

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ESTUDIO GEOLÓGICO DE LA “ARENISCA U INFERIOR”  
(FORMACIÓN NAPO) PARA UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE  
AGUA EN UN CAMPO AL NORTE DE LA CUENCA ORIENTE,  
ECUADOR.**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO GEÓLOGO**

**SUÁREZ ARTEAGA JONATHAN JOSUÉ**  
**josuesuarez92@hotmail.com**

**ING. MARÍA JOSÉ HERNÁNDEZ, MSc.**  
**maria.hernandez@epn.edu.ec**

**Quito, Diciembre 2016.**

## **DECLARACIÓN**

Yo Jonathan Josué Suárez Arteaga que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

**JONATHAN JOSUÉ SUÁREZ ARTEAGA**

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jonathan Josué Suárez Arteaga, bajo mi supervisión.

---

**ING. MARÍA JOSÉ HERNÁNDEZ**  
**DIRECTORA DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

Gracias a Dios por darme la familia que tengo y por todo lo que me ha dado.

Gracias a mi padre Ernesto y a mi madre Bethy quienes siempre me apoyaron, trabajaron muy duro para darme lo necesario y siempre me guiaron de la mejor manera para poder ser un buen ser humano.

A mi hermano Ernesto con quien crecí, compartí mucho tiempo y aprendí muchas cosas a lo largo de la vida.

A las personas que me acompañaron desde el inicio de la carrera, a los que llegaron después y en especial a los que aún están. Gracias a mis amigos y compañeros que hicieron que mi estancia en la universidad sea mejor.

Gracias a mis profesores Halina Lachowicz y Jorge Sevilla, quienes me inculcaron varios conocimientos e influyeron en mi formación profesional y personal.

Gracias a los tutores de este trabajo de titulación María José Hernández y Marco Rivadeneira; por su paciencia, guía y excelente disposición en todo el tiempo que tomó este trabajo.

Gracias a las personas que me ayudaron en la empresa Schlumberger del Ecuador S.A para realizar este trabajo de titulación.

## **DEDICATORIA**

Para mis padres y mi hermano.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	I
RESUMEN .....	VII
ABSTRACT.....	IX
CAPÍTULO 1 .....	1
INTRODUCCIÓN .....	1
1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.2 OBJETIVOS.....	2
1.2.1 OBJETIVO GENERAL .....	2
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	2
1.3 ALCANCE .....	3
1.4 LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO. ....	3
CAPÍTULO 2.....	5
MARCO GEOLÓGICO.....	5
2.1 CONTEXTO GEODINÁMICO .....	5
2.2 GEOLOGÍA GENERAL .....	6
2.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO.....	7
2.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN .....	8
2.3.2 FORMACIÓN NAPO: .....	9
2.3.3 FORMACIÓN TENA.....	13
2.4 ESTILOS TECTÓNICOS Y ETAPAS DE DEFORMACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE.....	13
2.4.1 DOMINIOS TECTÓNICOS: .....	14
2.4.2 ETAPAS DE DEFORMACIÓN .....	15
2.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	16
2.5.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y FACIES.....	16
2.5.2 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL PARA LA ARENISCA U INFERIOR. ..	23
CAPÍTULO 3.....	25

<b>DATOS, METODOLOGÍA Y MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>25</b>
<b>3.1 INFORMACIÓN UTILIZADA.....</b>	<b>25</b>
<b>3.2 METODOLOGÍA.....</b>	<b>31</b>
<b>3.3 MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>32</b>
<b>3.3.1 FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS DE POZO.....</b>	<b>32</b>
<b>3.3.2 FUNDAMENTOS DE LA GEOFÍSICA.....</b>	<b>36</b>
<b>3.3.3 AMBIENTE SEDIMENTARIO DE LA ARENISCA U INFERIOR.....</b>	<b>40</b>
<b>3.3.4 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL.....</b>	<b>45</b>
<b>3.3.5 OTROS CONCEPTOS IMPORTANTES.....</b>	<b>50</b>
<b>CAPÍTULO 4.....</b>	<b>51</b>
<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....</b>	<b>51</b>
<b>4.1 ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZO.....</b>	<b>51</b>
<b>4.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....</b>	<b>59</b>
<b>4.2.1 ELABORACIÓN DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO.....</b>	<b>59</b>
<b>4.2.2 INTERPRETACIÓN DE LOS HORIZONTES ESTRATIGRÁFICOS.....</b>	<b>61</b>
<b>4.2.3 INTERPRETACIÓN DE FALLAS EN LA SÍSMICA.....</b>	<b>65</b>
<b>4.3 ELABORACIÓN DE MAPAS ESTRUCTURALES.....</b>	<b>68</b>
<b>4.4 ELECTROFACIES Y ANÁLISIS DE CALIDAD DE ROCA.....</b>	<b>78</b>
<b>4.5 POSIBLES FACIES DE LA ARENISCA U INFERIOR EN EL CAMPO DE ESTUDIO.....</b>	<b>93</b>
<b>4.6 CÁLCULO DEL POES.....</b>	<b>98</b>
<b>CAPÍTULO 5.....</b>	<b>103</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>103</b>
<b>5.1 CONCLUSIONES:.....</b>	<b>103</b>
<b>5.2 RECOMENDACIONES:.....</b>	<b>105</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:.....</b>	<b>106</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>111</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente. Modificado de Baby et al., 2004.....	4
Figura 2. Esquema geológico del Ecuador . Modificado de De Berc et al 2005. ....	5
Figura 3. Mapa de los corredores estructurales de la Cuenca Oriente. ....	6
Figura 4. Estratigrafía del cretácico en la Cuenca Oriente. ....	8
Figura 5. Fotografía de una parte del núcleo de perforación del pozo AA-006.....	17
Figura 6. Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9680' TVD (8704' TVDSS) de profundidad, con la imagen correspondiente del registro de pozo en TVDSS. Modificado de Geoconsult 2009.....	19
Figura 7. Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9667' TVD (8691' TVDSS) de profundidad. Modificado de Geoconsult (2009). ....	20
Figura 8. Mapa de espesores de la Arenisca U en la Cuenca Oriente Ecuador. Tomado de Rivadeneira y Almeida (2014) .....	22
Figura 9. Ciclos sedimentarios vistos en registro de pozo. Modificado de Geoconsult (2009). ....	24
Figura 10. Cubo sísmico para la zona de estudio. ....	30
Figura 11. Diferencia entre ondas directa, reflejada y refractada. Fuente: <a href="https://es.scribd.com/doc/26886999/Metodos-Sismicos-Refraccion-y-Reflexion">https://es.scribd.com/doc/26886999/Metodos-Sismicos-Refraccion-y-Reflexion</a> .....	37
Figura 12. Sección sísmica tipo utilizada para este estudio.....	38
Figura 13. Componentes de la onda sísmica. Modificado de: <a href="http://wiki.aapg.org/Amplitude_(seismic)">http://wiki.aapg.org/Amplitude_(seismic)</a> . ....	38
Figura 14. Representación esquemática de un estuario según Dalrymple et al., 1992 y Pritchard, 1967. Modificado de Arche, 2010).....	42
Figura 15. Esquema de un estuario dominado por olas. Tomado de Nichols (2009). ....	43
Figura 16. Esquema de un estuario dominado por las mareas. Tomado de Nichols (2009). 44	
Figura 17. Formas del registro de Rayos Gamma con las posibles facies asociadas. Modificado de Emery y Myers (1996). ....	47
Figura 18. Esquema representativo para los <i>systems tracts</i> . Modificado de Catuneanu, 2002. ....	49
Figura 19. Plantilla utilizada para los registros de pozo en el presente estudio.....	52
<b>Figura 20.</b> Registros tipo que muestran cómo puede variar los registros de pozo al nivel de la Arenisca U Inferior. ....	54
Figura 21. Mapa de ubicación de las secciones estratigráficas realizadas. ....	55
Figura 22. Sección estratigráfica O-E1 .....	56
Figura 23. Sección estratigráfica O-E2 .....	57
Figura 24 Sección Estratigráfica N-S2.....	58
Figura 25. Extracción de la ondícula para el sismograma sintético B-001. ....	59
Figura 26. Sismograma sintético del pozo B-001 son su respectiva ubicación. ....	60
Figura 27. Utilización del atributo “structural smoothing”. Figura (a) sección sísmica sin utilizar “structural smoothing”. Figura (b) sección sísmica utilizando el atributo “structural smoothing” .....	61



Figura 28. Horizontes estratigráficos en inline 2730.....	62
Figura 29. Horizontes estratigráficos en inline 2785.....	63
Figura 30. Horizontes estratigráficos en inline 2705.....	64
Figura 31. Posibles fallas precretácicas en inline 2715. ....	65
Figura 32. Mapa de espesor de la Arenisca U Inferior con falla L2 (línea punteada roja). ....	66
Figura 33. Posibles fallas precretácicas y lineamientos al nivel de la Arenisca U Inferior en inline 2775. ....	67
Figura 34. Principales plegamientos al nivel de U Inferior en inline 2760.....	68
Figura 35. Mapa en tiempo al tope de la Arenisca U Superior .....	69
Figura 36. Mapa en tiempo al tope de la Arenisca U Inferior. ....	70
Figura 37. Construcción del modelo de velocidades. ....	71
Figura 38. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior. ....	72
Figura 39. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Inferior .....	73
Figura 40. Mapa estructural a la base de la Arenisca U Inferior.....	74
Figura 41. Mapa estructural de U Superior incluyendo zonas con algunos pozos de campos vecinos. El cuadro azul representa la ubicación de la zona de estudio. ....	75
Figura 42. Vista en 3D del mapa estructural de la Arenisca U Superior. Las líneas verticales grises representan la trayectoria de los pozos de la zona de estudio. ....	76
Figura 43. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior con las fallas precretácicas interpretadas. ....	77
Figura 44. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior con los ejes de los plegamientos principales (posibles fallas subsísmicas en las secuencias Cretácicas). ....	77
Figura 45. Sección estratigráfica N-S6 con electrofacies junto al registro de pozo.....	79
Figura 46. Sección estratigráfica O-E1 con electrofacies junto al registro de pozo. ....	80
Figura 47. Sección estratigráfica O-E2 con electrofacies junto al registro de pozo. ....	81
<b>Figura 48.</b> Sección estratigráfica N-S2 con electrofacies junto al registro de pozo.....	82
Figura 49. Mapa de espesor de la Arenisca U Inferior .....	85
Figura 50. Mapa de espesor de la Arenisca U Inferior con proporción de electrofacies. ....	86
Figura 51. Sección estratigráfica N-S2 amarrada al tope Caliza B. ....	87
Figura 52. Mapa de Net to gross correspondiente a la electrofacies arena limpia (zona delimitada con línea azul continua es donde existe mejores propiedades y presencia de arena limpia, zona delimitada con línea anaranjada entrecortada es donde existen las peores propiedades. ....	89
Figura 53. Mapa de Net to gross correspondiente a la electrofacies arena arcillosa.....	90
Figura 54. Mapa de porosidad efectiva promedio en U Inferior.....	91
Figura 55. Mapa de espesor del intervalo estratigráfico UI1 con electrofacies.....	92
Figura 56. Mapa de espesor de la intervalo estratigráfico UI2 con electrofacies.....	92
Figura 57. Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9680' TVD (8704' TVDSS) de profundidad, con la imagen correspondiente del registro de pozo en TVDSS. Modificado de Geoconsult (2009). ....	94
Figura 58. Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9667' TVD (8691' TVDSS) de profundidad, con la imagen correspondiente del registro de pozo en TVDSS. Modificado de Geoconsult, (2009). ....	95

Figura 59. Mapa de espesor de la arenisca U Inferior con registros de pozo. ....	97
Figura 60. Mapa estructural al tope de U Inferior con el polígono 8770 pies (LKO en TVDSS), al norte en celeste se muestra el río presente al norte del Campo. ....	99
Figura 61. Mapa de porosidades efectivas para la electrofacies de arena limpia. ....	100
Figura 62. Mapa de porosidades efectivas para la electrofacies de arena arcillosa. ....	100

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Lista de pozos del campo. ....	26
Tabla 2. Tabla de los registros de pozo disponibles para este estudio. ....	28
Tabla 3. Lista de los informes de los estudios de núcleos disponibles. ....	29
Tabla 4. Datos del cubo sísmico. ....	30
Tabla 5. Clasificación de los ambientes sedimentarios. ....	41
Tabla 6. Rango de valores de las propiedades de roca tomadas para la determinación de electrofacies. ....	78
Tabla 7. Resultados del cálculo del POES. ....	102

## ANEXOS

Anexo 1. Sección estratigráfica N-S5. ....	112
Anexo 2. Sección estratigráfica N-S1. ....	113
Anexo 3. Mapa de espesor de electrofacies arena limpia en la Arenisca U Inferior. ....	114
Anexo 4. Tope y base de la Arenisca U Inferior. ....	115
Anexo 5. Valores de porosidad efectiva y fracción de electrofacies arena limpia y arena arcillosa en la Arenisca U Inferior. ....	116

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

<b>Bf</b>	Factor Volumétrico
<b>GR</b>	Rayos Gamma
<b>HCPV</b>	Hydrocarbon Pore Volume (Volumen de hidrocarburo a condiciones de Yacimiento)
<b>KB</b>	Kelly Bushing (Altura de la mesa rotaria sobre el nivel del mar)
<b>LKO</b>	Lowest known oil (límite inferior de petróleo)
<b>MD</b>	Profundidad medida
<b>MMBLS</b>	Millones de barriles
<b>N/G</b>	Net to gross (Fracción de arena respecto al total de UI)
<b>NPHI</b>	Registro Neutrónico
<b>PHIE</b>	Porosidad efectiva
<b>POES</b>	Petróleo original en sitio
<b>RHOB</b>	Registro de Densidad
<b>RT</b>	Resistividad
<b>SP</b>	Spontaneous Potential (Potencial Espontáneo)
<b>STOOIP</b>	Stock Tank Original Oil in Place (POES)
<b>Sw</b>	Saturación de agua
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera
<b>TVDSS</b>	Profundidad vertical verdadera sobre el nivel del mar
<b>TWT</b>	Two way time (tiempo de viaje de la onda)
<b>UI</b>	Arenisca U Inferior
<b>US</b>	Arenisca U Superior
<b>Z</b>	Profundidad
<b>Φ</b>	Porosidad

## RESUMEN

El presente estudio se realizó con la finalidad de conocer la configuración estructural y la calidad de la roca reservorio en la Arenisca U Inferior, en la interpretación sísmica no se encontró una evidencia clara de fallamiento al nivel de la Arenisca U Inferior, sin embargo se interpretaron lineamientos donde se observó plegamiento de los estratos ya que en estas zonas podrían existir fallas subsísmicas que no se aprecian debido a la resolución vertical de la sísmica (60 pies). Adicionalmente se interpretaron las fallas en el Precretácico ya que aparentemente estas fallas, pudieron ejercer un control en la posterior formación de la estructura del campo, sin embargo no se encontró una evidencia clara de que estas fallas ejercieron un control en la depositación de la Arenisca U Inferior.

Los mapas estructurales en tiempo y en profundidad construidos en este estudio difieren, los mapas en tiempo nos muestran dos altos estructurales bien definidos con una orientación O-E, mientras que los mapas estructurales en profundidad, presentan una orientación O-E menos marcada y más bien se observa que la estructura se prolonga hacia el norte, con lo que el campo estudiado no sería una estructura independiente sino el periclinal sur del campo mayor que se encuentra al norte

Los mayores espesores arenosos se encuentran en la zona Oeste del campo, adicionalmente se interpretaron dos zonas donde se tiene la mejor calidad de arena ya que ahí la electrofacies de arena limpia ocupa casi la totalidad de la sección de la Arenisca U Inferior.

En el campo de estudio la roca reservorio en la Arenisca U Inferior tiene buena calidad y buena continuidad lateral, su intervalo estratigráfico inferior UI1, tiene la mejor calidad de arena ya que aquí la electrofacies arena limpia tiene una mayor proporción excepto en el pozo BC-017, lo cual indica que para la parte inferior del reservorio la arena tiene mejor comunicación lateral en el campo. Existen algunos casos en que toda la Arenisca U Inferior constituye un cuerpo arenoso continuo, sin intercalaciones lutíticas como muestran los registros de pozo. Los mapas de

espesores muestran que el eje del depocentro tiene una tendencia E-O hacia la parte Oeste y N-S en la parte Este.

El ambiente depositacional de la Arenisca U Inferior en el campo, corresponde a un estuario dominado por mareas, con predominio de las facies de canales y barras mareales, sin embargo en menor proporción, se encuentran facies de llanura arenosa y lodosa.

## ABSTRACT

The present study was carried out with the purpose of knowing the structural configuration and the quality of the reservoir rock in the Lower U Sandstone. The interpretation of the seismic cube showed no clear evidence of failure in the Lower U Sandstone, however structural alignments were interpreted where folding of the strata was observed, since in these zones there could be subseismic faults that are not appreciated due to the vertical resolution of the seismic (60 feet). In addition, Pre-Cretaceous faults were interpreted because apparently these faults could exert a control in the later formation of the field structure, but there was no clear evidence found that these faults exerted a control in the deposition of the Lower U Sandstone.

The structural maps in time and in depth, elaborated in this study differ, the maps in time show us two well-defined structural highs with an W-E orientation, but according to the structural maps in depth, the structure extends to the north of the field, showing that the field studied could be the southern periclinal of the major field in the north, and the W-E orientation mentioned above is less obvious.

The greater sand thicknesses are found in the West zone of the field; in addition, two areas were interpreted as having the best reservoir sand quality because in these areas the clean sand electrofacies occupy almost the entire section of the Lower U Sandstone.

In the studied field the reservoir rock in the Lower U Sandstone has good quality and good lateral continuity, its inferior stratigraphic section UI1, has the best sand quality because here the clean sand electrofacies has a greater proportion except in the well BC-017, which indicates that in the lower part of the reservoir the sand has better lateral communication along the field. There are some cases where the entire section of the Lower U Sandstone, constitutes a continuous sandy body, without shale intercalations, as was observed in the well logs. The thickness maps show that the axis of the depocenter has an W-E orientation in the West zone and N-S orientation in the East zone.

The depositional environment of the Lower U Sandstone in the field, is a tide dominated estuary, the predominant facies are tidal channels and tidal bars, however the sandy and mud plain facies are present in less proportion.

# CA PÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 ANTECEDENTES

En Ecuador la Cuenca Oriente es de gran interés económico y científico, la principal actividad aquí realizada es la extracción de hidrocarburos, la cual es de gran importancia para la economía nacional. Esta cuenca posee alrededor de 34000 millones de barriles de petróleo en sitio, acumulados en ciento veinte y cinco campos (Baby et al., 2014).

El área de estudio corresponde a un campo petrolero localizado en la región Centro-Norte de la Cuenca Oriente en la Provincia de Orellana, Ecuador.

Shaya Ecuador S.A. busca mejorar la producción de dicho campo, puesto que existe pérdida de presión en el principal reservorio de petróleo de la zona de estudio, lo cual incide negativamente sobre la producción. Para solucionar este problema, la compañía necesita en primera instancia realizar un estudio geológico de la “Arenisca U Inferior”, con el fin de determinar la continuidad lateral y vertical de los cuerpos de arena y dar información sobre sus propiedades físicas. Estos datos servirán de base para determinar la factibilidad de implementación de un proyecto de inyección de agua en dicho yacimiento, para incrementar la presión del reservorio en zonas depletadas y así mejorar la producción de hidrocarburo.

Un incremento en la producción de estos campos beneficia al estado ecuatoriano y a las compañías que trabajan en estos campos, por esta razón es importante realizar este tipo de proyectos.



## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 OBJETIVO GENERAL**

Determinar la configuración estructural de los cuerpos arenosos en la “Arenisca U Inferior” y obtener información sobre la calidad de los mismos; mediante el análisis de registros de pozo, información sísmica, datos petrofísicos y estudios disponibles de núcleos de perforación.

### **1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar correlaciones estratigráficas mediante la utilización de registros de pozos donde se identificarán el tope y la base de la Arenisca U Inferior.
- Realizar la interpretación de los horizontes estratigráficos identificables en el cubo sísmico.
- Analizar los datos de sísmica de reflexión disponibles, para estudiar la posible presencia de discontinuidades estructurales que puedan afectar la comunicación de los cuerpos de arena.
- Construir mapas estructurales del tope y base de la Arenisca U Inferior.
- Identificar las electrofacies presentes en la Arenisca U Inferior, con sus respectivas variaciones verticales y laterales, integrando los datos petrofísicos y los informes disponibles de estudios de núcleos de perforación.
- Construir mapas de espesor de la Arenisca U inferior, para analizar tendencias de depositación y definir la geometría del depósito.
- Integrar y correlacionar la información obtenida de forma coherente, para obtener una caracterización geológica de la Arenisca U Inferior, que permita

contar con la información necesaria, para evaluar la factibilidad de realizar proyecto de inyección de agua luego de este estudio.

### **1.3 ALCANCE**

En este estudio, se busca determinar la continuidad vertical y lateral, la configuración estructural y la calidad como roca reservorio de la Arenisca “U Inferior” en la zona de estudio.

A partir de la información disponible se elaborarán correlaciones estratigráficas, se identificarán electrofacies asociadas al tipo de roca obtenidas a partir de la información petrofísica, además se construirán mapas estructurales y de espesor que ayuden a entender la configuración de la Arenisca U Inferior.

Además se mostrará como varían las propiedades físicas de la roca en la zona de estudio y se utilizará la información sísmica para buscar discontinuidades estructurales que puedan afectar la continuidad y comunicación de los cuerpos de arena.

El avance de este estudio, corresponde a la información requerida para la posterior realización de inyección de agua, el cual busca resolver los problemas de depletación en el reservorio, que causan una producción no óptima.

### **1.4 LOCALIZACIÓN DE LA ZONA DE ESTUDIO.**

El Ecuador continental está ubicado al NW de América del Sur, el área del presente estudio está localizada en la región centro norte Cuenca Oriente del Ecuador y corresponde a un campo petrolero actualmente explotado, que posee un área de 25km<sup>2</sup>. (Figura 1).

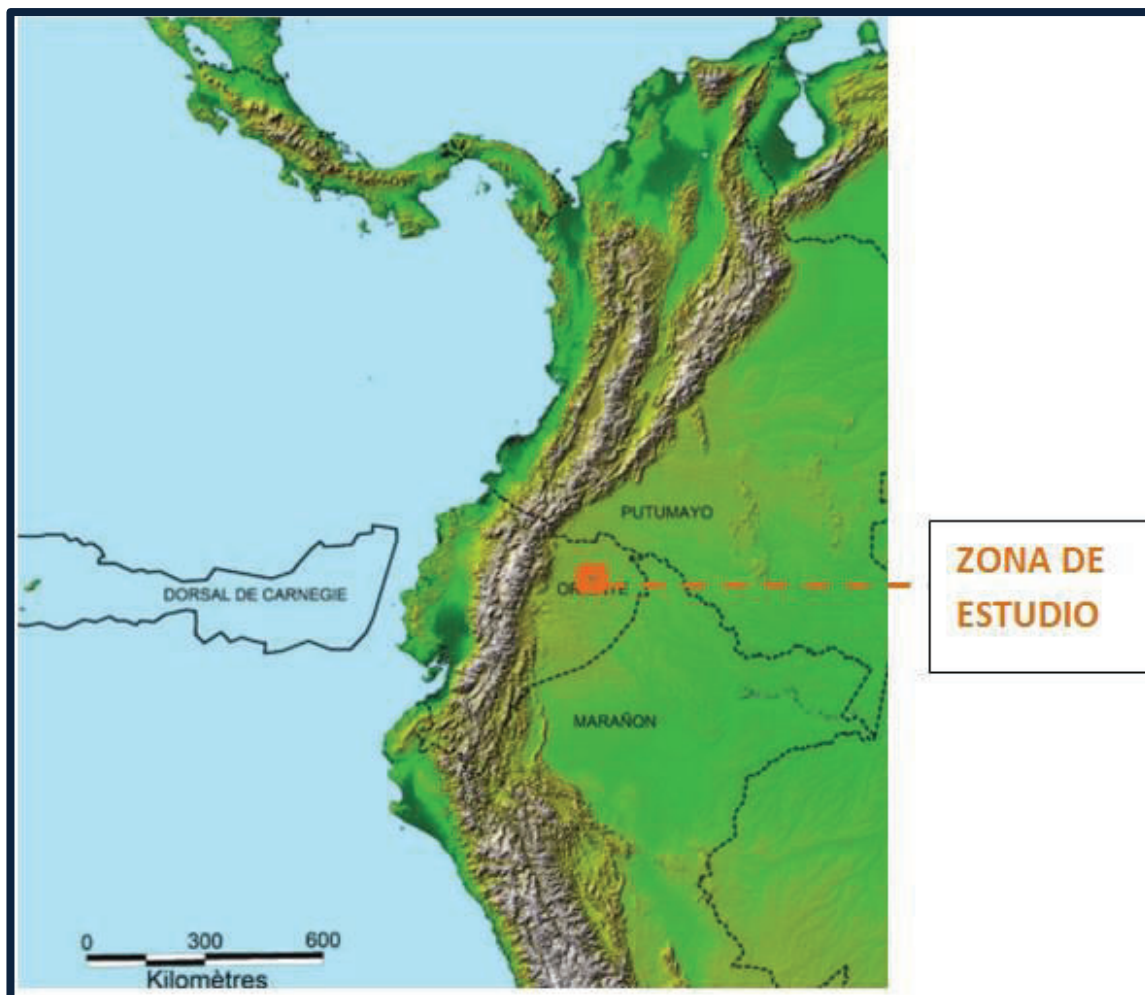


Figura 1. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente. Modificado de Baby et al., 2004

## CAPÍTULO 2

### MARCO GEOLÓGICO

#### 2.1 CONTEXTO GEODINÁMICO

La subducción de la Placa Nazca bajo la placa continental Sudamericana frente a la costa ecuatoriana, tiene una dirección N80°E, y una velocidad de 58-78 mm/año (Trenkamp et al., 2002), la misma que ha controlado la formación de tres provincias tectono-morfológicas subparalelas que de O a E son Costa, Sierra y Oriente, que corresponden a ante-arco, arco volcánico y tras-arco respectivamente; como se observa en la Figura 2 (Feininger y Seguin, 1983).

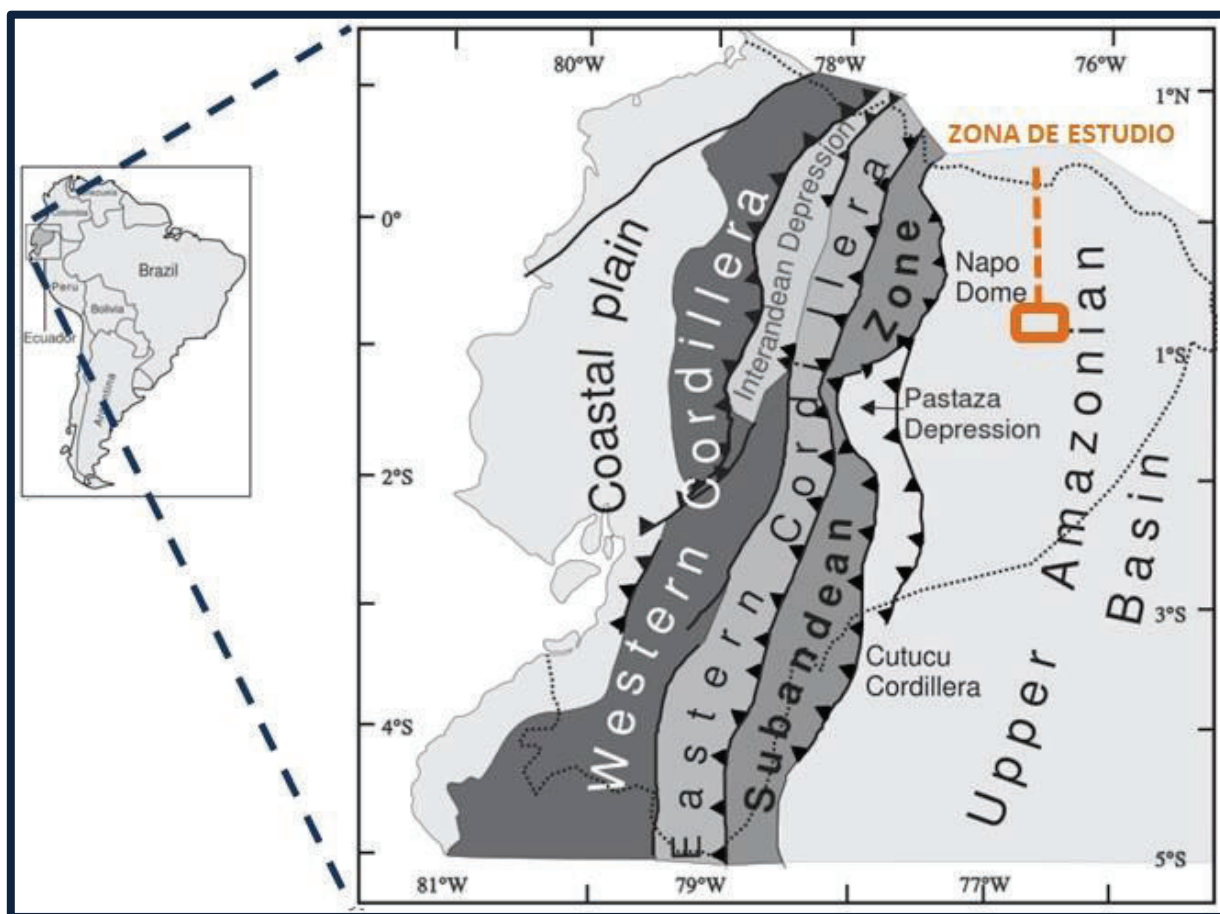
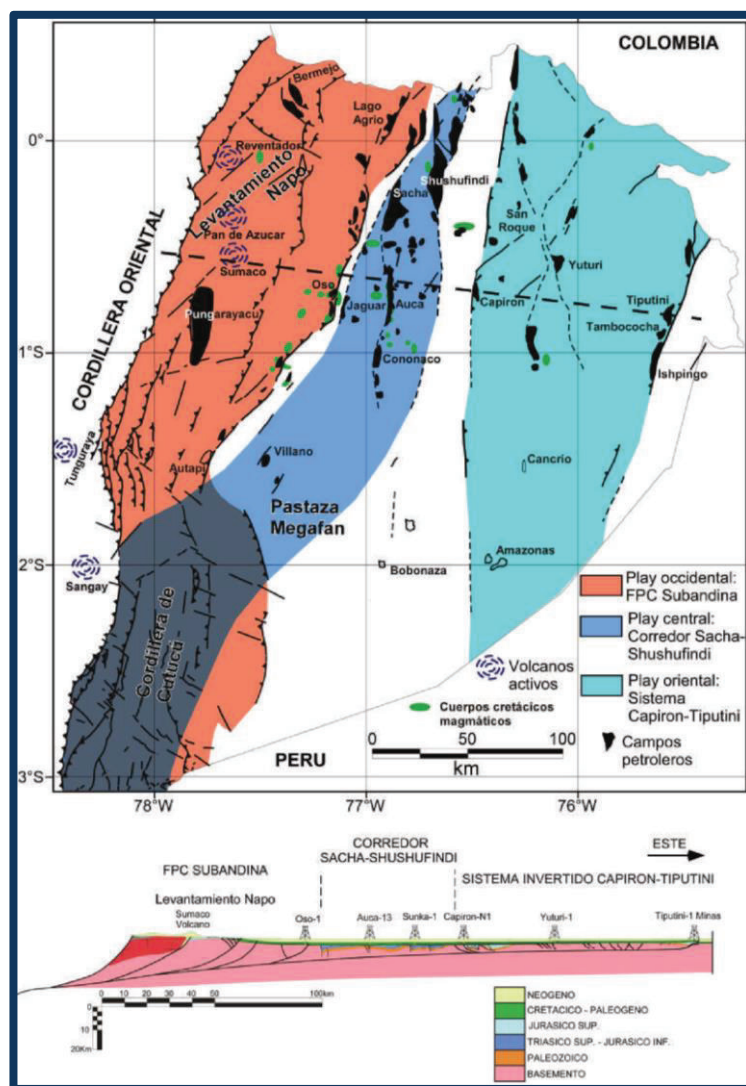


Figura 2. Esquema geológico del Ecuador . Modificado de De Berc et al 2005.

## 2.2 GEOLOGÍA GENERAL

La Cuenca Oriente actualmente, es una cuenca de ante-pais de trasarco de los Andes Ecuatorianos como se observa en la Figura 2 (Baby et al., 2014). Esta cuenca se extiende hacia el norte donde es llamada Cuenca Putumayo y al sur en Perú donde es llamada Cuenca Marañón. Estos dominios son parte del sistema de cuencas antepaís subandinas, que se extiende desde Venezuela hasta Chile (Balkwill et al., 1995).



**Figura 3.** Mapa de los corredores estructurales de la Cuenca Oriente.

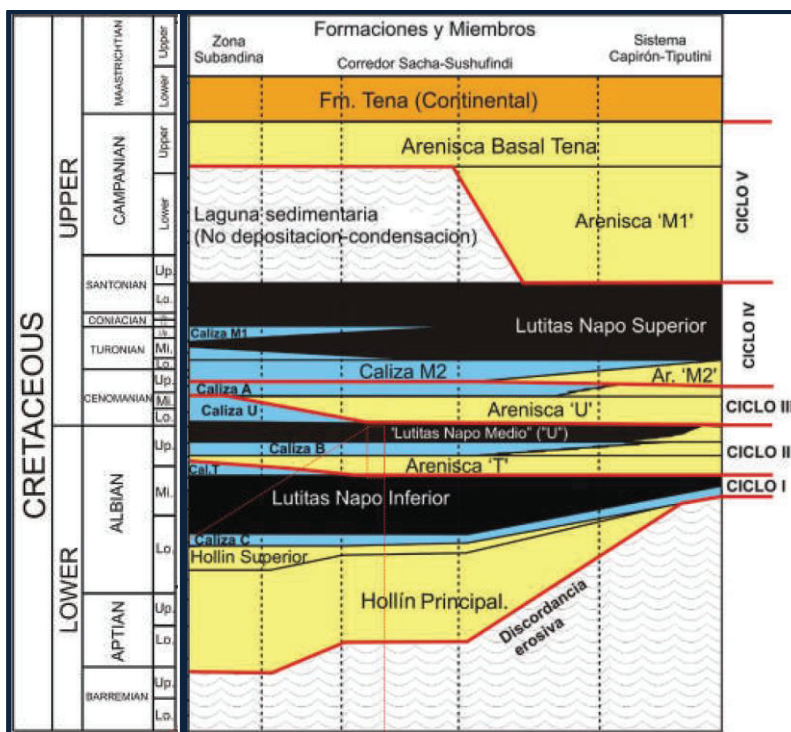
Modificado de Baby et al., 2014.

La deformación y estructuración de los campos petrolíferos de la cuenca, resultan de la inversión tectónica de antiguas fallas normales, ligadas a un sistema de rift de edad Jurásico Tardío (Angulo, 2016).

La Cuenca Oriente como tal, se desarrolla debido a la presencia de esfuerzos transpresivos, presentes a partir del Cretácico Terminal los cuales provocaron la inversión de estas fallas anteriormente normales (Rivadeneira y Baby 1999). Estas fallas, actualmente inversas, están orientadas principalmente en dirección N-S o NNE-SSW, y limitan tres corredores estructurales-petrolíferos (Figura. 3): la Faja Plegada y Corrida Subandina (Play occidental), el Corredor Sacha-Shushufindi (Play central), y el Sistema Invertido Capirón-Tiputini o Play oriental (Baby et al., 2014).

### **2.3 ESTRATIGRAFÍA DEL CRETÁCICO**

Se describe a continuación la estratigrafía del Cretácico debido a que dentro de ésta, se encuentra la sección estratigráfica de interés para este estudio (Arenisca U Inferior). La misma está conformada por las formaciones Hollín, Napo y Tena Basal; estas secuencias sedimentarias presentan bruscas variaciones del nivel del mar y muestran cambios laterales de facies a lo largo de la Cuenca Oriente, agrupados en 5 ciclos sedimentarios como se observa en la Figura 4 (Barragán et al., 2014 en Baby et al., 2014).



**Figura 4.** Estratigrafía del cretácico en la Cuenca Oriente.

Modificado de Barragán et al., 2014.

### 2.3.1 FORMACIÓN HOLLÍN

**Edad:** Aptiano Inferior – Albiano Inferior (Jaillard, 1997).

**Litología:** Según White et al., 1995 la formación Hollín está dividida en dos unidades:

- **Hollín Principal:** Formada a la base por depósitos de relleno de valle (areniscas de canal y lutitas), que hacia arriba pasan a depósitos de planicie aluvial donde se identifican tres litofacies: areniscas de canal con delgados niveles de arcillolitas con estratificación cruzada, arcillolitas y areniscas interestratificadas con estructuras de ripples.
- **Hollín Superior:** Formada inicialmente por depósitos de zona de costa, donde se identifican 2 litofacies. La primera correspondiente a una zona de costa inferior (areniscas y lutitas) y la segunda, a una zona de costa propiamente dicha, formada por areniscas de grano fino con estratificación

cruzada y finalmente culmina con depósitos de mar abierto (areniscas cuarzosas glauconíticas, calizas, margas y lutitas).

### 2.3.2 FORMACIÓN NAPO:

**Edad:** Albiano Inferior – Cretácico Tardío (Jaillard, 1997)

Sobreyace en concordancia sobre la Fm Hollín. Esta formación es fácilmente reconocida en sísmica por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas. La formación Napo puede ser dividida en cuatro miembros (Jaillard, 1997; Rivadeneira y Baby, 1999):

**2.3.2.1 Miembro Napo Basal:** Albiano Inferior – Albiano Superior.

**Caliza “C”:** Albiano Medio Tardío - Albiano Medio Temprano (Jaillard, 1997).

Se presenta como un nivel delgado de calizas masivas y lutitas negras en la base, con presencia de glauconita y fosfatos. Atribuida a un ambiente marino confinado (Jaillard, 1997). Se caracteriza por presentar generalmente una fuerte anomalía de rayos Gamma.

**Lutita Napo Inferior:** Albiano Medio – Albiano Tardío (Jaillard, 1997).

Constituida por series monótonas de lutitas negras no calcáreas en secuencias transgresivas – regresivas (Jaillard, 1997).

**Caliza “T”:** Albiano Tardío (Jaillard, 1997).

Corresponde a una alternancia de margas, calizas arenosas y glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas (Jaillard, 1997). La caliza “T” se encuentra en la parte profunda de la Cuenca ubicada en el Corredor Sacha – Shushufindi y en el Subandino. Su ambiente de depositación corresponde a una plataforma somera carbonatada y abierta a la base (Jaillard, 1997).

**Arenisca “T”:** Albiano Tardío (Jaillard, 1997).



Formada de areniscas masivas, a veces calcáreas en la base y a menudo glauconíticas en la parte inferior, con intercalaciones de limolitas y complejos laminados de lodolita – limonita. White y Barragán (1997), subdividen a la Arenisca “T” en tres miembros de acuerdo a su ambiente de depositación:

- **Arenisca “T” Basal**, Formada por una alternancia de margas y calizas arenosas glauconíticas, fosilíferas y bioturbadas (Jaillard, 1997).
- **Arenisca “T” Inferior**, compuesta de areniscas microconglomeráticas a la base variando hacia arriba hasta areniscas de grano fino relacionadas a canales fluviales, y bancos estuarinos de marea. (White y Barragán, 1997)
- **Arenisca “T” Superior**, constituida por bancos de areniscas glauconíticas, la mayoría de veces calcáreas, intercaladas con lutitas, depositadas en un ambiente de estuario con canales de marea, bancos marinos glauconíticos y depósitos de plataforma marina abierta (White y Barragán, 1997)

#### 2.3.2.2 Miembro Napo Inferior: Albiano Superior – Cenomaniano Superior.

##### **Caliza “B”:** Albiano Tardío (Jaillard, 1997)

Formada de lutitas y limolitas negras a la base, calizas densas fosilíferas y glauconíticas en la parte media; mientras que al tope está conformada por lutitas negras laminadas intercaladas con calizas margosas (Jaillard, 1997).

##### **Lutita “U”:** Cenomaniano Temprano (Jaillard, 1997).

Contiene lutitas negras, poco calcáreas e incluso no calcáreas, apareciendo progresivamente areniscas finas glauconíticas (Jaillard, 1997).

##### **Caliza “U”:** Cenomaniano Temprano a Medio (Jaillard, 1997).

Constituida de bancos gruesos de calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas alternadas con areniscas glauconíticas de grano fino, lutitas (Jaillard, 1997).

##### **Arenisca “U”:** Cenomaniano medio (Jaillard, 1997).

La Arenisca U y la Caliza A, están dentro del ciclo sedimentario 3 descrito en Barragán et al., (2014). La Arenisca “U” ha sido subdividida en dos unidades (Jaillard, 1997):

- **Arenisca “U” Inferior (Principal)**, compuesta de areniscas cuarzosas de grano medio con estratificación cruzada y laminación planar. En la parte inferior se presentan areniscas de grano más grueso, las cuales muestran un estratificación granodecreciente. La depositación de esta unidad se atribuye a un ambiente fluvial hacia el este de la Cuenca, ambiente estuarino con influencia mareal hacia el centro y depósitos de plataforma hacia el oeste. (Barragán et al., 2014; Jaillard, 1997).
- **Arenisca “U” Superior**, conformada por areniscas de grano fino con glauconita y cemento calcáreo, ocasionalmente bioturbadas, intercaladas con lutitas y calizas. El ambiente de este depósito es de plataforma marina, mientras que hacia el Este se puede tener ambientes de estuario y planicie costera. (White et al., 1995; Jaillard, 1997).

#### 2.3.2.3 Miembro Napo Medio: Turoniano Medio a Coniaciano Temprano.

Este miembro suprayace al miembro Napo Inferior por un hiato erosivo a no deposicional

**Caliza “A”:** Turoniano Temprano – Turoniano Medio (Jaillard, 1997).

- **Caliza “A” Inferior**, se encuentra conformada por bancos de caliza masiva de textura micrítica, con colores claros y oscuros, poco bioturbadas; se tiene la presencia de cherts. Su ambiente de depositación es sub-mareal de baja energía (Jaillard, 1997).
- **Caliza “A” Superior**, contiene bancos masivos de calizas, intercalados con margas a la base, se caracteriza por la gran cantidad de bioturbaciones,

ammonites grandes y bivalvos. Su ambiente de depositación de mar abierto (Jaillard, 1997).

**Arenisca “M2”:** Turoniano Tardío (Jaillard, 1997).

Formada por una serie de lutitas y margas arenosas, con glauconita que pasan verticalmente hacia calizas (Jaillard, 1997). Fue depositada en un ambiente de plataforma carbonatada abierta de baja energía (Jaillard, 1997). Dashwood y Abbotts (1990), propusieron que la Arenisca M2 representa un episodio regresivo de menor significado.

**Caliza “M2”:** Turoniano Tardío a Coniaciano Temprano (Jaillard, 1997).

Constituyen calizas fosilíferas intercaladas con lutitas, con presencia de calizas margosas fosilíferas bioturbadas hacia el tope (Jaillard, 1997).

**2.3.2.4 Miembro Napo Superior** Coniaciano Temprano A Maastrichtiano Temprano.

**Caliza “M1”:** Coniaciano Temprano (Jaillard, 1997).

Formada por una secuencia de calizas y margas laminadas, aunque también se pueden encontrar lutitas (Jaillard, 1997).

**Lutita Napo Superior:** Santoniano Tardío – Campaniano Temprano. (Jaillard, 1997).

Integrada por intercalaciones de lutitas y estratos de arena de planicie mareal, planicie arenosa y una serie de lutitas grises a oscuras. En la base de la lutita M1 se encuentra el “Marcador L”, el cual es un marcador radiactivo regional.

**Arenisca “M1”:** Campaniano Medio (Raynaud et al., 1993).

Formada por areniscas masivas gruesas, generalmente microconglomeráticas a la base, con pocas intercalaciones de lutitas, se desarrolla en la parte Este de la Cuenca ya que en la parte Oeste está ausente. Quilachamín (2016), determinó que el ambiente de depositación es deltaico durante episodios de parasecuencias

progradantes, formando lóbulos que controlan a la compartimentalización de los reservorios de petróleo.

### 2.3.3 FORMACIÓN TENA

**Edad:** Maastrichtiano Inferior – Paleoceno (Jaillard, 1997).

En la base de esta formación se observa una discordancia asociada con un cambio litológico importante, la misma que desaparece progresivamente hacia el este (Rivadeneira y Baby, 1999).

Jaillard (1997) propone dividir esta formación en:

- ***Arenisca Basal Tena:*** Conformada por limolitas rojas, areniscas de grano medio en parte arcillosas, a menudo calcáreas y calizas margosas arenosas. Este depósito se atribuye al relleno de paleo valles en la base de una importante transgresión eustática.
- ***Miembro Tena Inferior:*** Formada por areniscas rojas finas continentales, limolitas y a veces lutitas.
- ***Miembro Tena Superior:*** Consiste de arcillolitas, limolitas y areniscas de grano grueso..

## 2.4 ESTILOS TECTÓNICOS Y ETAPAS DE DEFORMACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE.

En los dominios occidental y central se observan fallas que se horizontalizan en profundidad a un nivel de despegue ubicado en el basamento (Baby et al., 2013); las estructuras en flor positivas y los pliegues orientados NNW-SSE o NW-SE, indican

que los dominios estructurales se deformaron en régimen transpresivo dextral. Según Rivadeneira y Baby (1999), la sismica observada por ellos muestra que la mayoría de las fallas de rumbo corresponden a antiguas fallas normales ahora invertidas, que controlaron la sedimentación del Jurásico Tardío al Cretácico Temprano (Angulo, 2016).

## **2.4.1 DOMINIOS TECTÓNICOS:**

### **2.4.1.1 Dominio Occidental: Sistema Subandino**

Este dominio se levantó y deformó principalmente durante el Plioceno y Cuaternario, como evidencian los lahares de edad Cuaternaria que se encuentran levantados. En este dominio se diferencian tres zonas morfo-estructurales de Norte a Sur (Rivadeneira y Baby, 1999):

- **Levantamiento Napo:** Corresponde a un inmenso domo alargado, de orientación NNE-SSO, limitado al Este y al Oeste por fallas transpresivas (Baby et al., 2014). El borde oriental del levantamiento Napo o también llamado frente subandino está constituido por estructuras compresivas, tipo estructuras en flor positivas (Harding, 1985 en Rivadeneira y Baby, 1999).
- **Depresión Pastaza:** Es la zona de transición entre el Levantamiento Napo y el Levantamiento Cutucú. En esta zona las fallas se vuelven más cabalgantes.
- **Levantamiento Cutucú:** Aquí se produce un cambio de orientación de las estructuras de N-S a NNO-SSE (Baby et al., 1999 en Baby et al., 2014). A lo largo de la carretera Santiago-Méndez, se interpreta el Levantamiento Cutucú como una estructura en flor (Rivadeneira y Baby, 1999).

### **2.4.1.2 Dominio Central: Corredor Sacha-Shushufindi.**

Abarca los campos petrolíferos más importantes del Ecuador, está deformado por fallas orientadas en dirección NNE-SSO, que se horizontalizan en profundidad (Baby et al., 2014) y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie, éstas fallas que funcionaban en el Precretácico, limitan semigrabens de edad

Jurásico Tardío (Angulo, 2016); estas fallas han sido reactivadas e invertidas (transpresión dextral) durante el Cretácico Superior, Terciario y Cuaternario (Rivadeneira y Baby, 1999).

#### **2.4.1.3 Dominio Oriental: Sistema Invertido Capirón-Tiputini**

Este dominio estructural es más ancho que el Corredor Sacha-Shushufindi, su estilo de deformación correspondiente a estructuras oblicuas en echelon, las fallas verticales en superficie expresan un régimen tectónico en transpresión dextral.

### **2.4.2 ETAPAS DE DEFORMACIÓN**

Rivadeneira y Baby (1999), proponen las siguientes etapas de deformación en la Cuenca Oriente:

#### **2.4.2.1 Extensión Precretácica**

El relleno de los semigrabens formados durante esta extensión está conformado esencialmente por la formación Chapiza en el corredor Sacha-Shushufindi (Angulo, 2016), el substrato está constituido de sedimentos paleozoicos y triásico – jurásicos (Rivadeneira y Baby, 1999; Angulo, 2016).

#### **2.4.2.2 Extensión Albiana a Cenomaniana (Napo Basal o Inferior).**

Se evidencian pequeñas fallas normales que afectan la parte inferior de la Formación Napo. Controlaron probablemente la sedimentación de ciertos cuerpos arenosos actualmente conocidos como excelentes reservorios (Rivadeneira y Baby, 1999).

#### **2.4.2.3 Inversión del Turoniano a Maastrichtiano (Napo Medio – Tena Inferior).**

Es la primera etapa de deformación compresiva, que se califica como inversión tectónica en régimen transpresivo dextral, se produjo durante la sedimentación de los miembros Napo Medio Terminal - Napo Superior y de la Formación Tena Inferior (Rivadeneira y Baby, 1999).

La mayoría de los campos productores del Oriente Ecuatoriano están afectados por esta primera etapa de deformación que coincide con la fase de deformación Peruana descrita más al sur por Jaillard (1993).

#### **2.4.2.4 Inversión Eocénica Inferior (Tiyuyacu Inferior).**

Según Rivadeneira y Baby (1999) esta inversión corresponde a una deformación sinsedimentaria en la Formación Tiyuyacu Inferior, que confirma la importancia de esta segunda etapa de deformación transpresiva, que posiblemente tenga una edad Eoceno Inferior y marca el inicio de una importante subsidencia de la Cuenca Oriente.

#### **2.4.2.5 Inversión Pliocénica – Cuaternaria**

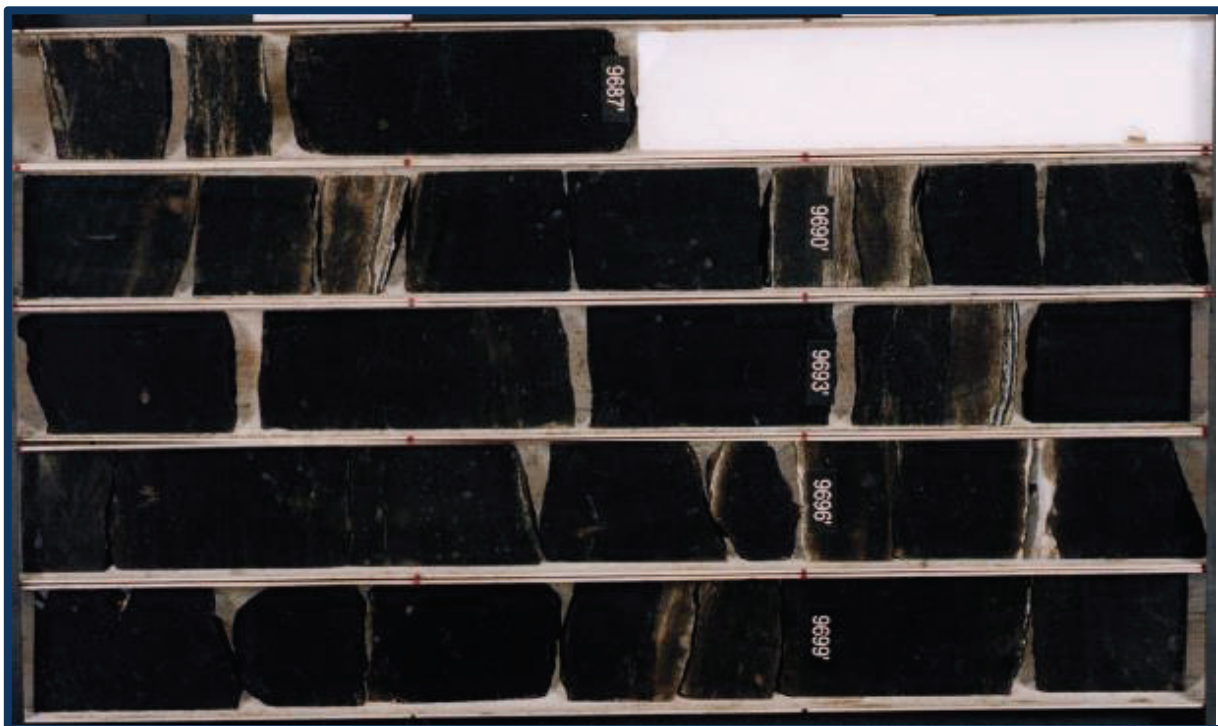
Es la última y una de las principales etapas de inversión tectónica de la Cuenca Oriente, según Rivadeneira y Baby (1999) es la responsable del levantamiento actual del Sistema Subandino y levanta toda la columna sedimentaria de la Cuenca Oriente, ya que estos autores observaron que lahares y terrazas aluviales cuaternarias levantadas, tanto en el campo como en imágenes radar. Además esta etapa de deformación es contemporánea con los volcanes Reventador, Pan de Azúcar y Sumaco.

## **2.5 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL DEL ÁREA DE ESTUDIO.**

### **2.5.1 AMBIENTES SEDIMENTARIOS Y FACIES.**

Se analizó la información disponible de los estudios sedimentológicos de núcleos de perforación, para obtener más información que pueda ayudar a entender de mejor manera las características geológicas de la Arenisca U Inferior.

Se tomó como referencia el único estudio completo disponible realizado por Toro et al., 2002, en el cual se analizaron 60 pies de núcleos de corona dentro de la Arenisca U Inferior en el pozo AA-006 (Figura 5).



**Figura 5.** Fotografía de una parte del núcleo de perforación del pozo AA-006.

Tomado de Toro et al., 2002.

En el estudio de Toro et al., 2002 se determinó que la correlación entre la curva de rayos gamma del registro eléctrico del pozo AA-006 con la curva espectral gama del núcleo generada en el Centro de Investigaciones Geológicas Quito de la ex-Petroproducción, establece que el desfase en profundidad es de +9', lo que ubica al núcleo desde la profundidad de 9666' hasta 9726', 9' más abajo de la profundidad señalada inicialmente por el reporte de campo (9657' - 9717'). La longitud tomada del núcleo en TVDSS es de 60 pies (8690'-8750').

En este estudio se describe la presencia de arena saturada de hidrocarburos, las litologías reconocidas fueron: 98.3% de areniscas y 1.6% de sedimentos



carbonosos, que pueden ser considerados como un sello, pero debido a sus pequeños espesores, inferiores a la resolución del registro no se los reconoció.

La litología de las areniscas es consistente. Se componen de: cuarzo (77-95%, 88% en promedio), feldespatos (1-2%), matriz arcillosa (0-5%, 2% promedio), hidrocarburo residual (3-10%, 6-7% en promedio), pirita framboidal (0 a 1%), materia orgánica (carbón, 0 - 5%, principalmente 1%), muscovita (0 a 2%), glauconita (0 a 2%), y circón (Trazas).

En el trabajo de Toro et al., 2002 se define un modelo paleogeográfico de estuario dominado por mareas. Las facies identificadas de mayor a menor profundidad relativa fueron, en el ambiente marginal: *tidal boundless* (Tb), planicie arenosa de marea (TSFI), barra arenosa de marea (TB) y canal de marea (TCh); y en el ambiente continental: facies palustres (*marsh*). Dentro de los sedimentos marginales las facies de TB y TSFI son las más recurrentes y abundantes.

La roca reservorio se compone enteramente de facies arenosas de barra de marea y de planicie arenosa de marea según Toro et al., 2002.

En otro estudio realizado por Geoconsult (2009), se obtuvo información de facies a una profundidad de 9680' TVD ( 8704' TVDSS) del pozo AA-006 (Figura 6).



**Figura 6.** Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9680' TVD (8704' TVDSS) de profundidad, con la imagen correspondiente del registro de pozo en TVDSS. Modificado de Geoconsult 2009.

Geoconsult (2009) describe a esta parte del núcleo de la siguiente manera:

**Descripción:** Arenisca fina con laminación de materia orgánica subparalela, 90% de cuarzo, trazas de feldespato, muscovita 3%, trazas de glauconita, matriz arcillosa 5%, trazas de cemento calcáreo, 3% de hidrocarburo .

**Calidad de Reservorio:** La calidad del reservorio es considerado muy buena debido a la baja cementación, así como también al bajo contenido de matriz arcillosa y la impregnación de hidrocarburo observada.

**Ambiente de Depositación:** La laminación cruzada, laminación continua de materia orgánica indica un ambiente de barras mareales.

Adicionalmente, en este estudio se describe el intervalo a una profundidad de 9667' TVD (8691' TVDSS) en el núcleo del pozo AA-006, que está cerca del tope de la Arenisca U Inferior, como se observa en la Figura 7.



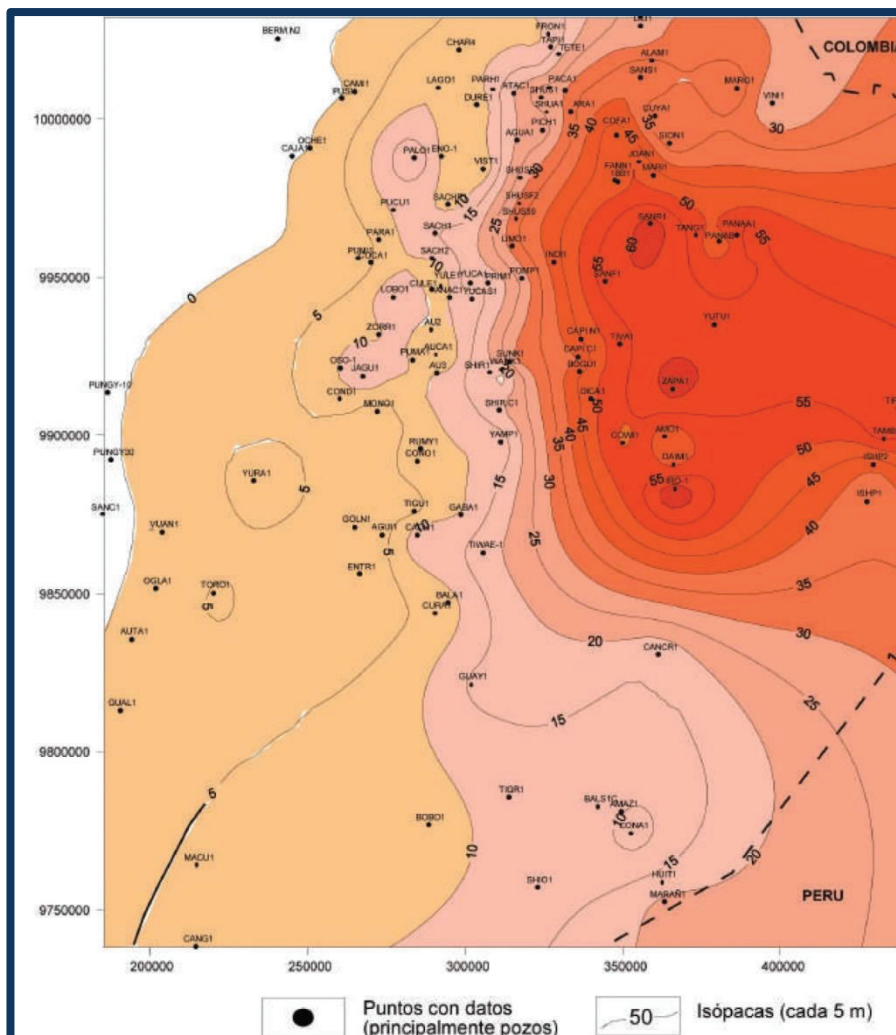
**Figura 7.** Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9667' TVD (8691' TVDSS) de profundidad. Modificado de Geoconsult (2009).

**Descripción:** Arenisca fina café grisácea con láminas subparalelas discontinuas de materia orgánica, 85 – 90% de cuarzo, feldespatos 1%, muscovita 3%, trazas de glauconita, matriz arcillosa 2 – 5%, cemento calcáreo ~3%, hidrocarburo 2-3%.

**Calidad de Reservorio:** Debido a la presencia de matriz arcillosa entre 2% y 55%, la calidad del reservorio es considerado regular a buena.

**Ambiente de Depositación:** La presencia de superficies de desactivación temporal (*drapes*), indica un ambiente mareal, posiblemente planicie arenosa de marea (*sand flat*).

En el artículo de Rivadeneira y Almeida (2014), se define una dirección regional E-O para el depocentro de la Arenisca U como se observa en la Figura 8, según los autores, la Arenisca U comprende una arenisca desarrollada sobre una base erosiva, en cuya parte inferior se presenta un primer cuerpo arenoso, que corresponde a facies de relleno de canal, sobre el cual se desarrollan, facies transgresivas de areniscas cuarzosas y cuarzo-glauconíticas, finalmente hacia la parte superior termina con areniscas glauconíticas con cemento calcáreo y lutitas de plataforma. El mapa isópaco de la arenisca U, muestra una distribución lobular, de clara orientación E-O, con espesores netos arenosos que sobrepasan los 50 pies, adelgazándose en dirección al N y S y acuñaándose hacia el Oeste en donde se desarrollan facies arcillosas y en menor proporción calcáreas.



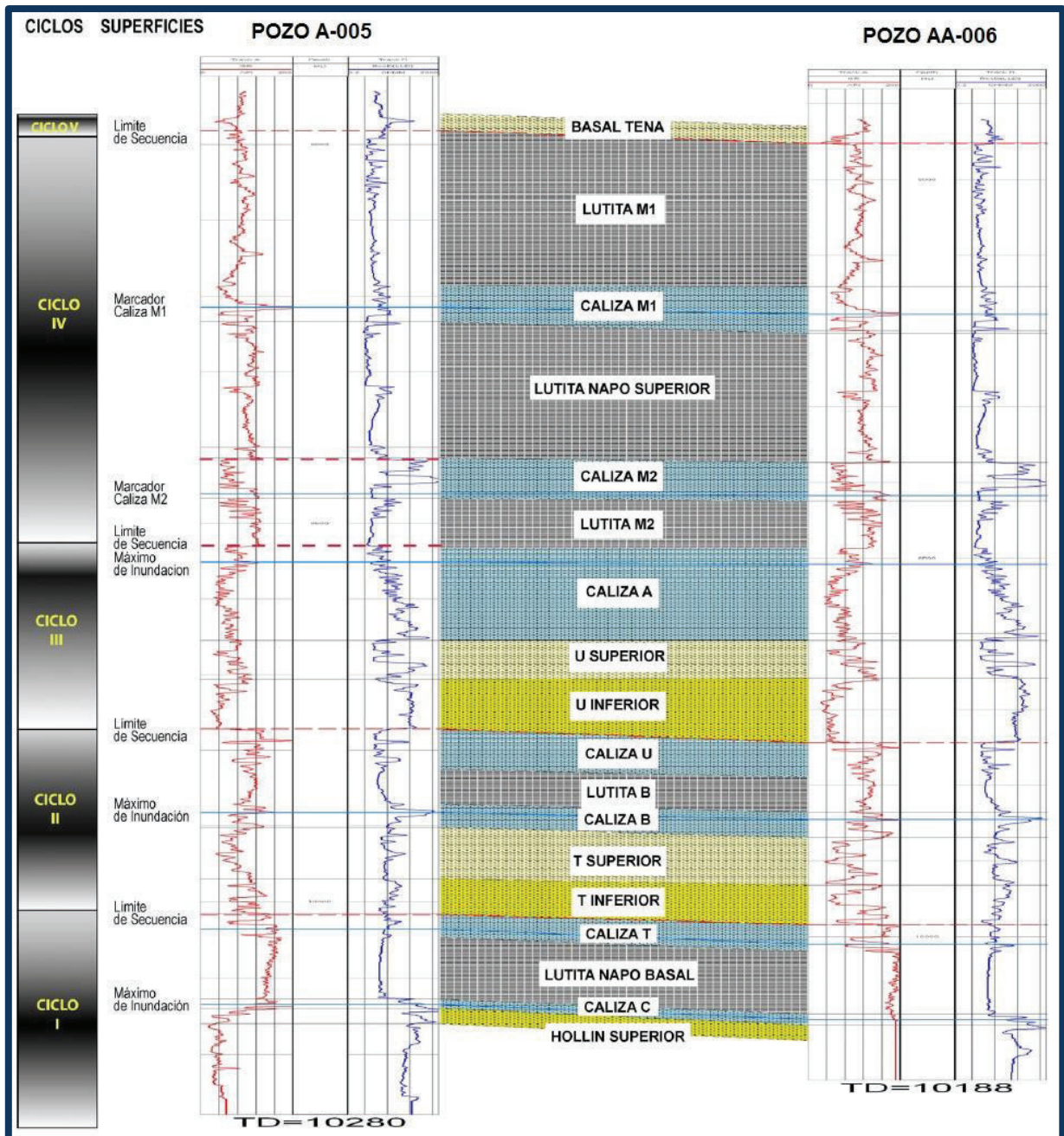
**Figura 8.** Mapa de espesores de la Arenisca U en la Cuenca Oriente Ecuador. Tomado de Rivadeneira y Almeida (2014)

Rivadeneira y Almeida (2014) proponen que el inicio de la depositación de la Arenisca U se dio hace 94 millones de años donde hubo una regresión generalizada, con un nuevo desplazamiento de la línea de costa hacia la parte centro este de la cuenca, iniciándose una depositación fluvial en la parte más oriental pasando hacia el centro a facies transicionales estuarinas (barras y canales), facies de playa y anteplaya, con influencia mareal, mientras que hacia el Oeste se desarrollan facies de plataforma marina. Según estos autores la Arenisca U muestra un claro aporte desde el Este y un aporte secundario del NE.

### **2.5.2 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL PARA LA ARENISCA U INFERIOR.**

La Arenisca U Inferior se encuentra en el ciclo sedimentario 3 descrito en Baby et al., 2014, este ciclo está marcado en los registros de pozo por una caída en el registro de Rayos Gamma y SP, lo cual indica la presencia de facies arenosas a la base de U1, posteriores a la depositación de la caliza U. El máximo de inundación del tercer ciclo coincide con las lecturas máximas de Rayos Gamma al nivel de la Caliza A, como se observa en la Figura 9 (Geoconsult, 2009).

La Arenisca U Inferior fue depositada durante el inicio de la subida del nivel del mar (transgresión temprana o LST), donde los valles erosionados se transforman en estuarios y comienzan a ser rellenados en retrogradación por sistemas canalizados fluviales que tienen influencias mareales. Posteriormente se depositó la Arenisca U Superior, debido al avance de la transgresión (TST). Finalmente se depositó la Caliza A, al tope del ciclo U, la cual representa el final del evento transgresivo y del cambio al sistema de prisma de alto nivel (HST) (Geoconsult, 2009).



**Figura 9.** Ciclos sedimentarios vistos en registro de pozo. Modificado de Geoconsult (2009).

## CAPÍTULO 3

### DATOS, METODOLOGÍA Y MARCO TEÓRICO

#### 3.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

La información que fue utilizada para este trabajo comprendió datos de registros de pozos, reportes de núcleos de perforación y sísmica de reflexión 3D, los cuales se detallan a continuación.

Los detalles de los 42 pozos de la zona de estudio se presentan en la siguiente tabla:

	Nombre	COORDENADAS		KB	TVDSS	MD
		X(m)	Y(m)	pies	pies	pies
1	A-001	XX9705,53	XXX5987,05	1002,6	9622,5	10625
2	A-002	XX0399,36	XXX6559,97	858,5	9201,5	10060
3	A-003	XX8051,14	XXX6048,13	933	9282	10215
4	A-004	XX8707,78	XXX6032,74	985,7	9315,3	10301
5	A-005	XX8503,97	XXX6434,62	991,7	9299,8	10291,5
6	AA-006	XX8974,79	XXX6446,23	976	9312,5	10288,5
7	AA-007	XX8955,44	XXX6386,13	974,2	9326,7	10660
8	AA-007R1	XX8955,44	XXX6386,13	974,2	9192,3	10563
9	AA-009	XX8950,94	XXX6378,62	974	9340,7	10550
10	AA-010H	XX8957,12	XXX6389,38	974,2	8691,6	10746
11	AA-010HS1	XX8957,12	XXX6389,38	974,2	8723,3	12287,5
12	AA-011	XX8970,52	XXX6415,11	974,2	9295,8	10600
13	AA-013H	XX8972,17	XXX6418,38	974,2	8690,3	12014
14	AA-016HR1	XX8968,02	XXX6411,85	967	8726,9	11850,5
15	AA-016PH	XX8968,02	XXX6411,85	967	8880,1	10196



16	AB-008	XX76XX,31	XXX7018,69	1020	9300	10320
17	AB-012	XX7582,82	XXX7029,71	1024,4	9250	11000
18	AB-014	XX7582,63	XXX7011,37	1024,4	9211,9	10560
19	AB-015	XX7583,25	XXX7049,7	1024,4	9268,4	10820
20	AB-017	XX7583,04	XXX7039,71	1024,4	9258	10817
21	AB-018	XX7582,61	XXX7019,79	1020	9284,3	10570
22	B-001	XX2563,9	XXX6822,09	842	9658	10500
23	B-006	XX2798,44	XXX5774,45	908	9592	10500
24	B-007	XX1923,36	XXX6516,68	861	9259	10120
25	BA-002	XX1XX0,22	XXX6561,57	862	9238	10100
26	BA-008	XX1273,01	XXX6550,09	882,7	9267	10710
27	BA-009	XX1262,04	XXX6550,31	882,7	9270,7	10453
28	BA-015	XX1269,36	XXX6550,16	882,7	9270,7	10462
29	BA-016	XX1265,7	XXX6550,23	882,7	9328,5	10512
30	BA-019	XX1270,22	XXX6565,61	882,7	9350	10533
31	BA-020	XX1XX0,22	XXX6565,57	882,7	9292,8	10852
32	BB-004	XX2388,47	XXX6197,79	852	9648	10500
33	BB-010	XX2399,25	XXX6184,62	862	9246,8	10826
34	BB-011	XX2412,23	XXX6184,61	868,5	9319,7	11050
35	BB-013	XX2407,25	XXX6184,62	862	9117,1	10320
36	BB-014	XX2417,23	XXX6184,61	868,5	9337	11902
37	BC-001I	XX1655,22	XXX6054,01	957	9398	10946
38	BC-005	XX1682,99	XXX6064,43	941	9274	10215
39	BC-017	XX1657,92	XXX6057,31	956,9	9329,6	11057
40	BD-003	XX1831,XX	XXX7245,88	845	9205	10050
41	BD-018	XX1877,04	XXX7252,87	845	9272,8	10416
42	BD-022	XX1881,1	XXX7259,76	845	9293,1	10433

**Tabla 1.** Lista de pozos del campo.

### 3.1.1 REGISTROS DE POZO:

Se utilizaron los registros eléctricos de 38 pozos y se desecharon 4 registros eléctricos de los siguientes pozos:

- AA-016HR1, AA-013H y AA-010H porque el registro no atraviesa toda la Arenisca U.
- AA-010HS1 porque no se corrió en el intervalo de la Arenisca U.

En la siguiente tabla se presenta una lista con los registros de cada pozo utilizados para este estudio:

	<b>POZO/ REGISTRO</b>	<b>Rayos Gamma</b>	<b>SP</b>	<b>Resistividad</b>	<b>Neutrónico</b>	<b>Densidad</b>	<b>PEF</b>
1	<b>A-001</b>	x	x	x	x	x	
2	<b>A-002</b>	x	x	x	x	x	x
3	<b>A-003</b>	x	x	x	x	x	x
4	<b>A-004</b>	x	x	x	x	x	x
5	<b>A-005</b>	x		x	x	x	x
6	<b>AA-006</b>	x		x	x	x	x
7	<b>AA-007</b>	x	x	x	x	x	
8	<b>AA-007R1</b>	x		x	x	x	
9	<b>AA-009</b>	x	x	x	x	x	
10	<b>AA-010H</b>	x		x			
11	<b>AA-010HS1</b>	Sin registro					
12	<b>AA-011</b>	x	x	x	x	x	
13	<b>AA-013H</b>	x		x			
14	<b>AA-016HR1</b>	x		x			
15	<b>AA-016PH</b>	x		x	x	x	
16	<b>AB-008</b>	x	x	X	x	x	
17	<b>AB-012</b>	x	x	X	x	x	x

18	AB-014	x	x	X	x	x	x
19	AB-015	x	x	X	x	x	x
20	AB-017	x		X	x	x	x
21	AB-018	x	x	X	x	x	x
22	B-001	x	x	X	x	x	
23	B-006	x	x	X	x	x	
24	B-007	x	x	X	x	x	x
25	BA-002	x	x	X	x	x	x
26	BA-008	x	x	X	x	x	x
27	BA-009	x	x	X	x	x	
28	BA-015	x	x	X	x	x	x
29	BA-016	x	x	X	x	x	
30	BA-019	x	x	X	x	x	x
31	BA-020	x		X	x	x	x
32	BB-004	x	x	X	x	x	x
33	BB-010	x	x	X	x	x	x
34	BB-011	x		X	x	x	x
35	BB-013	x	x	X	x	x	x
36	BB-014	x		X	x	x	
37	BC-001	x	x	X	x	x	
38	BC-005	x	x	X	x	x	x
39	BC-017	x	x	X	x	x	
40	BD-003	x		X	x	x	x
41	BD-018	x		X	x	x	
42	BD-022	x	x	X	x	x	x

Tabla 2. Tabla de los registros de pozo disponibles para este estudio.

Además se utilizaron los masterlogs existentes de los pozos: AA-009 y BA-020.

### 3.1.2 ESTUDIOS DE NÚCLEOS:

Informes de los estudios de núcleos disponibles listados en la siguiente tabla:

POZO	NÚCLEO	FECHA (mes-año)	TOPE (ft MD)	BASE (ft MD)	ESPESOR
	UI				
A-005	Saturación de fluidos	ago-00	9702	9762	60
AA-006	Análisis de permeabilidades verticales	dic-07	9660	9714,5	54,5
AA-006	Difracción de rayos X	sep-04	9657,6	9714,5	56,9
AA-006	Saturación de fluidos	abr-02	9657,5	9717	59,5
AA-006	Estudio sedimentológico	ago-02	9657	9717	60
AB-008	Convencional	feb-12	9716	9770	54
BC-005	Saturación de fluidos	jul-95	9645	9648	3
B-007	Saturación de fluidos	jun-97	9594	9619	25
B-007	Análisis de permeabilidades verticales	ene-08	9572	9618	46
B-007	Análisis de permeabilidades verticales	ene-07	9572	9618	46
B-007	Saturación de fluidos	may-97	9564	9594	30
B-007	Saturación de fluidos	jun-97	9568	9594	26
B-007	Saturación de fluidos	nov-97	9572	9619	47

Tabla 3. Lista de los informes de los estudios de núcleos disponibles

### 3.2.3 INFORMACIÓN SÍSMICA:

La información sísmica 3D disponible corresponde a un cubo sísmico de la zona de estudio, el cual tiene un área de  $45 \text{ km}^2$  (Figura 10).

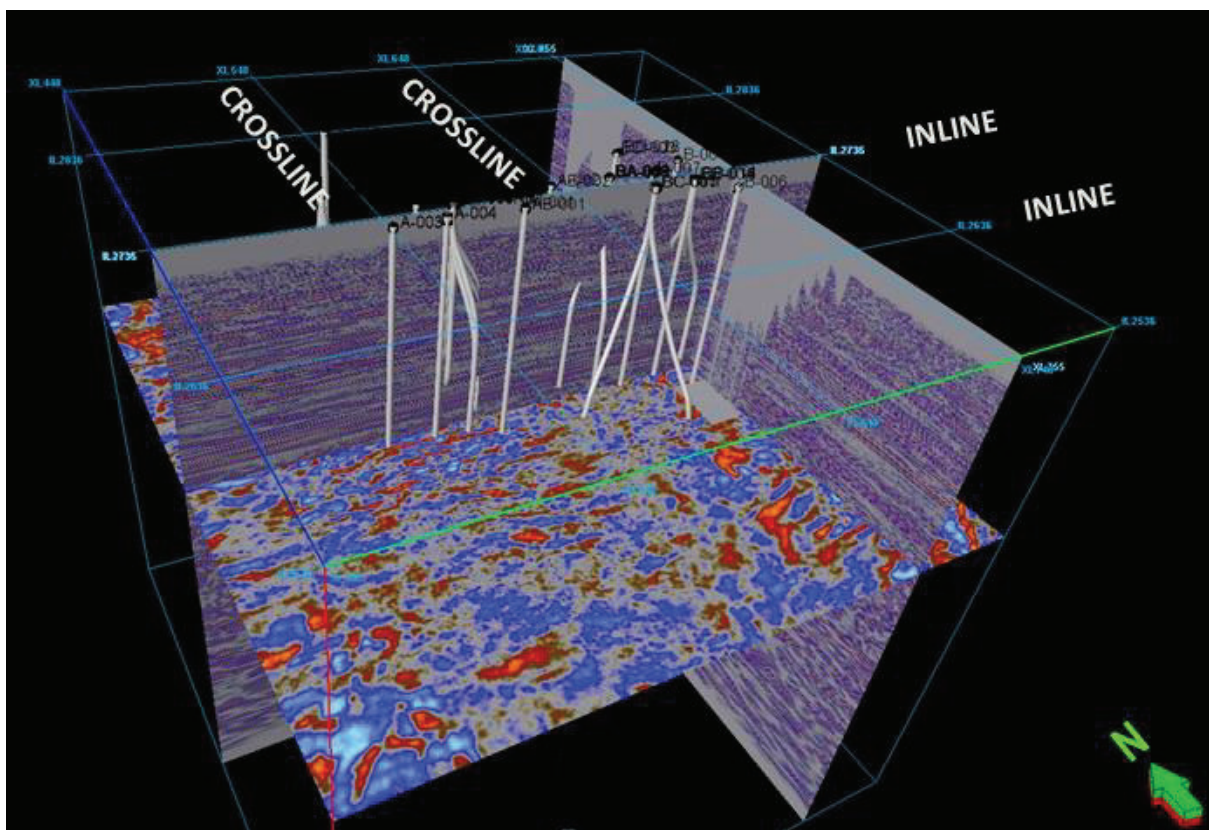


Figura 10. Cubo sísmico para la zona de estudio.

Información de la adquisición sísmica	
Fuente	Dinamita
Intervalo receptor	50m
Intervalo de disparo	55.9m
Inline interval	25m
Crossline interval	25m
Número de inlines	385
Número de crosslines	372
Profundidad	5000m

Tabla 4. Datos del cubo sísmico.

### 3.2 METODOLOGÍA

Para realizar la caracterización geológica necesaria para la posterior realización de un proyecto de inyección de agua se utilizará la siguiente metodología:

- 1.- Recopilación de la información disponible de los 42 pozos de la zona de estudio, incluyendo registros de pozos, informes de estudios de núcleos de perforación y datos bibliográficos de trabajos anteriores. Los registros eléctricos de pozos que se analizarán principalmente son: SP (mide el potencial espontáneo), Registros de Densidad, Porosidad, Resistividad y de Rayos Gamma que mide la radiación natural de la roca. Con estos registros se puede tener una aproximación del tipo de roca que se tiene en el subsuelo, de la porosidad y de los fluidos que puede contener.
- 2.- Elaboración de correlaciones estratigráficas detalladas, basada en la información de los registros de pozo, integrada con la información de los núcleos de perforación disponible.
- 3.- Interpretación de los horizontes estratigráficos identificables en la sísmica, para lo cual previo a la interpretación sísmica, se construye un sismograma sintético para correlacionar la información del pozo con el cubo sísmico disponible.
- 4.- Análisis de la información de sísmica de reflexión disponible para identificar discontinuidades estructurales, que puedan afectar la comunicación de los cuerpos de arena.
- 5.- Realización de mapas estructurales, teniendo en cuenta la interpretación sísmica y generando un modelo de velocidades, para realizar la transformación tiempo-profundidad.
- 6.- Determinación de electrofacies existentes utilizando la información petrofísica y los estudios de núcleos disponibles.

7.- Construcción de mapas de espesor, para tener una aproximación de las tendencias de depositación y de mapas donde se representen las electrofacies existentes.

8.- Finalmente se sintetizaron las características de la Arenisca U inferior donde se especifica la continuidad de los cuerpos de arena identificados, la calidad de roca y se realizará un cálculo preliminar del POES, lo cual se necesita para evaluar en un estudio posterior la factibilidad de realizar inyección de agua.

Este estudio cuenta con la colaboración de Shaya Ecuador S.A, que proveyó la información necesaria y la licencia del software PETREL 2014, necesario para el análisis de la información.

### **3.3 MARCO TEÓRICO**

#### **3.3.1 FUNDAMENTOS DE LOS REGISTROS DE POZO**

Los registros de pozo miden propiedades eléctricas, radioactivas y acústicas de las rocas perforadas en un sondeo, mediante una multitud de instrumentos que son cada vez más precisos, y de ellos se deducen litologías, porosidades y tamaño de grano. Los datos se asocian para definir electrofacies (Hurst et al., 1992).

#### **Registro de Potencial Espontáneo (SP):**

Es un registro que mide la diferencia entre potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie, en función de la profundidad. Cuando el registro pasa por zona de lutitas generalmente se define una línea más o menos recta en el registro, que se llama “línea base de lutitas”. Cuando el registro pasa por formaciones permeables, la curva muestra deflexiones respecto a la línea base de lutitas, en zonas donde existen arenas se produce una

deflexión esencialmente constante. Con este registro se puede obtener información sobre la litología de la formación (Schlumberger, 1989).

La deflexión puede ser a la izquierda (negativa) o a la derecha (positiva), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado de lodo. Cuando la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado de lodo la deflexión es a la izquierda, en el caso inverso la deflexión es la derecha. El registro SP se mide en milivoltios (mV). No se puede registrar una curva de SP en pozos llenos con lodos no conductivos, ya que éstos no proporcionan una continuidad eléctrica entre el lodo del SP y la formación, además si las resistividades del filtrado de lodo y del agua de formación son casi iguales, las deflexiones del SP serían muy débiles (Schlumberger, 1989).

### **Registro de Rayos Gamma (GR)**

Este registro nos ayuda a obtener información sobre la litología de la formación, es una medida de la radioactividad natural de la roca. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla, porque los elementos radiactivos tienden a concentrarse en sedimentos del tamaño de las arcillas. Las formaciones limpias (bajo contenido de arcilla), generalmente tienen un nivel muy bajo de radioactividad; pero cuando están presentes contaminantes radioactivos como materia orgánica (Uranio) cenizas volcánicas o residuos de granito (Potasio), o arcillas limpias (Torio), la radioactividad mostrada por el registro es alta (Schlumberger, 1989).

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía, que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El isótopo de potasio radioactivo con un peso atómico 40 (K40) y los elementos radioactivos de las series del uranio y el torio, emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra. Este registro nos da valores de radioactividad en unidades API, donde las radioactividades en formaciones sedimentarias pueden variar desde unas cuantas



unidades API en anhidrita o sal, hasta 200 o más unidades API en arcillas (Schlumberger, 1989).

### **Registro Sónico**

Una herramienta sónica, consiste de un transmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. Este registro es simplemente un registro del tiempo que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación, éste es conocido como tiempo de tránsito, el cual es el inverso de la velocidad sonora. El tiempo de tránsito depende de la litología y porosidad, sin embargo, los tiempos de tránsito también son útiles al interpretar registros sísmicos. La propagación del sonido en un pozo es un fenómeno complejo que está regido por las propiedades mecánicas de ambientes acústicos diferentes (Schlumberger, 1989).

### **Registro Neutrónico (NPHI)**

Se utiliza para saber cuáles son las formaciones porosas y obtener sus valores de porosidad. Estos registros responden principalmente a la cantidad de hidrógeno en la formación, por lo tanto, en formaciones limpias cuyos poros estén saturados con agua o aceite, el registro de neutrones refleja la cantidad de porosidad saturada de fluido.

Los neutrones son partículas eléctricamente neutras cada una tiene una masa casi idéntica a la masa de un átomo de hidrógeno, una fuente radioactiva en la sonda emite constantemente neutrones de alta energía (rápidos). Estos neutrones chocan con los núcleos de los materiales de la formación en lo que podría considerarse como colisiones elásticas de “bolas de billar” (Schlumberger, 1989).

### **Registros de Resistividad (RT)**

La resistividad es la capacidad que pueden tener algunos materiales para impedir el flujo de corriente eléctrica a través de ellos, la resistividad de una formación depende de:

- La resistividad del agua de formación
- La cantidad de agua presente
- La geometría estructural de los pozos

La unidad de medida de la resistividad es el ohmio-metro, las herramientas de medida de esta propiedad pueden ser de Inducción, Laterolog y Microresistivas; en este estudio se utilizaron principalmente las herramientas de Inducción.

Se utilizan estos registros para diferenciar los intervalos que contienen agua e hidrocarburos, así como también cuantificar la resistividad en intervalos que contienen sólo agua.

- **Herramientas de Inducción:** Se desarrolló en principio para medir la resistividad de la formación en pozos que contienen lodos con base aceite y en agujeros perforados neumáticamente. Con la experiencia pronto se demostró que el registro de inducción tenía muchas ventajas sobre el registro convencional, cuando se aplicaba en pozos de registro perforados con lodos en base agua.

El registro de inducción eléctrica, es una combinación de curvas eléctrica y de inducción, mide la conductividad de la formación. Esta herramienta funciona mejor cuando el fluido es un poco aislante, incluso aire o gas, la herramienta también trabaja bien cuando el agujero contiene lodo conductivo, a menos que este sea demasiado salado o las formaciones sean muy resistivas. (Schlumberger, 1989 y Halliburton, 2006).

- **Dual Laterolog:** Es una herramienta que permite realizar mediciones simultáneas, consiste en la medición de corriente focalizada a través de un arreglo de electrodos, esta herramienta es utilizada en lodos salados y formaciones con alta resistividad. Para obtener exactitud en resistividades

altas o bajas se emplea un sistema de medición de potencia constante (Schlumberger, 1989).

- **Herramientas Microresistivas:** Estas herramientas son capaces de detectar formaciones finamente laminadas. El uso de curvas micro-normal y micro-inversa puede indicar la presencia de intervalos permeables y sus límites. Estas herramientas son utilizadas para medir las resistividad de la zona lavada y para describir capas permeables (Schlumberger, 1989).

### **Registros Checkshot (Punto de tiro).**

Estos registros son la manera más sencilla de obtener un perfil sísmico vertical. Para este registro se colocan receptores dentro del pozo a diferentes profundidades y se mide el tiempo de viaje de un impulso acústico generado cerca del pozo en superficie hasta los receptores, se graba directamente la llegada de las señales. La función principal de este registro es medir el tiempo y la profundidad de las primeras llegadas de la onda (Dobrin y Savit, 1988).

### **3.3.2 FUNDAMENTOS DE LA GEOFÍSICA**

En la industria petrolera la geofísica es muy utilizada para ubicar trampas estructurales como anticlinales, fallas, y domos; además puede ser de utilidad para el estudio de reservorios, cuando éstos tienen un espesor que puede ser distinguido en la señal sísmica.

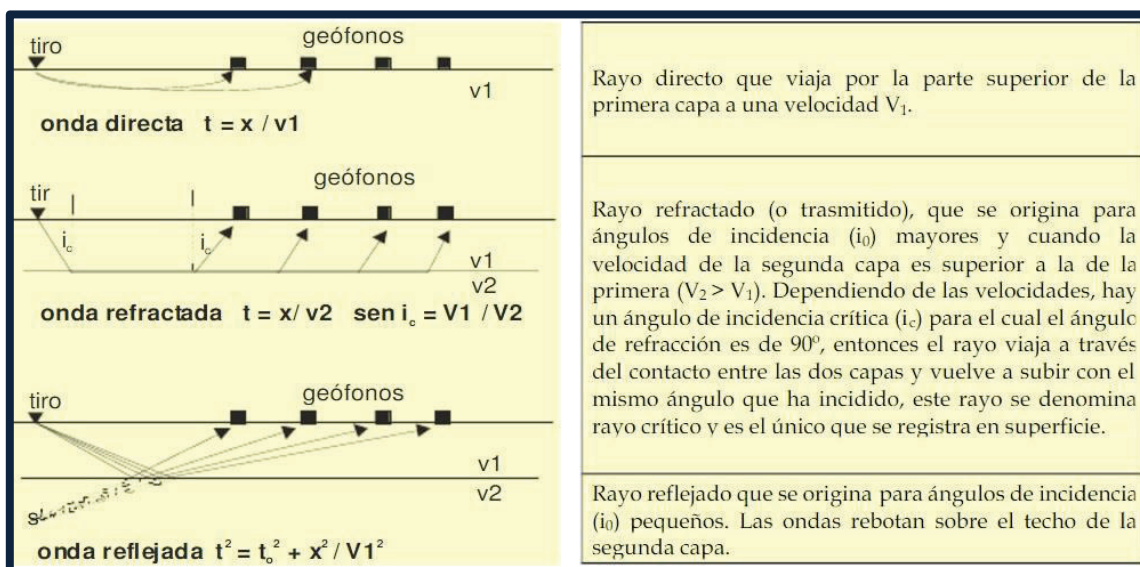
Uno de los métodos geofísicos más utilizados en la exploración petrolera son los métodos sísmicos.

#### ***MÉTODOS SÍSMICOS:***

En la sísmica se utilizan las ondas elásticas que se propagan a través del terreno y que han sido generadas artificialmente generalmente con dinamita, con el objetivo

de estudiar el subsuelo. Estas ondas sísmicas generadas mediante una fuente emisora (dinamita), son registradas en una serie de estaciones (geófonos) (Boyer y Mari 1997).

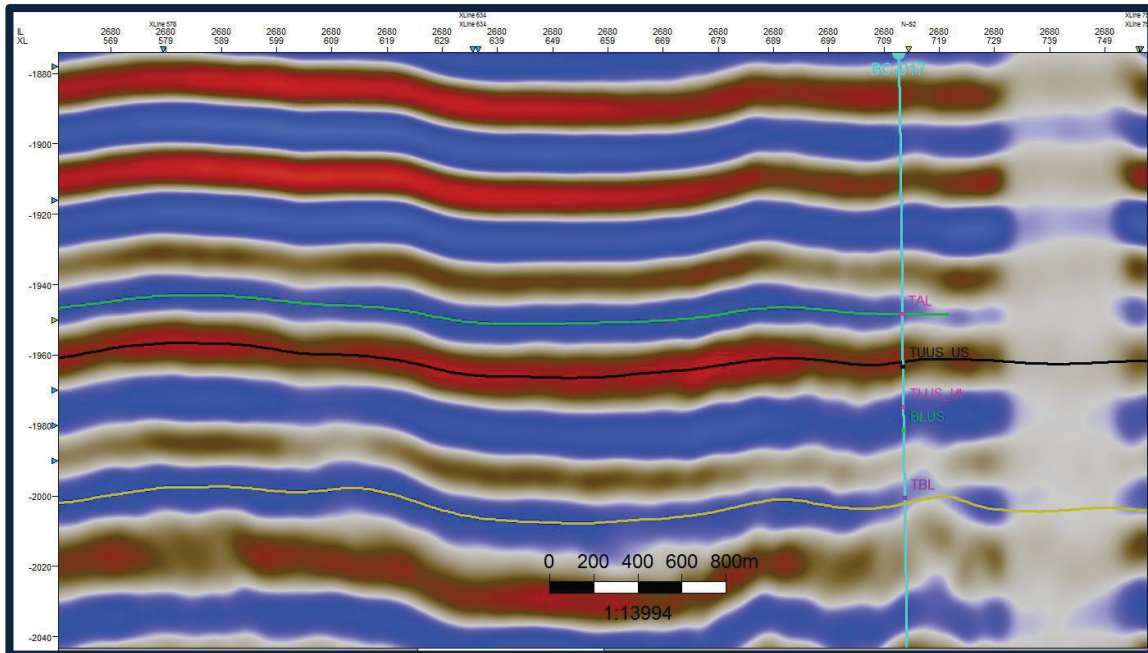
Las ondas sísmicas durante su paso por diferentes materiales en el subsuelo, pueden ser reflejadas o refractadas como se observa en la Figura 11.



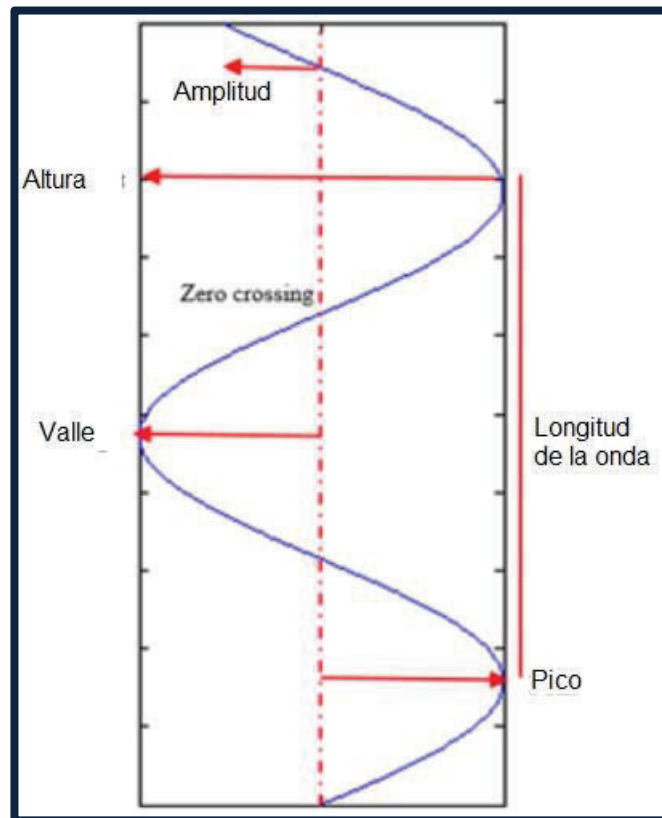
**Figura 11.** Diferencia entre ondas directa, reflejada y refractada. Fuente: <https://es.scribd.com/doc/26886999/Metodos-Sismicos-Refraccion-y-Reflexion>

La información de sísmica de reflexión disponible para este estudio corresponde a un cubo sísmico, a partir del cual se pudieron observar secciones sísmicas en direcciones N-S y E-O.

Estas secciones sísmicas representan la amplitud de las ondas sísmicas, para el caso de este estudio los horizontes azules, representan amplitud positiva mientras que los rojos representan amplitud negativa (Figura 12), la amplitud es la desviación de una onda desde el "zero-crossing", a la máxima amplitud positiva se la conoce como pico y a la máxima amplitud negativa se la conoce como valle (Figura 13).



**Figura 12.** Sección sísmica tipo utilizada para este estudio.



**Figura 13.** Componentes de la onda sísmica.  
Modificado de: [http://wiki.aapg.org/Amplitude\\_\(seismic\)](http://wiki.aapg.org/Amplitude_(seismic)).

El valor de la amplitud es igual al valor de la traza sísmica a una profundidad específica, mientras que la traza sísmica es un parámetro de las ondas sísmicas que representa el contraste de impedancia acústica (IA). La traza sísmica es el resultado de la convolución de la ondícula y el coeficiente de reflexión (RC). La ondícula es la onda que representa un reflector sísmico registrado por un geófono, mientras que el coeficiente de reflexión es un parámetro que representa el modelo geológico en el subsuelo, el valor del coeficiente de reflexión depende del contraste de impedancia acústica (Boyer y Mari, 1997).

Traza sísmica = Ondícula \* Coeficiente de reflexión

$$RC = \frac{IA2 - IA1}{IA2 + IA1}$$

IA = Velocidad \* Densidad

### ***SISMOGRAMA SINTÉTICO***

Los sismogramas sintéticos se reproducen a partir de datos de un pozo donde la imagen en forma de traza sintética de la sísmica sobre la que está situado el pozo. (Cabañas, 1996).

Para generar el sismograma sintético, se calcula la impedancia acústica utilizando las curvas del registro Sónico y de Densidad a las cuales se les hizo primero un control de la calidad para eliminar los valores anómalos. Del registro sónico se obtiene el valor de velocidad y del registro de densidad se obtiene el valor de la propiedad del mismo nombre. Adicionalmente se necesita extraer la ondícula de la sísmica para dar la forma a la señal al momento de generar el sismograma sintético.

### **MODELO DE VELOCIDADES**

Permite realizar la transformación tiempo a profundidad de los horizontes estratigráficos de interés, utilizando los topes y bases de las secuencias estratigráficas interpretados en los registros de pozo. Este modelo es construido por el software Petrel, utilizando el siguiente principio:

$$v = \frac{d}{t}$$

$$t = \frac{TWT}{2}$$

$$v = \frac{d}{\frac{TWT}{2}}$$

Donde:

v = velocidad

t = tiempo

TWT = Two way time

d = Distancia equivalente a la profundidad del horizonte sísmico

### **3.3.3 AMBIENTE SEDIMENTARIO DE LA ARENISCA U INFERIOR.**

Los ambientes sedimentarios pueden ser continentales, marinos y transicionales.

<b>Continental</b>	<b>Desértico</b> <b>Glaciar</b> <b>Aluvial</b> <b>Fluvial</b> <b>Lacustre</b>
--------------------	---

<b>Transicional</b>	<b>Delta</b> <b>Playa</b> <b>Estuario</b> <b>Isla barrera-lagoon</b>
<b>Marino</b>	<b>Plataforma</b> <b>Talud</b> <b>Llanura abisal</b>

**Tabla 5.** Clasificación de los ambientes sedimentarios.

Para este estudio es de relevancia el ambiente estuarino dominado por mareas ya que según la información analizada, éste es el ambiente de depositación de la Arenisca U Inferior en el campo.

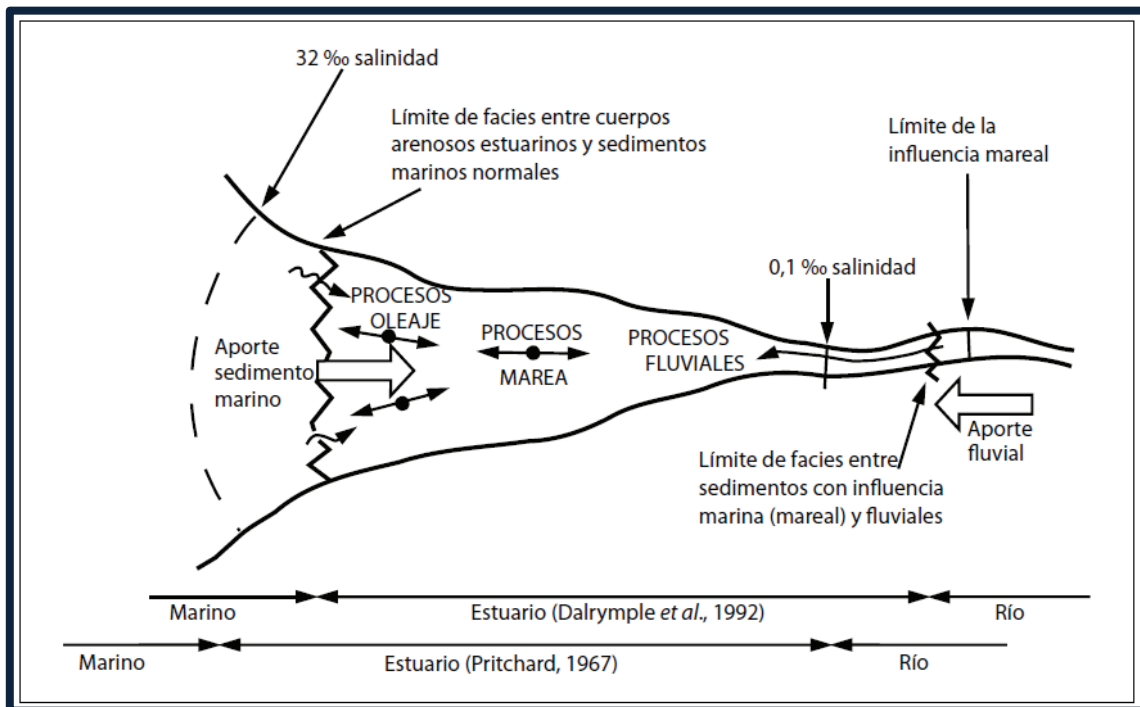
### **3.3.3.1 Estuarios**

Un estuario es la porción hacia el mar de un sistema fluvial inundado que recibe sedimentos procedentes de áreas con fuentes fluviales y marinas, que contiene facies sedimentarias influenciadas por las mareas, el oleaje y los procesos fluviales como se muestra en la Figura 14 (Dalrymple et al., 1992 en Arche, 2010). Actualmente, las desembocaduras de muchos ríos son estuarios como consecuencia del ascenso relativo del nivel del mar, posterior a la última glaciación. (Arche, 2010).

Según Nichols (2009) un estuario es diferente a un delta porque en un estuario todos los sedimentos ocurren dentro de un valle inundado y son retrogradacionales, mientras que los deltas son cuerpos progradacionales de sedimentos que se construyen en un ambiente marino.



Un estuario es un sistema independiente, cuyo desarrollo depende de la morfología de la costa y de un contexto eustático transgresivo, debido a esto son sistemas de corta duración a la escala geológica, ya que si aumentan los aportes sedimentarios o si baja la velocidad del ascenso eustático, entonces el estuario se rellena y se convierte en delta, por lo tanto los depósitos estuarinos se encuentran intercalados dentro de las cuencas deltaicas formando sistemas llamados parálicos (Dalrymple et al., 1992 en Jaillard, 1993).

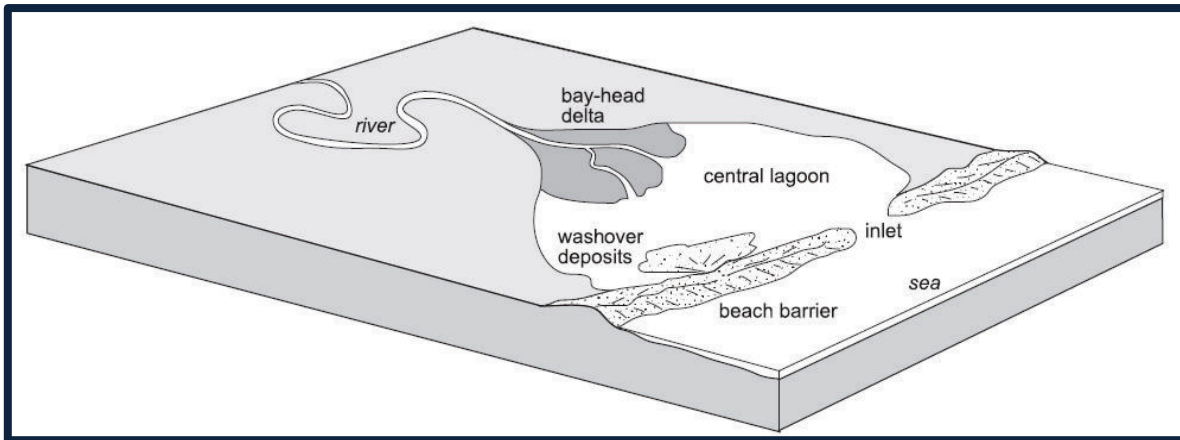


**Figura 14.** Representación esquemática de un estuario según Dalrymple et al., 1992 y Pritchard, 1967. Modificado de Arche, 2010).

Según Nichols (2009) se puede tener dos tipos de estuarios:

### Estuarios dominados por olas

Se desarrolla en un área con un pequeño rango mareal y fuerte energía de las olas, esta área tendrá típicamente tres divisiones: el delta de cabeza de bahía (*bay-head delta*), el lagoon central y la barrera de playa como se observa en la Figura 15 (Nichols, 2009).



**Figura 15.** Esquema de un estuario dominado por olas. Tomado de Nichols (2009).

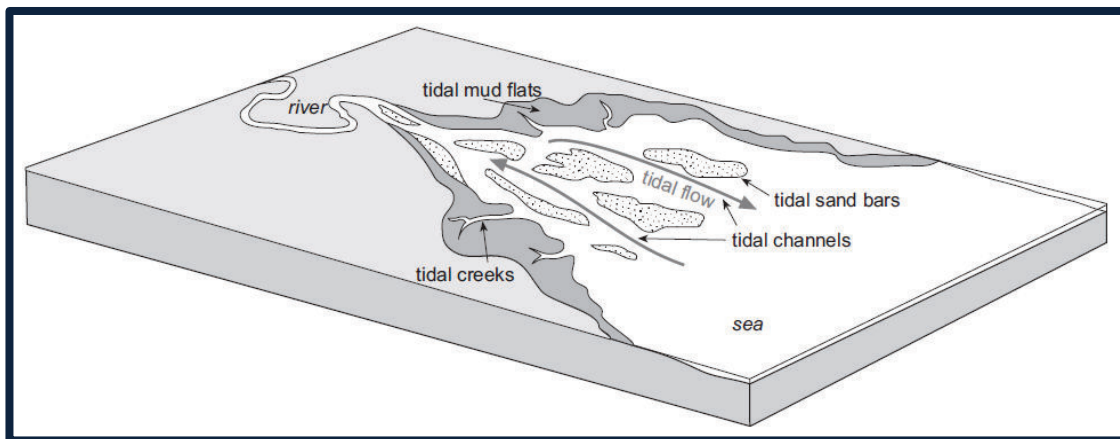
- **Delta de cabeza de bahía:** Es la zona donde los procesos fluviales son dominantes. Mientras el flujo del río entra en el *lagoon* central, el flujo se desacelera y los sedimentos son depositados. La forma y procesos de un delta de cabeza de bahía son similares a los de delta fluvial porque el efecto mareal es mínimo. Una estratificación grano creciente se forma en este medio con facies de canal y de inundación sobre arenas depositadas en la boca del canal, las cuales a su vez sobreyacen depósitos de grano fino del *lagoon* central.
- **Lagoon central:** Es la parte de menor energía de un sistema estuarino, donde el flujo del río rápidamente disminuye y la energía de las ondas se concentra principalmente en la barrera. El *lagoon* central es entonces una región de depositación de grano fino, comúnmente rica en materia orgánica, similar a las condiciones del *lagoon* normal. Cuando el lagoon central es rellenado con sedimentos, se convierte en una región de pantanos de agua salada cortados por canales.
- **Barrera de playa:** es la parte más externa de un estuario dominado por olas, es una zona donde la acción de las olas re trabajan sedimentos marinos (material bioclástico y otros sedimentos re trabajados por la deriva de la línea

de costa) para formar una barrera. Una entrada permite el intercambio de agua entre el mar y lagoon central.

### Estuario dominado por mareas.

En estos estuarios la energía de las corrientes de marea dominan en la desembocadura, y edifican barras mareales alargadas, las cuales rompen la energía de las olas si existen. La forma ensanchada (embudo) provoca la aceleración de las corrientes de marea aguas arriba, hasta donde la fricción contra el fondo y los bordes compensen dicha energía. Además en estos estuarios la energía fluvial decrece aguas abajo, pero ya que la ausencia de barreras permite una mejor penetración de las corrientes de marea, el mínimo de energía es menos claro que en los estuarios dominados por las olas.

Tres facies depositacionales pueden ser identificadas: canal mareal, planicie mareal y barras arenosas como se observa en la Figura 16 (Nichols, 2009).



**Figura 16.** Esquema de un estuario dominado por las mareas. Tomado de Nichols (2009).

- **Canales mareales:** En la parte interna del estuario donde el canal del río es influenciado por procesos mareales, el canal de gradiente bajo comúnmente adopta una forma meándrica. Las barras de punta (*point bars*) forman en los bancos internos del meandro, capas en la misma dirección que los sistemas netamente fluviales, pero los efectos mareales causan que ahí existan

considerables fluctuaciones en la fuerza del flujo durante diferentes etapas del ciclo mareal: cuando una fuerte caída de la marea y el río actúan juntos, la corriente combinada podría transportar arena, pero un fuerte flujo mareal podría contrarrestar completamente el flujo del río, resultando en agua estancada, la cual permite la depositación desde la suspensión. De esta manera los depósitos en las barras de punta son heterolíticos, es decir que contienen más de un tamaño de grano, en este caso se puede tener capas alternantes de arena y lodo (particiones arcillosas). Estas capas alternantes de arena y lodo buzando hacia el eje del canal (perpendicular al flujo) son un rasgo distintivo de canales meándricos influenciados por mareas, así como la presencia de estructuras de espina de pescado (*herring bone*), producto de la bidireccionalidad de las corrientes mareales.

- **Planicies mareales:** Adyacentes a los canales y a lo largo de todos los sitios del estuario existen áreas de planicie mareal, las cuales están variablemente cubiertas con agua de mar, son generalmente áreas pantanosas salinas, vegetadas cortadas por arroyos de marea que actúan como conductos para flujos de agua durante los ciclos mareales.
- **Barras mareales:** La parte externa de un estuario dominado por mareas es la zona de las corrientes mareales más fuertes, las cuales transportan y depositan sedimentos fluviales y material traído desde el mar. Evidencia de condiciones mareales pueden ser los *mud drapes*, superficies de reactivación y estratificación de espina de pescado. Los *mud drapes* se forman mientras la corriente disminuye. Las superficies de reactivación ocurren cuando las corrientes opuestas erosionan el tope de las dunas formadas.

### 3.3.4 ESTRATIGRAFÍA SECUENCIAL

Es el estudio de la generación de secuencias estratigráficas cuyo principal control es un cambio en el nivel absoluto del mar, un ciclo eustático da lugar a discordancias y

a una variedad de cortejos sedimentarios representando distintas fases del ciclo eustático (Vail et al., 1987).

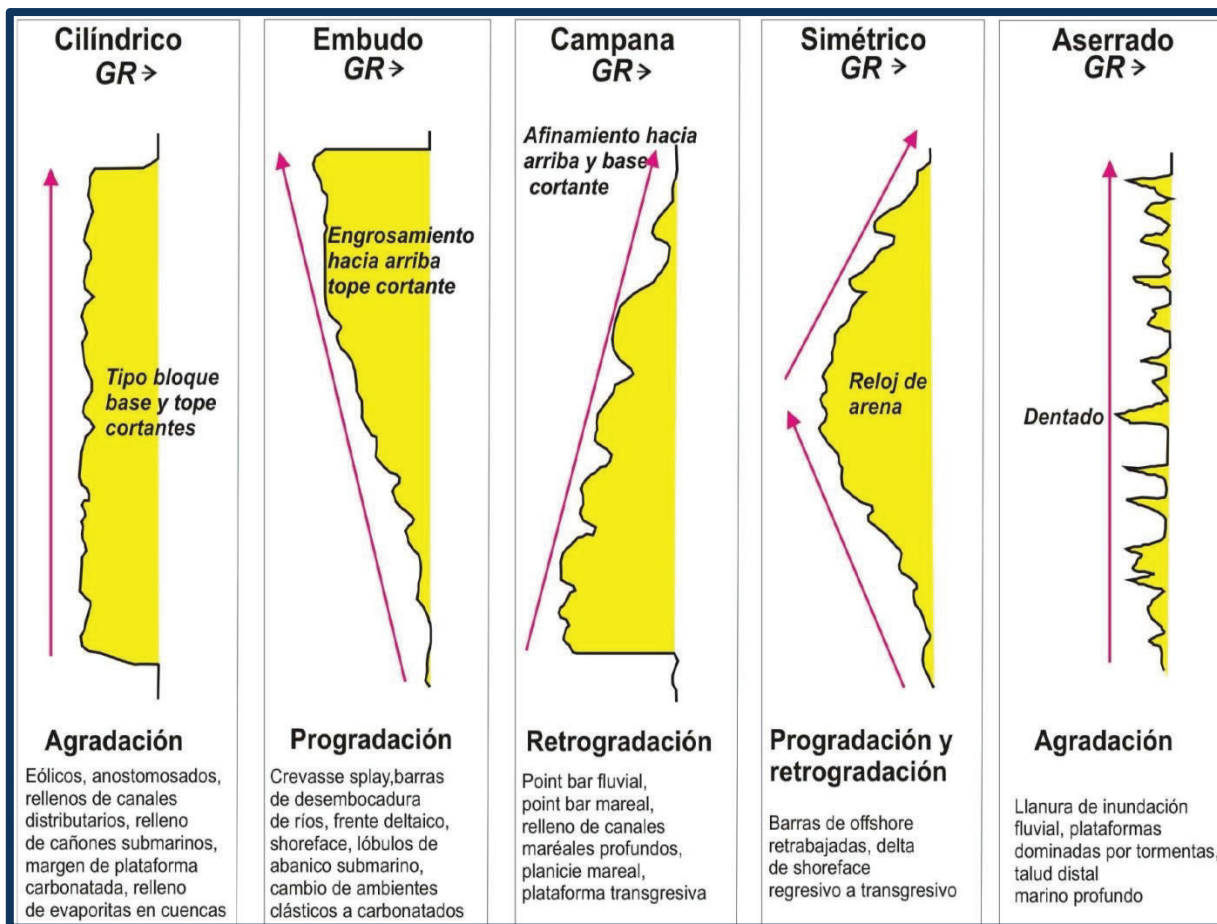
#### ***3.3.4.1 Estilos De Apilamiento De Sedimentos***

**Agradación:** Si el espacio de acomodación del sedimento está exactamente balanceada con la tasa de sedimentación, el sedimento en todos los ambientes simplemente se apilará sin ninguna variación de carácter del sedimento: sedimentos *foreshore* sobre sedimentos *foreshore*, sedimentos *shoreface* sobre sedimentos *shoreface* y así sucesivamente (Nichols, 2009).

**Progradación:** Es cuando se produce una migración hacia la cuenca de las facies debido a que el aporte de sedimento excede el espacio de acomodación. Es decir los sedimentos de mayor tamaño de grano típicos de un ambiente más somero, se van apilando en la parte superior (Slatt, 2006).

**Retrogradación:** Se produce cuando la tasa de creación de acomodación relativa excede la tasa de aporte de sedimentos, entonces los sedimentos de un ambiente más profundo se irán apilando progresivamente (Nichols, 2009).

Estos estilos de apilamiento de sedimentos pueden relacionarse con la forma de la curva del registro de Rayos Gamma como se observa en la Figura 17 (Emery y Myers, 1996).



**Figura 17.** Formas del registro de Rayos Gamma con las posibles facies asociadas. Modificado de Emery y Myers (1996).

### 3.3.4.2 Cortejos Sedimentarios (Systems Tracts)

Los systems tracts (Figura 18) se definen como cortejos depositacionales y fueron interpretados mediante los patrones de apilamiento de sedimentos, la posición dentro de la secuencia y los tipos de superficie o límites; tomando en cuenta las fluctuaciones eustáticas (Posamentier et al., 1988).

*Cortejos sedimentarios de máxima caída (Falling stage systems tracts: FSST):* Incluye todos los depósitos regresivos que se acumularon después del inicio de una caída del nivel del mar y antes del inicio del siguiente aumento del nivel del mar. El FSST es producto de una regresión forzada, los sedimentos depositados en este cortejo

están directamente sobre el límite de secuencia y están cubiertos por los sedimentos del *lowstand system tract* (Plint and Nummedal, 2000).

***Cortejos sedimentarios de bajo nivel (Lowstand systems tract: LST):*** Incluye los depósitos que se acumulan después de inicio del incremento del nivel del mar. Este sistema descansa directamente en la superficie superior de los depósitos del FSST y está cubierto por la superficie transgresiva formada cuando los sedimentos se solapan en el margen de plataforma. Aquí se puede observar patrones onlap, cliniformas, agradación, retrogradación. Los sedimentos del LST a veces rellenan los valles incisos que fueron formados durante el FSST, este cortejo fue nombrado como *Late Lowstand Systems Tract* por Posamentier y Allen (1999).

***Cortejo transgresivo (Transgressive Systems Tract: TST):*** Formado por los depósitos que se acumularon desde el inicio de una transgresión hasta el tiempo de la máxima transgresión. Estos depósitos se encuentran directamente sobre la superficie transgresiva (TS), formada cuando los sedimentos solapan a los sedimentos subyacentes del cortejo LST. Encima de los sedimentos del TST se encuentra la Superficie de Máxima Inundación (MFS). Los sedimentos muestran patrones onlap, retrogradación, cliniformas y en pocos casos agradación (Posamentier et al., 1998 y Vail, 1987).

***Cortejo de alto nivel (Highstand Systems Tract: HST):*** Constituye el cortejo superior de una secuencia estratigráfica y descansa directamente sobre la superficie de máxima inundación, este cortejo está cubierto por el límite de secuencia, exhibe progradación, agradación y cliniformas (Catuneanu, 2002).

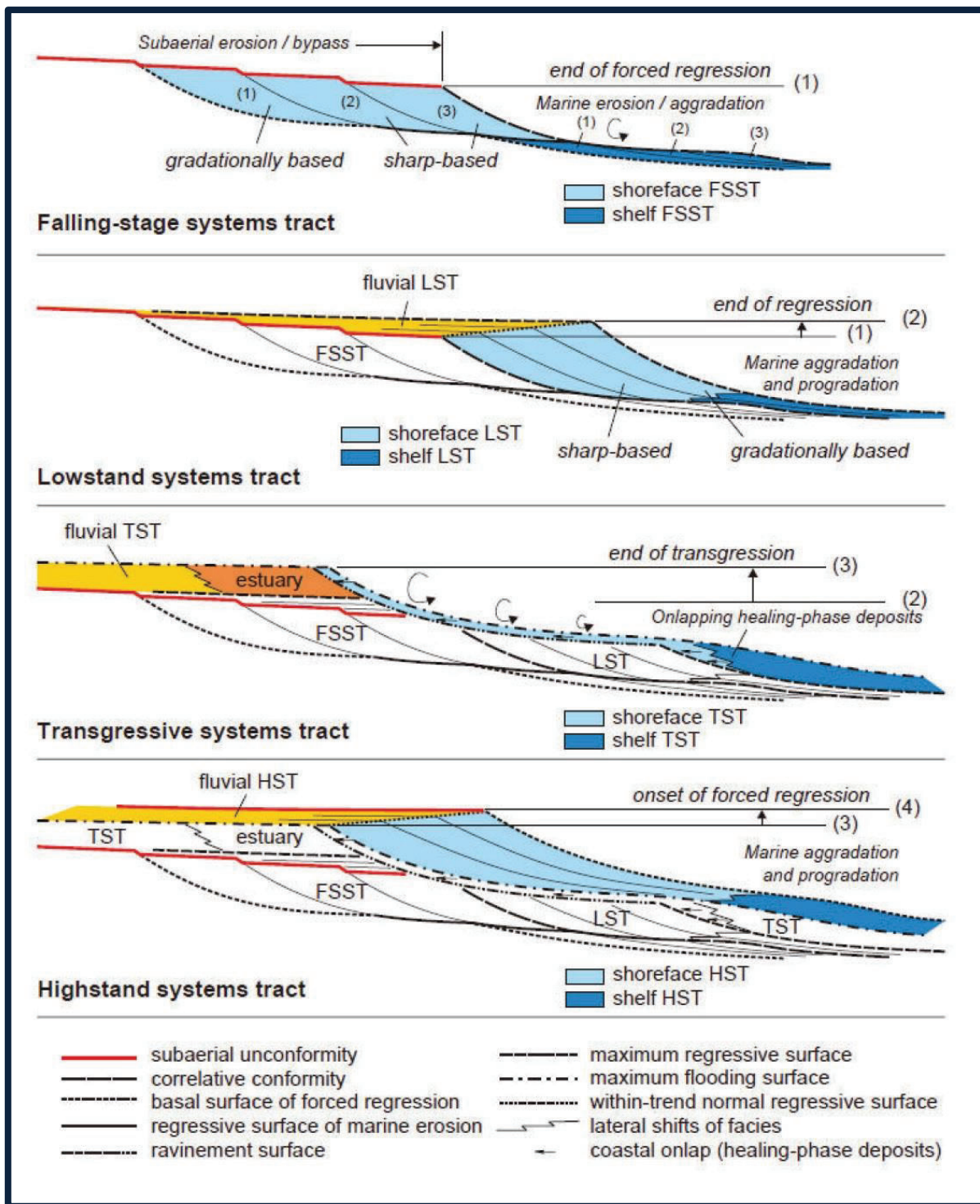


Figura 18. Esquema representativo para los systems tracts. Modificado de Catuneanu, 2002.



### 3.3.5 OTROS CONCEPTOS IMPORTANTES

**Facies:** Unidad de rocas que poseen un conjunto de características distintivas, que reflejan las condiciones de un ambiente en particular. (Tarbuck y Lutgens, 2007).

**Litofacies:** Es un conjunto de rocas definidas por características como color, estructuras, composición, textura y arquitectura sedimentaria. Se considera que este cuerpo de roca ha sido formado bajo determinadas condiciones físicas y químicas, y por lo tanto evidencia un proceso sedimentario en particular. (Tarbuck y Lutgens, 2007).

**Electrofacies:** Conjunto de respuestas de los registros de pozo las cuales caracterizan un estrato y permite que éste sea distinguible de los otros (Serra y Abbott, 1980).

Las electrofacies pueden ser usualmente asignadas a una o más litofacies, ya que las respuestas de la roca a los registros de pozo son medidas de las propiedades físicas de las rocas. (Kumar y Kishore 2006).

## CAPÍTULO 4

### RESULTADOS Y DISCUSIÓN

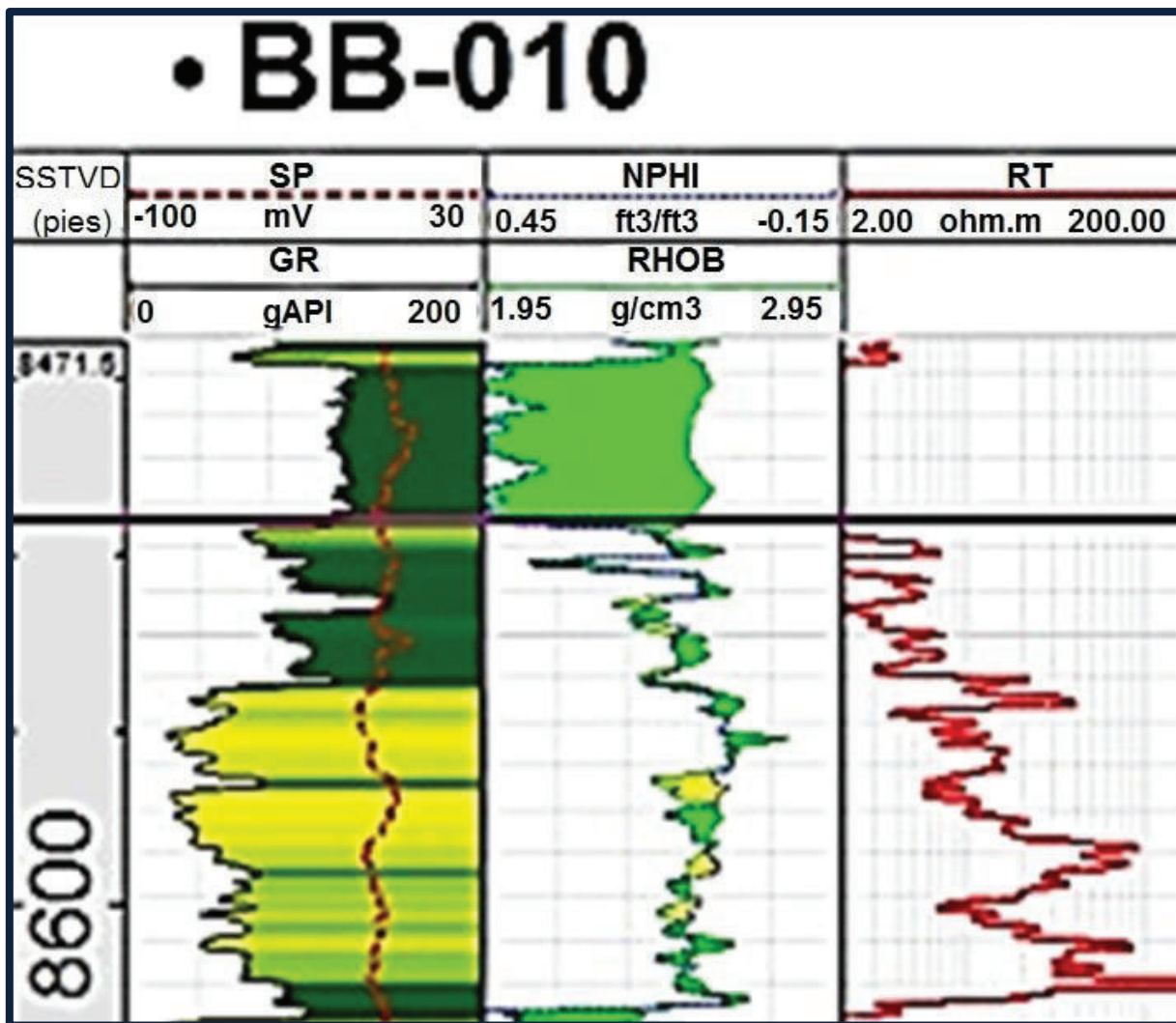
(Borrador)

#### 4.1 ANÁLISIS DE REGISTROS DE POZO.

Utilizando la información de registros de 38 pozos, recopilada y validada previamente (Cap. 3), se reinterpretó la base y el tope de la Arenisca U Inferior, además del tope de la Arenisca U Superior; los cuales fueron interpretados previamente por técnicos de Petroamazonas. Adicionalmente se analizaron los topes de la Caliza A y Caliza B debido a su importancia como marcadores estratigráficos regionales.

Como se observa en la Figura 19 se utilizó una plantilla para mostrar las curvas de los registros usados. En la primera pista se presentan las curvas de potencial espontáneo o SP (línea discontinua color rojo) y de Rayos Gamma o GR (línea continua color negro); en la segunda pista se muestran las curvas del registro Neutrónico o NPHI (línea discontinua color azul) y de Densidad o RHOB (línea continua color verde), mientras que en la tercera pista se muestra la curva de Resistividad o RT (línea continua color rojo).

Se utilizó una escala de colores de relleno para la primera pista del registro de pozo según los valores del registro de Rayos Gamma, que va desde el color amarillo cuando el valor mostrado por este registro es más bajo (posiblemente relacionado con arenas), hasta verde oscuro cuando se tenga valores altos en el registro de Rayos Gamma (posiblemente relacionado con lutita) como se puede observar en la Figura 19



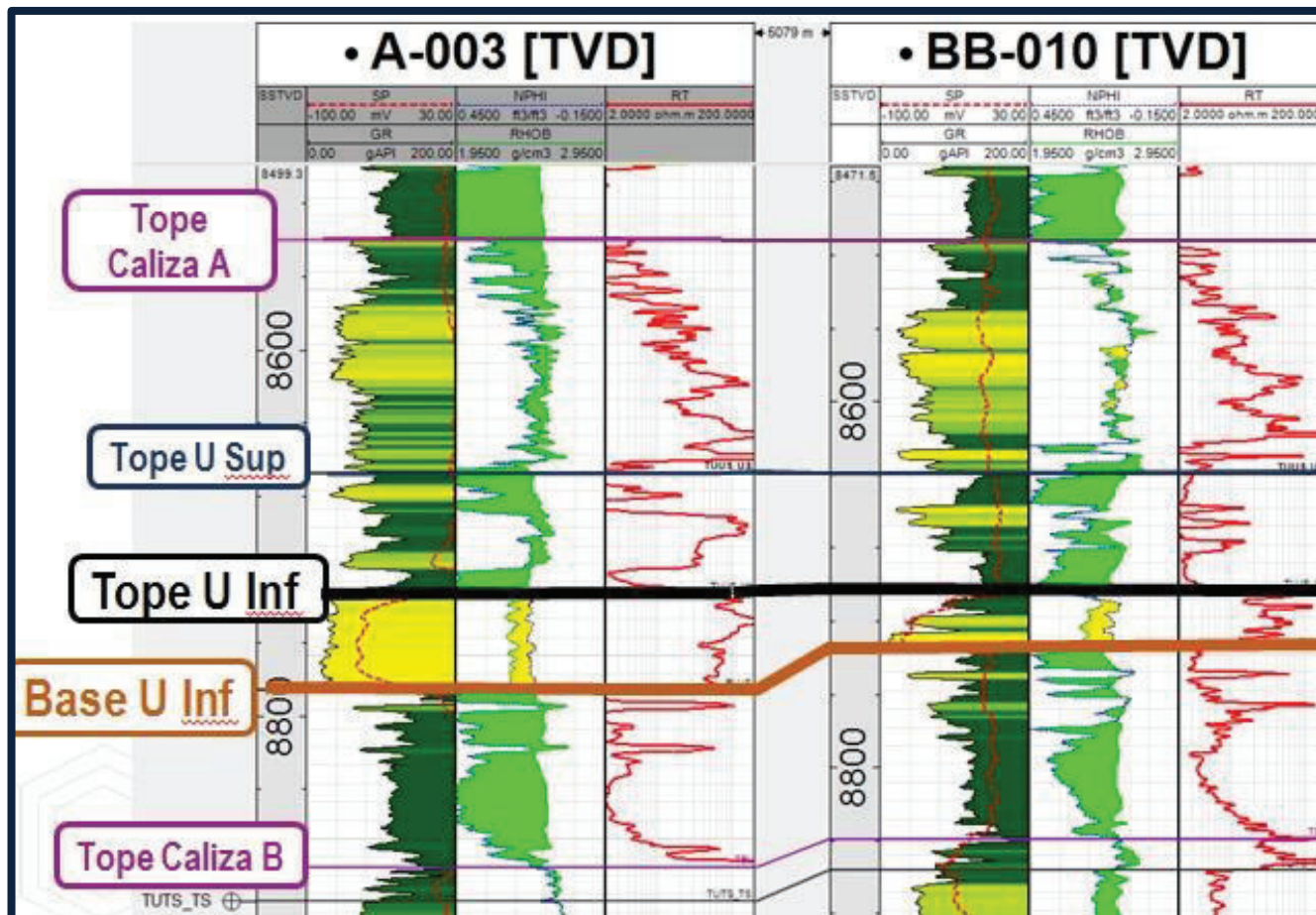
**Figura 19.** Plantilla utilizada para los registros de pozo en el presente estudio.

Para interpretar los topes de la Caliza B, Arenisca U Superior y Caliza A (considerados como marcadores dentro del área de estudio, la Caliza B presenta un pico alto de radioactividad, al igual que la base de la Caliza A, ambos son marcadores regionales y Superficies de Máxima Inundación), se tomó en cuenta los valores altos en el registro de rayos gamma, los cuales se producen cuando la herramienta pasa por una zona de sedimentos de grano fino ya que en estos sedimentos existe mayor concentración de elementos radioactivos. A su vez los sedimentos de grano fino son depositados cuando el nivel del mar es alto, por lo que

en los picos o valores más altos del registro de Rayos Gamma, se ubicaron las superficies de Máxima Inundación (SMI) antes indicadas (Figura 20).

Para interpretar el tope y la base de la Arenisca U Inferior (Anexo 4), se consideró el intervalo de la secuencia de arena, mostrado por el registro de Rayos Gamma (valores bajos de hasta 40 API) y por la deflexión hacia la izquierda de la curva del registro de Potencial Espontáneo. Además para determinar las zonas con presencia de arenas se utilizaron las curvas de los registros Neutrónico y de Densidad, ya que el cruce mostrado en color amarillo entre estas dos curvas denotan la existencia de zonas porosas. El registro de Resistividad, debido a que es sensible a la presencia de fluidos, no se lo utilizó para delimitar zonas de arena, sin embargo si es útil para determinar las secuencias de calizas donde los valores son altos. La arena en muchos pozos del campo está intercalada con lutita como se observa en el registro del pozo BB-010, en zonas lutáceas el registro de Rayos Gama mostrará valores altos de hasta 200 API (Figura 20). Adicionalmente para ubicar con mayor precisión el tope y base de la Arenisca U Inferior, se realizaron secciones estratigráficas donde se muestran los registros de varios pozos en una determinada dirección, para de esta manera observar mejor cómo se presenta la secuencia estratigráfica en la zona de estudio, comparando la forma que tienen las curvas del registro de pozo en la sección estratigráfica.

En los registros de pozo se observa que a la base de la Arenisca U Inferior existe una disminución abrupta de los valores en el registro de Rayos Gamma, lo que evidencia la presencia de una superficie erosiva, es decir aquí se observa un cambio abrupto en la litología, de lutita en la parte inferior a arenisca en la parte superior de la base. El tope de la Arenisca U Inferior en cambio, es marcado por un aumento brusco en el valor de los Rayos Gamma, que evidencia en la mayoría de casos la presencia de una superficie de inundación, definida con un cambio litológico de arenisca a lutita (Figura 20).



**Figura 20.** Registros tipo que muestran cómo puede variar los registros de pozo al nivel de la Arenisca U Inferior.

De esta manera se realizaron secciones estratigráficas en direcciones N-S y E-O (Figura 21) utilizando todos los pozos con un set completo de registros. Se efectuaron 4 secciones en dirección O-E y 6 en dirección N-S, de las cuales se muestran tres (Figuras 22, 23 y 24).

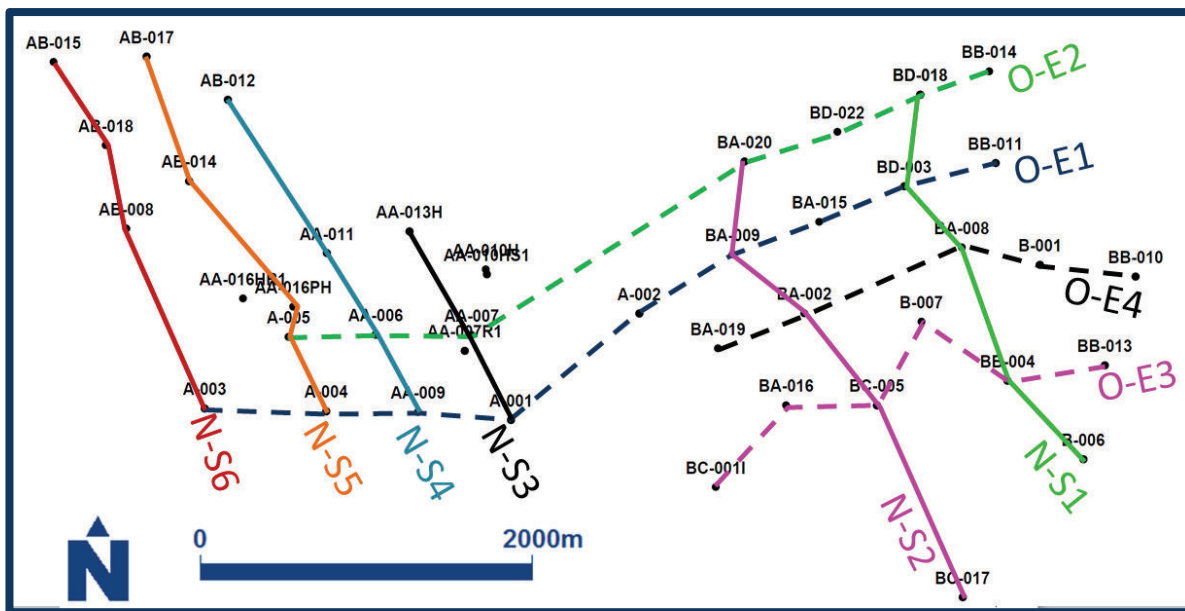


Figura 21. Mapa de ubicación de las secciones estratigráficas realizadas.

En las secciones estratigráficas (Figuras 22, 23 y 24), se observa que en el intervalo estratigráfico correspondiente a la Arenisca U Inferior, la presencia de arena saturada de hidrocarburo es dominante, debido a los altos valores que muestran los registros de resistividad.

El mayor desarrollo arenoso del campo, se produce en su lado Oeste, como muestran las secciones estratigráficas (Figuras 22 y 23), mientras que hacia el Noreste se encuentran los menores espesores arenosos, encontrándose un espesor mínimo en el pozo BC-017 (Figura 24).

Las curvas del registro de rayos gamma en la mayoría de casos presentan formas retrogradantes y algunas agradantes (Figura 22, 23 y 24). En varios pozos, los registros muestran que la U inferior tiene un cuerpo de arena continuo sin intercalaciones lutáceas (pozos A-003, A-004, B-006). Sin embargo, en la mayoría de casos se observa presencia de arenisca intercalada con lutita lo cual disminuye la continuidad vertical de la misma.

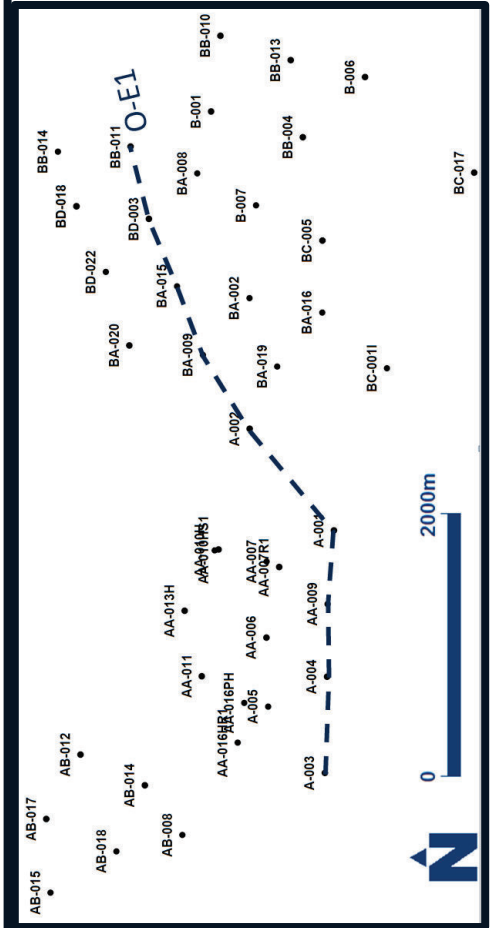
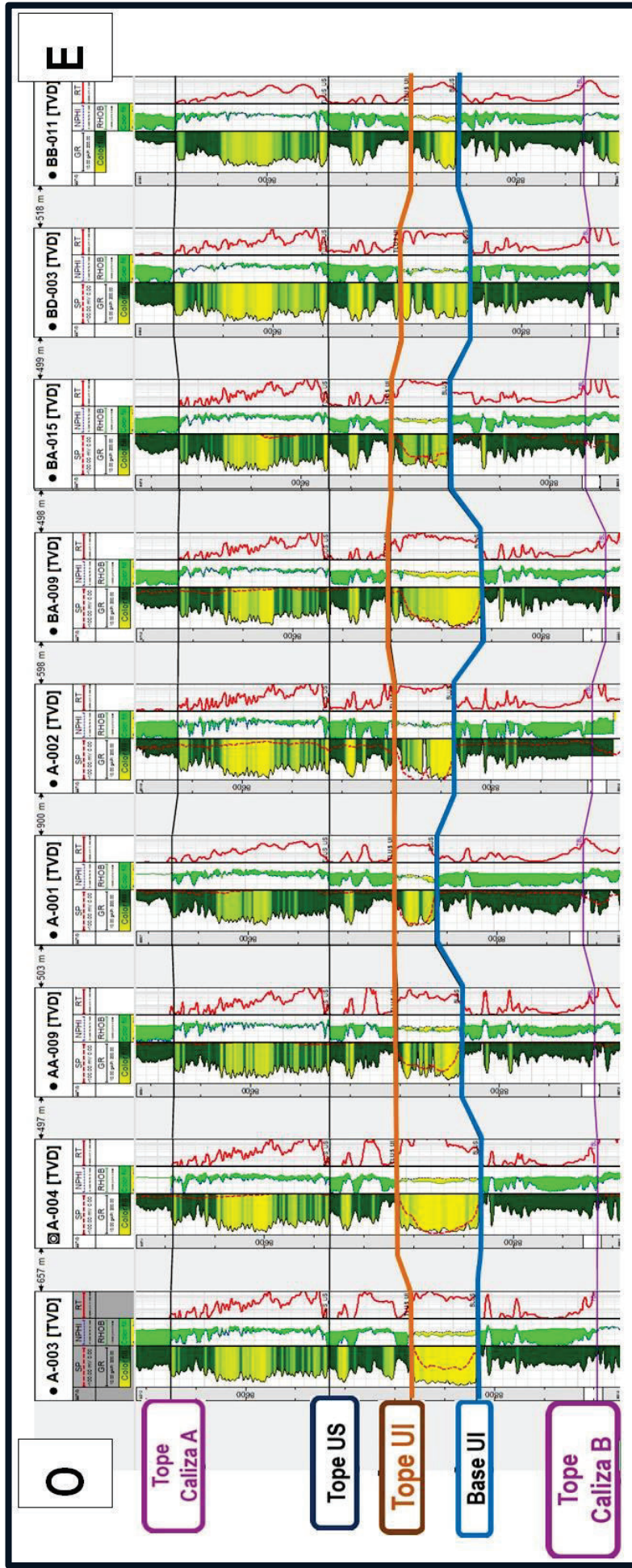


Figura 22. Sección estratigráfica O-E1

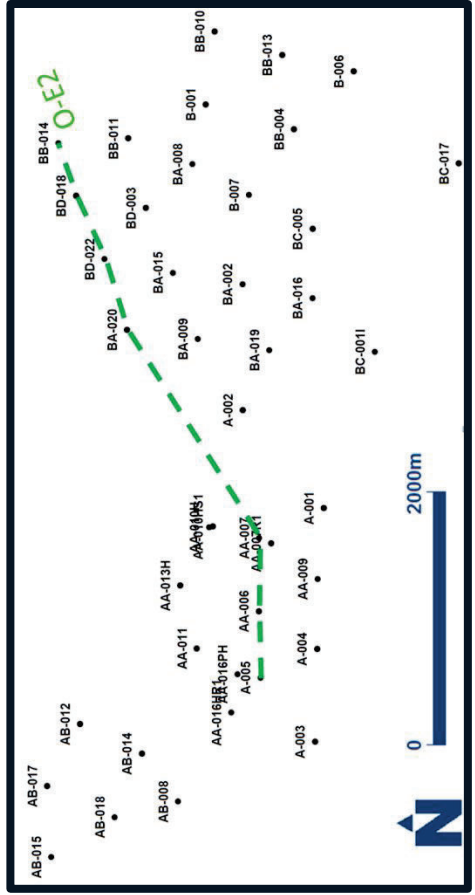
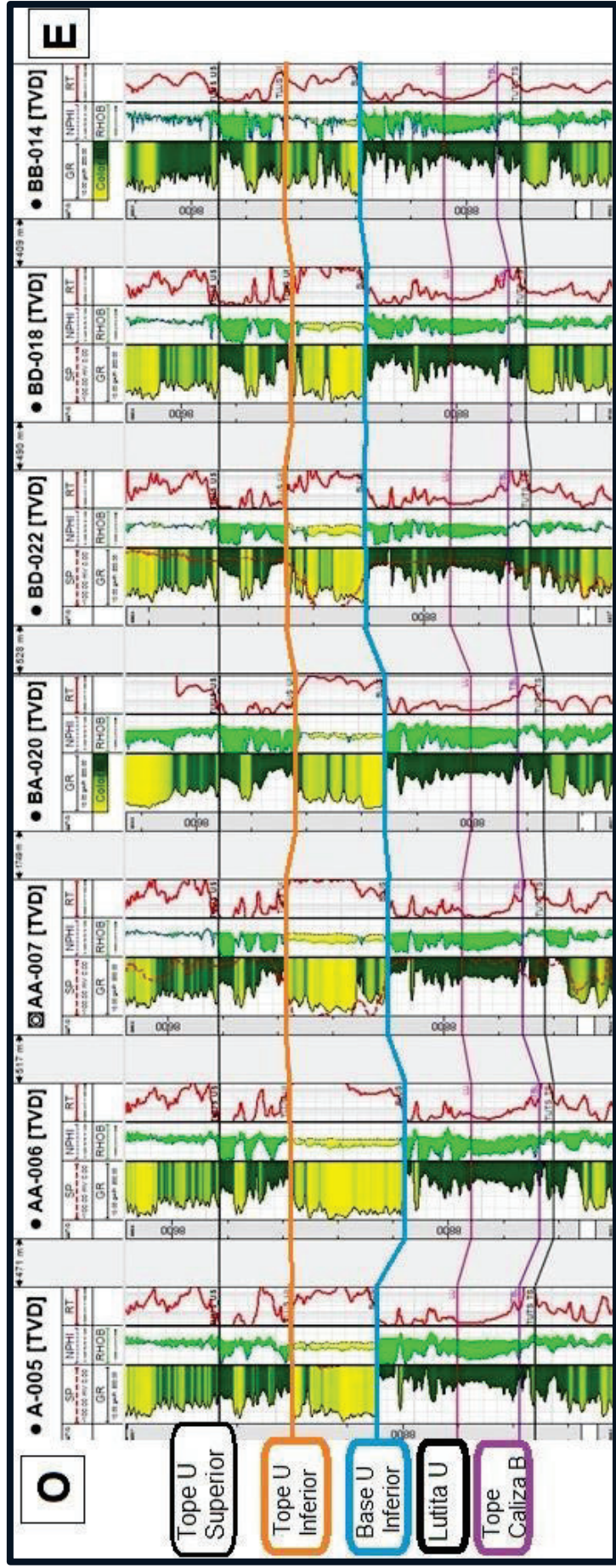


Figura 23. Sección estratigráfica O-E2



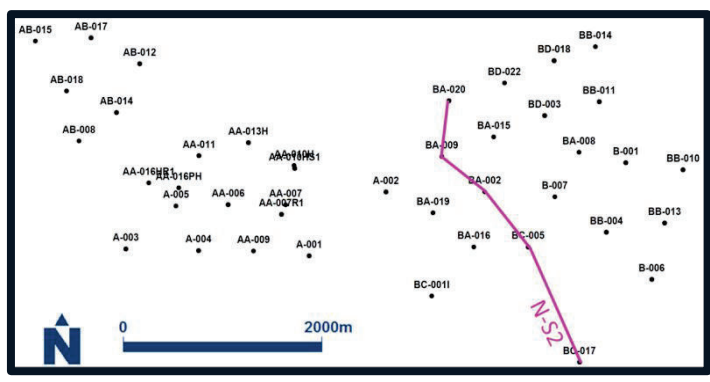
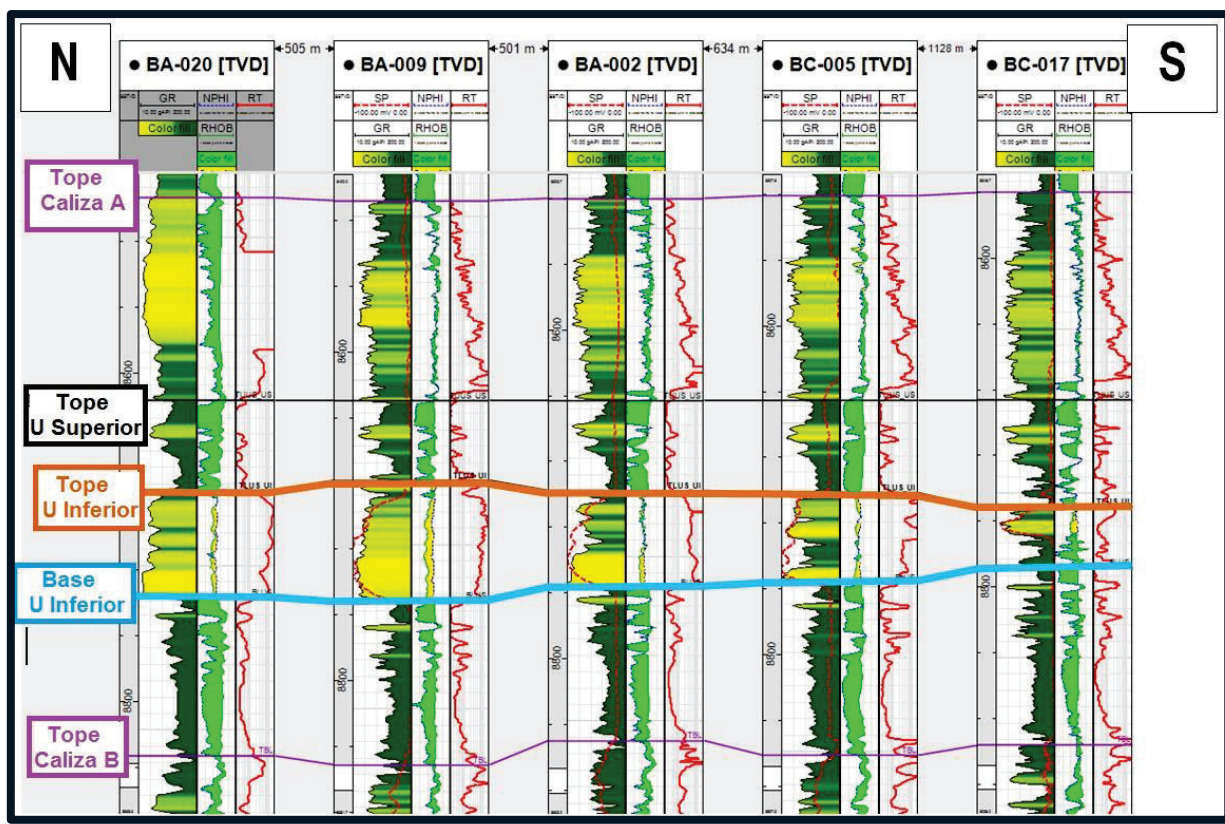


Figura 24 Sección Estratigráfica N-S2.

## 4.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

(Borrador)

Para poder realizar correctamente la interpretación sísmica se debe en primera instancia correlacionar la información del pozo y el cubo sísmico, lo cual servirá para conocer a cuáles horizontes sísmicos corresponden los topes estratigráficos de interés.

### 4.2.1 ELABORACIÓN DEL SISMOGRAMA SINTÉTICO

Para construir el sismograma sintético se utilizó el pozo B-001 ya que en éste se cuenta con el registro *Checkshot*, necesario para la transformación tiempo – profundidad de los datos.

Se creó una ondícula con una longitud de 100 ms (Figura 25), la cual permita extraer la forma de la señal del cubo sísmico para con esto generar el sismograma sintético.

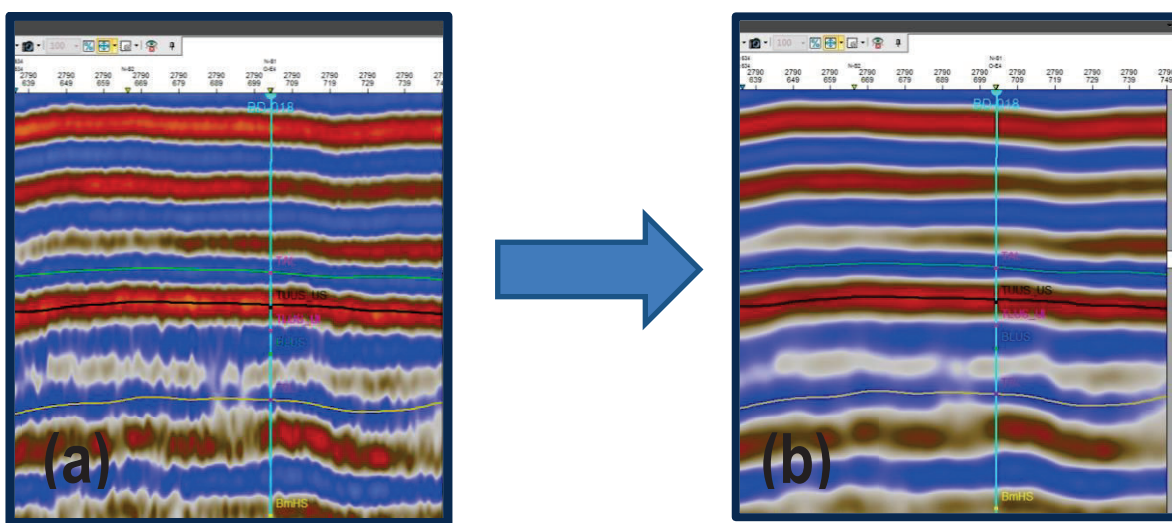


Figura 25. Extracción de la ondícula para el sismograma sintético B-001.



#### 4.2.2 INTERPRETACIÓN DE LOS HORIZONTES ESTRATIGRÁFICOS

Una vez identificados los reflectores sísmicos que corresponden al tope de la Arenisca U Superior, tope y base de la Arenisca U Inferior; se realizó la interpretación de estos horizontes estratigráficos en el cubo sísmico 3D de toda la zona de estudio. Para evitar cometer errores durante la interpretación, se utilizó un atributo sísmico llamado “*structural smoothing*” para suavizar ciertos picos anómalos en los reflectores sísmicos como se observa en la Figura 27.



**Figura 27.** Utilización del atributo “*structural smoothing*”. Figura (a) sección sísmica sin utilizar “*structural smoothing*”. Figura (b) sección sísmica utilizando el atributo “*structural smoothing*”.

En primera instancia, se identificaron los marcadores principales, donde se presenta un fuerte contraste entre las propiedades físicas de las rocas por donde atraviesa la onda. Estos marcadores corresponden a los topes de Caliza A, Arenisca U Superior y Caliza B; definidos inicialmente con los registros de pozos y que presentan una buena concordancia con los horizontes interpretados en la sísmica (Figura 28).

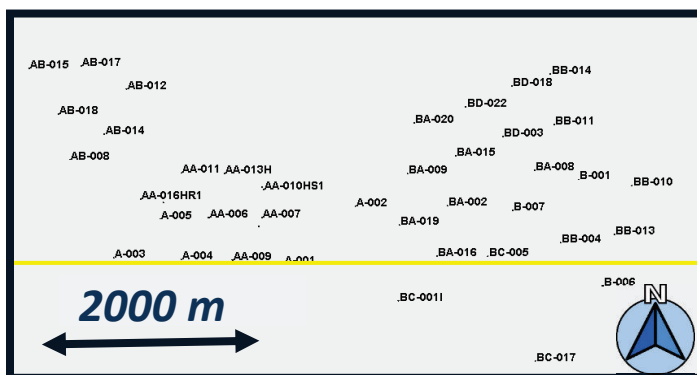
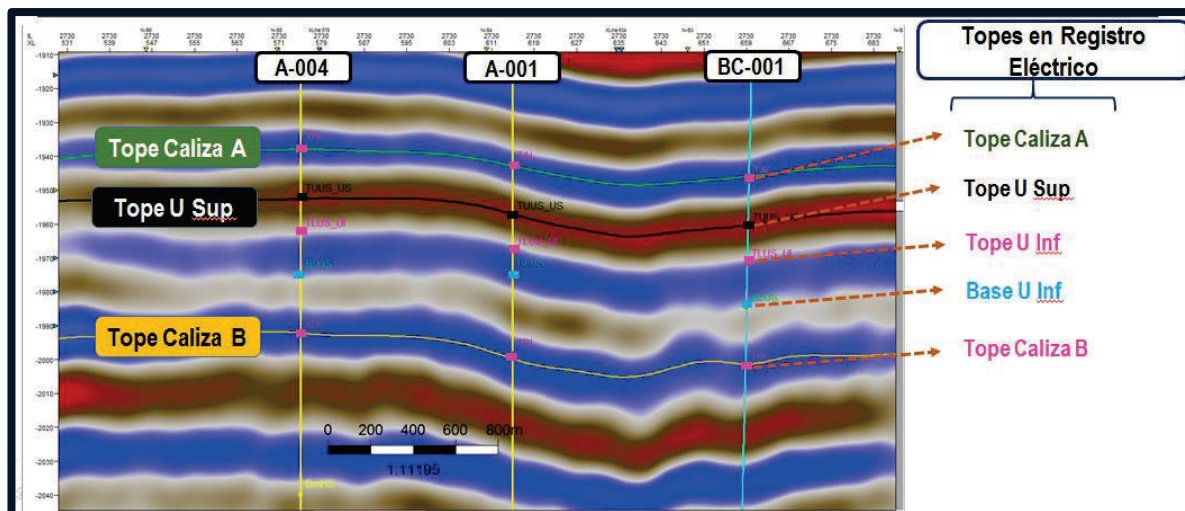


Figura 28. Horizontes estratigráficos en inline 2730.

En el caso de los horizontes estratigráficos con bajo contraste de impedancia acústica se interpretó de diferente manera, el tope de la Arenisca U Inferior se interpretó en un s-crossing de los horizontes sísmicos y la base de U Inferior no se pudo interpretar debido a que los espesores de arena, estaban en la mayoría de los casos por debajo de la resolución vertical de la sísmica (60 pies) y a que el contraste de impedancia acústica en la base de UI no es fuerte (Figuras 29 y 30).

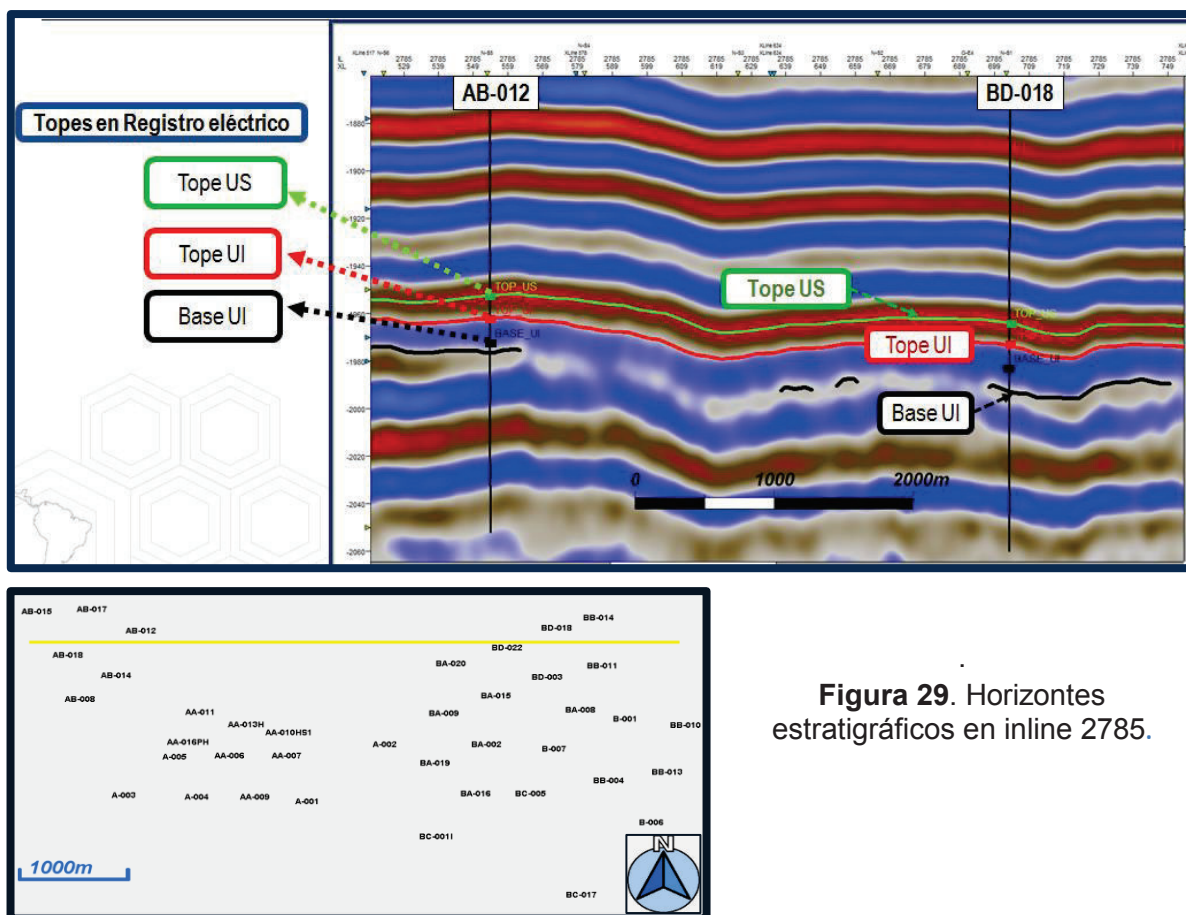


Figura 29. Horizontes estratigráficos en inline 2785.

La ubicación del tope de la Arenisca U Superior y U Inferior en los registros de pozo coincide con la ubicación de horizontes interpretados en las secciones sísmicas (Figuras 29 y 30), por lo que en base a esta interpretación posteriormente se generaron los mapas en tiempo al tope de U Superior y U Inferior para conocer la configuración estructural del reservorio.

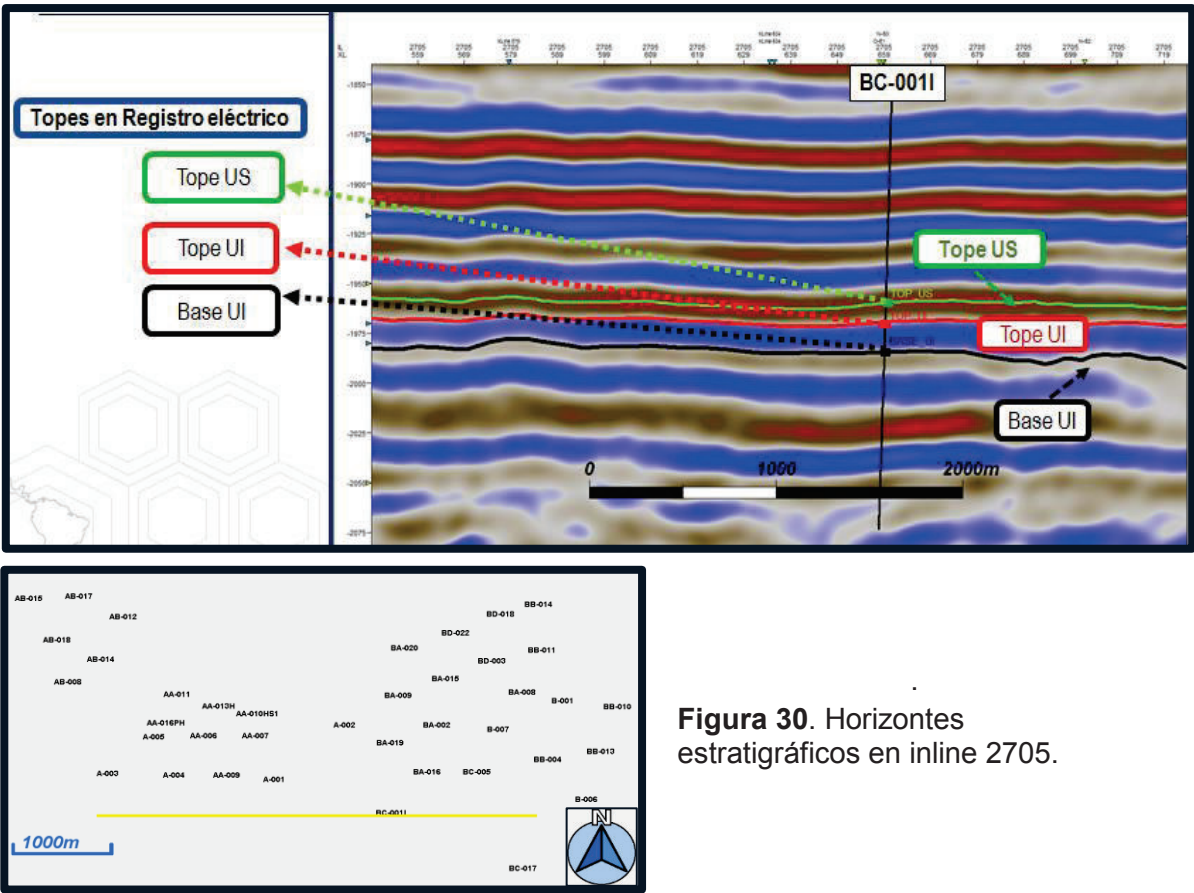


Figura 30. Horizontes estratigráficos en inline 2705.

### 4.2.3 INTERPRETACIÓN DE FALLAS EN LA SÍSMICA.

Se trató de identificar fallas cretácicas que podrían afectar la comunicación de los cuerpos de arena y además se interpretaron las principales fallas en el precretácico, con el objetivo de saber si éstas ejercieron un control en la deposición posterior de la arena y en la estructuración del campo. Para tal efecto se analizaron secciones sísmicas en direcciones E-O y N-S, pudiendo observar en el Precretácico, tres zonas de dirección NNO donde puede existir fallamiento como se ve en la Figura 31.

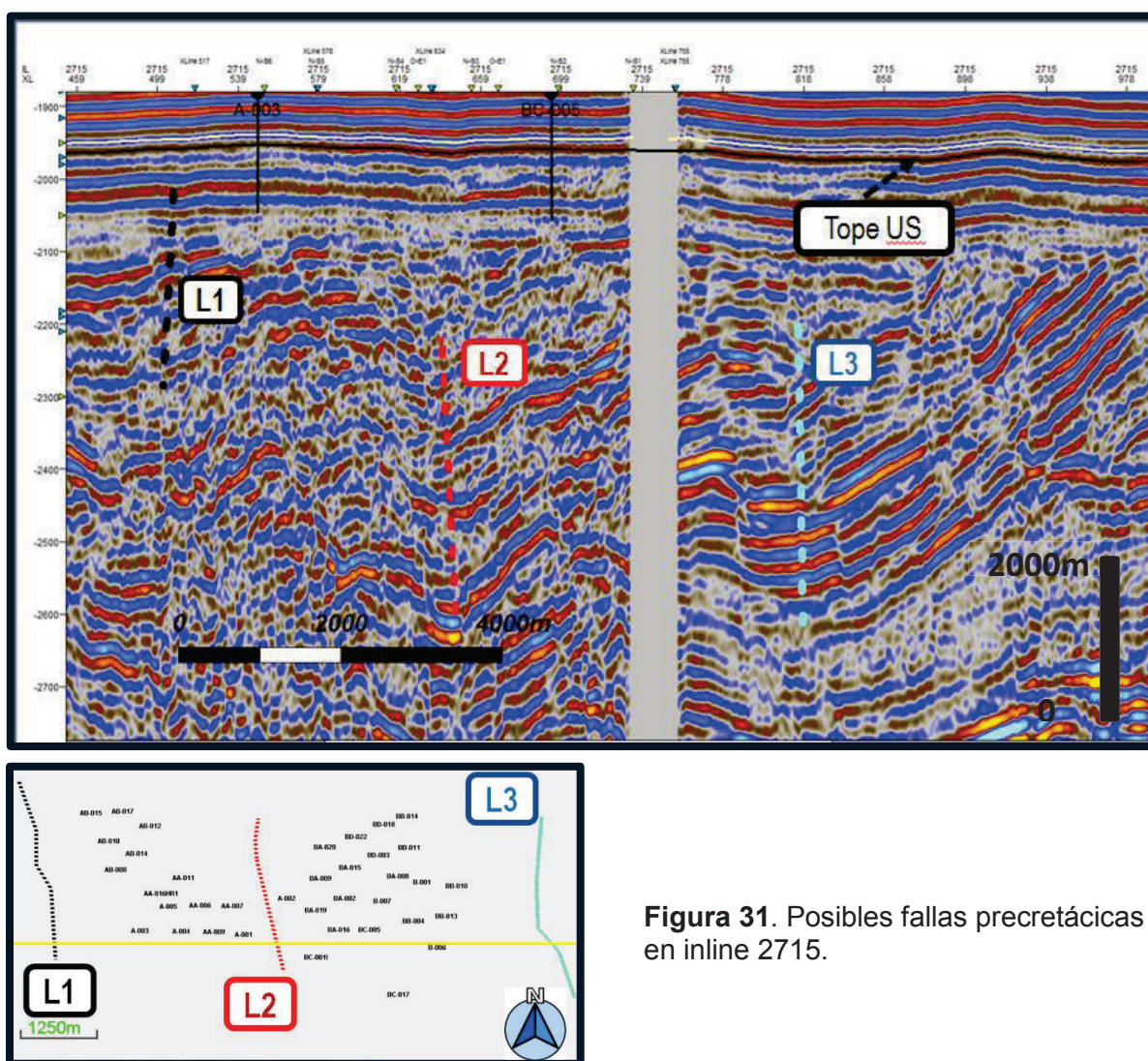
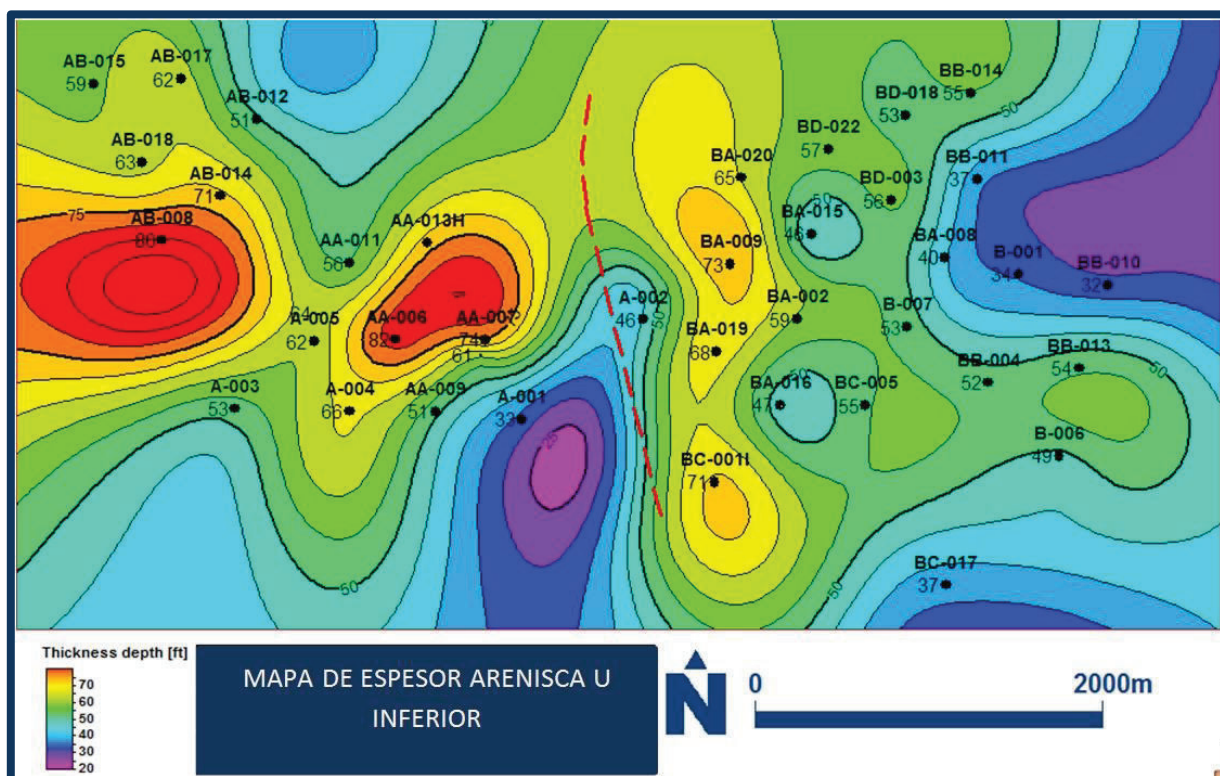


Figura 31. Posibles fallas precretácicas en inline 2715.



Las fallas Precretácicas, L1 y L3 están alejadas de la zona de estudio, sin embargo la falla L2 si podría ejercer un control en la depositación de UI, ya que según lo observado en la Figura 32, existe un cambio de espesores con una dirección similar a la de la falla Precretácica L2.



**Figura 32.** Mapa de espesor de la Arenisca U Inferior con falla L2 (línea punteada roja).

Adicionalmente, se realizó un análisis del posible fallamiento al nivel de la Arenisca U Inferior, pero según lo observado en las secciones sísmicas no existe evidencia clara de fallamiento que afecte la Arenisca U Inferior, solamente se aprecia plegamiento de los estratos cretácicos relacionado con los dos altos estructurales que se tiene en el campo.

En las secciones sísmicas, se identificaron lineamientos en el lugar donde se interpreta que se ubican los ejes de los sinclinales principales al nivel de la Arenisca U Inferior (S1, S2, S3 y S4). En las zonas donde se interpretaron los ejes de los

principales pliegues, se observa deformación en las capas y aquí podrían existir fallas subsísmicas, de las cuales en este estudio no se ha obtenido una evidencia concluyente debido a la resolución vertical de la sísmica, sin embargo, no se descarta su presencia ya que podrían afectar la continuidad de la arena (Figuras 33 y 34).

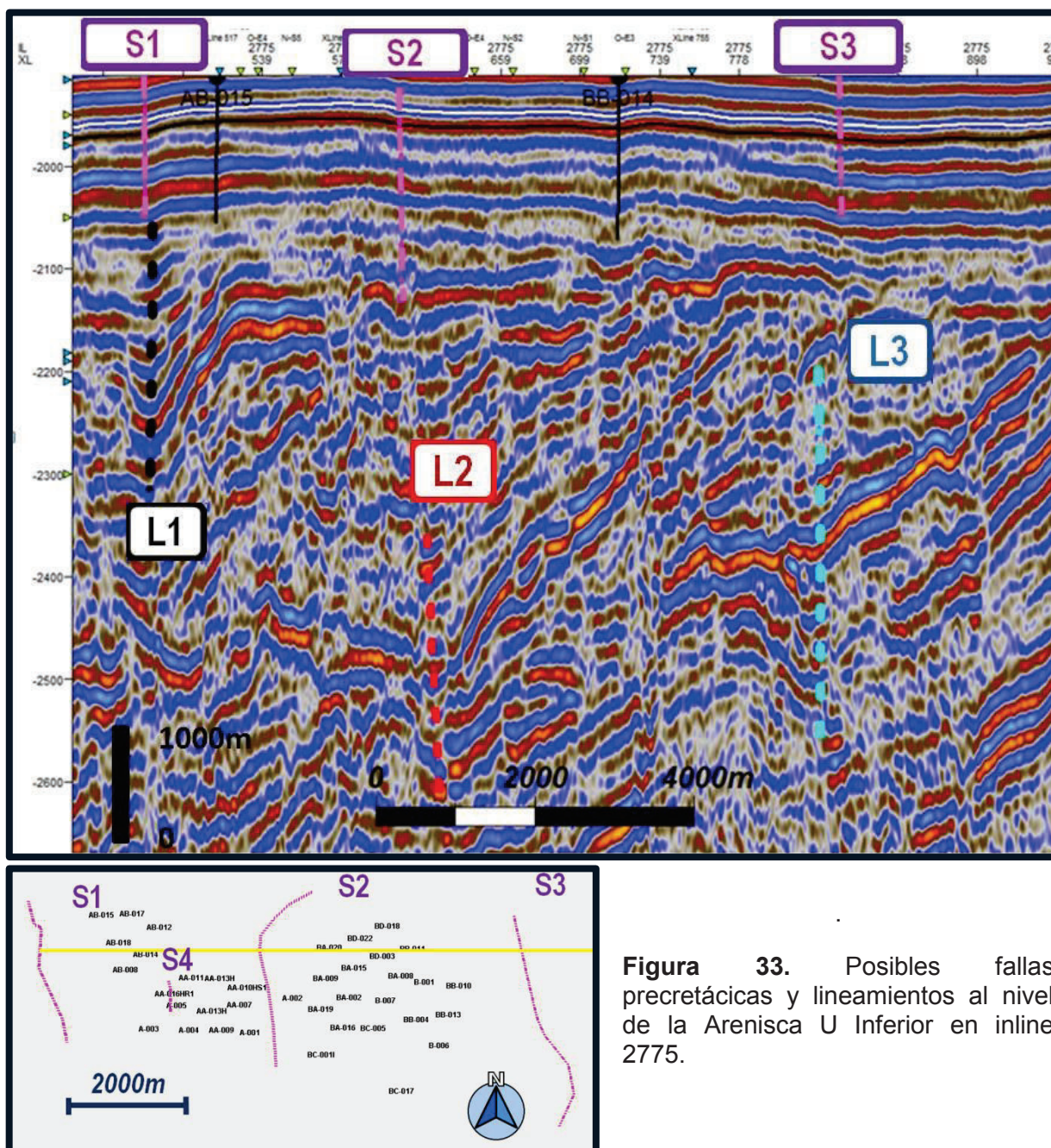
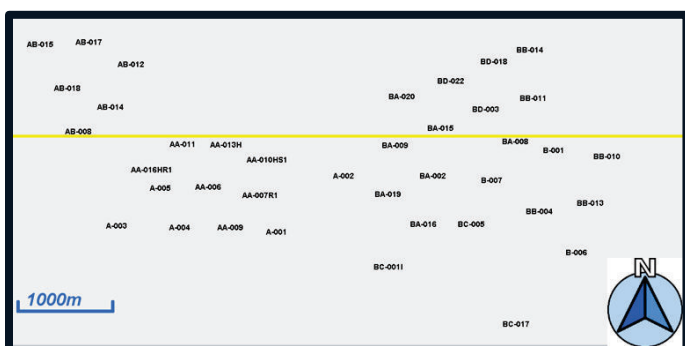
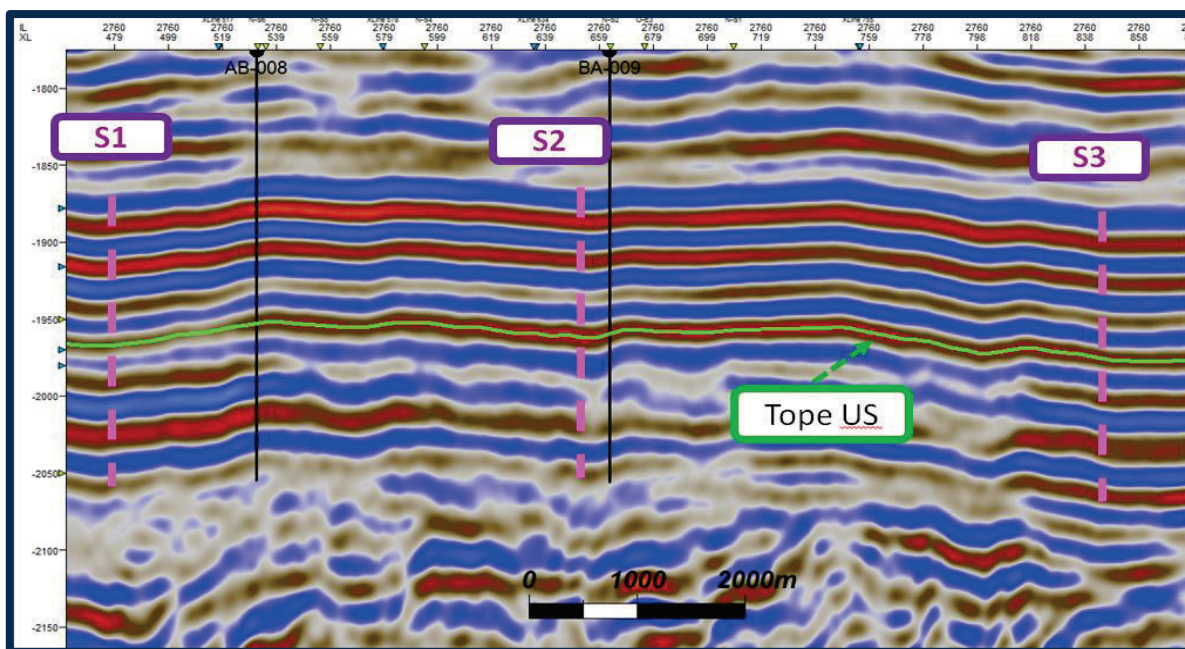


Figura 33. Posibles fallas precretácicas y lineamientos al nivel de la Arenisca U Inferior en inline 2775.



**Figura 34.** Principales plegamientos al nivel de U Inferior en inline 2760.

### 4.3 ELABORACIÓN DE MAPAS ESTRUCTURALES

Los mapas generados en tiempo (Figuras 35 y 36) luego de la interpretación de los horizontes estratigráficos en la sísmica, muestran que en el campo existen dos altos estructurales bastante bien definidos, cuya orientación coincide con estudios anteriores de Petroproducción, y que indica que la estructura de este campo, debe estar controlada por un fallamiento profundo, ya que su orientación aproximada O-E transversal a la cuenca, rompe la continuidad de los ejes estructurales de los campos al Norte que es NNE-SSW y al Sur, con una orientación NNW-SSE.

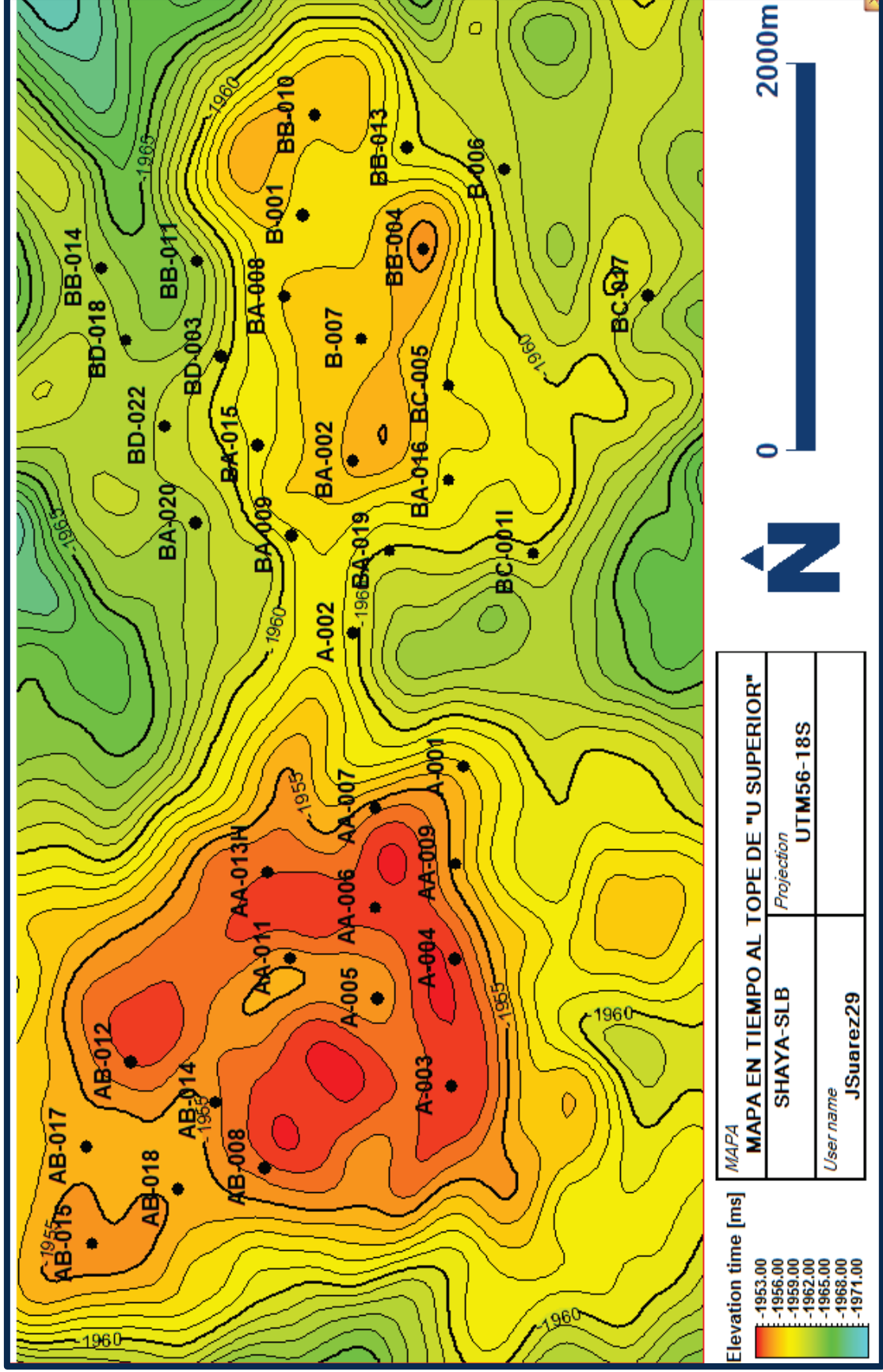


Figura 35. Mapa en tiempo al tope de la Arenisca U Superior

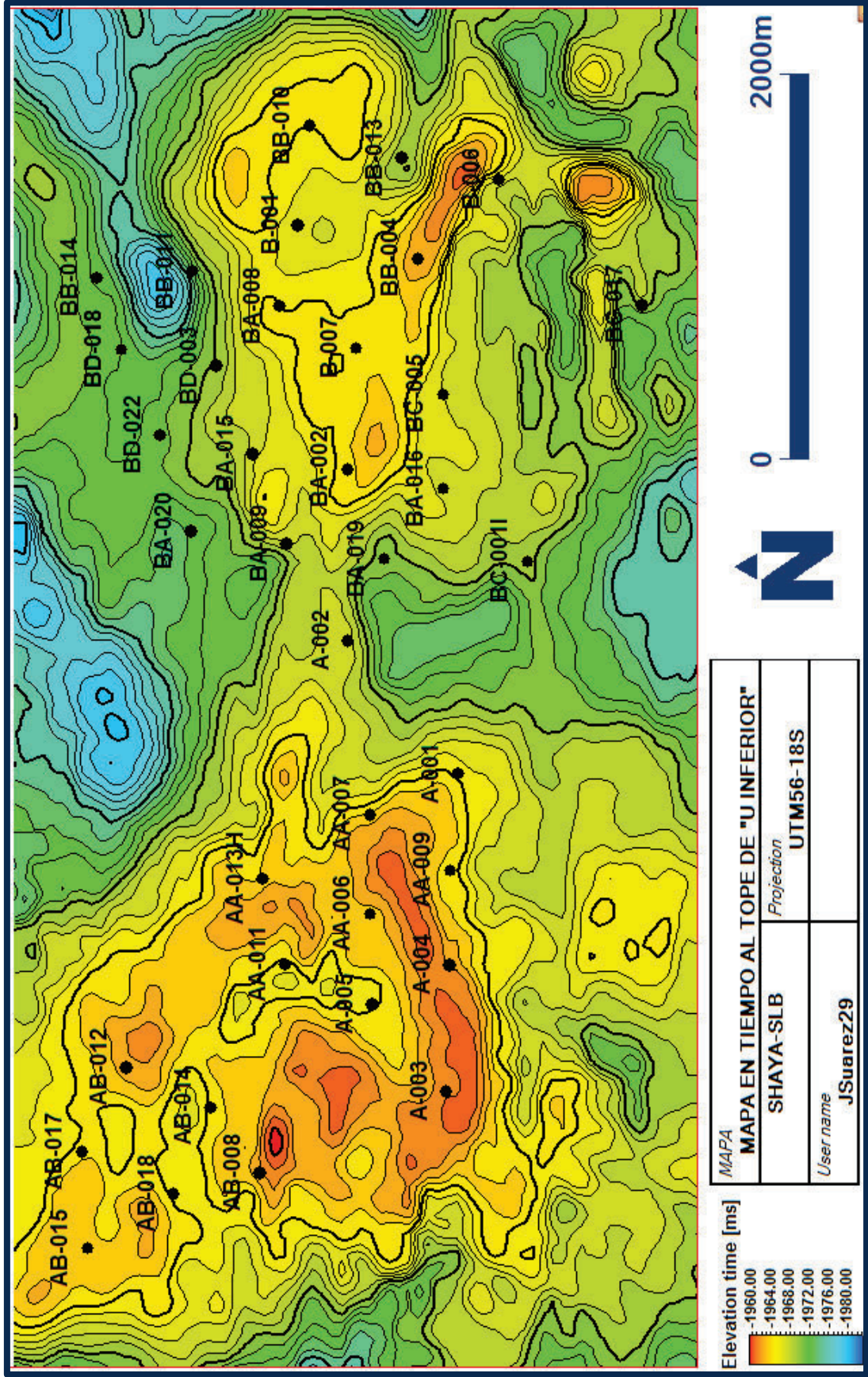


Figura 36. Mapa en tiempo al tope de la Arenisca U Inferior.

Para obtener los mapas estructurales en profundidad, se creó un modelo de velocidades (Figura 37), tomando en cuenta los mapas en tiempo a cada nivel estratigráfico y los topes ubicados en base a los registros de pozo, los que se utilizaron para realizar la transformación tiempo a profundidad.

Para este estudio se construyeron los mapas estructurales en profundidad correspondientes a los topes de la Arenisca U Superior y Arenisca U Inferior, mientras el mapa estructural a la base de U Inferior no pudo realizarse a partir de datos de interpretación sísmica ya que este horizonte no se detecta claramente en la sísmica, debido a la baja resolución de la misma (60 pies). Por esta razón, para la elaboración del mapa estructural a la base de U Inferior, se partió del mapa estructural al tope de U Inferior, al que se restó el espesor de dicha arena calculado en los registros de pozo (Figuras 38, 39 y 40).

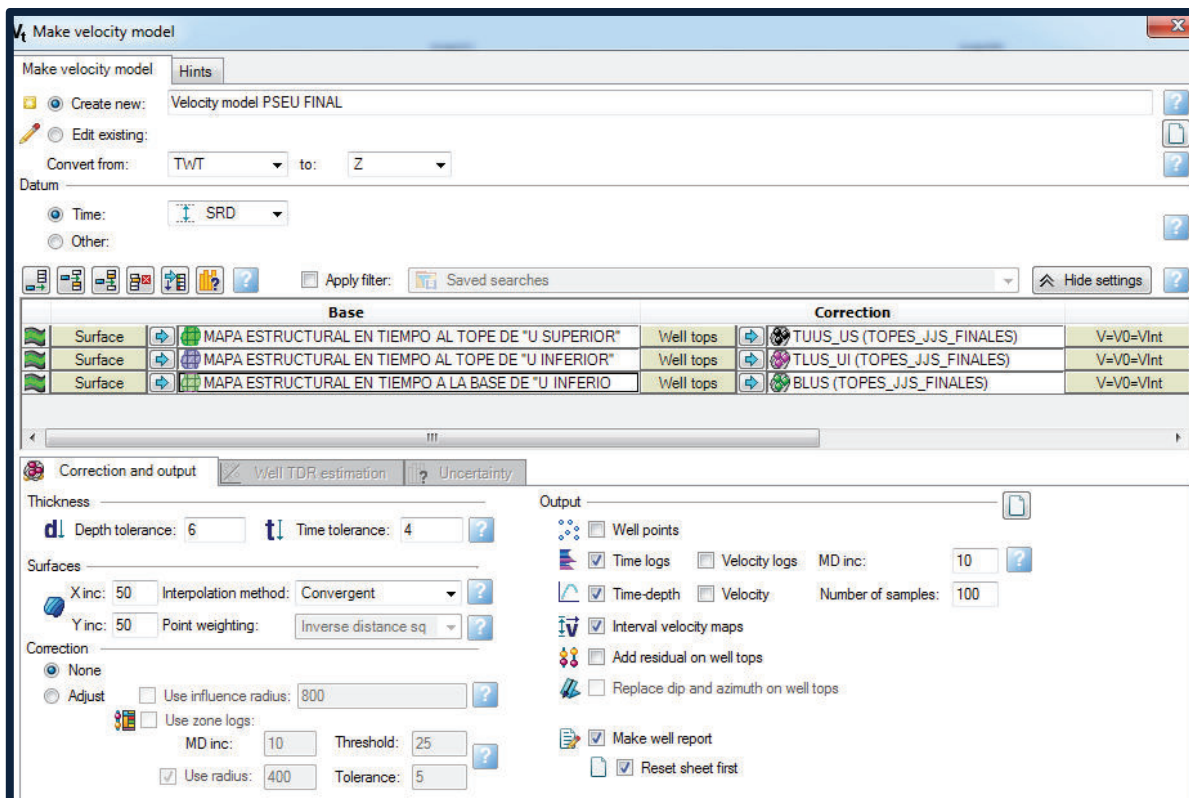


Figura 37. Construcción del modelo de velocidades.

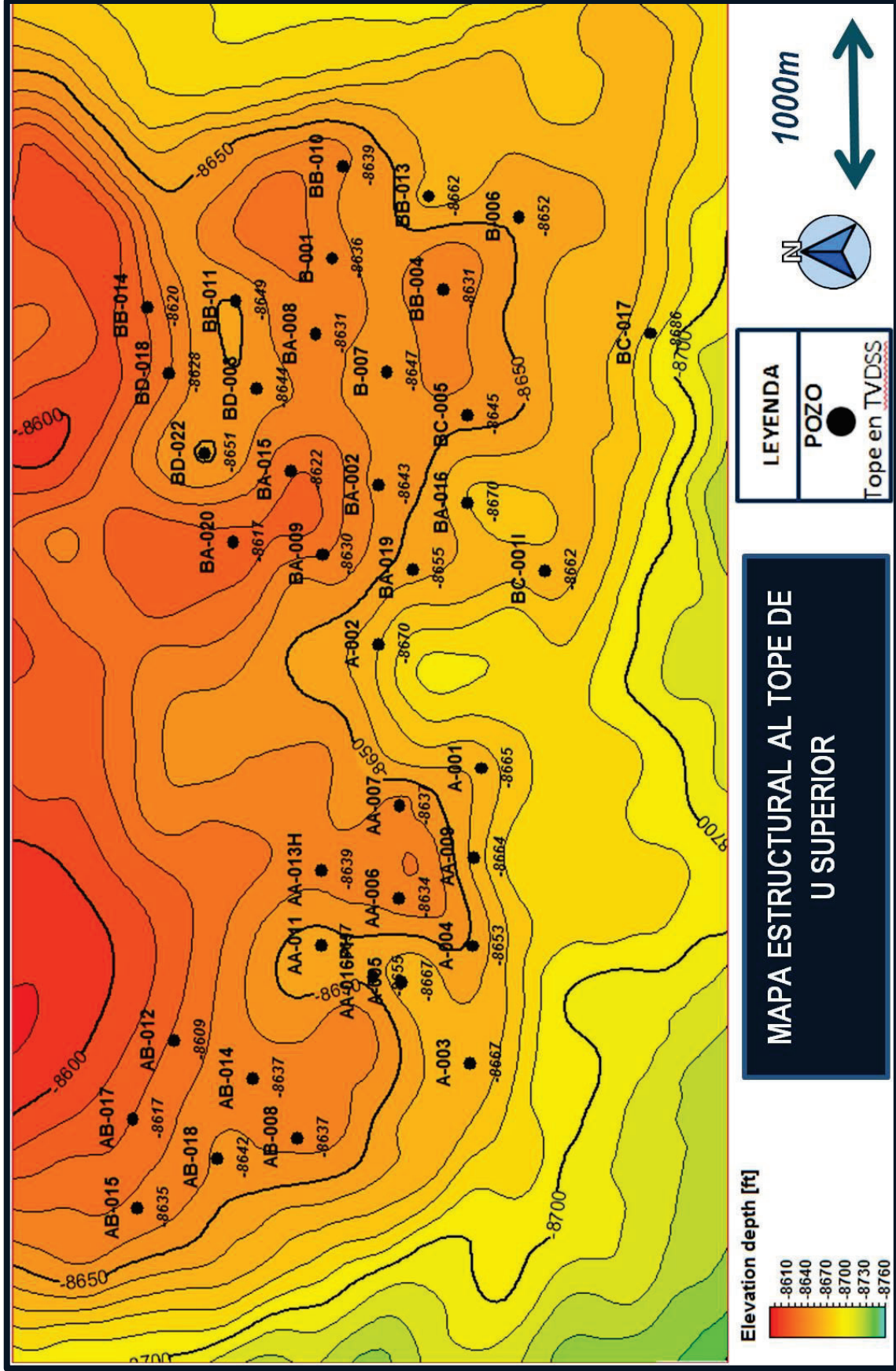


Figura 38. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior.

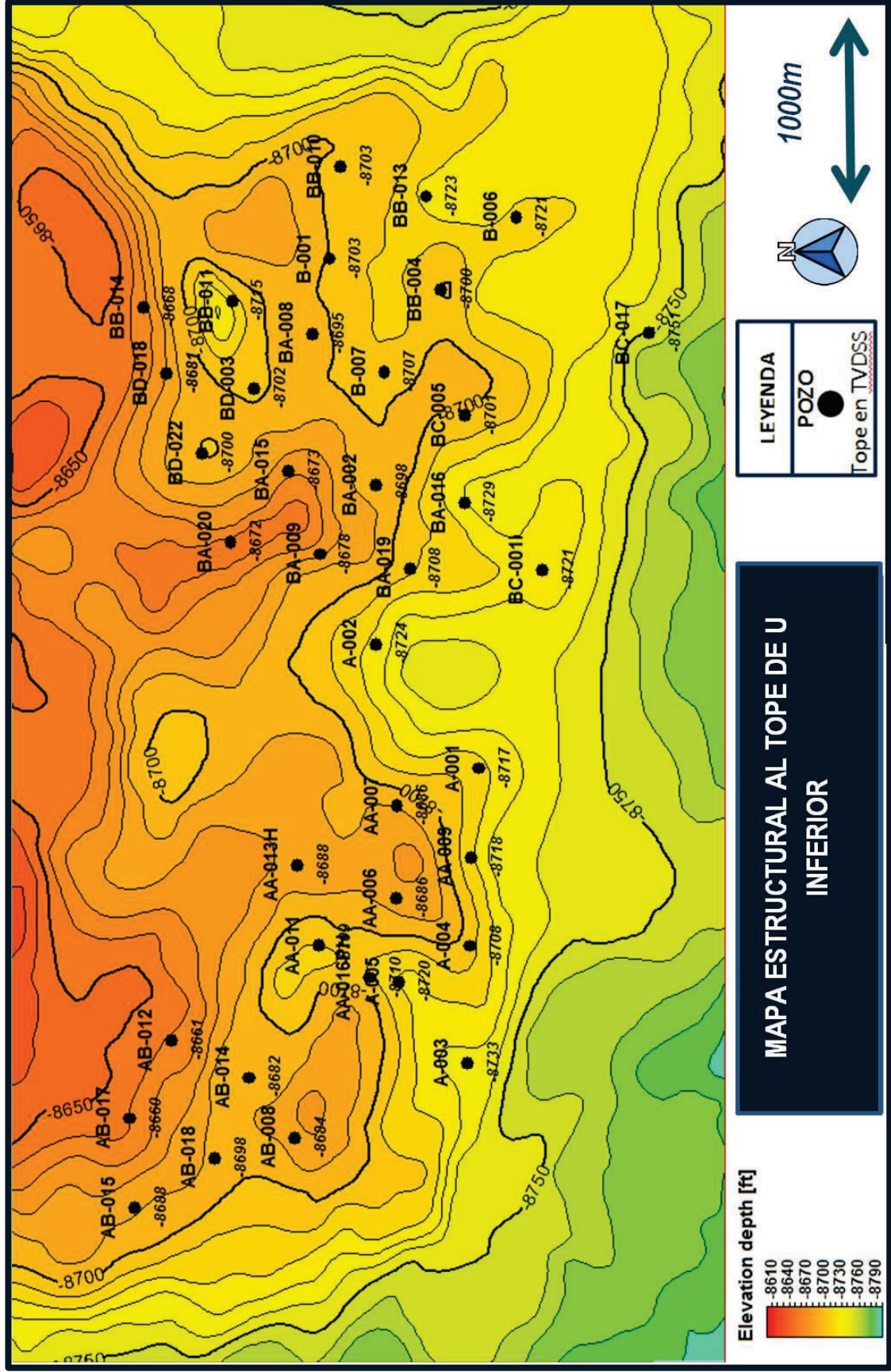


Figura 39. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Inferior



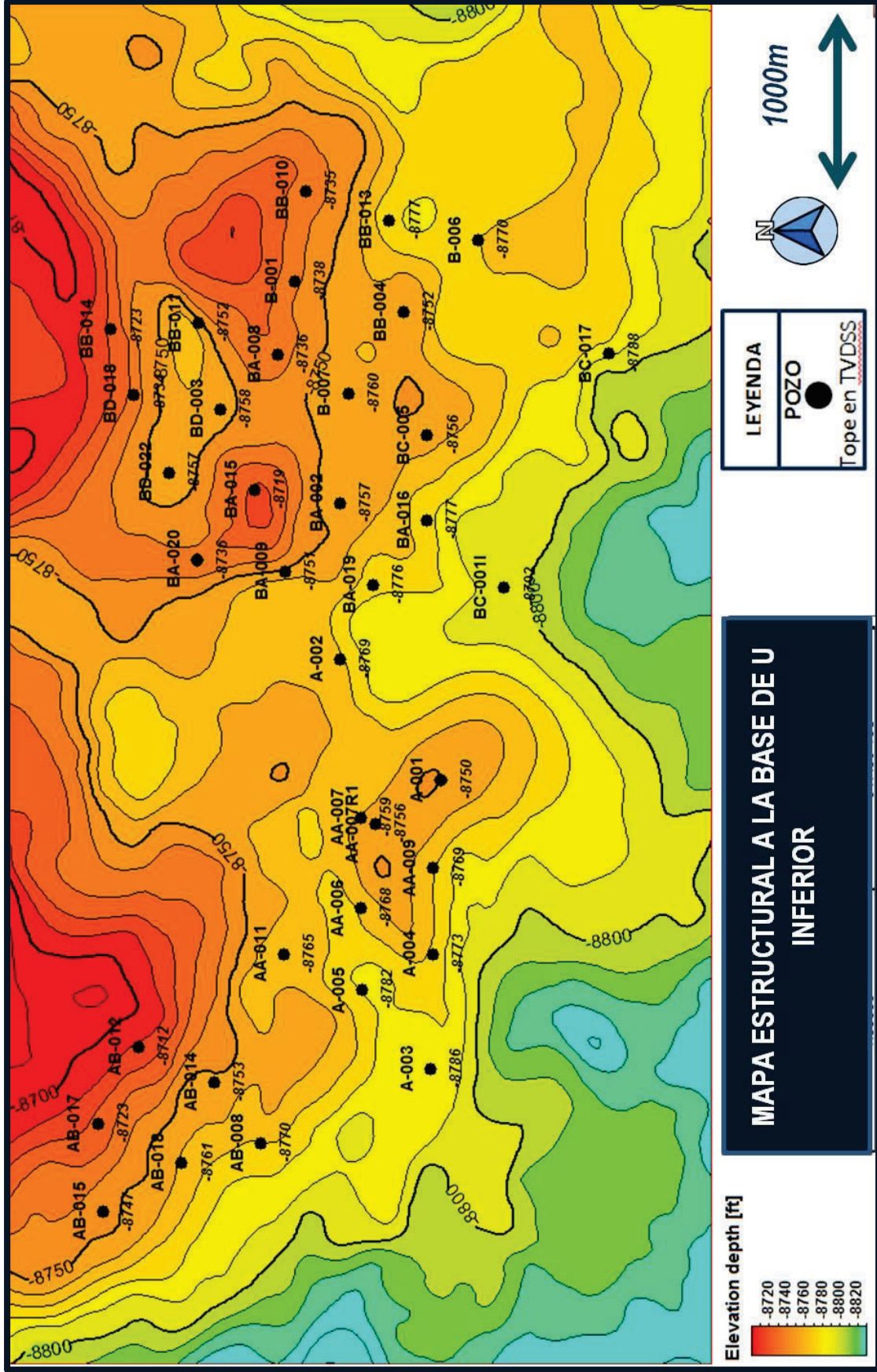
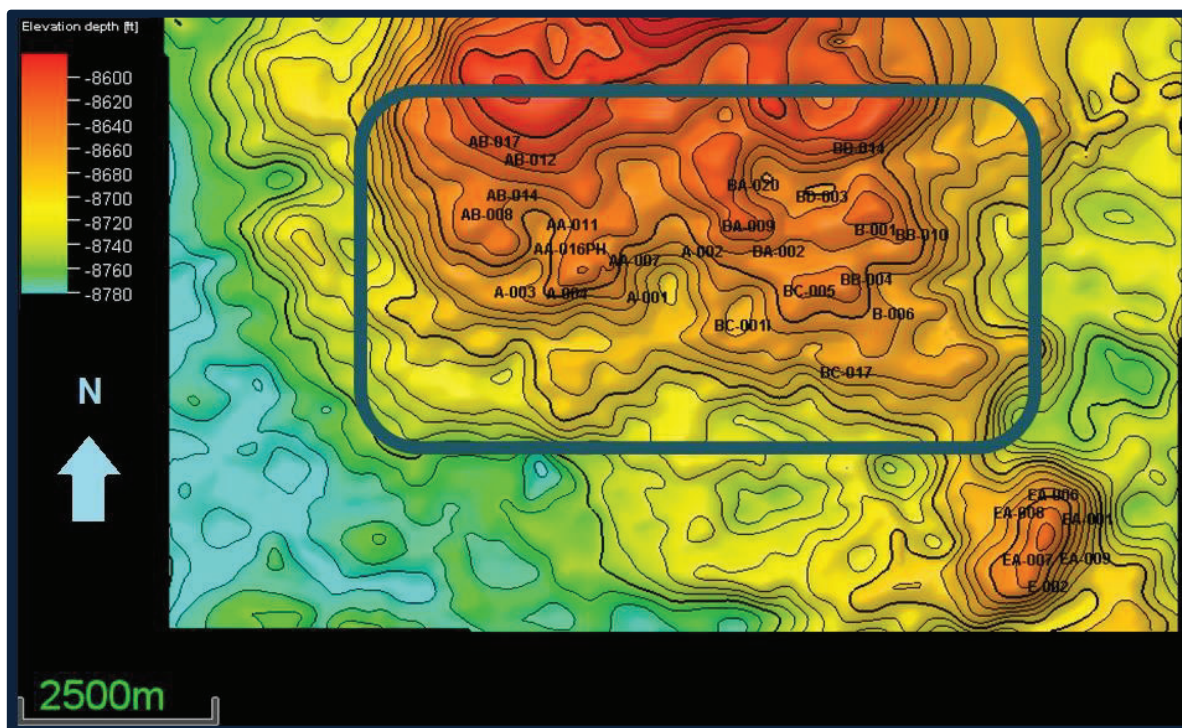
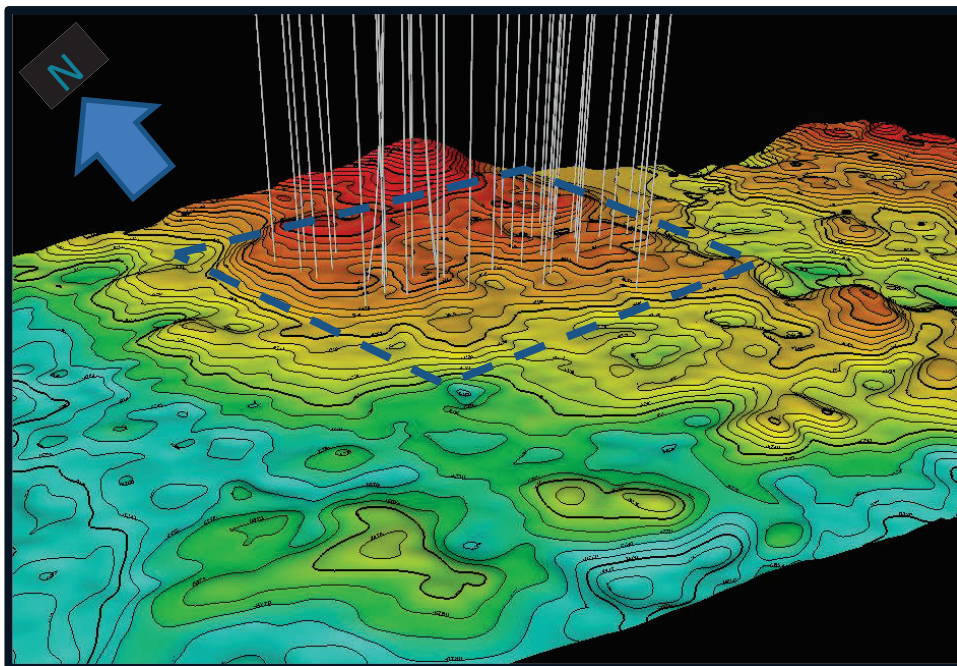


Figura 40. Mapa estructural a la base de la Arenisca U Inferior

En los mapas estructurales se observó que la estructura no se cierra en el área donde está ubicado el campo, por lo que se amplió el área del mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior (Figura 41), el cual es el marcador sísmico principal al nivel de la Arenisca U, incluyendo pozos de algunos campos vecinos, con el objeto de tener una idea más clara de la distribución espacial de la estructura. Sin embargo los resultados de los mapas en tiempo y en profundidad difieren. Los mapas en tiempo (Figuras 35 y 36), nos muestran dos altos estructurales bien definidos con una orientación O-E, mientras que según los mapas estructurales en profundidad (Figuras 38, 39, 40, 41 y 42), la estructura se prolonga hacia el norte del campo, mostrando que el campo estudiado en realidad sería el periclinal sur del campo mayor que se encuentra al norte y la orientación O-E mencionada anteriormente es menos marcada. Razón por la cual se necesita un reprocesamiento sísmico para aclarar esta incertidumbre y así obtener resultados más precisos. No se pudo analizar la estructura más al norte de lo mostrado en la Figura 41, debido a que la información sísmica disponible sólo cubre esta zona.



**Figura 41.** Mapa estructural de U Superior incluyendo zonas con algunos pozos de campos vecinos. El cuadro azul representa la ubicación de la zona de estudio.



**Figura 42.** Vista en 3D del mapa estructural de la Arenisca U Superior. Las líneas verticales grises representan la trayectoria de los pozos de la zona de estudio.

Adicionalmente se ubicaron las posibles fallas que afectan las secuencias Precretácicas, interpretadas en los mapas estructurales para analizar las relaciones existentes. De lo observado, dichas fallas pudieron haber ejercido un control en la deformación posterior que está relacionada con la formación de la estructura del campo (Figura 43).

En el mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior se evidencian claramente los ejes de los principales sinclinales interpretados en este estudio (Figura 44), se debe considerar principalmente los lineamientos S2 y S4 los cuales están dentro del campo, ya que en estas zonas donde se observa plegamiento, puede haber fallamiento que no se aprecia en la sísmica debido a que la resolución de la misma no permite apreciar el desplazamiento de los estratos en las fallas subsísmicas.

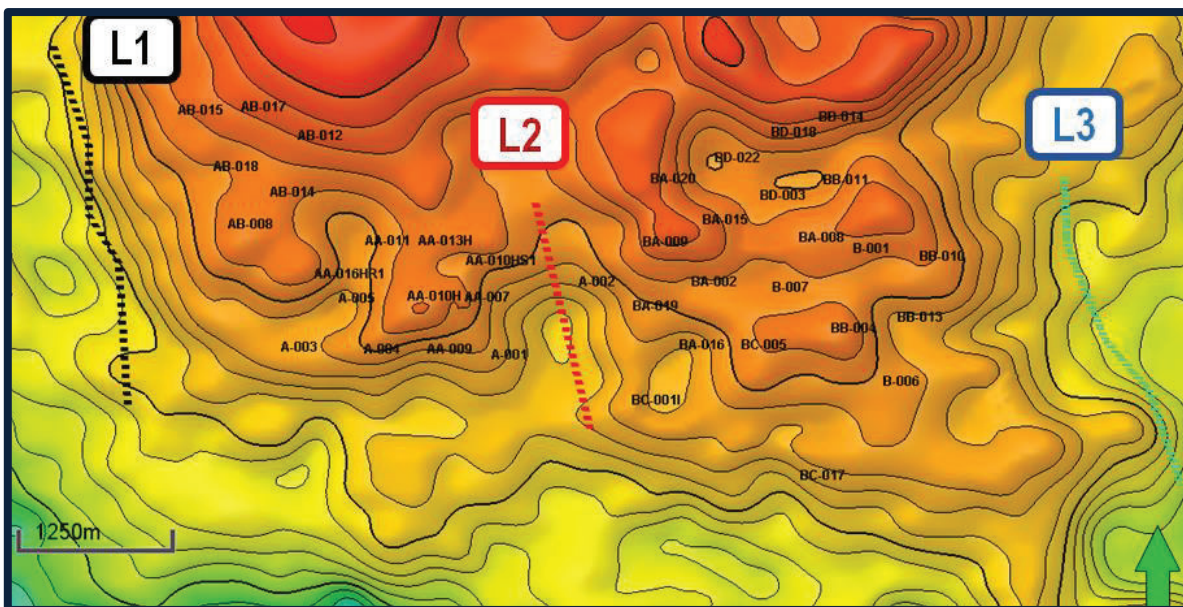


Figura 43. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior con las fallas precretácicas interpretadas.

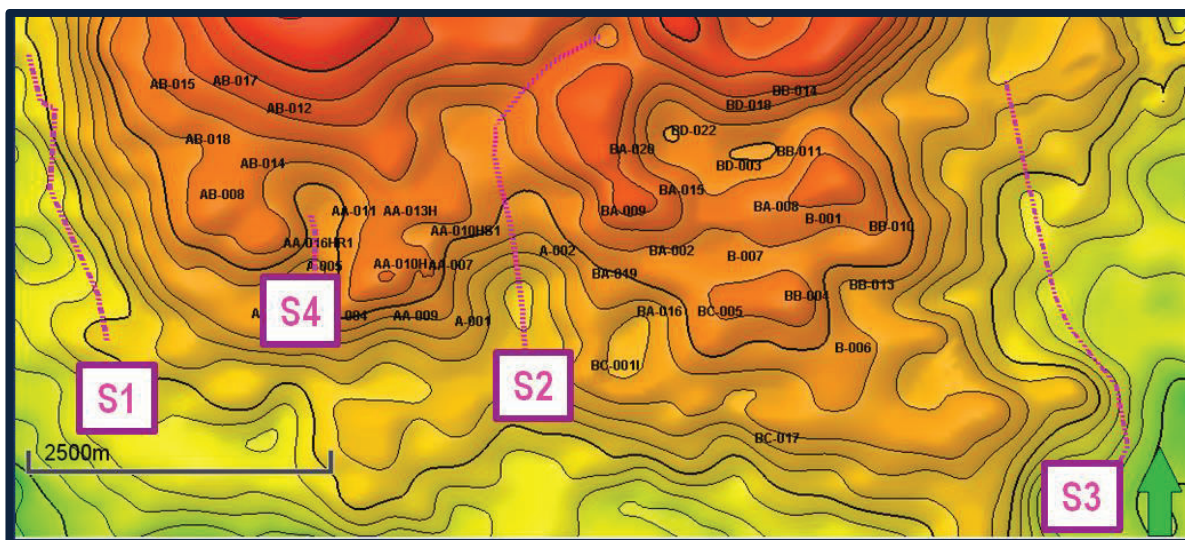



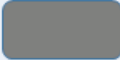


Figura 44. Mapa estructural al tope de la Arenisca U Superior con los ejes de los plegamientos principales (posibles fallas subsísmicas en las secuencias Cretácicas).

#### 4.4 ELECTROFACIES Y ANÁLISIS DE CALIDAD DE ROCA

Para esta parte del estudio, se utilizó información petrofísica, correspondiente a datos de porosidad y permeabilidad extraídos de informes existentes de análisis de núcleos de perforación, estos datos posteriormente pasaron por un control de calidad antes de ser ingresados en el proyecto del software Petrel. Este trabajo fue realizado por el equipo de petrofísica de Shaya Ecuador S.A.

Se determinaron 4 electrofacies utilizando los valores de ciertas propiedades físicas tomadas de los registros de pozo, para lo cual se emplearon los rangos de valores que mostraron mejor ajuste. Para este fin, se consideraron propiedades como volumen de arcilla, densidad y porosidad efectiva. Los valores tomados para cada electrofacies, con el color que representa a cada una se muestran en la tabla 6.

ELECTROFACIES	Vol. de arcilla	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Porosidad efectiva	Símbolo
Arena limpia	<40%	<2.55	>12%	
Arena arcillosa	<40%	<2.55	8-12%	
Caliza	<40%	≥ 2.55	----	
<u>Lutita</u>	≥ 40%	<2.55	----	

**Tabla 6.** Rango de valores de las propiedades de roca tomadas para la determinación de electrofacies.

Adicionalmente, se dividió a la Arenisca U inferior en dos intervalos estratigráficos tomando en cuenta la forma de la curva de rayos gamma y los espesores en los pozos vecinos. En algunos casos, estos intervalos estratigráficos están separados por sellos lutíticos dentro de la arenisca U Inferior. Realizar esta división ayudará a tener una mejor noción de la distribución de electrofacies en el campo de estudio,

debido a que se observó que el intervalo estratigráfico inferior del reservorio de interés (Arenisca U Inferior) tiene mayor desarrollo arenoso, es decir la arena tiene mayor continuidad lateral (Figuras 45, 46, 47 y 48)

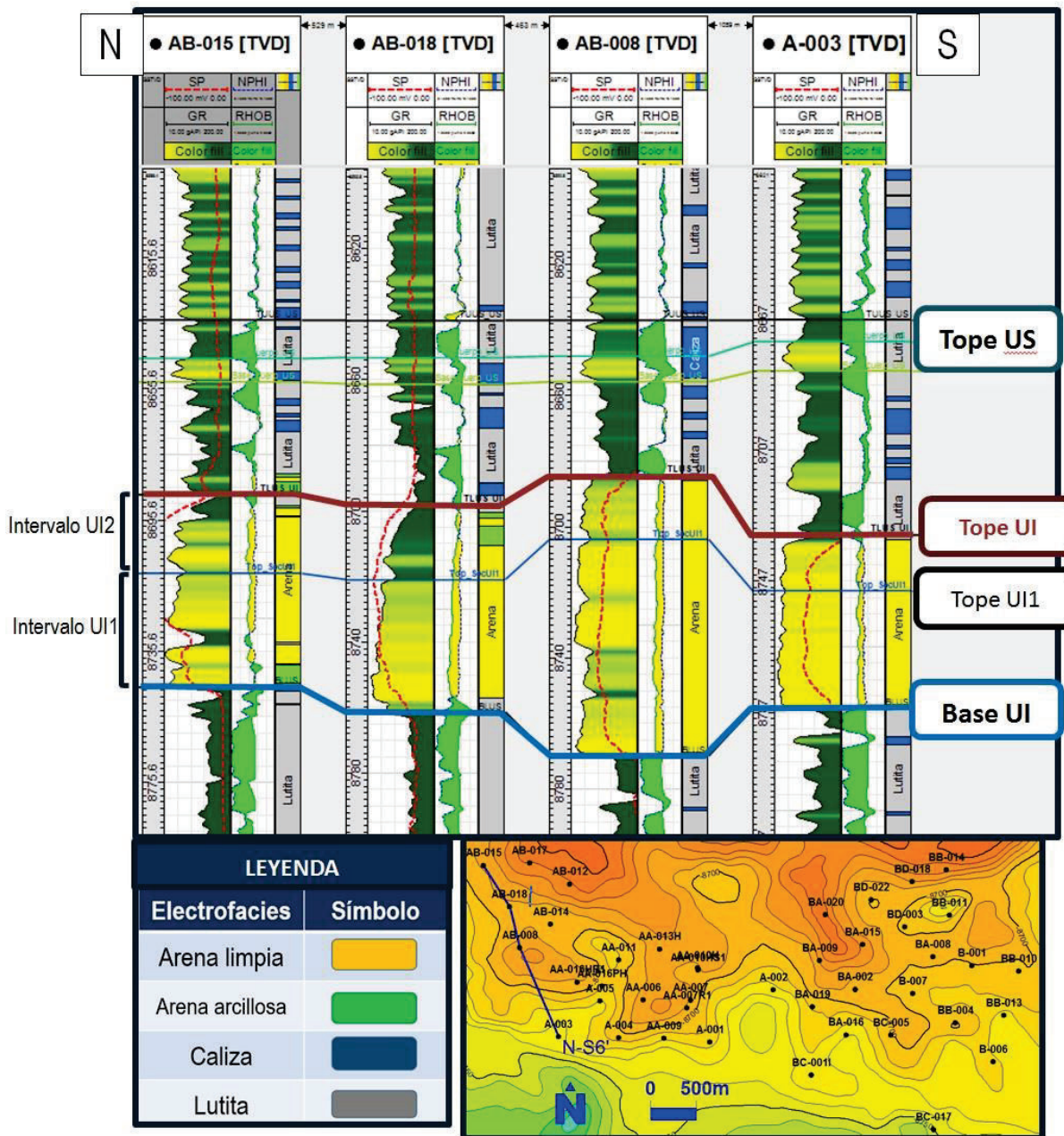


Figura 45. Sección estratigráfica N-S6 con electrofacies junto al registro de pozo

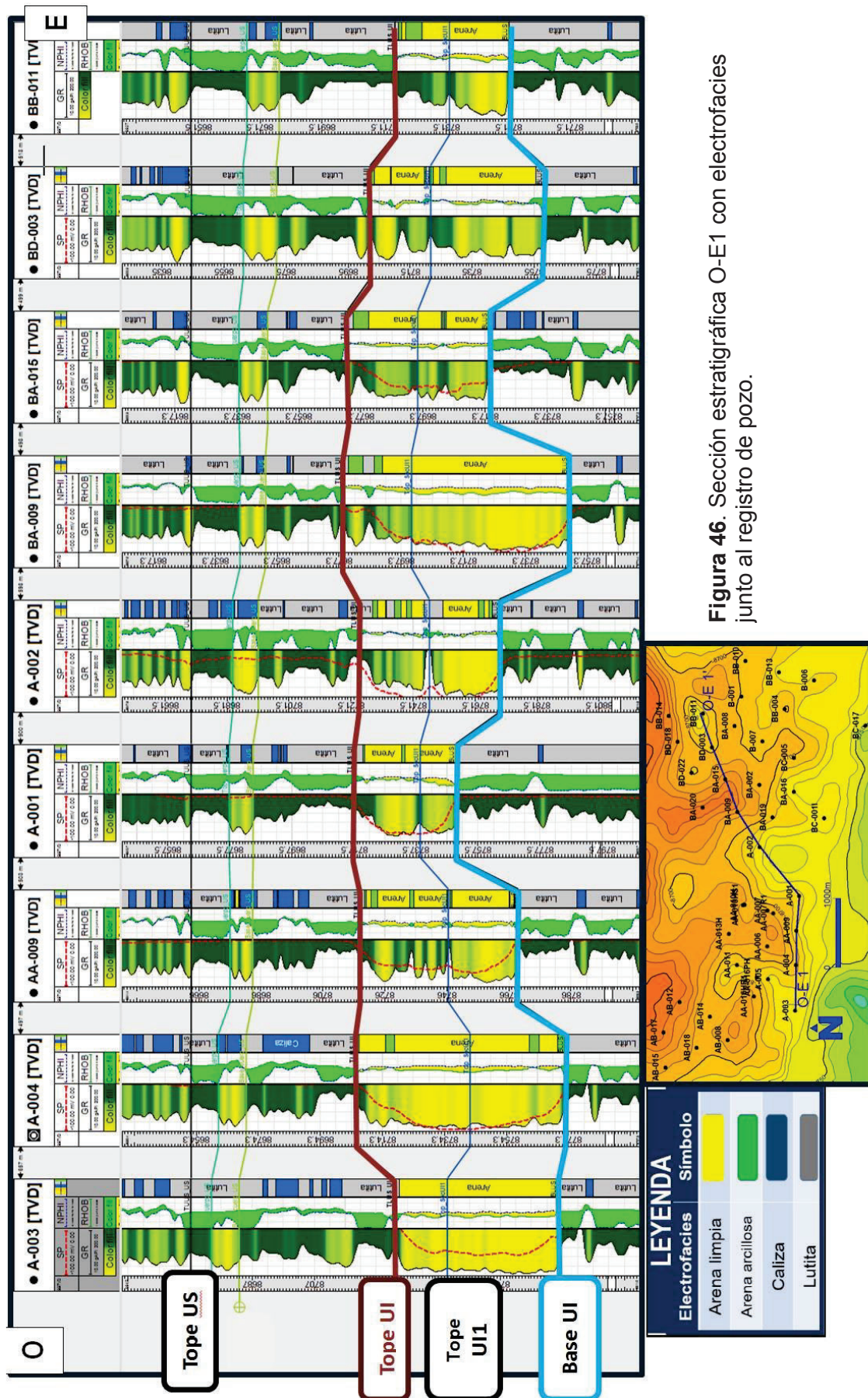


Figura 46. Sección estratigráfica O-E1 con electrofacies junto al registro de pozo.

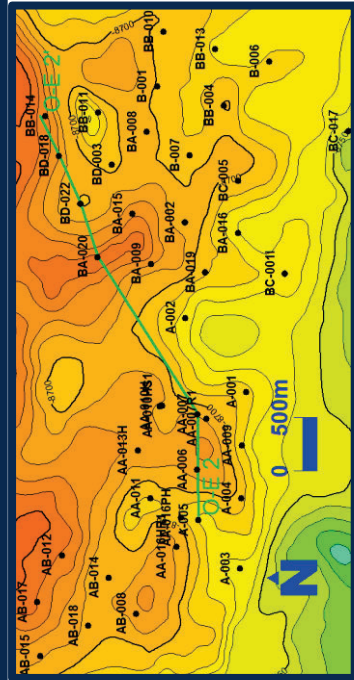
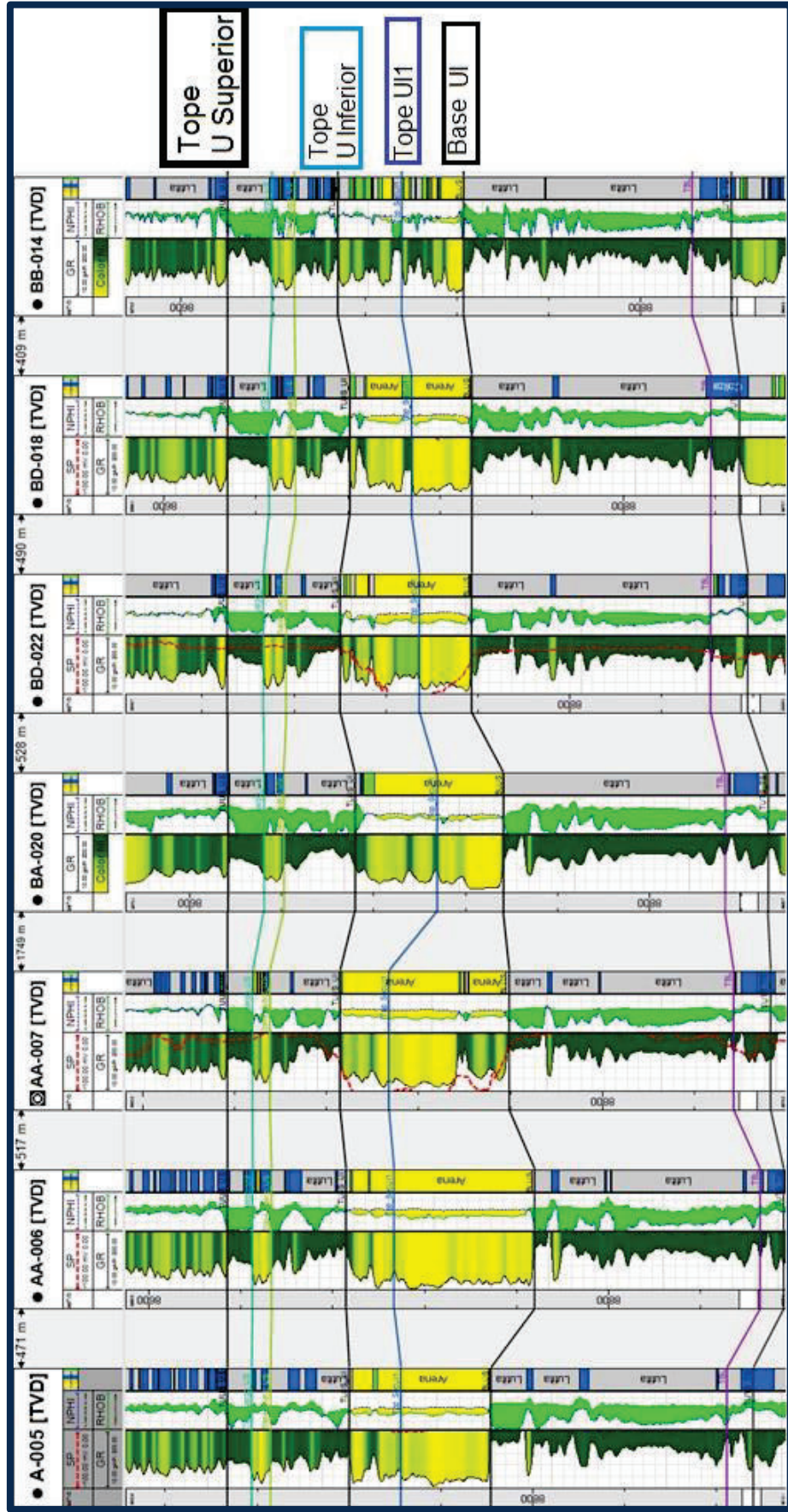


Figura 47. Sección estratigráfica O-E2 con electrofacies junto al registro de pozo.



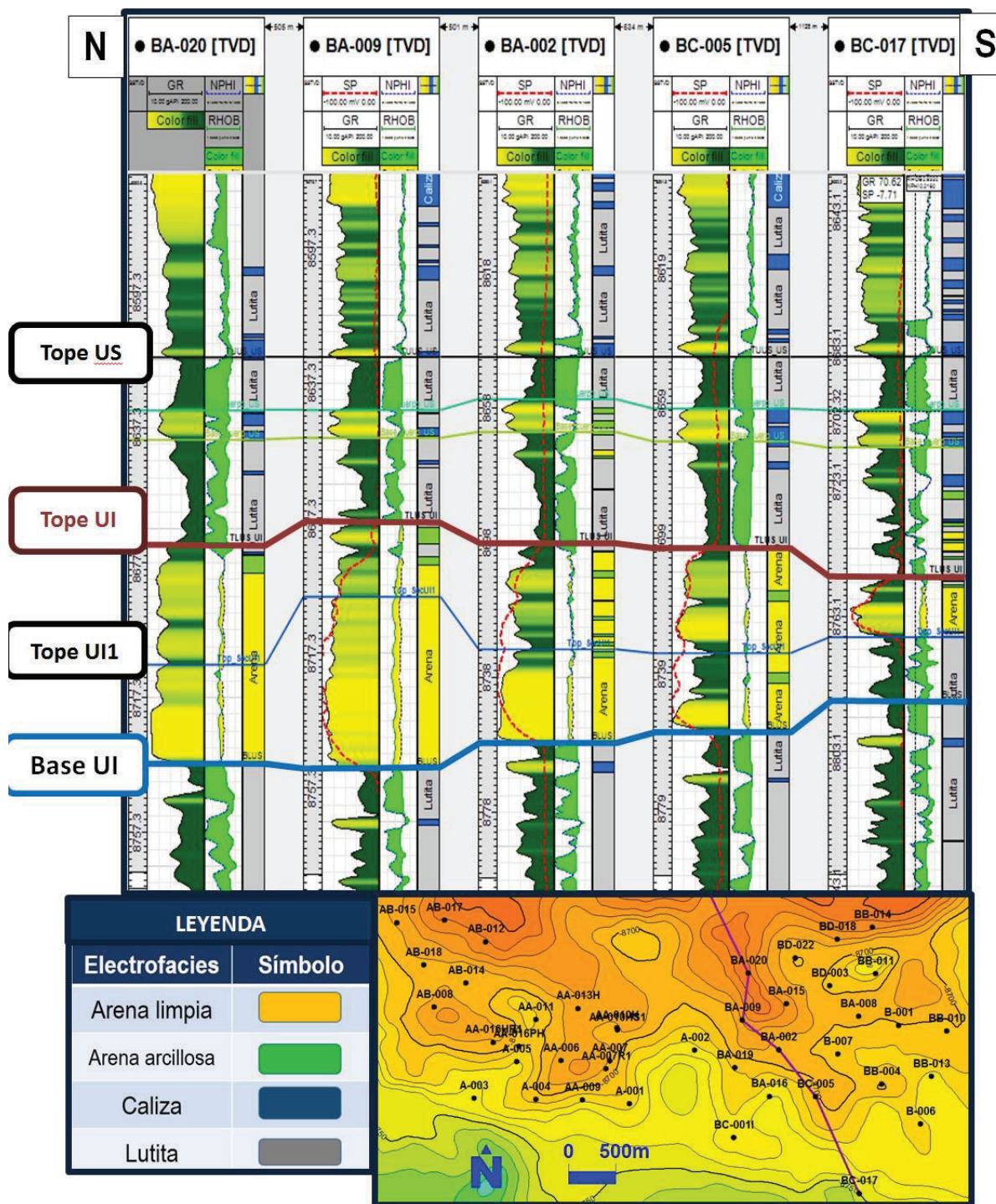


Figura 48. Sección estratigráfica N-S2 con electrofacies junto al registro de pozo.

Bajo los parámetros petrofísicos señalados, donde la electrofacies de arena limpia o arena arcillosa esté presente, la roca puede ser considerada como reservorio.

Como se puede observar en las Figuras 45 a 48, y 50, la electrofacies de arena limpia en toda la Arenisca U Inferior es dominante, sin embargo en la mayoría de pozos se observa que en el intervalo estratigráfico inferior (UI1), es donde principalmente está presente la electrofacies de arena limpia a excepción del pozo BC-017 (ver Figura 48).

A partir del análisis realizado, se observa que la calidad como roca reservorio de la Arenisca U Inferior es muy buena en el campo de estudio. En algunos casos (pozos BA-002, BA-020, BC-005, BC-017 y A-005 entre otros), la Arenisca U Inferior tiene sellos lutíticos, sin embargo, en la parte inferior de la misma la arena tiene mejores propiedades y continuidad lateral.

La electrofacies caliza no se encuentra presente en la Arenisca U Inferior, pero si en la U Superior donde se puede observar un cuerpo calcáreo muy continuo (Figura 45 a 48).

En el mapa de espesores de la Arenisca U Inferior (Figura 49), se observa que en la parte Oeste el eje del depocentro tiene una tendencia E-O y en la parte Este una tendencia N-S. Debido a que la zona de estudio es muy pequeña y que no cuenta con registros de pozo que permiten tener una dirección de depositación, no se la ha determinado, pero se debe tomar en cuenta la dirección regional a nivel de la cuenca para la Arenisca U, que es Este - Oeste (Rivadeneira y Almeida 2014).

En el campo los espesores de arena varían de 32 a 86 pies, solamente 13 de los 42 pozos muestran valores mayores a 60 pies, que es la resolución vertical de la sísmica, lo cual dificultó la interpretación sísmica (Figura 49).

Además se realizó el cálculo del *Net to Gross* correspondiente a las electrofacies de arena limpia y arena arcillosa (Figuras 52 y 53), necesario para determinar las zonas donde la arena reservorio tiene más presencia dentro de la Arenisca U Inferior. Se utilizaron las siguientes fórmulas:

$$N/G_{\text{arena\_arcillosa}} = \frac{\text{Espesor total de la electrofacies de arena arcillosa en UI}}{\text{Espesor total U Inferior}}$$

$$N/G_{\text{arena\_limpia}} = \frac{\text{Espesor total de la electrofacies de arena limpia en UI}}{\text{Espesor total U Inferior}}$$

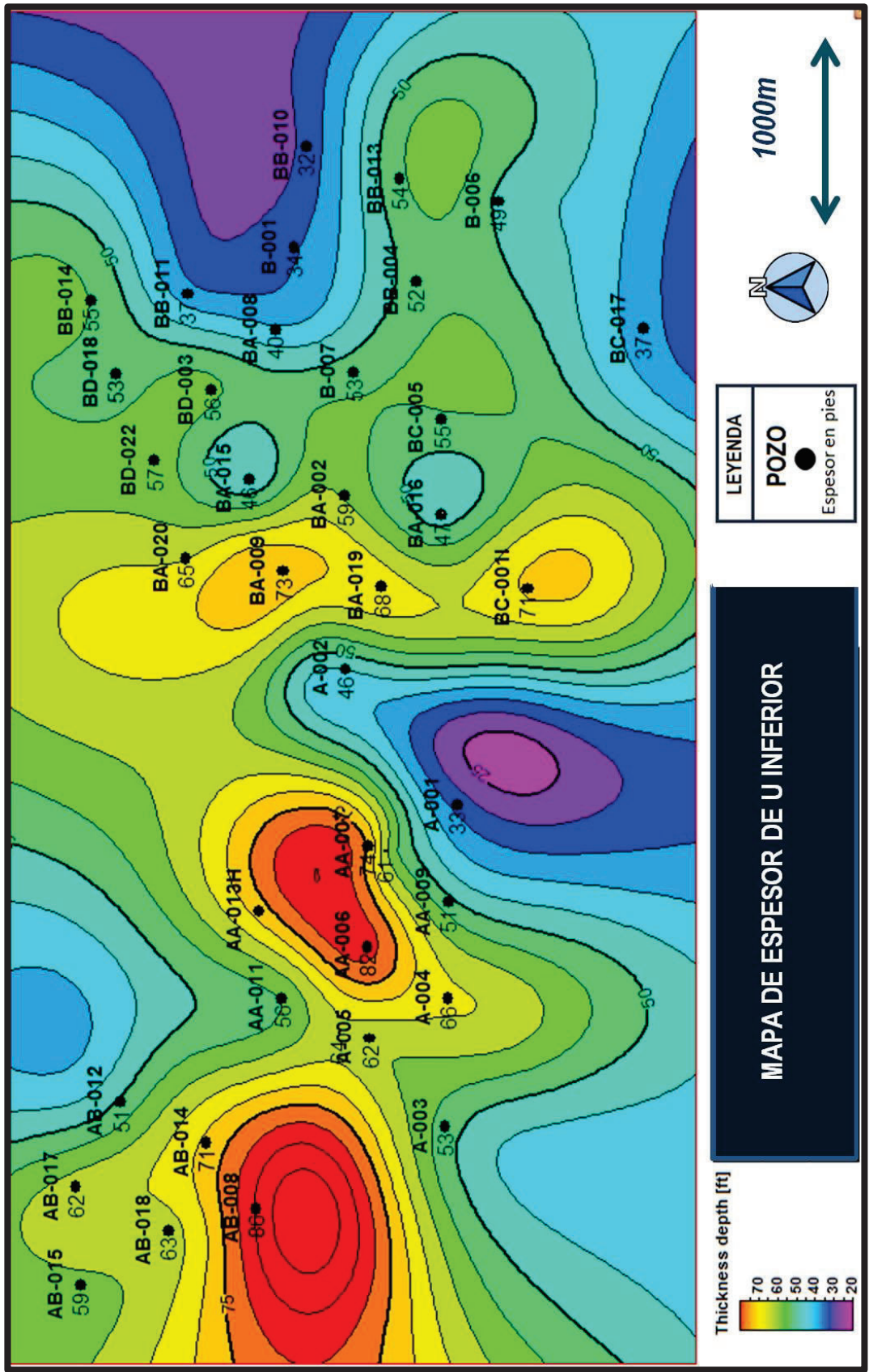


Figura 49. Mapa de espesor de la Arenisca U Inferior

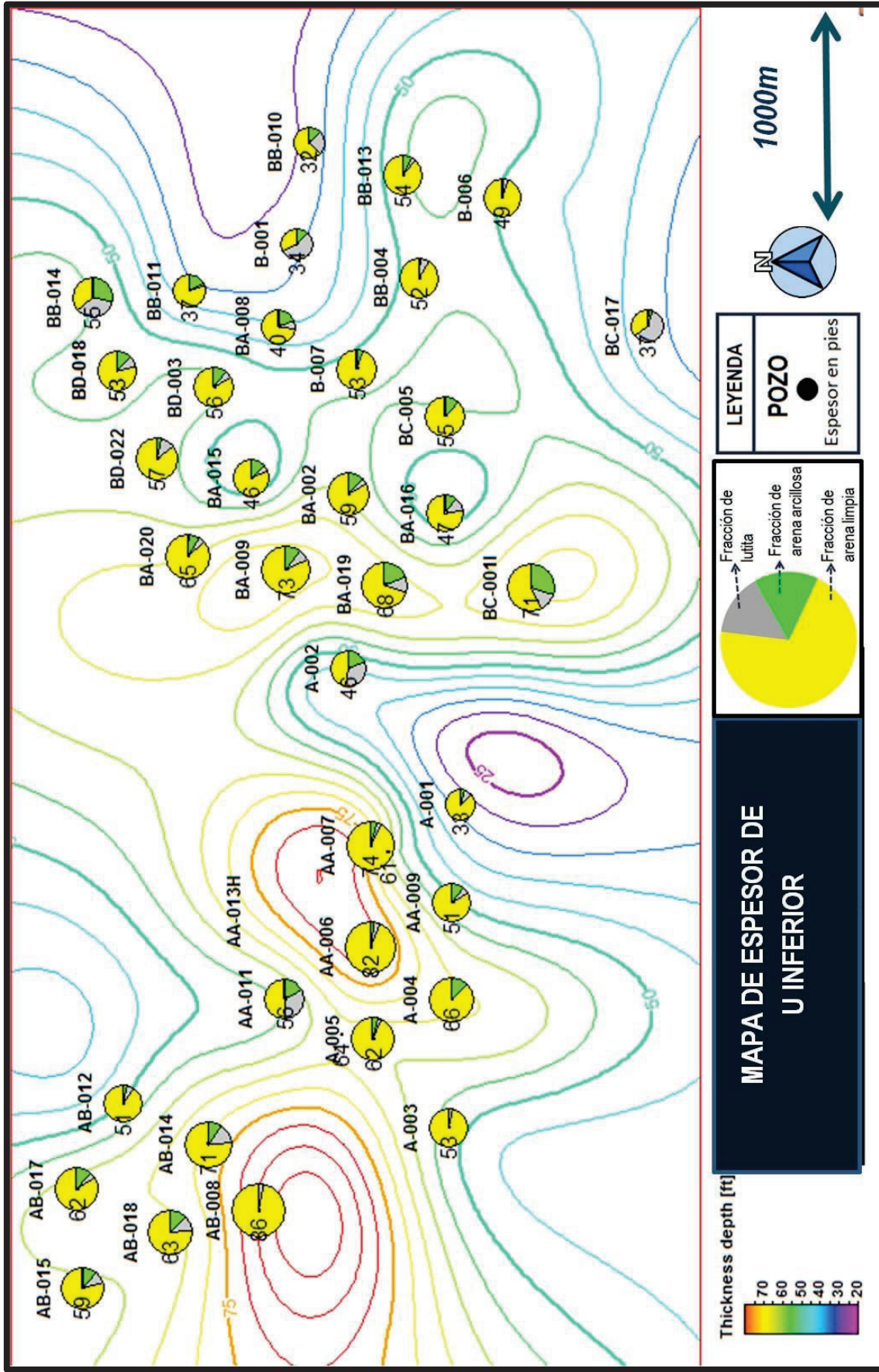
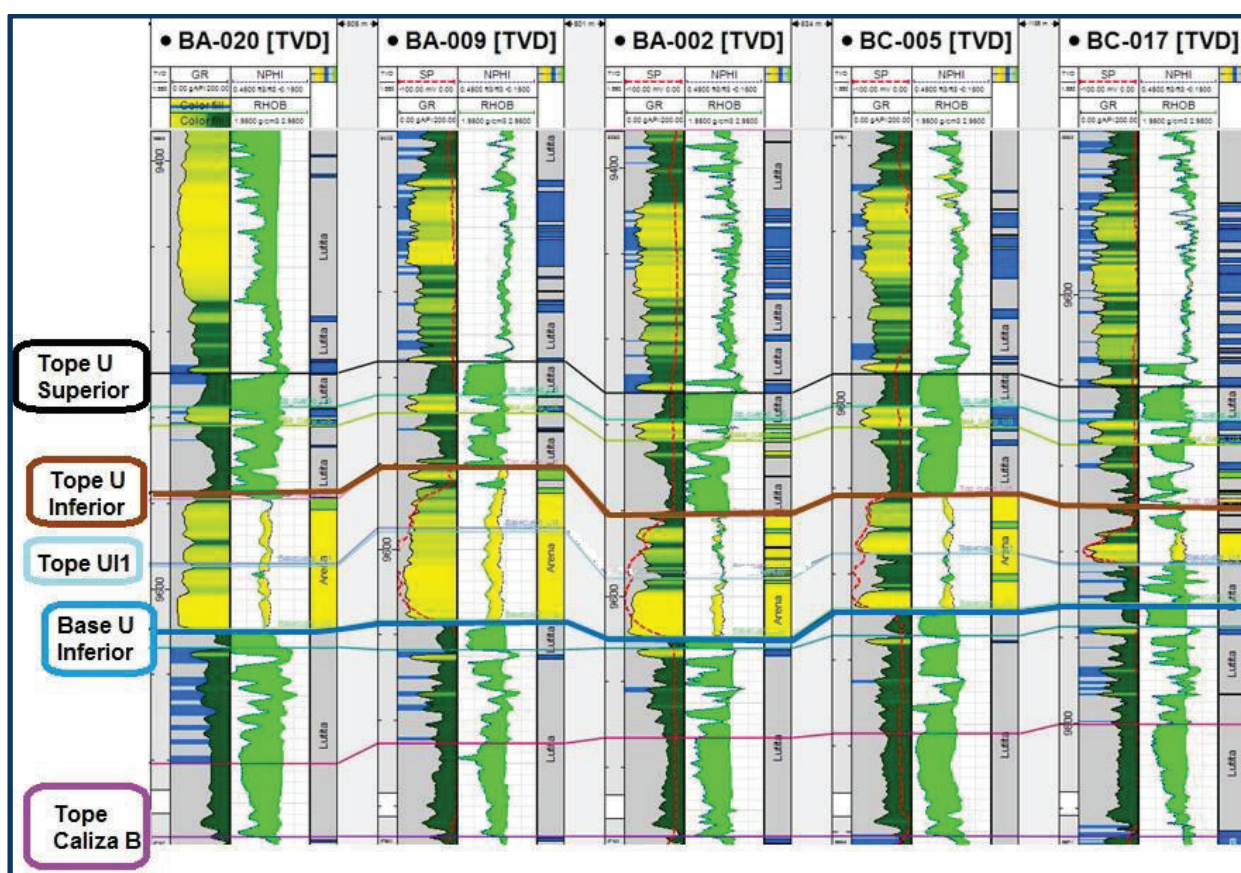


Figura 50. Mapa de espesor de la Arenisca U Inferior con proporción de electrofacies.

Los mayores espesores se encontraron en los pozos AB-008 (86pies), AA-006 (82 pies) y AA-007 (74pies); ubicados en la zona Oeste del campo. Estos grandes espesores pueden estar relacionados con un mayor espacio de acomodación de los sedimento en esas zonas, sin embargo como se observa en la sección estratigráfica de la Figura 51, en la zona de estudio no se observa la existencia de erosión a la base de la Arenisca U Inferior que pudiera ocasionar mayor desarrollo arenoso, así como tampoco se encontró evidencia clara de la existencia de valles incisos, porque la diferencia del espesor de la secuencia sedimentaria desde el tope de Caliza B hasta la base de UI en cada pozo, no tiene muchas diferencias (Figura 51).



**Figura 51.** Sección estratigráfica N-S2 amarrada al tope Caliza B.

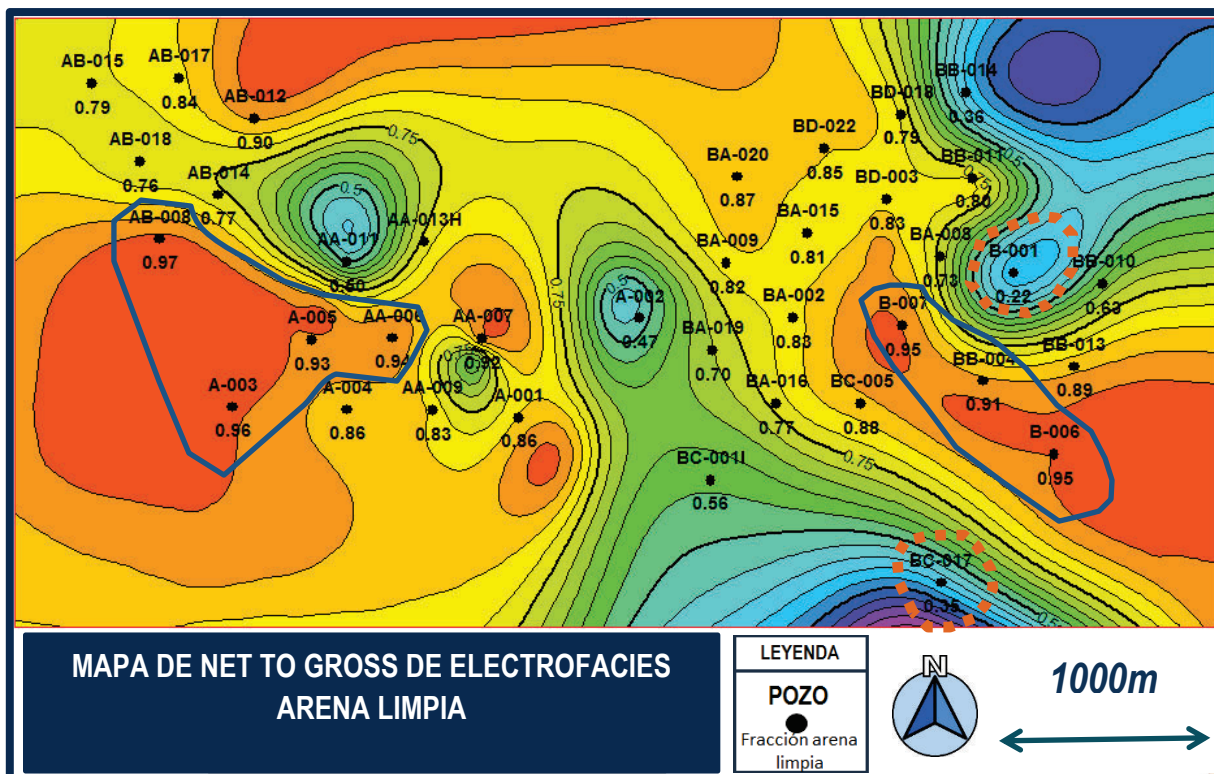
Las Figuras 50, 52 y el registro del pozo BC-017 (Figura 48) nos muestran que en la zona sureste del campo, las propiedades de roca de la arenisca son malas, y que la

electrofacies dominante es lutita. En el pozo indicado, la parte inferior de UI no presenta la electrofacies de arena limpia como en los demás pozos.

Se elaboraron mapas de *net to gross* (relación espesor de arenisca limpia vs espesor total de U Inferior) (Figuras 52 y 53), en estos mapas se observa que la arena más limpia tiene mayor desarrollo en las zonas SE y SO del campo, limitadas con una línea continua azul, donde la relación es cercana a 1; los valores más bajos de esta relación, es decir donde la electrofacies de arena limpia tiene poca presencia se encuentran ubicados en dos zonas al este del campo, limitadas con línea punteada color naranja (Figura 52); estas dos zonas corresponden a los pozos BC-017 y B-001.

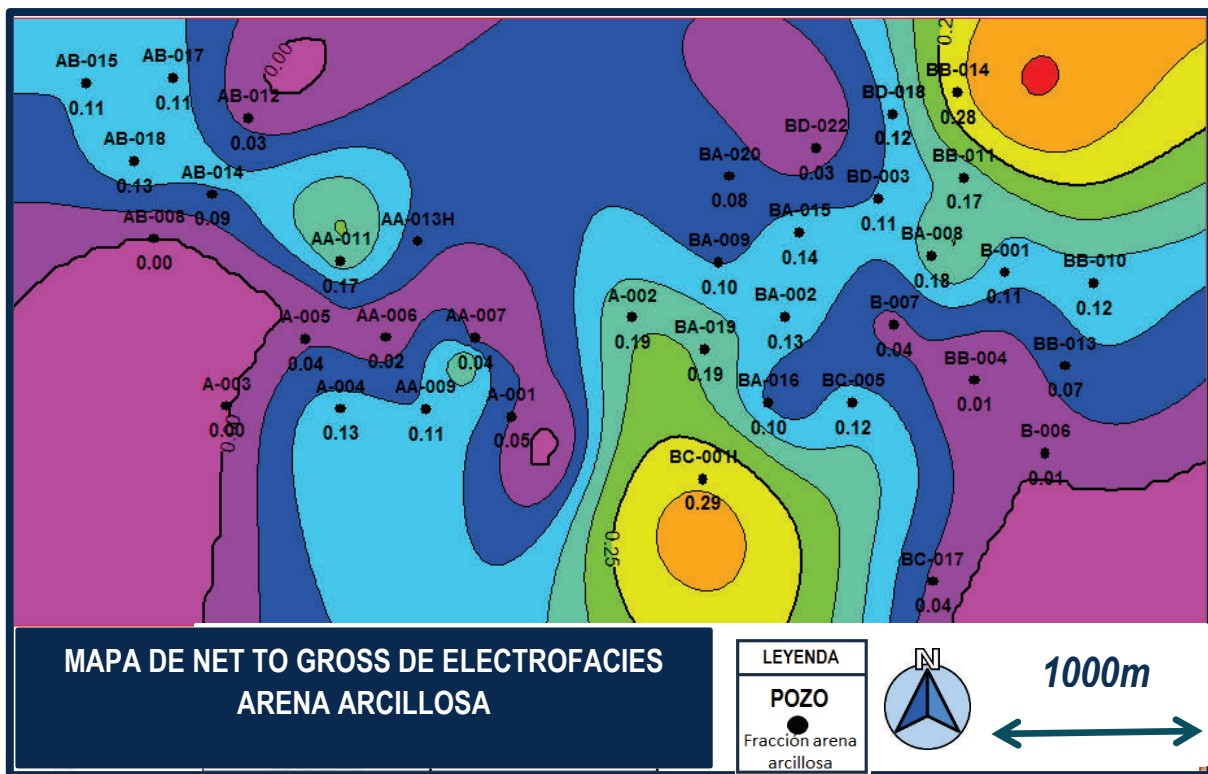
El valor mínimo de fracción de arena limpia corresponde al pozo B-001 (0.22) y el máximo valor se observó en el pozo AB-008 (0.97). En general la presencia de la electrofacies arena limpia en la zona de estudio es buena, porque el promedio de la fracción de esta electrofacies en el campo es 0.78, y la mayoría de pozos de la zona de estudio tiene una fracción de arena limpia superior a este promedio (Anexo 5).

La electrofacies de arena arcillosa (Figura 53), muestra en general muy poco desarrollo en relación al espesor total de la Arenisca U Inferior (espesor grueso), los valores de *net to gross* de esta electrofacies van de de 0 a 0,29, sólo en dos zonas donde están ubicados los pozos BC-001I y BB-014 la fracción no es baja.



**Figura 52.** Mapa de Net to gross correspondiente a la electrofacies arena limpia (zona delimitada con línea azul continua es donde existe mejores propiedades y presencia de arena limpia, zona delimitada con línea anaranjada entrecortada es donde existen las peores propiedades).





**Figura 53.** Mapa de Net to gross correspondiente a la electrofacies arena arcillosa.

Se construyó un mapa de porosidad efectiva (Figura 54) para correlacionar la ubicación de las zonas con mayor y menor presencia de la electrofacies de arena limpia, con los valores de porosidad efectiva que se tiene en los pozos del campo.

Los valores de porosidad efectiva promedio en cada pozo al nivel de la Arenisca U Inferior, tienen un rango que varía de 0,07 (pozo BC-017) a 0,19 (pozo BB-004) según lo observado en el anexo 5 y Figura 54. Las porosidades efectivas tienen valores altos en la mayoría de la zona de estudio. Las zonas con las mayores porosidades efectivas presentadas en la Figura 54, corresponden a las zonas mostradas en la Figura 4.34, las cuales tenían mayor fracción de arena limpia. De igual manera las zonas con menores porosidades efectivas son aquellas donde la fracción de arena es menor.



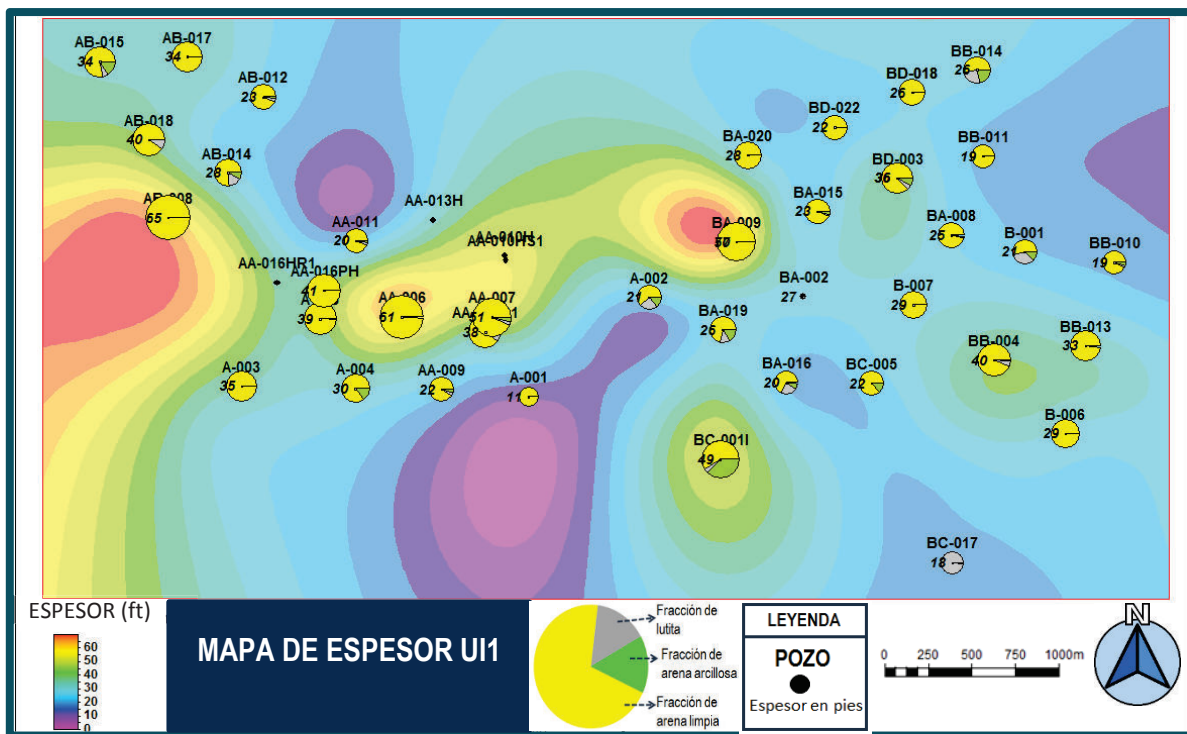


Figura 55. Mapa de espesor del intervalo estratigráfico UI1 con electrofacies.

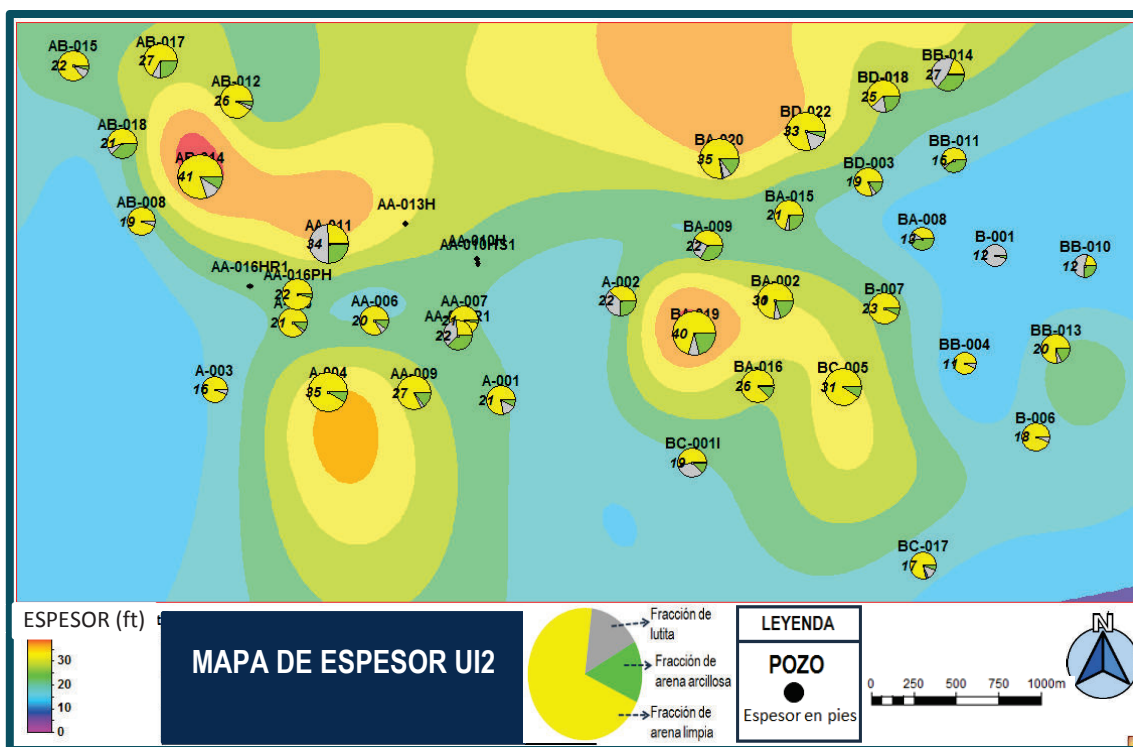


Figura 56. Mapa de espesor de la intervalo estratigráfico UI2 con electrofacies.

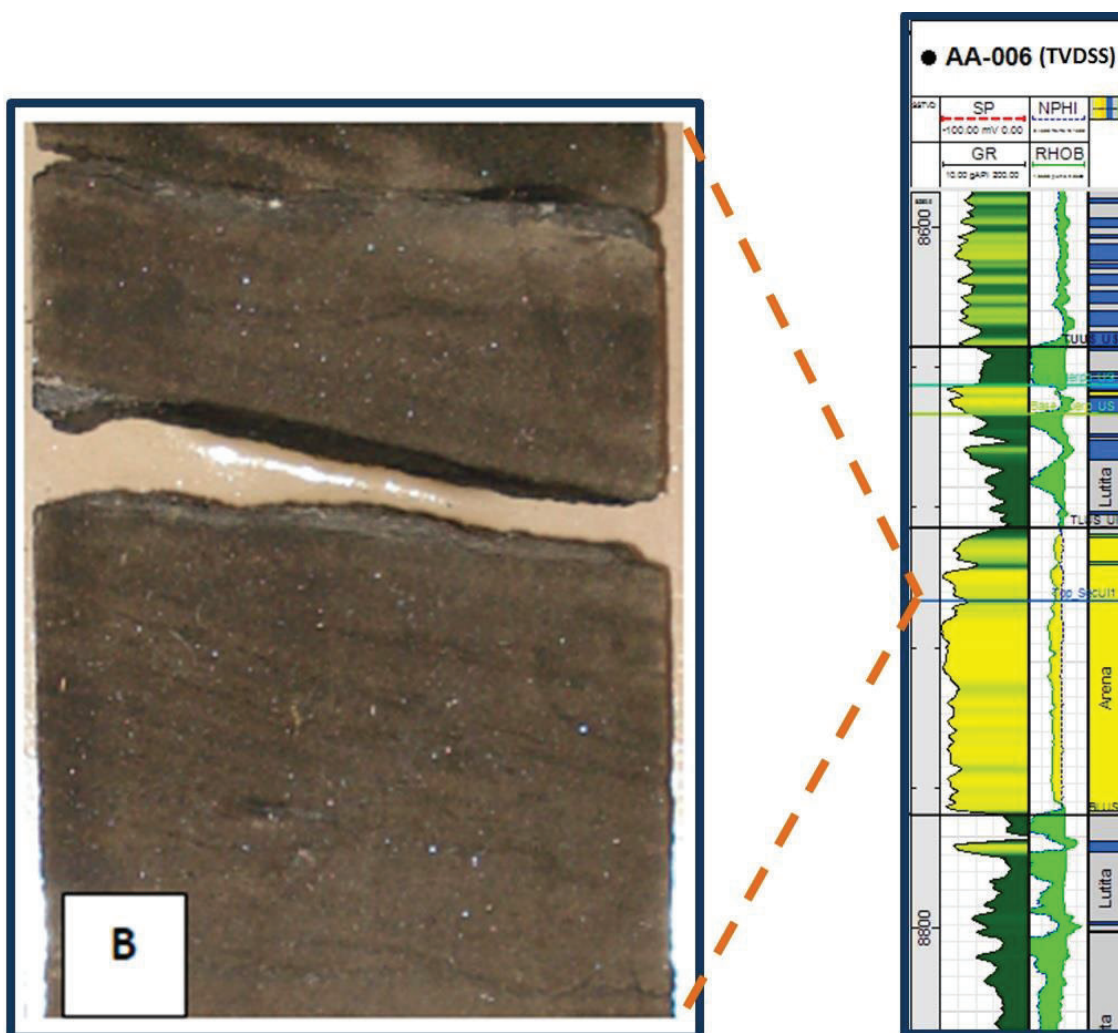
#### 4.5 POSIBLES FACIES DE LA ARENISCA U INFERIOR EN EL CAMPO DE ESTUDIO.

Para tener una idea de las facies en la Arenisca U Inferior que se puede tener en la zona de estudio, se utilizó la información de los estudios de núcleos disponibles y para los pozos donde no se tiene núcleo, se consideró el trabajo de Emery y Myers (1996) donde se relaciona las posibles facies que se puede tener de acuerdo a la forma de la curva del registro de rayos gamma (Ver Cap. 3).

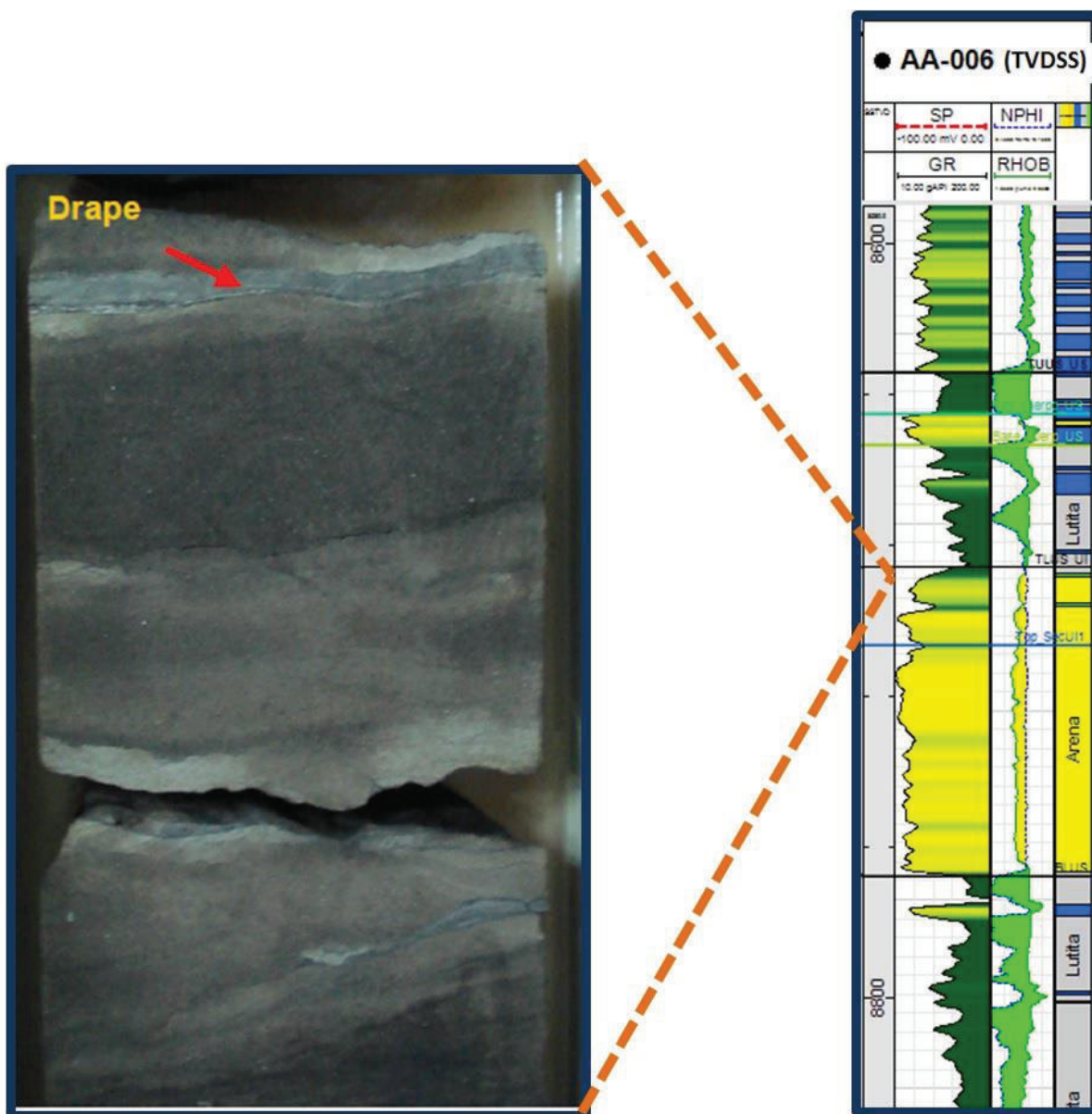
En el trabajo de Toro et al., 2002 se analiza un núcleo de perforación del pozo AA-006 dentro de la Arenisca U Inferior en el intervalo (8690' – 8750' TVDSS), en dicho estudio se define un modelo paleogeográfico de estuario dominado por mareas. Las facies identificadas de mayor a menor profundidad relativa fueron, en el ambiente marginal: *tidal boundless* (Tb), planicie arenosa de marea (TSFI), barra arenosa de marea (TB) y canal de marea (TCh); y en el ambiente continental: facies palustres (*marsh*). Dentro de los sedimentos marginales las facies de TB y TSFI son las más recurrentes y abundantes.

La roca reservorio se compone enteramente de facies arenosas de barra de marea y de planicie arenosa de marea según Toro et al., 2002.

Geoconsult (2009) realizó un estudio del mismo pozo, donde se describe las facies de dos intervalos de núcleos de corona. La muestra de núcleo a 9680' TVD corresponde a una facies de barra mareal, esta muestra se ubica donde el registro de rayos gamma indica progradación (Figura 57); mientras que la muestra de núcleo a 9667' TVD corresponde a una facies de planicie arenosa, este intervalo se ubica cerca al tope de U Inferior donde la curva del registro de rayos gamma indica una retrogradación (Figura 58). Ambos casos tienen concordancia entre la forma de la curva del registro de Rayos Gamma y la facies posible, según lo propuesto por Emery y Myers 1996 (Ver Cap. 3).



**Figura 57.** Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9680' TVD (8704' TVDSS) de profundidad, con la imagen correspondiente del registro de pozo en TVDSS. Modificado de Geoconsult (2009).



**Figura 58.** Fotografía del núcleo de perforación del pozo AA-006 a 9667' TVD (8691' TVDSS) de profundidad, con la imagen correspondiente del registro de pozo en TVDSS. Modificado de Geoconsult, (2009).

Como se determinó en los dos estudios de núcleos disponibles las facies dominantes encontradas en el pozo AA-006 son planicie arenosa de marea y barra de marea. En la curva del de Rayos Gamma de los pozos de esta zona de estudio, se observa principalmente progradación y retrogradación, aunque en menor proporción existe agradación (Figura 59).

Considerando el ambiente de depositación para la Arenisca U Inferior en esta zona de estudio determinado por Toro et al., 2002 (estuarino dominado por mareas) y el trabajo de Emery y Myers 1996, se podría decir que donde en el registro de Rayos Gamma se observe progradación es posible que la facies correspondiente puede ser de barra mareal; mientras que en el caso de tener retrogradación, la facies que posiblemente corresponda puede ser la de planicie arenosa o la facies de canal mareal.

Según Geoconsult (2009) en registros eléctricos se observan cuerpos continuos de arenisca de hasta 85 pies (AA-006), interpretados como centros de barra o canal mareal. Estas areniscas se ubican en la parte oeste del campo (AA-006, A-004, A-003, A-005). La tendencia de las areniscas según datos de *dipmeter* y correlaciones de pozo, indican una dirección SE-NO, aunque la incertidumbre es alta, debido a que en el año de realización de ese estudio se contaba con menos pozos que los que ahora existen en el campo.

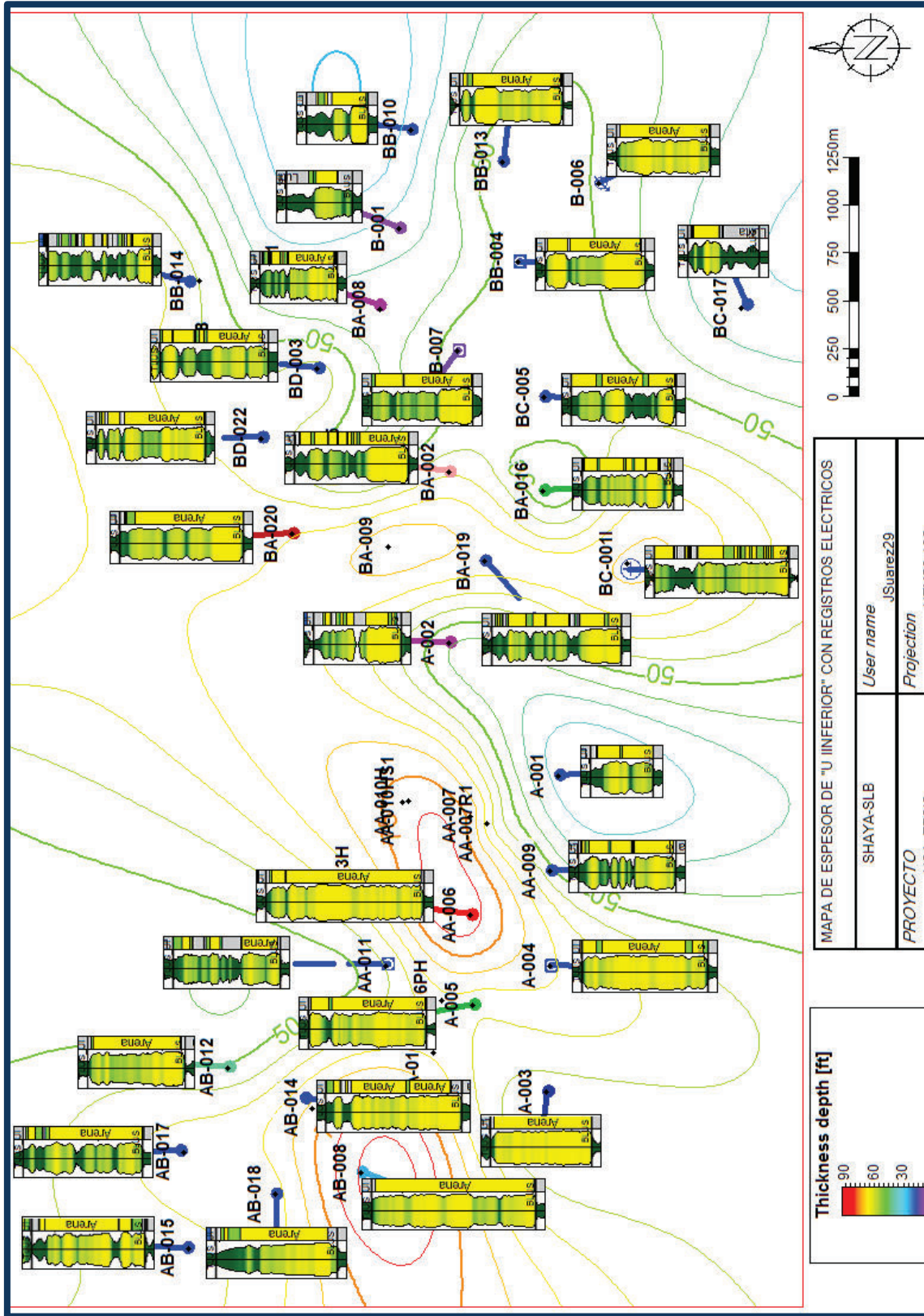


Figura 59. Mapa de espesor de la arenisca U Inferior con registros de pozo.



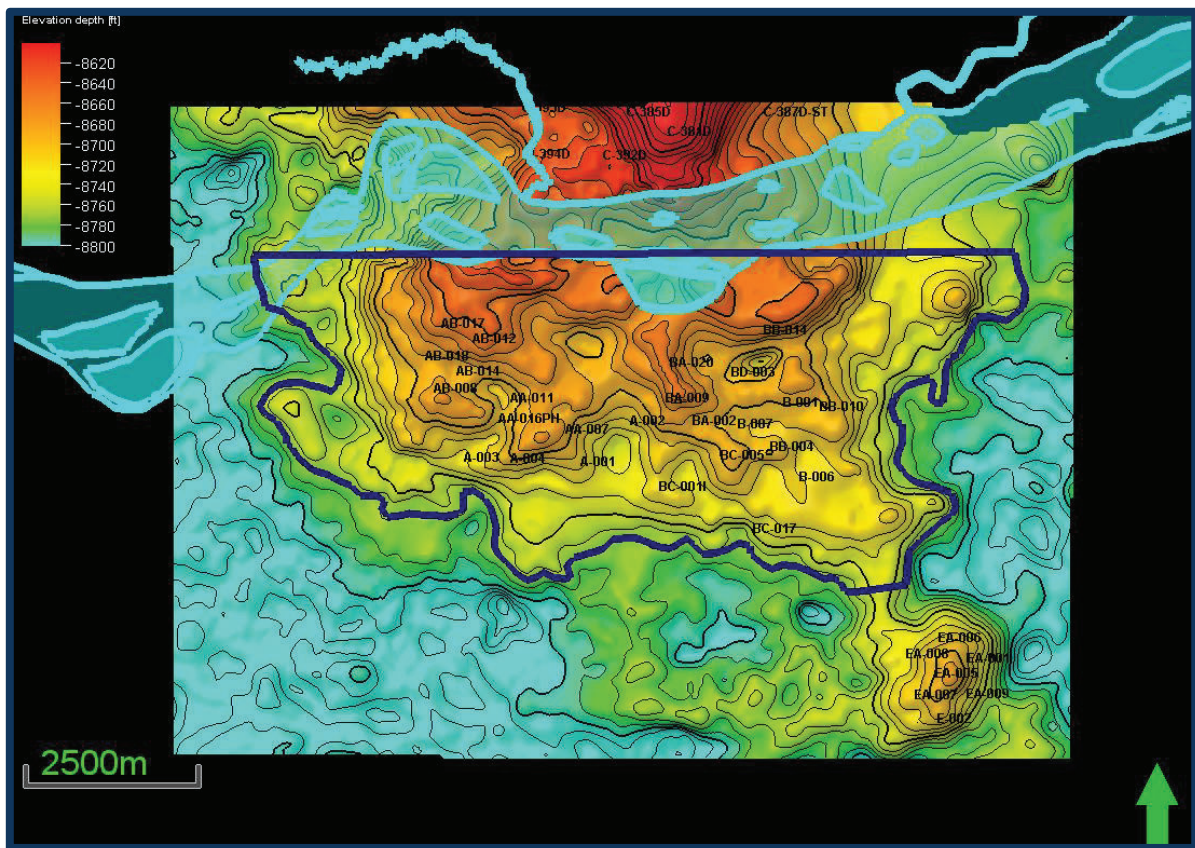
## 4.6 CÁLCULO DEL POES

Se realizó un cálculo preliminar del petróleo original en sitio (POES), para comparar el valor resultante, con el valor oficial calculado en diciembre del 2015 por técnicos de Petroamazonas EP.

Para este cálculo se utilizó el mapa estructural al tope de la Arenisca U Inferior (Figura 60), el mapa de espesor de la Arenisca U Inferior (Figura 49), mapas de *Net to Gross* para la electrofacies de arena limpia y la electrofacies de arena arcillosa (Figuras 52 y 53), mapas de porosidad efectiva (Figuras 61 y 62) y un valor promedio para la saturación de agua para cada electrofacies.

Se consideró los valores de saturación de agua de los primeros pozos perforados ya que este valor es el más cercano a la saturación de agua original del campo, debido a que luego de extraer cierta cantidad de hidrocarburo las saturaciones de agua mostradas en los pozos perforados posteriormente, no representan las saturaciones originales del campo. Por lo tanto para este cálculo se usaron los pozos A-001, A-002, A-003, A-004, B-001 y BA-002; de estos pozos se sacaron los valores promedio de saturación de agua, a la profundidad correspondiente donde está presente la electrofacies de arena limpia y arena arcillosa. Para el caso de la electrofacies de arena limpia se obtuvo un promedio aproximado de 0.12 mientras que para la electrofacies de arena arcillosa, se obtuvo un valor aproximado de 0.16.

Todos los cálculos se los realizó considerando un LKO de 8770' TVDSS por lo que los mapas mostrados a continuación muestran información solamente sobre esta profundidad para realizar los cálculos. Debido a que la estructura no se cierra al norte el límite considerado fue el límite de la zona de concesión (Figura 60).



**Figura 60.** Mapa estructural al tope de U Inferior con el polígono 8770 pies (LKO en TVDSS), al norte en celeste se muestra el río presente al norte del Campo.

De igual manera para este cálculo se utilizaron los mapas de porosidad efectiva para cada electrofacies como se muestra en los mapas de las Figuras 61 y 62, los valores de porosidad efectiva mostrados en los mapas para la electrofacies de arena limpia son mayores al 12% y para el caso de la electrofacies de arena arcillosa varía de 8 a 12%.

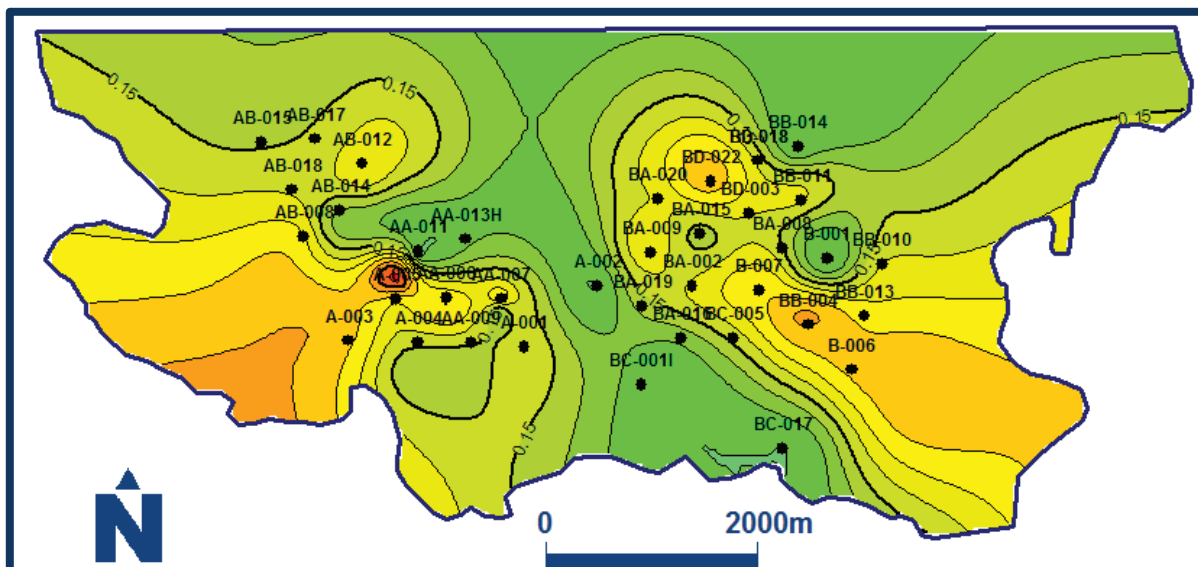


Figura 61. Mapa de porosidades efectivas para la electrofacies de arena limpia.

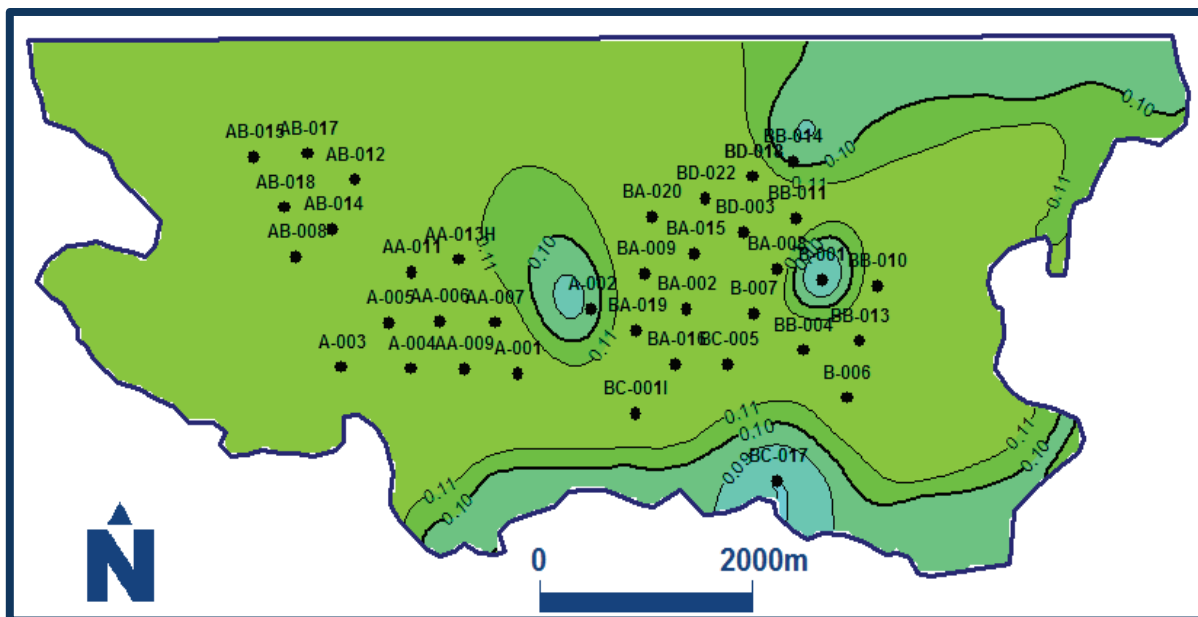


Figura 62. Mapa de porosidades efectivas para la electrofacies de arena arcillosa.

Utilizando estos mapas y los valores de saturación promedio, el software Petrel calcula el Petróleo original en sitio (POES – STOOIP). El software utiliza las siguientes fórmulas:

- 1)  $V_{Net} = V_T * N/G$
- 2)  $V_{Pore} = V_{Net} * \Phi$
- 3)  $HCPV = V_{Pore} * (1 - S_w)$
- 4)  $STOOIP = POES = \frac{HCPV}{B_f}$

Donde:

**V<sub>T</sub>**= Volumen de U Inferior en la zona donde se realiza el cálculo.

**V<sub>Net</sub>** = Volumen neto de cada tipo de arena.

**V<sub>Pore</sub>** = Volumen poroso dentro de cada tipo de arena.

**HCPV** = Hydrocarbon Pore Volume ( Volumen de Hidrocarburo a condiciones de Yacimiento).

**STOOIP**= Stock Tank Original Oil in Place (Volumen de petróleo original en sitio a condiciones de tanque).

**N/G** = Net to gross para cada tipo de arena

**S<sub>w</sub>** = Saturación de agua

**B<sub>f</sub>** = Factor volumétrico

**Φ** = Porosidad de cada tipo de arena

Este cálculo se lo hizo para los dos tipos de arena y los resultados se muestran en la siguiente tabla:

<b>ELECTROFACIES</b>	<b>HCPV (MMBLS)</b>
Arena limpia	251,84
Arena arcillosa	32,58
<b>HCPV TOTAL (MMBLS)</b>	<b>284,42</b>

Factor Volumétrico	1,060
<b>POES TOTAL (MMBLS)</b>	<b>268,32</b>
<b>POES MMBLS (PAM 2015)</b>	<b>278,61</b>

**Tabla 7.** Resultados del cálculo del POES.

La diferencia con los valores calculados por Petroamazonas EP es de 10,29 MMBLS lo cual equivale a un 3,7% de variación.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES:

Según la interpretación sísmica y los mapas estructurales generados, el campo de estudio está integrado por dos altos estructurales. Sin embargo los resultados de los mapas en tiempo y en profundidad difieren, los mapas en tiempo nos muestran dos altos estructurales bien definidos con una orientación O-E, mientras que según los mapas estructurales en profundidad, estos dos altos parecen integrarse en uno sólo y prolongarse hacia el norte de la zona de estudio, mostrando que el campo podría ser el periclinal sur del campo mayor que se encuentra al norte y la orientación O-E mencionada anteriormente es menos marcada. Razón por la cual se necesita un reprocesamiento sísmico para aclarar esta incertidumbre. La estructura al tope de U inferior presenta inclinaciones o buzamientos leves, de lo analizado con el software Petrel el buzamiento dominante es de  $1.2^\circ$ .

No existe evidencia clara de fallamiento al nivel de la Arenisca U Inferior, sin embargo, podrían existir fallas subsísmicas que afecten la continuidad de la arena en las zonas donde se observa plegamiento, es decir podría haber deformación frágil, que no se identificó claramente en las secciones sísmicas debido a la resolución de la misma.

Se observó que las fallas Precretácicas identificadas, tienen una dirección NNO-SSE, y pudieron haber ejercido un control en la deformación posterior que ocasionó la configuración de la estructura del campo, sin embargo no se observa que estas fallas hayan tenido algún control en la depositación de Arenisca U Inferior.

Los mayores espesores arenosos se encuentran en la zona Oeste del campo; adicionalmente se interpretaron dos zonas donde se tiene la mejor calidad de arena ya que la electrofacies de arena limpia, ocupa casi la totalidad de la sección de la Arenisca U Inferior. Sin embargo también se definieron dos zonas donde la calidad del reservorio es mala, estas zonas corresponden a los pozos BC-017 y B-001, donde la electrofacies lutita ocupa la mayor parte de la sección estratigráfica de la Arenisca U inferior.

El valor mínimo de fracción de arena limpia (reservorio de mejor calidad) corresponde al pozo B-001 (0.22) y el máximo valor al pozo AB-008 (0.97). En general la presencia de la electrofacies arena limpia en la zona de estudio es la más extendida, porque en la mayoría de pozos del campo los valores son superiores al promedio de la fracción que es 0.78.

En el campo de estudio la roca reservorio en la Arenisca U Inferior tiene buena calidad y buena continuidad lateral, su intervalo estratigráfico inferior UI1, tiene la mejor calidad de arena ya que la electrofacies arena limpia tiene una mayor proporción excepto en el pozo BC-017, lo cual indica que para la parte inferior del reservorio la arena tiene mejor comunicación lateral a lo largo del campo. Existen algunos casos en que toda la Arenisca U Inferior, constituye un cuerpo arenoso continuo, sin intercalaciones lutíticas, como muestran los registros de pozo.

El mapa de espesores muestra una orientación ONO-ESE de un posible canal al Este del campo y una zona occidental abierta más desarrollada de tendencia OSO, sin embargo ya que la zona de estudio es muy pequeña y no cuenta con registros de buzamiento, no se ha definido las direcciones de depositación, pero se puede considerar la dirección regional de Este a Oeste para la Arenisca U que se tiene en la cuenca propuesta por Rivadeneira y Almeida (2014).

Correlacionando la forma de la curva del registro de Rayos Gamma en los pozos del campo con los estudios de núcleos disponibles, los cuales sostienen que el ambiente de depositación de la Arenisca U inferior corresponde a un estuario dominado por mareas, se pudo determinar que las facies que predominan en la zona de estudio son canales mareales, barra de marea y planicie arenosa, aunque se necesita más información de núcleos para poder realizar obtener resultados más precisos.

## **5.2 RECOMENDACIONES:**

Después de este estudio, se debe efectuar un estudio de presiones del reservorio a nivel del campo para poder definir las direcciones de comunicación de la arena, que deben coincidir con las direcciones de distribución de las facies con mejores propiedades de reservorio: canales y barras mareales; lo que permitirá definir las direcciones preferenciales de desplazamiento de los fluidos al momento de realizar la inyección.

Realizar reprocesamiento sísmico para reducir la incertidumbre sobre las posibles fallas que podrían afectar la comunicación de la arena, debido a que con la información sísmica disponible para este estudio, aún se tienen incertidumbres sobre las características estructurales del campo.

Realizar nuevos estudios convencionales y especiales de núcleos de corona, para obtener mayor información sobre las propiedades petrofísicas del reservorio, así como presión capilar, permeabilidad relativa, mojabilidad y otras.

Utilizar la información de los campos vecinos para obtener una dirección de depositación más acertada ya que al ser una zona de estudio muy pequeña, ésta podría no reflejar una tendencia de depositación correcta.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

- Angulo, A. (2016). Arquitectura estructural y estratigráfica de la secuencia pre-aptiense, en la sección norte del corredor Sacha-Shushufindi. Tesis de grado – Universidad Central del Ecuador.
- Arche, A. (2010). Sedimentología del proceso físico a la cuenca sedimentaria. Consejo Superior de investigaciones científicas, Madrid.
- Baby, P., Rivadeneira, M., Barragán, M. y Christophoul, F. (2013). Thick-skinned tectonics in the Oriente foreland basin of Ecuador. Geological Society, London, Special publications v. 377. 18pp.
- Baby, P., Rivadeneira, M. y Barragán, M. (2014). La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Convenio IFEA-IRD-PETROPRODUCCIÓN. 414pp.
- Balkwill, H., Rodriguez, G., Paredes, F., y Almeida J. (1995). Northern part of the Oriente Basin, Ecuador: Reflection Seismic Expression of Structures. AAPG Memoir 62, pp. 559 – 571.
- Barragán, R., Christophoul, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F. y Rodas, J. (2014). Estratigrafía secuencial del cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador., La Cuenca Oriente Geología y Petróleo.
- Boyer, S. y Mari, J.L (1997). Seismic Surveying and Well Logging. Paris: Technip.
- Cabañas, M. (1996). Interpretacion Geologica de Sismogramas Sintéticos. Un ejemplo aplicado al sondeo Rio Segura G-1”. Geogaceta, 20 (1).

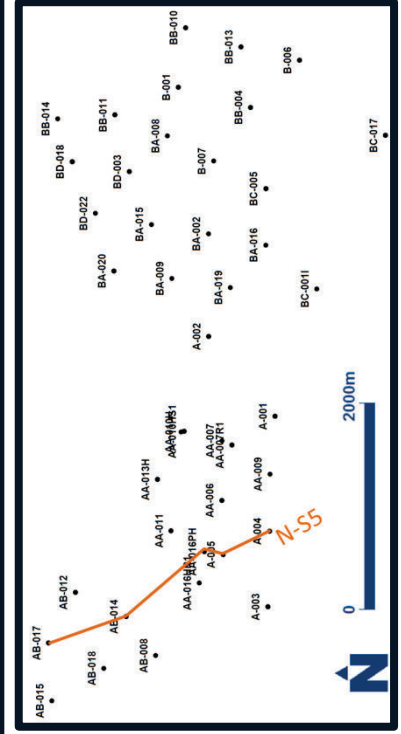
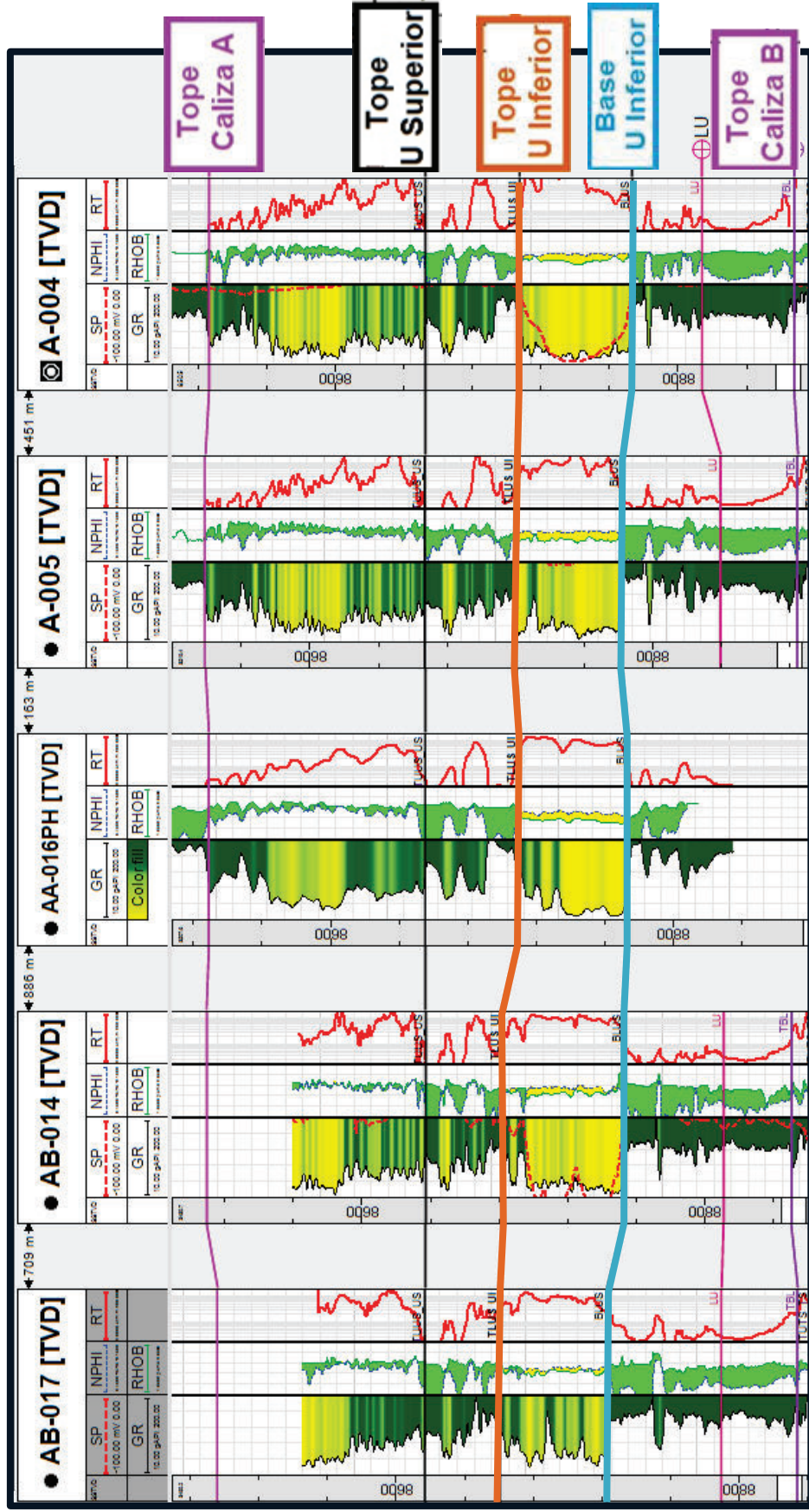
- Catuneanu, O.(2002). Sequence Stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls”, Journal of African Earth Science 35, 43 pp.
- Dashwood, D. y Abbots, J. (1990). Aspects of the Petroleum geology of the Oriente Basin, Ecuador. Geological Society Special Publication, N° 50.
- De Berc, S. B., Soula, J., Baby, P., Souris, M., Christophoul, F., y Rosero, J. (2005). Geomorphic evidence of active deformation and uplift in a modern continental wedge-top-foredeep transition: Example of the eastern Ecuadorian Andes. Tectonophysics, 399 (1), 351-380pp.
- Dobrin, M. y Savit, C. (1988). Introduction to Geophysical Prospecting. Mac Graw Hill. 4ta edición.
- Emery, D., y Myers, K. (1996). Sequence Stratigraphy. Blackwell Science. 297pp.
- Feininger, T. y Seguin, M. (1983). Simple Bouger gravity anomaly field and the inferred cristal structure of continental Ecuador.
- Geoconsult. (2009). Informe interno.
- Halliburton. y Welex. (2006). Introducción al análisis de los registros de pozo.
- Hurst, A., Griffiths, C.M. y Worthington, P.F. (1992). Geological Application of Wireline logs.. Special Publication N° 65, Geol. Soc. London.

- Jaillard, E. (1993), La Sedimentación en los Deltas los Estuarios y las Cuencas Sedimentarias”. Curso de capacitación del Convenio ORSTOMPetroperú, 33pp.
- Jaillard, E. (1993). L' Evolution Tecto-Sédimentaire de la Marge Péruvienne au Sénonien et Paléocène et ses Relations avec la Géodynamique: Bull. Soc. Géol. France, v. t. 164, pp. 819-830.
- Jaillard, E. (1997). Síntesis estratigráfica y sedimentológica del cretáceo y paleógeno de la Cuenca oriental del Ecuador. PETROPRODUCCIÓN-ORSTOM. 163 pp.
- Kumar, B. and Kishore, M., (2006). Electrofacies Classification – A Critical Approach. 6th International Conference & Exposition on Petroleum Geophysics “Kolkata 2006”, pp. 822-825.
- Nichols, G. (2009). Sedimentology and Stratigraphy. Second edition. United Kingdom.
- *Plint, A.G. y Nummedal, D. (2000). The falling stage systems tract: recognition and importance in sequence stratigraphic analysis. In: Hunt, D., Gawthorpe, R.L. (Eds.), Sedimentary Response to forced regression, vol. 172. Geol. Soc. London Special. Publication, pp. 1–17.*
- Posamentier, H. W., Jervey, M. T. y Vail, P. R. (1988). Eustatic controls on clastic deposition. I. Conceptual framework. In: Wilgus, C. K., Hastings, B. S., Kendall, C. G. St. C., Posamentier, H. W., Ross, C. A., Van Wagoner, J. C. (Eds.), Sea Level Changes – An Integrated Approach. SEPM Special Publication 42, pp. 110–124.

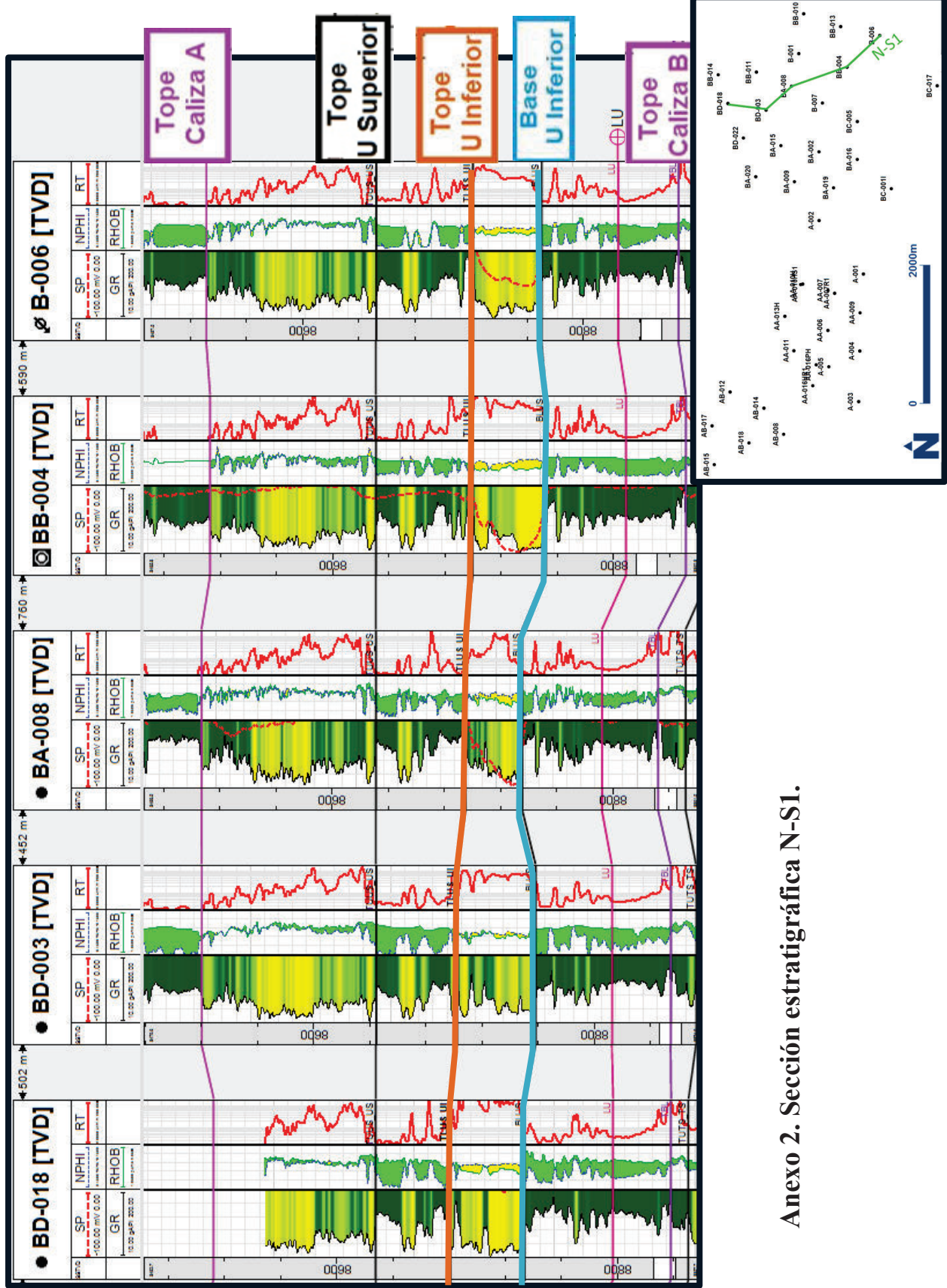
- Posamentier, H. W. y Allen, G. P. (1999). Siliciclastic sequence stratigraphy: concepts and applications. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology No. 7, 210 pp.
- Quilachamín, V. (2016). Estudio de la configuración geológica del miembro M-1 de la formación Napo y su afectación en la producción de crudo, en un campo en el Noreste del Oriente ecuatoriano. Tesis de grado - EPN, Quito, 151 pp.
- Raynaud, J., Bouroullec, J., Homewood, P. y Villanova, M. (1993). *Equateur, Bassin de l'Oriente: Etude palynologique d'un intervalle Crétacé supérieur sur 20 puits*. Etude sédimentologique des gres M-1. Informe inédito Elf-Aquitaine Production.
- Rivadeneira, M. y Almeida P. (2014). Características de los reservorios Cretácicos de la Cuenca Oriente. La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo.
- Rivadeneira, M. y Baby, P. (1999). La Cuenca Oriente: estilo tectónico, etapas de deformación y características geológicas de los principales campos de PETROPRODUCCIÓN. PETROECUADOR-IRD ed., Quito, Ecuador, 88pp.
- Schlumberger. (1989). Principios/ Aplicaciones de la Interpretación de Registros, Schlumberger Educational Services
- Serra, O. and Abbott, H.T. (1980) The contribution of logging data to sedimentology and stratigraphic. SPE 9270, 55th Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Dallas, 19pp.

- Slatt, R. (2006). Stratigraphic Reservoir Characterization for Petroleum Geologists, Geophysicists and Engineers (Vol. VI). (J. Cubitt, Ed.) Oklahoma, USA: Elsevier.
- Tarbuck, E. J. y Lutgens, F.K. (2007). Ciencias de la Tierra. Una Introducción a la Geología Física. 8va edición. Pearson Prentice Hall. Universidad Autónoma de Madrid, España.
- Toro, J., Montenegro, J., Medina, G. y Lascano, M. (2002). Informe interno.
- Trenkamp, R., Kellog, J., Freymueller, J., y Mora, H. (2002). Wide plate margin deformation, southern Central America and northwestern South America, CASA GPS observations, Journal of South American Earth Sciences; Vol 15. pp 157 – 171.
- Vail, P.R., Collin, J., Jan Du Chene, R., Kuchly, J., Mediavilla, F. y Trifleff, V. (1987). La stratigraphie séquentielle et son application aux corrélations biostratigraphiques dans le Jurassique du Basin de Paris. Bull. Soc. Géol. France – Paris.
- Vail, PR. (1987). Seismic stratigraphy interpretation using sequence stratigraphy. Part I: Seismic stratigraphy interpretation procedure. In Atlas of Seismic Stratigraphy, ed. AW Bally, pp. 1-10. Am. Assoc. Petrol. Geol. Stud. Geol. No. 27, Vol. 1. 125 pp.
- White, H. y Barragán, R. (1997). Reservoir Characterization of the Napo Formation, Oriente Basin. Ecuador. Part II: Napo T Sandstone, Reporte no publicado. Oryx Energy Company.
- White, H., Skopec, R., Ramírez, F., Rodas, J. y Bonilla, G. (1995). Reservoir characteristics of the Hollín and Napo formations, Western Oriente Basin, Ecuador. AAPG Memoir 62. Petroleum Basins of South America, pp. 573-569.
- <https://es.scribd.com/doc/26886999/Metodos-Sismicos-Refraccion-y-Reflexion>
- [http://wiki.aapg.org/Amplitude \(seismic\)](http://wiki.aapg.org/Amplitude_(seismic))

## **ANEXOS**

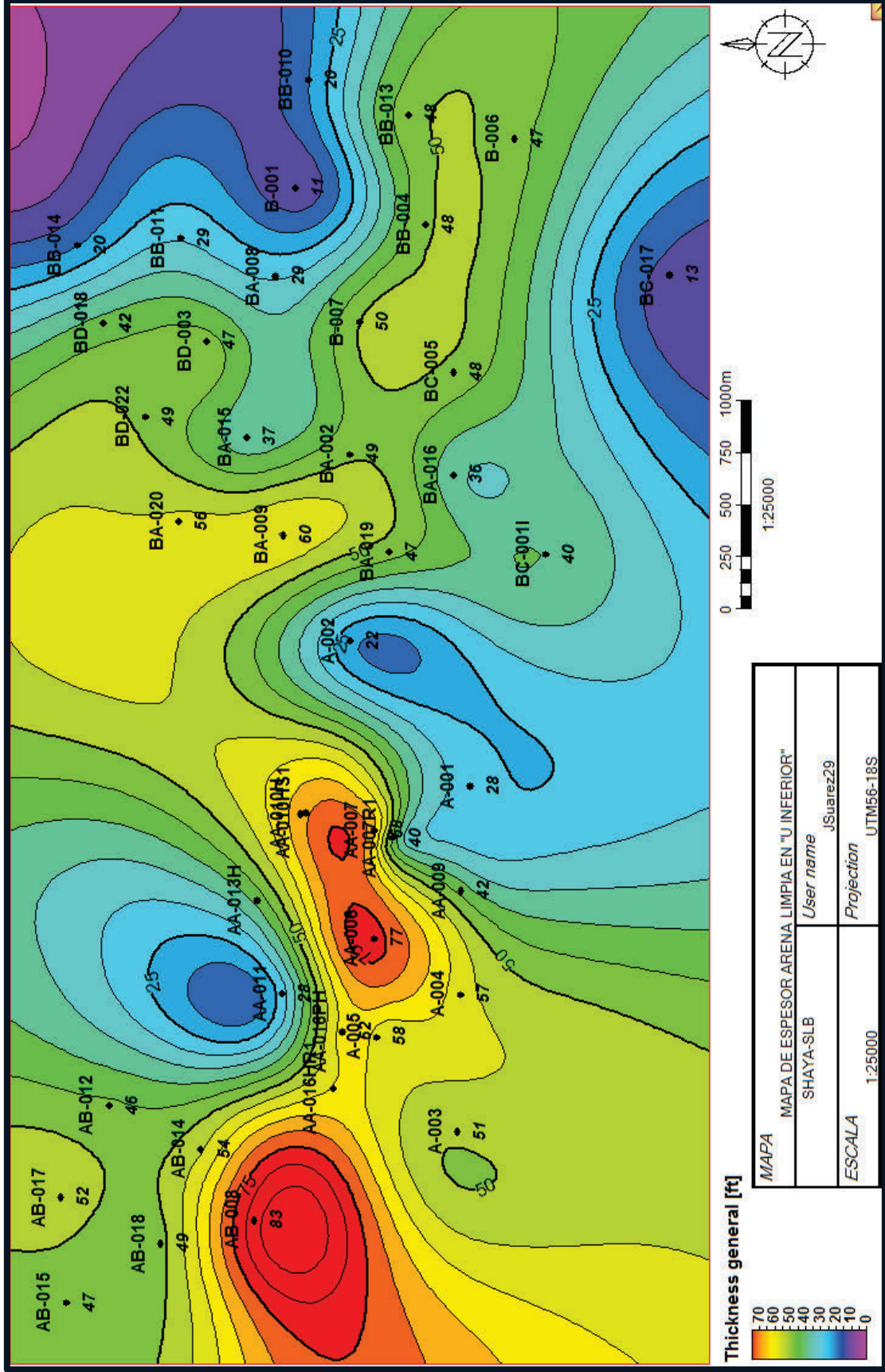


Anexo 1. Sección estratigráfica N-S5.



Anexo 2. Sección estratigráfica N-S1.





Anexo 3. Mapa de espesor de electrofacies arena limpia en la Arenisca U Inferior.

POZO	BASE U INFERIOR		TOPE U INFERIOR	
	TVDSS(ft)	MD (ft)	TVDSS(ft)	MD (ft)
A-001	-8749	9751.99	-8717	9719.90
A-002	-8768	9626.38	-8724	9582.75
A-003	-8785	9718.11	-8733	9666.46
A-004	-8772	9758.05	-8708	9693.63
A-005	-8781	9772.89	-8721	9712.33
AA-006	-8767	9743.14	-8686	9662.24
AA-007	-8758	10091.34	-8686	10019.47
AA-007R1	-8755	10125.15	-8695	10065.21
AA-009	-8769	9977.78	-8719	9927.95
AA-011	-8764	10068.41	-8709	10013.53
AA-016PH	-8773	10081.56	-8710	10014.13
AB-008	-8769	9788.80	-8685	9704.93
AB-012	-8712	10461.40	-8662	10411.74
AB-014	-8752	10067.54	-8682	9990.54
AB-015	-8746	10296.26	-8689	10238.60
AB-017	-8722	10276.85	-8661	10214.36
AB-018	-8761	10046.37	-8699	9984.50
B-001	-8737	9579.11	-8704	9545.87
B-006	-8769	9677.38	-8722	9629.89
B-007	-8759	9620.13	-8708	9568.55
BA-002	-8757	9618.80	-8699	9560.78
BA-008	-8735	10173.56	-8696	10134.13
BA-009	-8751	9932.76	-8679	9861.10
BA-015	-8718	9909.54	-8674	9864.95
BA-016	-8776	9959.39	-8730	9913.24
BA-019	-8775	9957.83	-8709	9891.69
BA-020	-8736	10295.07	-8672	10231.63
BB-004	-8752	9603.64	-8700	9552.15
BB-010	-8735	10313.89	-8704	10282.61
BB-011	-8751	10461.94	-8716	10424.61
BB-013	-8777	9979.70	-8723	9926.39
BB-014	-8722	11264.31	-8668	11206.72
BC-001I	-8791	10331.81	-8722	10261.42
BC-005	-8755	9696.33	-8702	9642.69
BC-017	-8787	10507.52	-8752	10471.07
BD-003	-8757	9602.42	-8702	9547.11
BD-018	-8733	9876.67	-8681	9824.70
BD-022	-8756	9896.42	-8701	9840.64

**Anexo 4. Tope y base de la Arenisca U Inferior.**

POZO	ESPESOR UI	NET TO GROSS ARENA LIMPIA	NET TO GROSS ARENA ARCILLOSA	POROSIDAD EFECTIVA
A-001	33	0,86	0,05	0,16
A-002	46	0,47	0,19	0,10
A-003	53	0,96	0,00	0,18
A-004	66	0,86	0,13	0,15
A-005	62	0,93	0,04	0,17
AA-006	82	0,94	0,02	0,16
AA-007	74	0,92	0,04	0,17
AA-009	51	0,83	0,11	0,15
AA-011	56	0,60	0,17	0,11
AA-016PH	65	0,95	0,05	0,18
AB-008	86	0,97	0,00	0,17
AB-012	51	0,90	0,03	0,17
AB-014	71	0,77	0,09	0,14
AB-015	59	0,79	0,11	0,15
AB-017	62	0,84	0,11	0,15
AB-018	63	0,76	0,13	0,16
B-001	34	0,22	0,11	0,08
B-006	49	0,95	0,01	0,18
B-007	53	0,95	0,04	0,18
BA-002	59	0,83	0,13	0,16
BA-008	40	0,73	0,18	0,15
BA-009	73	0,82	0,10	0,17
BA-015	46	0,81	0,14	0,15
BA-016	47	0,77	0,10	0,13
BA-019	68	0,70	0,19	0,14
BA-020	65	0,87	0,08	0,16
BB-004	52	0,91	0,01	0,19
BB-010	32	0,63	0,12	0,16
BB-011	37	0,80	0,17	0,16
BB-013	54	0,89	0,07	0,18
BB-014	55	0,36	0,28	0,10
BC-001	71	0,56	0,29	0,13
BC-005	55	0,88	0,12	0,15
BC-017	37	0,35	0,04	0,07
BD-003	56	0,83	0,11	0,16
BD-018	53	0,79	0,12	0,16
BD-022	57	0,85	0,03	0,18
Xmin	32	0,22	0,00	0,07
Xmax	86	0,97	0,29	0,19
Promedio	56,03	0,78	0,10	0,15
Mediana	55,00	0,83	0,11	0,16

**Anexo 5. Valores de porosidad efectiva y fracción de electrofacies arena limpia y arena arcillosa en la Arenisca U Inferior.**