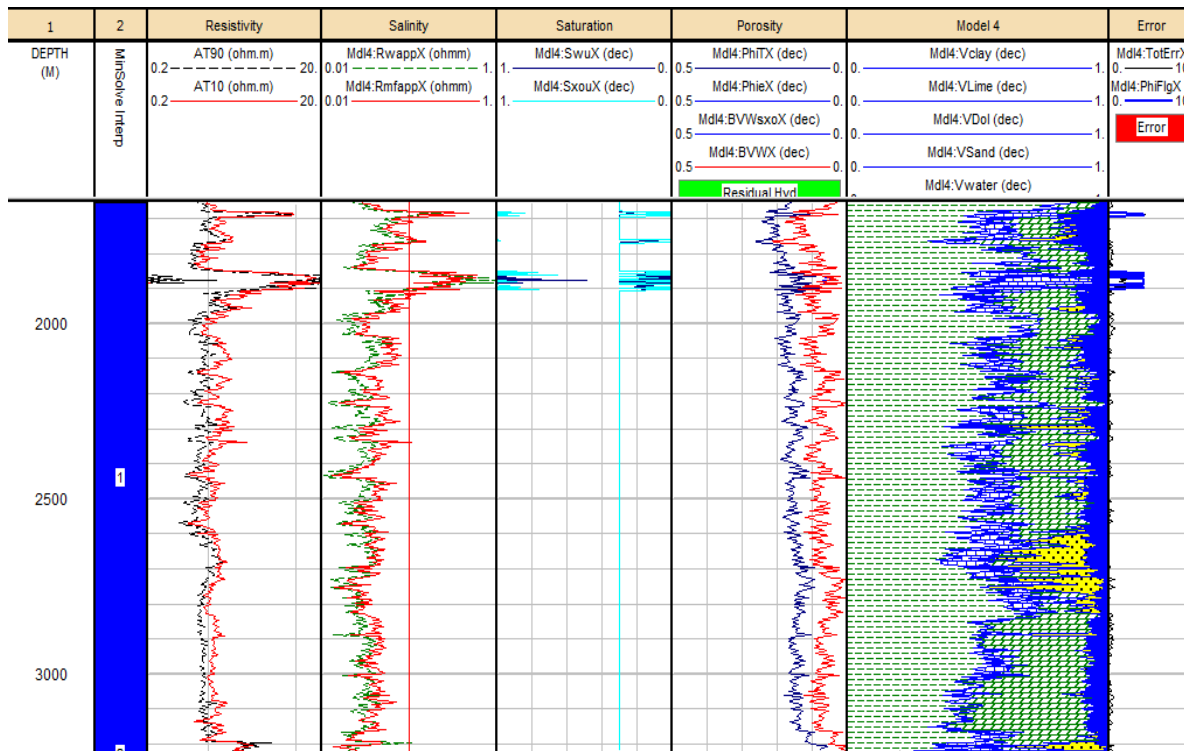


Figura 5.3 Matriz obtenida para la Formación Lower Baong



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



La presencia de arenas es más notable entre los 2600 y 2850 m y la gran presencia de arcilla nos da como resultado una buena saturación en la zona.

En la figura 5.4 se observan los registros de Rayos Gamma (verde), Neutrón (marrón) y Resistividad (morado) a partir de los cuales se calculó el volumen de arcilla observado en el último carril.

En el carril mencionado se observan tres curvas traslapadas correspondientes a cada registro utilizado, de las cuales las curvas verde y morado, es decir, de Rayos Gamma y Resistividad son más similares entre sí, resultando valores en un rango de 0.38 a 0.81 unidades para Rayos Gamma, el cuál será el registro más importante a considerar.

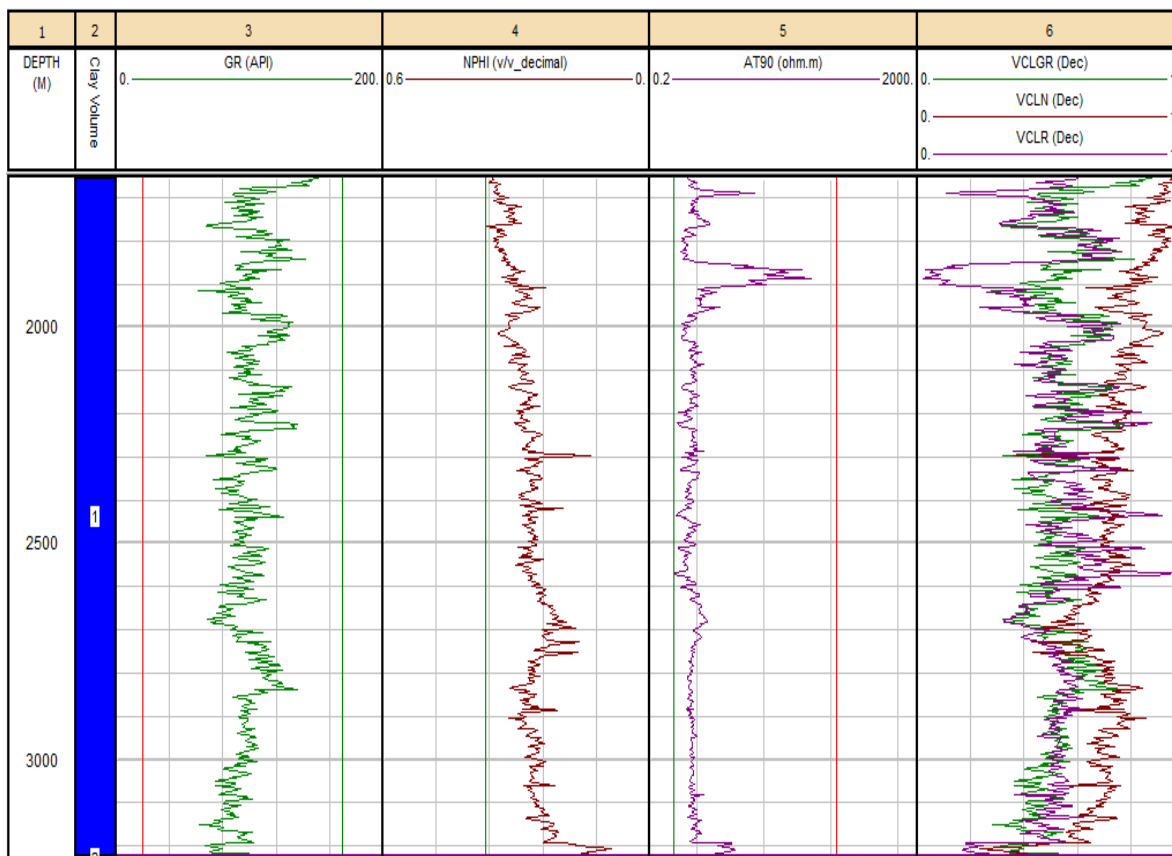


Figura 5.4 Cálculo de Volumen de Arcilla para la Formación Lower

En la figura 5.5 se ilustra la saturación calculada para la zona, para la cual se utilizó el método de Simandoux, en el carril "Porosity" el registro de Porosidad Efectiva se



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



visualiza dando un valor que inicia en 0.3 unidades aproximadamente y va disminuyendo hasta 0.1 unidades.

También se observa que la mayor parte de la porosidad está compuesta por agua y aceite en azul y verde respectivamente, la mayor concentración de aceite se observa donde la porosidad efectiva es mayor.

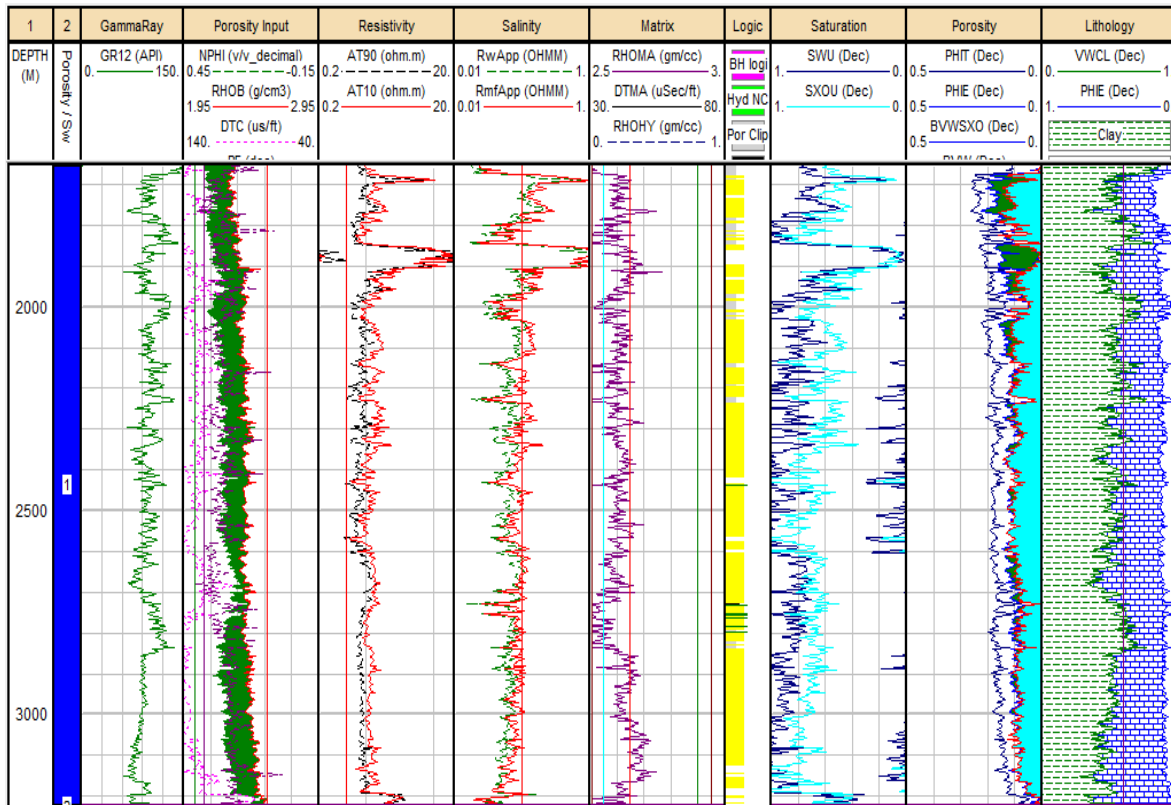


Figura 5.5 Cálculo de Saturación de Agua para la Formación Lower Baong

De nuevo se observa que las litologías principales son arcillas y carbonatos.

La clasificación de tipos de rocas se visualiza mediante una gráfica cruzada del Índice de Fragilidad calculado y el Registro de Rayos Gamma, el esquema se divide en cuatro secciones, la sección superior representa la parte más frágil la cuál va disminuyendo hasta ser dúctil.

Para la Formación Lower Baong, dicha clasificación se muestra en la figura 5.6, en la que se observa que la mayoría de los datos se encuentran en la parte superior, específicamente en las secciones “FRÁGIL”, “MENOS FRÁGIL” Y “MENOS



DÚCTIL”, siendo de estas la sección “MENOS FRÁGIL” la que tiene mayor presencia de datos, lo cual podemos observar también en la figura 5.6

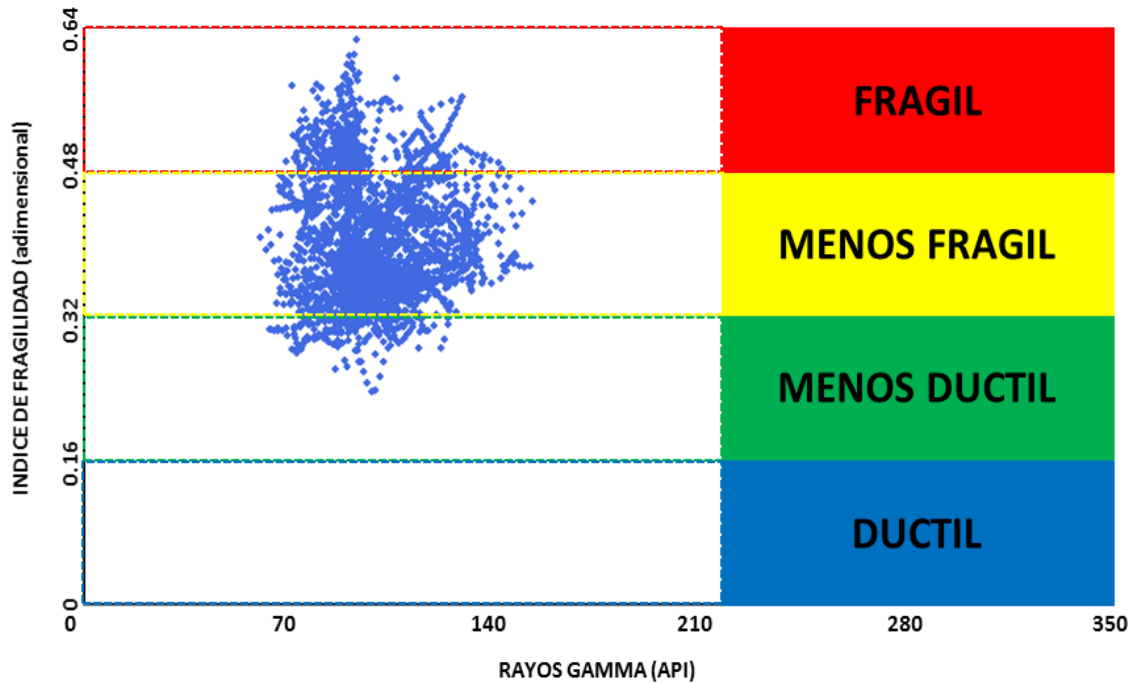


Figura 5.6 Clasificación de Rocas de la Formación Lower Baong de acuerdo a su fragilidad

La figura 5.7 muestra porosidades total y efectiva, volumen de arcilla y permeabilidad, los cuales cabe señalar se grafican con sus respectivas medidas de núcleos y sirven de referencia a nuestros datos obtenidos, así como el Módulo de Young y la Relación de Poisson normalizados, el Índice de Fragilidad (BI) y una escala de colores, la cual indica de acuerdo a su TOC y BI la clasificación de Tipos de Roca, donde el color rojo señala la zona de mejor calidad, seguido del color amarillo, verde y azul respectivamente.

Tomando en cuenta así como las características geológicas y geofísicas de la zona, se ubica el sweet spot entre 2750 y 3220 m, el cual se observa encerrado en negro.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

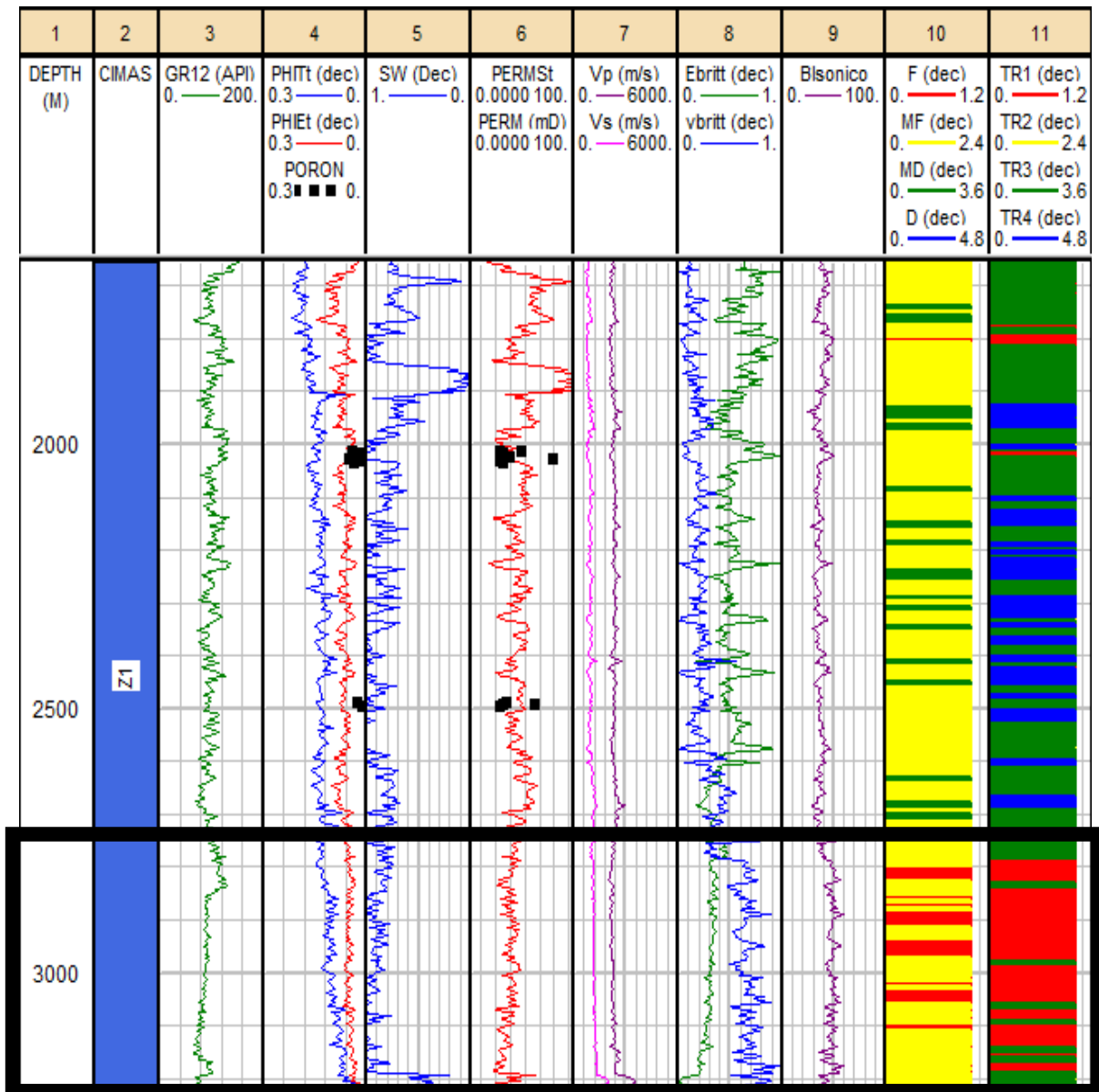


Figura 5.7 Sweet spot de la Formación Lower Baong

5.2 Formación Belumai

Corresponde a la Zona 2, se ubica de 3225 a 3520 m de profundidad, es litológicamente diversa, areniscas y limolitas, es una formación rica en cuarzo y con influencia calcárea del 40 a 50%.

En la figura 5.8 observamos valores de Rayos Gamma de 60 a 150 API, los valores de resistividad entre 1 y 30 ohm·m, la tendencia de estos dos registros se observa inversamente proporcional a lo largo de toda la formación.

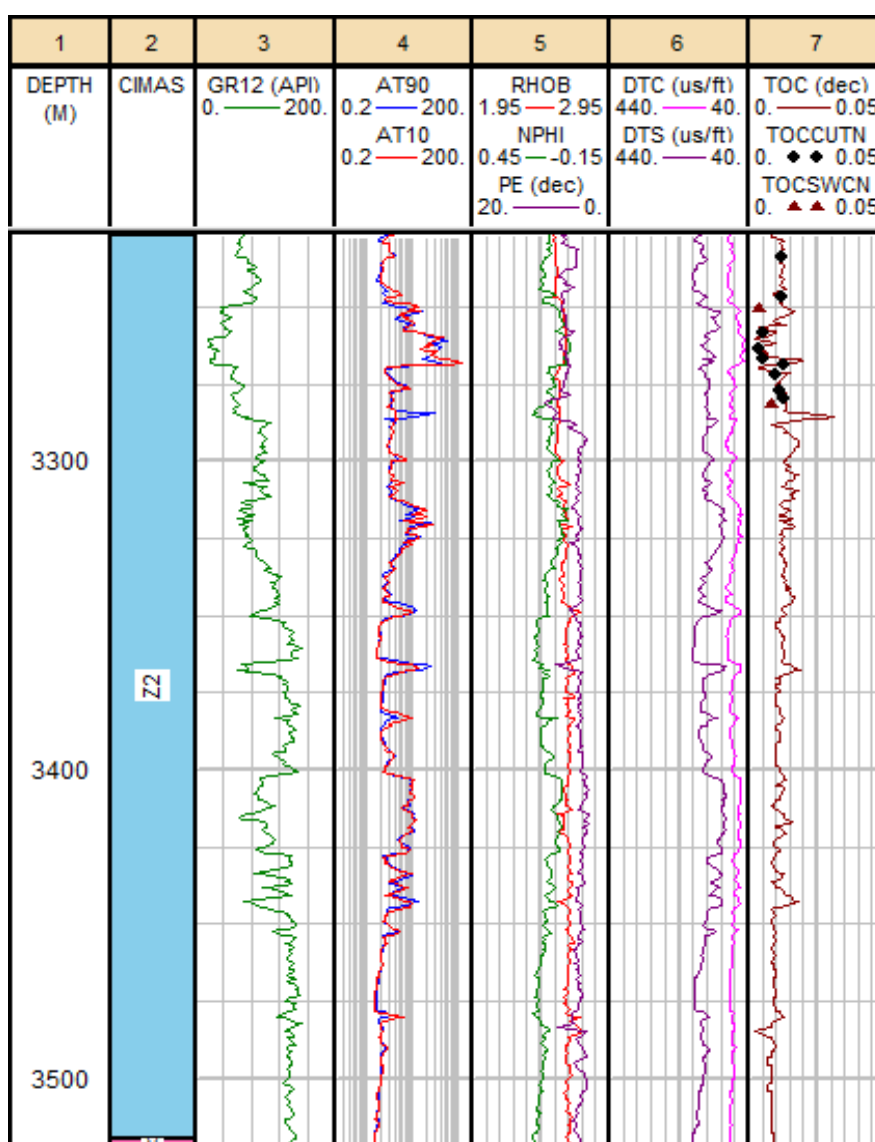


Figura 5.8 Registros Geofísicos iniciales de la Formación Belumai



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Los valores para el Factor Fotoeléctrico van de 3 a 9 barns/electrón, para TOC los valores son de 0 a 0.02 y el tiempo de tránsito de Onda P y S es de 40 a 120 us/ft y 80 a 200 us/ft respectivamente.

Tomando en cuenta que los valores de Rayos Gamma son bajos en los primeros metros del registro y disminuyen hasta 12 API y que el valor de TOC para esta zona es la más baja observada con valores de 0.008 en la formación es probable que la existencia de arcillas sea muy baja en la parte somera de esta formación.

Considerando los valores de densidad que varían en 2.55 y 2.75 g/cm³, se puede inferir que esta formación tiene una gran presencia de carbonatos y arenas.

De acuerdo al modelo de la figura 4.12 se obtuvo la matriz para la formación Belumai y se observa en la figura 5.9 el modelo mencionado consideró arcilla, dolomía, calcita, cuarzo y saturación de agua.

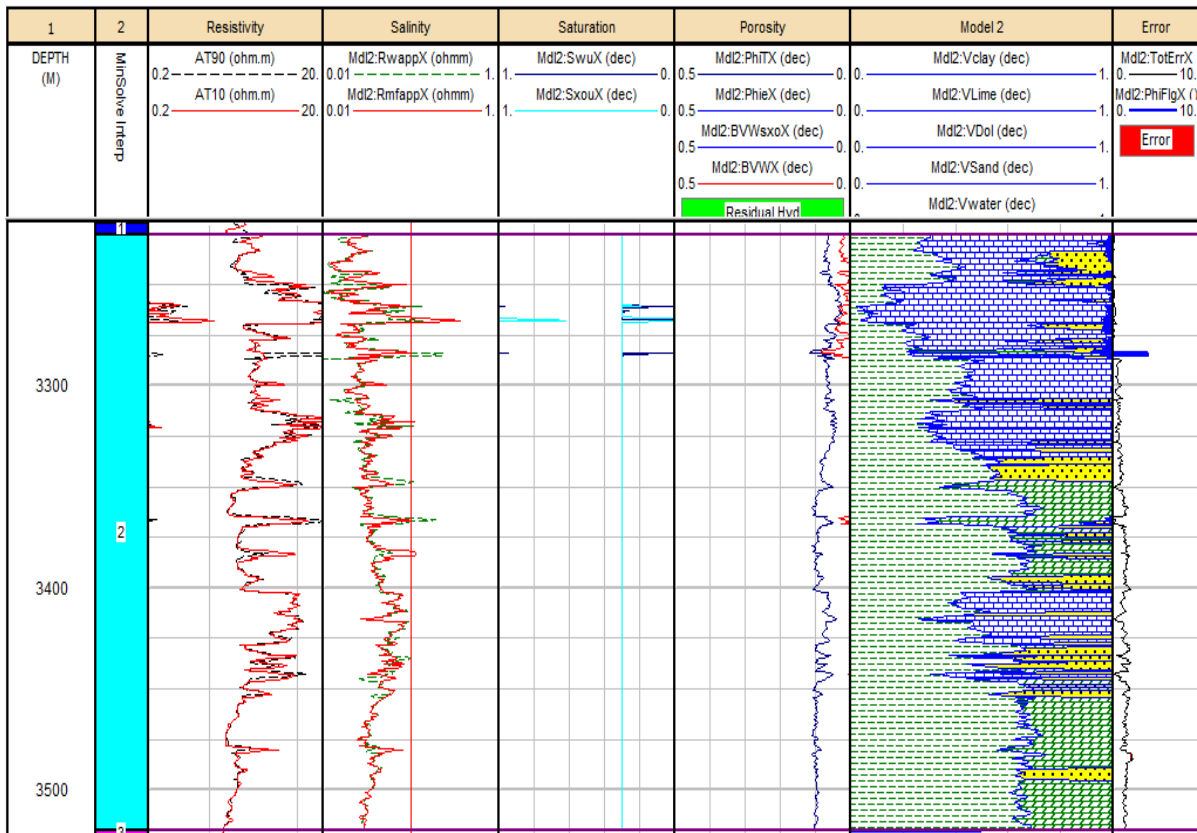


Figura 5.9 Matriz obtenida para la Formación Belumai



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Los resultados mostraron principalmente carbonatos y arcilla, sin embargo es notable la presencia de areniscas a lo largo de toda la zona y que el contenido de arcilla aumenta con la profundidad.

De acuerdo a lo observado la matriz de esta formación tiene una considerable cantidad de arcilla, es necesario además de visualizarlo en la matriz poder cuantificar el volumen de esta

Los volúmenes obtenidos a través de Rayos Gamma, Neutrón y Resistividad se observan en el último carril de la figura 5.10 con una tendencia similar. El volumen de arcilla con Rayos Gamma tiene valores entre 0.18 y 0.85 unidades, los valores más altos y constantes se observan a partir de los 3430 m, los volúmenes de Neutrón y Resistividad son más altos, aumentan a 0.97 unidades aproximadamente.

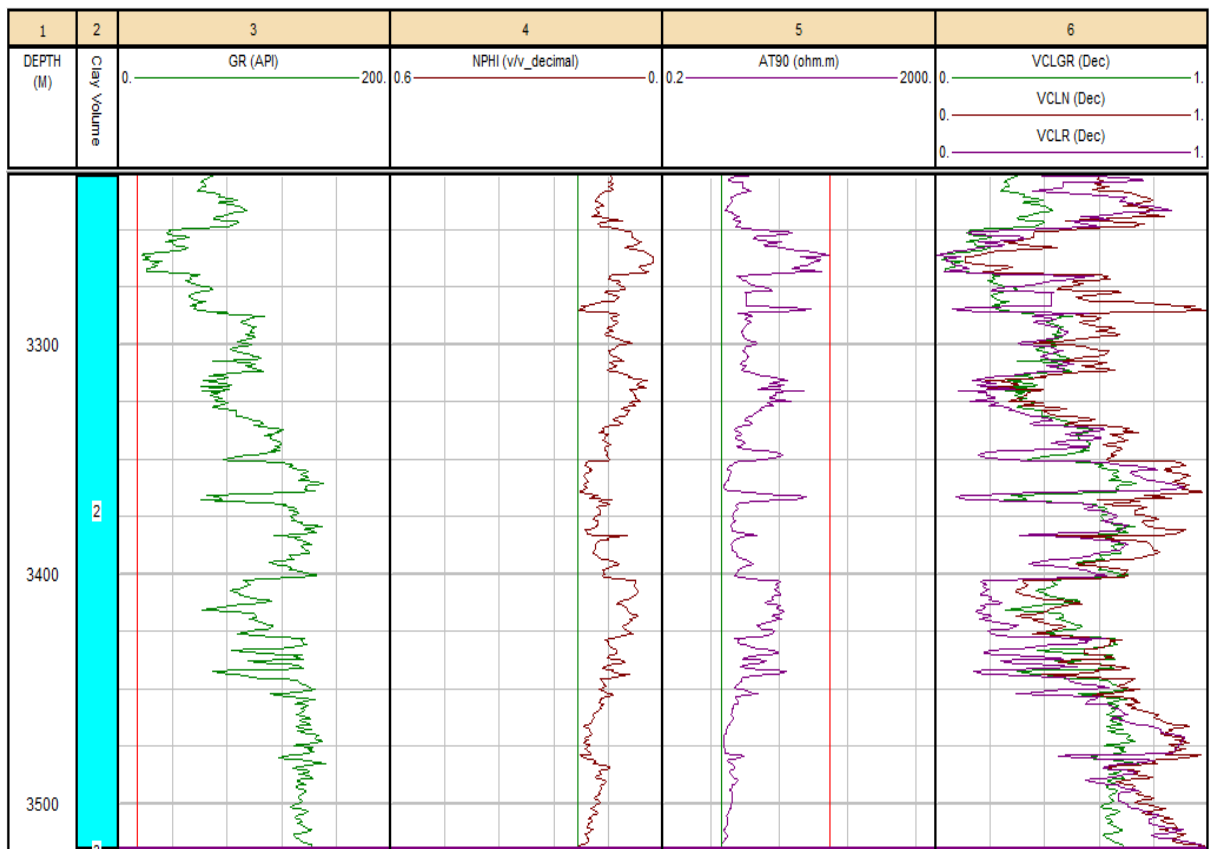


Figura 5.10 Cálculo de volumen de arcilla para la Formación Belumai



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



La figura 5.11 muestra la Saturación de Agua calculada a partir de Simandoux, la porosidad efectiva resultante muestra variaciones pero se mantiene menor a 0.1 para toda la zona, los valores más altos se ubican de 3225 a 3325 m.

Se observa que toda la formación está constituida principalmente por agua y que la litología obtenida a través de este módulo es caliza en su mayoría y lutitas.

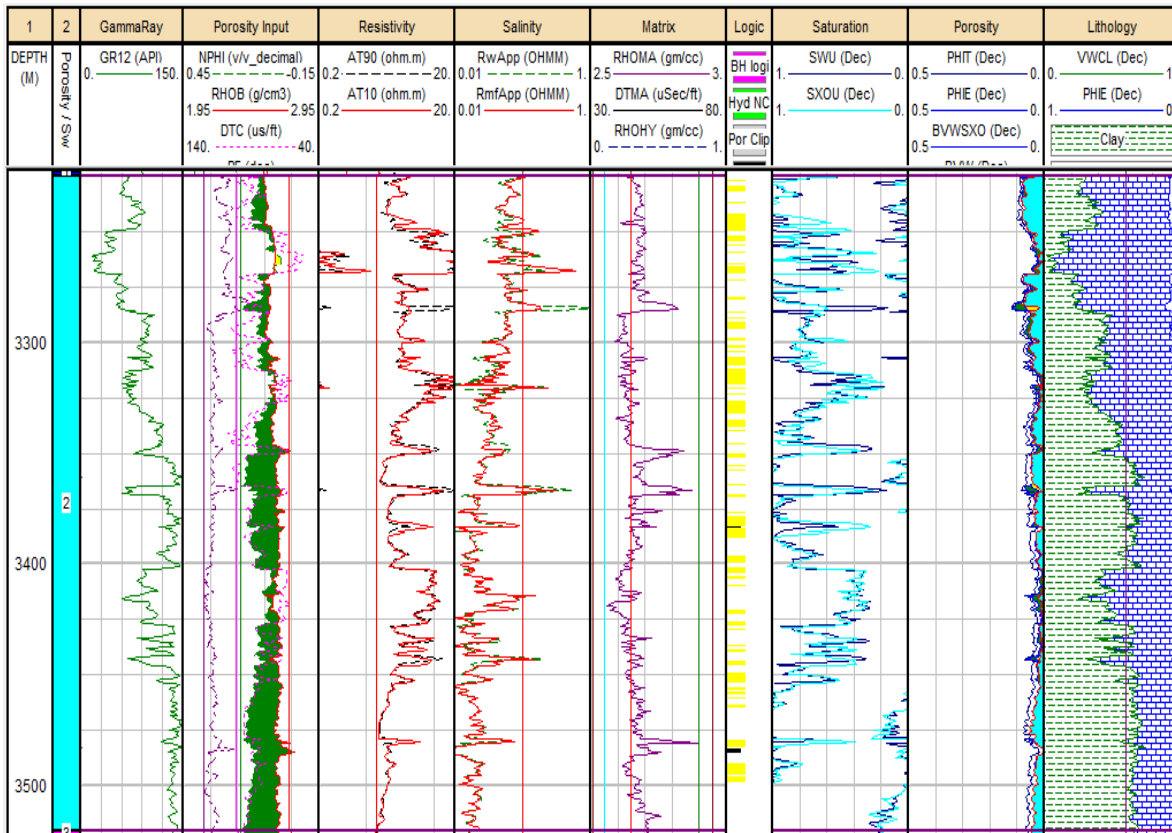


Figura 5.11 Cálculo de Saturación de Agua para la Formación Belumai

La clasificación de tipos de roca se aplicó a la formación y el resultado se observa en la figura 5.12, donde el índice de fragilidad y el registro de Rayos Gamma graficados se distribuyeron en las tres secciones superiores, clasificando los tipos de roca como "FRÁGIL", "MENOS FRÁGIL" y "MENOS DÚCTIL".

Esto indica que el potencial de fragilidad puede ser muy buena, ya que aunque tengamos datos clasificados como menos dúctiles, la mayoría tiende a ser frágil, reducir esta incertidumbre es posible considerando otros aspectos como el TOC.

Una zona que se interpreta como buena en cuestión de fragilidad puede ser a su vez de potencial para fracturamiento hidráulico.

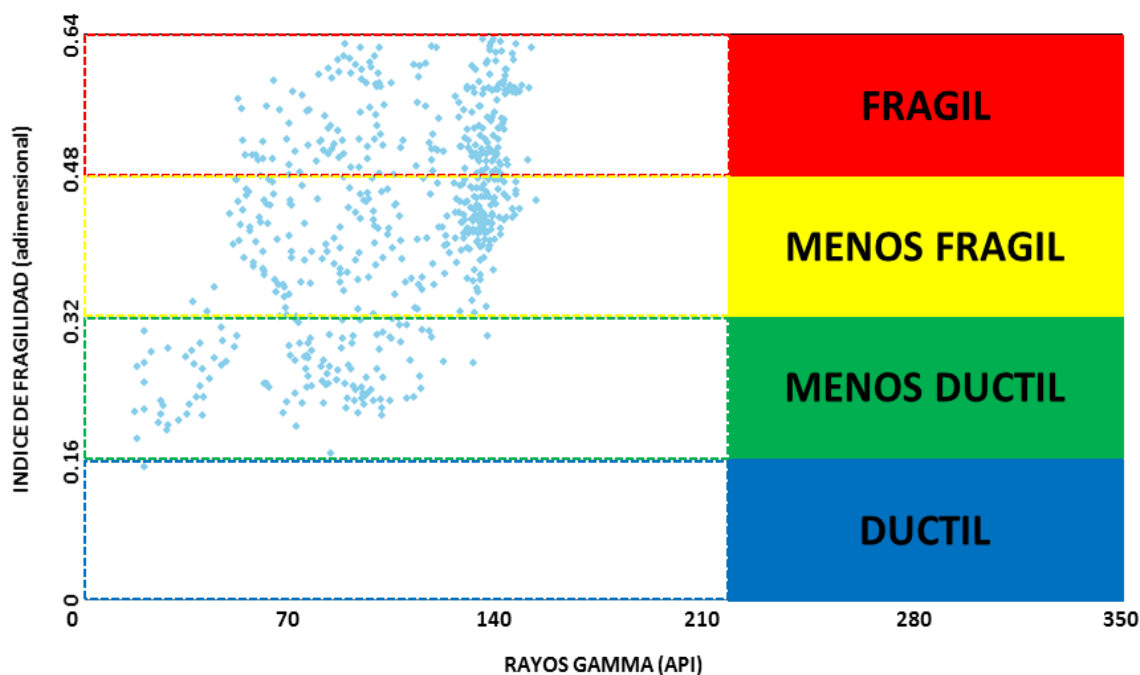


Figura 5.12 Clasificación de Rocas de la Formación Belumai de acuerdo a su fragilidad

La figura 5.13 muestra en el último carril la clasificación de tipos de roca que considera además del BI el TOC, observamos que las zonas con color rojo se ubican principalmente entre los 3225 y 3390 m de profundidad.

Tomando en cuenta los indicadores presentes consideramos como sweet spot el intervalo ubicado de 3280 a 3390 m, excluyendo así la zona azul que representa las rocas de peor calidad y que a su vez es la zona con menor presencia de arcilla, como se puede ver en las figuras 5.9 y 5.11, la cual se ubica aproximadamente de 3250 a 3275 m, cabe mencionar que esta es la sección con los valores de TOC más bajos observados en la figura 5.8.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

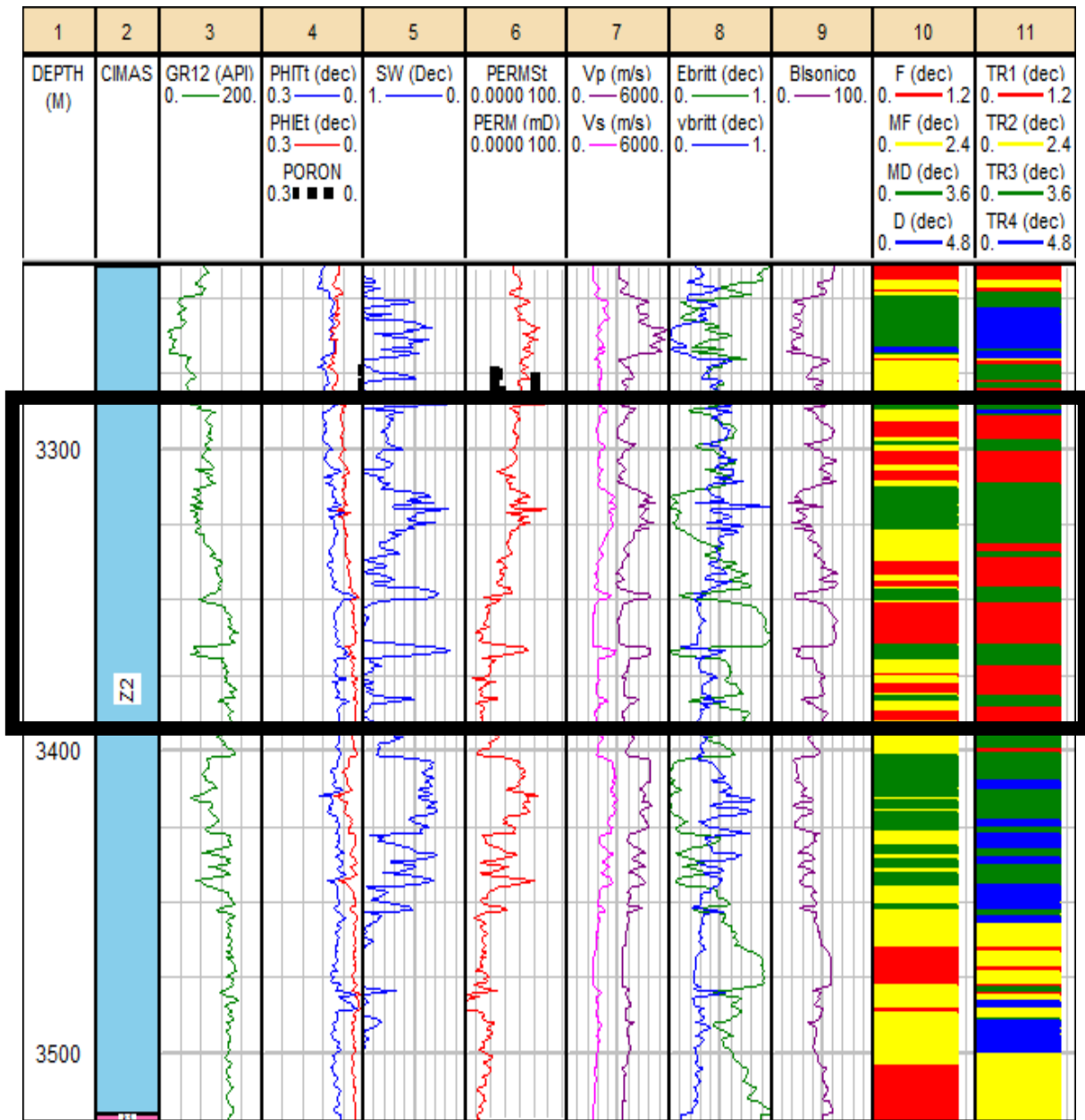


Figura 5.13 Sweet spot de la Formación Belumai

5.3 Formación Bampo

Corresponde a la Zona 3 del pozo, se localiza de 3225 a 3700 m de profundidad, data del Oligoceno Tardío al Mioceno Temprano de ambiente transgresivo, de abundantes lutitas y calizas negras, donde materia orgánica terrígena fue depositada en ambiente marino, debido a esto se puede generar kerógeno tipo III.

En la figura 5.14 observamos valores altos de Rayos Gamma que varían entre 80 y 160 API, los valores de Resistividad se encuentran entre 1 y 20 ohm-m, ambos registros son inversamente proporcionales y presentan los mismos “picos”.

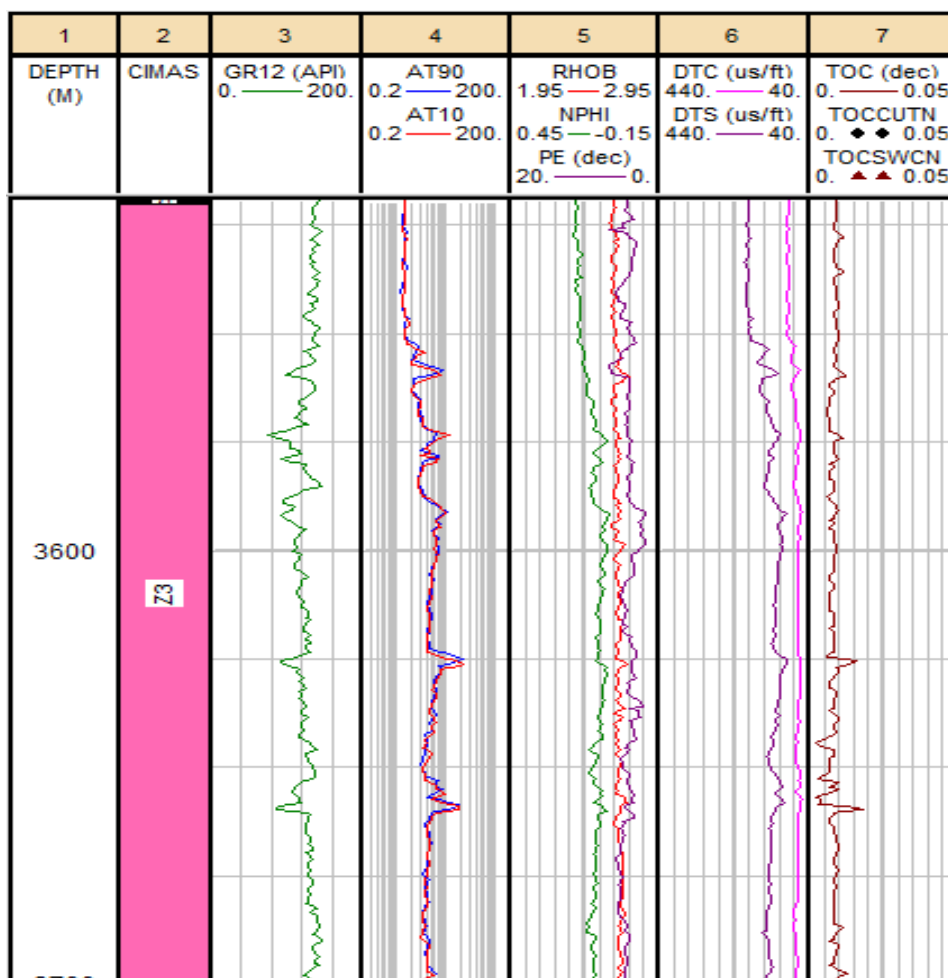


Figura 5.14 Registros Geofísicos iniciales de la Formación Bampo



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Los valores de Neutrón van de 0.21 a 0.03 unidades y los de Densidad están entre 2.65 y 2.75 g/cm³, los tiempos de tránsito de Ondas P y S están entre 200 y 120 us/ft y de 5 a 60 us/ft respectivamente.

Para esta zona no se cuenta con datos de núcleos para el TOC, cuyos datos son de 0.005 a 0.015 unidades.

A partir del modelo mostrado en la figura 4.13 se obtuvo la matriz que se observa en la figura 5.15, para la cual se consideró arcilla, calcita, dolomita y saturación de agua, podemos notar que más del 50% de la matriz es arcillosa, seguido de la calcita y con presencia de dolomita únicamente entre los 3520 y 3565 m de profundidad.

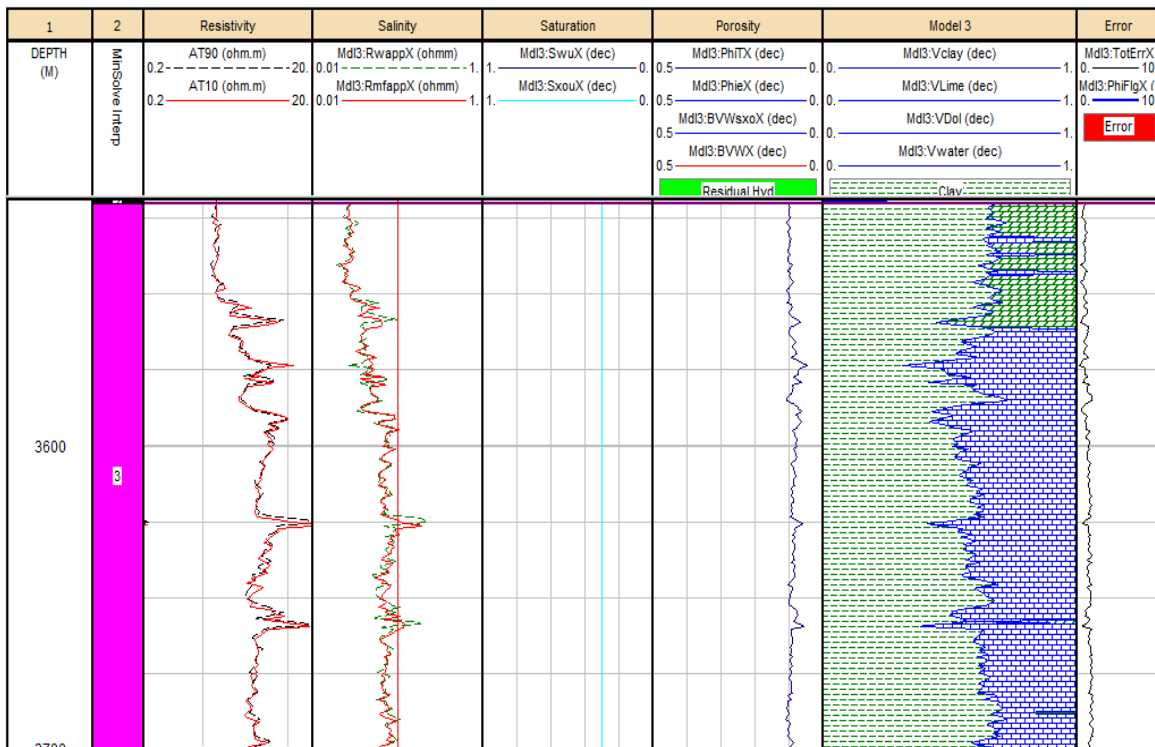


Figura 5.15 Matriz obtenida para la Formación Bampo

A partir de los registros de Rayos Gamma, Neutrón y Resistividad se calculó el volumen de arcilla, el cual se ilustra en el carril 6 de la figura 5.16, en el cual los datos obtenidos se comportan similar mostrando valores altos que van disminuyendo entre las profundidades de 3520 y 3575 m, para posteriormente mostrar una tendencia que aumenta muy poco con respecto a la profundidad.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

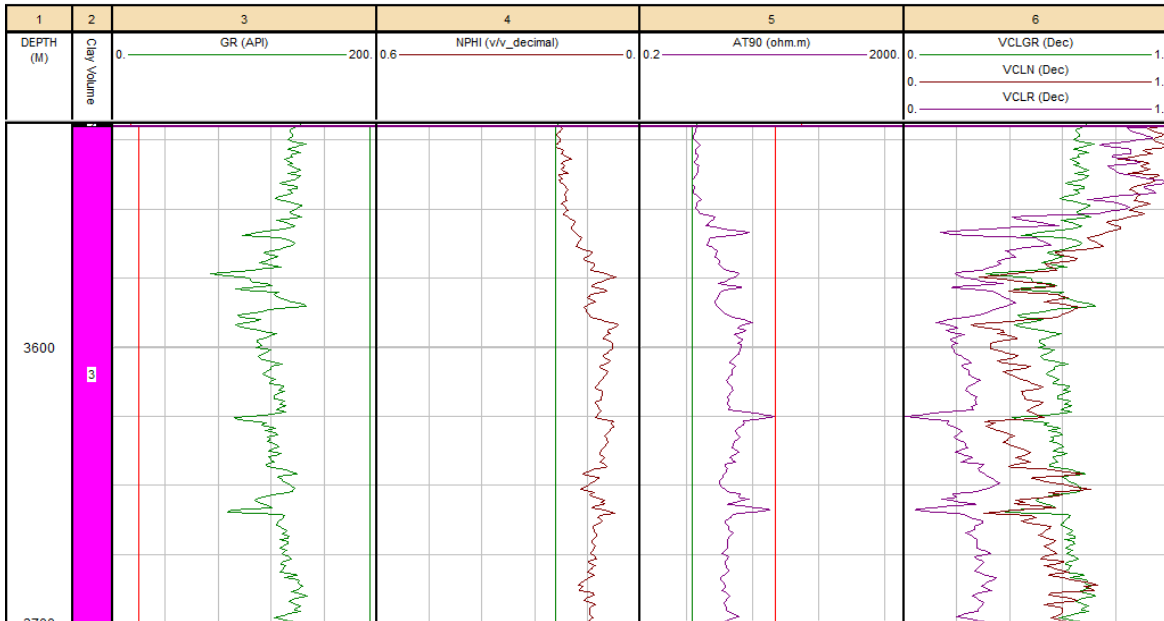


Figura 5.16 Cálculo de Volumen de Arcilla para la Formación Bampo

Siguiendo el criterio de Simandoux se obtuvo la Saturación de Agua que se observa en la figura 5.17, la cual muestra una porosidad efectiva muy baja, casi nula a partir de los 3590 m de profundidad, dejando un intervalo en los primeros metros de la formación, con valores de 0 a 0.08, los cuales se relacionan a la presencia de agua.

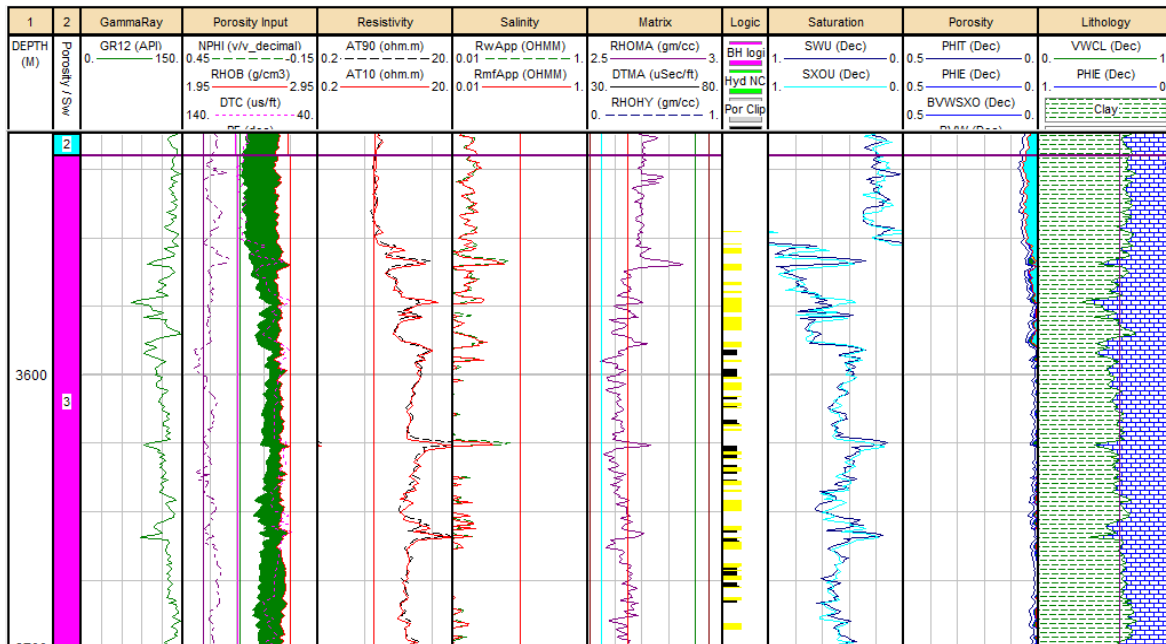


Figura 5.17 Cálculo de Saturación para la Formación Bampo



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Siguiendo la interpretación de resultados de la Formación Bampo se utiliza el esquema para la clasificación de Tipos de Roca mostrado en la figura 5.18, a pesar de que los datos se ven distribuidos en las tres secciones superiores, “FRÁGIL”, “MENOS FRÁGIL” y “MENOS DÚCTIL” la mayoría de estos se ubican en la sección “MENOS DÚCTIL” y son muy pocos los datos considerados “FRÁGIL”.

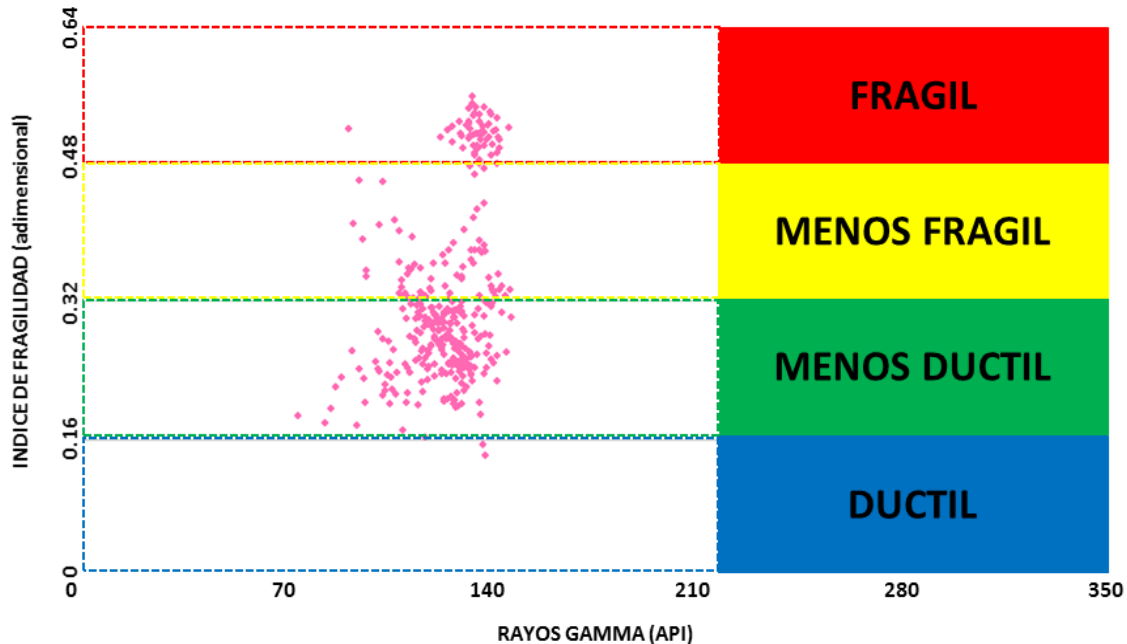


Figura 5.18 Clasificación de Rocas de la Formación Bampo de acuerdo a su fragilidad

La calidad de las rocas como antes mencionamos se ve afectada por el BI y el TOC, para la Formación Bampo ambos indicadores son bajos, por lo que la figura 5.19 muestra a partir de los 3550 a 3700 m dicha calidad en azul, lo cual hace que esta formación no sea de interés ya que esto se refiere a la mayor parte de esta, la otra parte, ubicada entre 3520 y 3550 m, además de representar un intervalo muy corto no tiene las características más adecuadas para incrementar su potencial.

El análisis de la relación de Poisson y Módulo de Young, propiedades que estudian la fragilidad y su potencial en la formación confirma la presencia de lutitas, a pesar de que son frágiles, al contener una considerable riqueza orgánica favorecen su ductilidad, esto se puede establecer con el análisis.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



Generalmente las lutitas se compactan en forma uniforme con el incremento de la profundidad, mediante un esfuerzo compresivo, sin embargo la Formación Bampo al estar constituida por carbonatos representa una rigidez por rocas calizas y a su vez ductilidad por rocas lutitas.

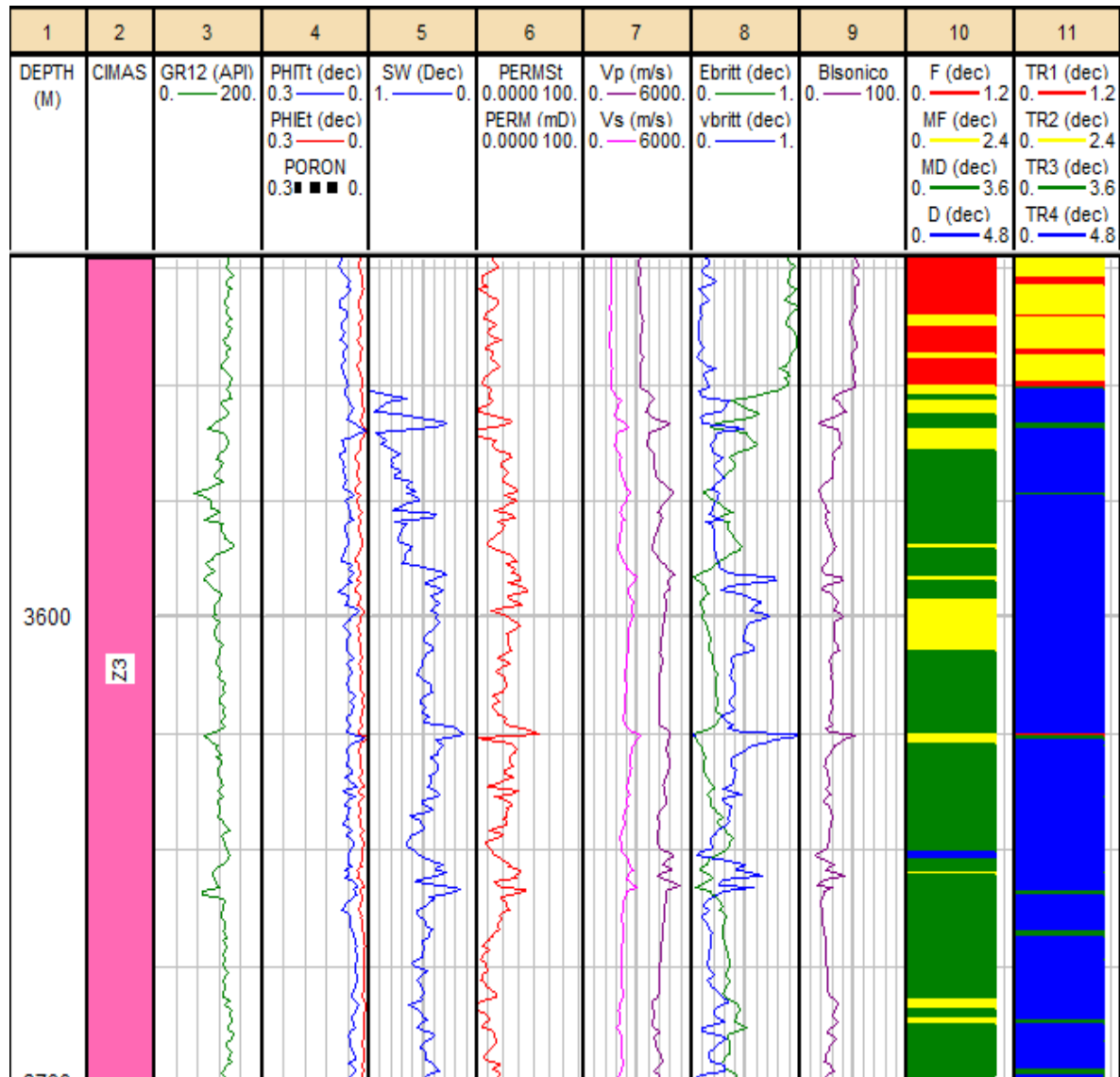


Figura 5.19 Indicadores de calidad de roca en la Formación Bampo



5.4 Análisis general

La caracterización de yacimientos considera dos aspectos, la evaluación cuantitativa y una cualitativa, los parámetros geológicos y geofísicos nos permiten intuir de manera cualitativa y respaldar los resultados cuantitativos que se generan a lo largo de una evaluación.

Los datos mostrados fueron analizados usando ambos criterios, obteniendo los siguientes resultados:

- Los módulos elásticos son un gran complemento para los registros geofísicos, nos permiten obtener el índice de fragilidad que a su vez es un parámetro muy completo a considerar
- Las Formaciones Lower Baong y Belumai son de interés, ambas cuentan con las características óptimas de sweet spots, la Formación Bampo representa todo lo contrario

Para llegar a un análisis final fue esencial considerar los siguientes puntos:

- La información geológica es la base de toda interpretación
- La presencia de lutitas es un indicador de TOC

La figura 5.20 muestra los registros correspondientes a las Formaciones Lower Baong, Belumai y Bampo que integran el Pozo A1, así como los principales resultados obtenidos tales como volumen de arcilla, saturación de agua, módulos elásticos normalizados, índice de fragilidad y clasificación de tipos de rocas.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS

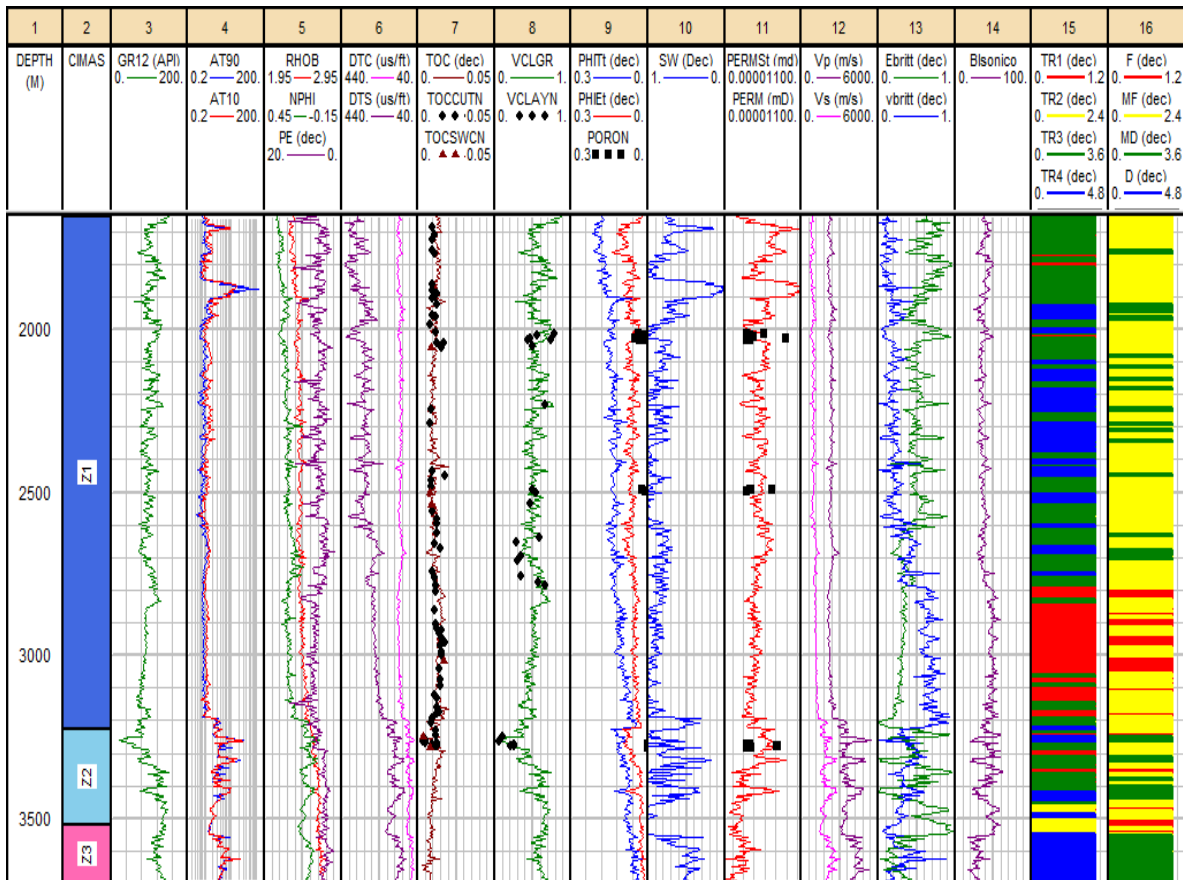


Figura 5.20 Pozo A1



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A partir de los resultados obtenidos concluimos:

- Los Registros Geofísicos presentes en las tres formaciones bastaron para obtener información confiable y sustentable que nos llevó a la interpretación final.
- En las Formaciones Lower Baong y Belumai se tienen zonas de interés potencial mientras que la Formación Bampo no muestra ningún sweet spot.
- El uso de la caracterización convencional de registros de las propiedades petrofísicas se ha demostrado al maximizar e integrar algunas disciplinas de análisis de laboratorio y análisis de registros de pozo.
- El método mostrado para determinar el sweet spot es rápido y una forma de interpretación precisa que no se limita a usar solo los registros geofísicos convencionales.
- La determinación del potencial del yacimiento depende del estudio de las características petrofísicas como volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua y permeabilidad, pero se puede complementar la precisión de los resultados con otros parámetros como TOC y módulos elásticos.

Una vez concluida la tesis, se considera interesante investigar sobre otros aspectos relacionados con sísmica y módulos elásticos, se propone:

- A partir de esta tesis se pueden abrir varias líneas de investigación enfocándose ya sea en alguna herramienta de medición, en algún registro geofísico, en la sísmica, en la geología, entre otras, para poder hacer una mejor y más particular caracterización del yacimiento que se desee estudiar.
- Trabajar, añadir y utilizar más módulos elásticos para tener un mejor panorama y entendimiento del trabajo como son el módulo de compresibilidad y de corte.



REFERENCIAS

Bibliografía

- Asquit, G. Gibson, C. (1982). Basic Well Analysis for Geologists. Tulsa, Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists.
- Berryman, J.G, (1980). Long wavelength propagation in composite elastic media. J. Acoust. Soc. Am.
- Coconi E. M., (2016). Apuntes de registros geofísicos. IPN ESIA.
- Glover P. W., (2000). Petrophysics. Aberdeen, UK: Department of Geology and Petroleum Geology.
- Guillot G. (2012). Manual Básico para la interpretación de registros geofísicos de pozo. Tesis UNAM.
- Homes, M. (2011). A petrophysic model to estimate free gas in organic sales. AAPG.
- Kreschnick J. (2007). Producción de gas desde su origen. Oilfield Review.
- Muhammad N. A, Musu J. T., (2017). Rock Typing and Shale Quality Index Methods Based on Conventional Log: A Case Study for Organic-Rich Shale in the North Sumatra Basin. Society of Petrophysicists And Well Log Analysts.
- Peters E. J., (2012). Petrophysics. Department of Petroleum & Geosystems Engineering.
- Selley, R. C., Sonnenberg, S. A. (2015). Elements of Petroleum Geology. Oxford, UK: Elsevier.
- Sayers C. M, Dasgupta S., (2017). Rock physics of the Wolfcamp formation. Delaware Basin, Society of Exploration Geophysicists.
- Schoon, J. H., (2011). Physical Properties of Rocks. Oxford, UK: Handbook of Petroleum Exploration and Production.
- Serra, O., (1984). Fundamental of Well-Log Interpretation. Amsterdam, the Netherlands: Elsevier Science.



CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS USANDO PROPIEDADES ELÁSTICAS



- Steve Canon (2016). Petrophysics a Practical Guide. Chichester. UK: John Wiley & Sons.
- Wang L., Zheng X., Guo W., He W., (2017), Effective method of seismic reservoir characterization using normalized Poisson Impedance and $\lambda\rho$ attribute. Society of Exploration Geophysicists.

Referencias electrónicas

- The Oilfield Glossary, <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>