

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**MODELO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO
PUCUNA, CUENCA ORIENTAL DE ECUADOR**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. López M., Braulimar A.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, junio 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

MODELO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO PUCUNA, CUENCA ORIENTAL DE ECUADOR

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Lenin González

COTUTOR ACADÉMICO: Profa. Yaraixa Pérez

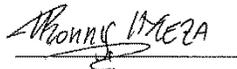
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. López M., Braulimar A.
Para optar al Título
de Ingeniero Geofísico

Caracas, junio de 2017

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Braulimar A. López M., titulado:

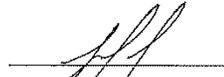
**“MODELO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO
PUCUNA, CUENCA ORIENTAL DE ECUADOR”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geofísico, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



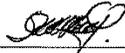
Prof. Ronny Meza

Jurado



Prof. Jesús González

Jurado



Prof. Lenin González

Tutor académico

RESUMEN

López M. Braulimar A.

MODELO PETROFÍSICO-ESTRATIGRÁFICO DEL CAMPO PUCUNA, CUENCA ORIENTAL DE ECUADOR

**Tutor Académico: Prof. Lenin González. Cotutor Académico: Profa. Yaraixa
Pérez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología,
Minas y Geofísica. 2017, p. 89.**

Palabras Claves: Cuenca Oriental Ecuador, Modelo Estratigráfico, Modelo Petrofísico, Campo Pucuna, Formación Napo, Formación Hollín.

Resumen. Se realizó un modelo petrofísico-estratigráfico del campo Pucuna, ubicado en la cuenca oriental de Ecuador, en el intervalo comprendido entre la Formación Hollín y la Formación Napo, a partir de la integración e interpretación de registros de pozos y líneas sísmicas, esta interpretación abarcó la secuencia Cretácica. Para llevar a cabo esta investigación se cumplieron diferentes etapas; calibración de las líneas sísmicas con los registros de pozos mediante sismogramas sintéticos, identificación de 18 topes estratigráficos correspondientes a los miembros de las formaciones Hollín y Napo. Adicionalmente se realizó la interpretación de líneas sísmicas e identificación de horizontes y fallas en tiempo, que permitieron generar mapas estructurales para los miembros Hollín Inferior, Hollín Superior, Arenisca T, Arenisca U, Arenisca M-2 y Tena Basal. Posteriormente, se construyó un modelo de velocidades para la conversión de superficies y fallas en tiempo a profundidad, se realizó de manera estadística a través de la propagación de valores de velocidad promedio por intervalo obtenidos de la curva tiempo-profundidad. A partir de los registros de pozos se realizaron tres secciones estructurales y tres estratigráficas, para determinar la geometría de los cuerpos en el subsuelo, la extensión lateral y la variación vertical de la sedimentación de las formaciones de interés, donde se obtuvo que el área de las secciones posee poca deformación, por lo tanto, los estratos están dispuestos en su mayoría horizontalmente. Se generaron mapas de isopropiedades en las arenas de interés, de distribución de porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, arena neta y arena neta petrolífera, que permitieron definir a los miembros Hollín Inferior, T Inferior y U Inferior como prospectos petroleros para el campo Pucuna.

DEDICATORIA

A mis padres, Ana y Braulio

A mis abuelas María y Yolanda

A mis tías Yeisy y Amada, a mi tío Franklin

A José y a mis primos Franko, Frainys y Yeison que son también mis hermanos

Son la mejor familia que pude tener, los amo

A mi abuelo Francisco, por ser ese angelito que desde el cielo me sigue cuidando
Te extraño y quisiera que estuvieras aquí, este logro va por ti que nunca dudaste de mi

AGRADECIMIENTOS

A dios, porque sé que de alguna forma u otra me acompañó durante este camino.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela por darme la oportunidad de crecer como profesional y poder lograr esta meta, siempre estaré orgullosa de ser ucevista.

A mi familia por brindarme todo el amor y el apoyo que necesite para lograr esta meta, son mi mayor fuente de motivación esto es por ustedes, los amo a montones.

A mi tutor Lenin González, por aceptar el reto de realizar este trabajo y darme todas las herramientas que necesité para culminarlo, por sus conocimientos y paciencia infinita, por creer en mí y siempre estar dispuesto a resolver todas las adversidades que se presentaron, fue el mejor tutor que pude haber tenido, nada será suficiente para agradecerle por todo, mi cariño infinito para usted.

A mi cotutora Yaraixa Pérez, por haberme aceptado como su tesista y brindarme sus conocimientos.

Al Ing. Manuel Serrano por proporcionarme los datos para realizar este trabajo y su orientación a lo largo del mismo, un millón de gracias.

Al profesor Ricardo Alezones por ser mi segundo papá en la escuela, por escucharme, por orientarme, por todo el cariño y siempre alentarme ante las dificultades, mi gratitud infinita para usted, lo llevaré siempre en mi corazoncito.

A la profesora Steffany Carmona, que me brindó incondicionalmente su confianza y apoyo, sin sus regaños no hubiese podido lograr esta meta, mi cariño y agradecimientos para usted.

Al profesor Renier Medero, gracias por dejarme invadir su intocable escritorio y por estar siempre dispuesto a responder mis ocurrencias por muy tontas que fueran.

A mis amigos siempre incondicionales Manuel Pérez, Ali Madriz, Alejandra Piñero y María Beatriz Guillén, son los mejores amigos y compañeros que pude haber tenido, gracias por estar y por hacerme reír con sus locuras, los adoro.

A mi super amiga Verónica Rumbos, que me apoyo desde el principio y en la distancia ha seguido haciéndolo, te quiero mucho.

A los profesores Enrique Toribio, Angela Roja y Ronny Meza, que de alguna forma contribuyeron a la realización de este trabajo.

Y a todo el resto de mis compañeros y profesores que formaron parte de este camino.

ÍNDICE GENERAL

	Página
RESUMEN.....	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS	xvii
CAPÍTULO I.....	1
INTRODUCCIÓN	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Alcance.....	3
1.4. Zona de estudio	3
1.5. Antecedentes	5
CAPÍTULO II	6
MARCO GEOLÓGICO.....	6
2.1. Generalidades.....	6
2.2. Marco estructural regional	7
2.2.1. Dominio occidental o Sistema Subandino	8
2.2.2. Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi	9
2.2.3. Dominio Oriental o Sistema Capirán-Tiputini	9
2.3. Etapas de Deformación	10
2.3.1. Extensión Pre-Cretácica	10

2.3.2. Extensión Napo Basal o Inferior (Albiano a Cenomaniano)	11
2.3.3. Inversión Napo Medio – Tena Inferior (Turoniano a Maastrichtiano)	11
2.3.4. Inversión Tiyuyacu Inferior (Eoceno Temprano)	12
2.3.5. Inversión Plioceno – Cuaternario.....	12
2.4. Secuencia estratigráfica.....	12
2.4.1 Precámbrico.....	14
2.4.2. Paleozoico	14
2.4.3. Jurásico.....	14
2.4.4. Cretácico	14
2.4.5. Paleoceno-Eoceno	18
2.4.6. Oligoceno-Cuaternario	18
CAPÍTULO III	19
MARCO TEÓRICO	19
3.1. Modelo estático	19
3.1.1. Modelo estratigráfico	19
3.1.2. Modelo estructural	19
3.1.3. Modelo petrofísico	20
3.2. Interpretación sísmica	20
3.2.1. Calibración sísmica-pozo	20
3.2.2. Tiros de verificación (Check-Shot).....	21
3.2.2. Modelo de velocidades.....	22
3.2.3. Interpretación de las secciones en tiempo	22
3.2.4 Resolución vertical.....	22
3.2.5. Conversión tiempo-profundidad	22

3.3. Correlación estratigráfica y estructural	23
3.3.1. Correlación	23
3.3.2. Secciones estratigráficas y estructurales	23
3.4. Evaluación petrofísica	23
3.4.1. Registros petrofísicos	24
3.4.2. Mapas de isopropiedades	28
CAPÍTULO IV	29
METODOLOGÍA	29
4.1. Recopilación y revisión bibliográfica	29
4.2. Carga y control de calidad de los datos	30
4.2.1. Registros de pozos	30
4.2.2. Datos sísmicos	31
4.3. Calibración sísmica-pozo	32
4.3.1. Evaluación de la curva tiempo-profundidad	32
4.3.2. Obtención de ondícula para convolución	33
4.3.3. Ajuste del sismograma sintético	33
4.3.4. Cálculo de resolución sísmica vertical	34
4.4. Secciones estratigráficas y estructurales	35
4.4.1. Definición de topes de formaciones	35
4.4.2. Correlación estratigráfica-estructural	36
4.4.3. Análisis de electrofacies	38
4.5. Interpretación sísmica	38
4.5.1. Interpretación de horizontes y fallas	38
4.5.3. Generación de mapas de superficies en tiempo	39

4.5.4. Modelo de velocidades.....	39
4.5.5. Conversión tiempo-profundidad	40
4.6. Determinación de parámetros y propiedades petrofísicas.....	41
4.6.1. Volumen de arcilla	41
4.6.2. Porosidad.....	42
4.6.3. Saturación de agua	42
4.6.4. Parámetros de corte o cutoffs.....	43
4.7. Mapas de isopropiedades	44
CAPÍTULO V	45
RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	45
5.1. Interpretación sísmica	45
5.1.1. Resolución sísmica vertical.....	45
5.1.2. Interpretación de horizontes y fallas	45
5.1.3. Mapas de superficies en tiempo	47
5.2. Secciones estructurales.....	50
5.3. Secciones estratigráficas	54
5.3.1. Unidad Hollín.....	57
5.3.2. Unidad T	58
5.3.3. Unidad U	59
5.3.4. Unidad M	60
5.4. Modelado petrofísico	61
5.4.1. Hollín Inferior (Aptiense)	61
5.4.2. Hollín Superior (Albiense Temprano)	64
5.4.3. T Inferior (Albiense Medio).....	66

5.4.4. T Superior (Albiense Superior).....	69
5.4.5. U Inferior (Cenomaniense Temprano).....	71
5.4.6. U Superior (Cenomaniense Temprano a Medio).....	73
5.4.7. Tena Basal (Maastrichtiense Temprano).....	76
5.5. Prospectos Petroleros.....	78
5.6. Analogía con Venezuela.....	81
5.6.1. Ubicación geográfica.....	81
CAPÍTULO VI.....	83
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
REFERENCIAS.....	85

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Ubicación de las zonas de explotación de hidrocarburos en el Ecuador	1
Figura 2. Ubicación del campo Pucuna en la cuenca Oriente de Ecuador	3
Figura 3. Ubicación del campo Pucuna y distribución de las líneas sísmicas y registros de pozos.....	4
Figura 4. Ubicación de la cuenca Oriente	6
Figura 5. Corte transversal que refleja la configuración estructural para el perfil A-A'	7
Figura 6. Mapa tectónico de la cuenca Oriente.....	8
Figura 7. Sección transversal estructural para los perfiles A, B y C mostrados en la figura 6, de los dominios estructurales.....	10
Figura 8. Evolución geodinámica de la cuenca Oriente hasta el periodo Cretácico Temprano	11
Figura 9. Columna estratigráfica de la sección Pre-Cretácica de la cuenca Oriente..	13
Figura 10. Columna estratigráfica de la sección Cretácica en la cuenca Oriente	17
Figura 11. Calibración sísmica-pozo mediante el uso del sismograma sintético.....	20
Figura 12. Esquema de adquisición de check-shots.....	21
Figura 13. Diagrama esquemático de la toma de registros petrofísicos y sus respuestas típicas de acuerdo a la litología	24
Figura 14. Respuesta típica de los registros de los rayos gamma.	25
Figura 15. Respuestas comunes del registro sísmico	27
Figura 16. Esquema de metodología de trabajo empleada.....	29
Figura 17. Mapa base con distribución de datos en el campo Pucuna	30
Figura 18. Curva tiempo-profundidad correspondiente al pozo PUCUNA-07	32
Figura 19. Ondícula extraída de la línea sísmica PE92-1108	33
Figura 20. Sismograma sintético para el pozo PUCUNA-07 y la línea sísmica PE92-1108.....	34
Figura 21. Espectro de amplitud vs. frecuencia para la línea sísmica PE92-1108.....	35

Figura 22. Registro de rayos gamma con topes identificados para los pozos PUCUNA-01 y PUCUNA-05	36
Figura 23. Ubicación de los perfiles definidos para las secciones estratigráficas y estructurales.....	37
Figura 24. Patrones de electrofacies en curvas de rayos gamma	38
Figura 25. Línea CP83-2184 con su respectiva interpretación de fallas y horizontes en tiempo.....	39
Figura 26. Parámetros definidos para generar modelo de velocidades	40
Figura 27. Curvas tiempo-profundidad de todos los pozos.....	40
Figura 28. Línea sísmica PE83-2188 con los reflectores asociados a los topes de formación	46
Figura 29. Línea sísmica PE92-1108 donde se observan algunas de las fallas identificadas	47
Figura 30. Mapas de horizontes en tiempo a) Mapa Hollín Inferior b) Mapa Hollín Superior.....	48
Figura 31. Mapas de horizontes en tiempo a) Mapa Arenisca T b) Mapa Arenisca U	49
Figura 32. Mapas de horizontes en tiempo a) Mapa Arenisca M-2 b) Mapa Arenisca Tena Basal.....	49
Figura 33. Visualización 3D de las superficies y de las principales fallas	50
Figura 34. Distribución de los perfiles para las secciones	51
Figura 35. Sección estructural norte-sur 1	52
Figura 36. Sección estructural norte-sur 2	53
Figura 37. Sección estructural este-oeste	53
Figura 38. Sección estratigráfica norte-sur 1	54
Figura 39. Sección estratigráfica norte-sur 2	55
Figura 40. Sección estratigráfica este-oeste.....	55
Figura 41. Unidades delimitadas para descripción estratigráfica.....	56
Figura 42. Registros de pozo y topes para la unidad Hollín	57
Figura 43. Registros de pozo y topes para la unidad T	58

Figura 44. Registros de pozo y topes para la unidad U.....	59
Figura 45. Registros de pozo y topes para la unidad M.....	61
Figura 46. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intevalo Hollín Inferior	62
Figura 47. Mapa de volumen de arcilla para intevalo Hollín Inferior	63
Figura 48. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intevalo Hollín Inferior.....	63
Figura 49. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intevalo Hollín Superior.....	64
Figura 50. Mapa de volumen de arcilla para intevalo Hollín Superior.....	65
Figura 51. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intevalo Hollín Superior.....	66
Figura 52. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intevalo T Inferior	67
Figura 53. Mapa de volumen de arcilla de intervalo T Inferior	68
Figura 54. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intevalo T Inferior	68
Figura 55. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intevalo T Superior.....	69
Figura 56. Mapa de volumen de arcilla para intevalo T Superior.....	70
Figura 57. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intevalo T Superior.....	71
Figura 58. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intevalo U Inferior.....	72
Figura 59. Mapa de volumen de arcilla para intevalo U Inferior.....	72
Figura 60. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intevalo U Inferior	73
Figura 61. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intevalo U Superior	74
Figura 62. Mapa de volumen de arcilla para intevalo U Superior	75

Figura 63. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intervalo U Superior.....	75
Figura 64. Mapa de distribución de porosidad y mapa de saturación de agua para intervalo Tena Basal.....	76
Figura 65. Mapa de volumen de arcilla para intervalo Tena Basal.....	77
Figura 66. Mapa de arena neta y mapa de arena neta petrolífera para intervalo Tena Basal.....	78
Figura 67. Zonas propuestas para perforación de nuevos pozos.....	80
Figura 68. Corte transversal de la Faja del Orinoco de Venezuela.....	81
Figura 69. Corte transversal del Ecuador.....	81
Figura 70. Secuencia estratigráfica del área mayor de Oficina.....	82

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla 1. Distribución de registros por pozo	31
Tabla 2. Parámetros de corte establecidos para la arena neta	43
Tabla 3. Parámetros de corte establecidos para la arena neta petrolífera.....	43
Tabla 4. Resolución sísmica calculada para cada levantamiento	45
Tabla 5. Valores promedios de las propiedades y espesores de arena	79
Tabla 6. Relación entre los ambientes de depositación entre la cuenca Oriente de Ecuador y la cuenca Oriental de Venezuela.....	82

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

La República del Ecuador posee dos grandes zonas para la explotación petrolera, como lo son la Península de Santa Elena que se encuentra hacia el oeste y la región amazónica ubicada al este, ambas zonas comprenden 83 bloques petroleros, tal como se observa en la figura 1.

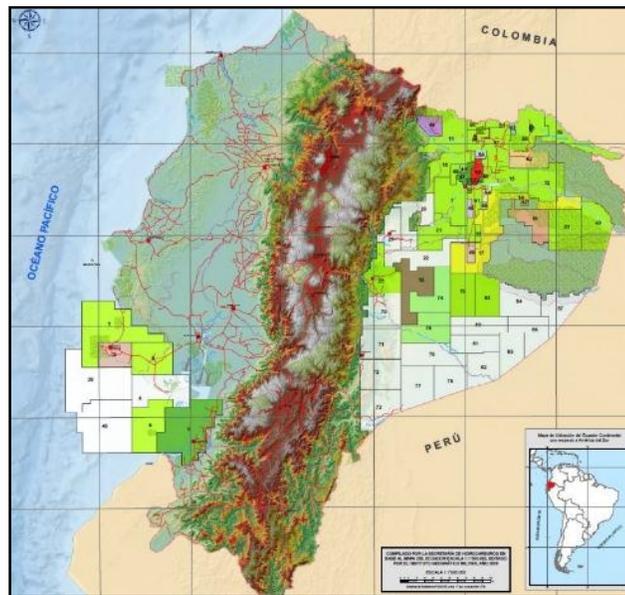


Figura 1. Ubicación de las zonas de explotación de hidrocarburos en el Ecuador (SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR, 2009)

La región amazónica está comprendida por la cuenca oriental ecuatoriana que representa una de las cuencas sub-andinas más complejas y más atractivas tanto desde el punto de vista científico como económico. La misma posee alrededor de 30.000 millones de barriles de petróleo en sitio, acumulados en 100 campos distintos (BABY, *et al.*, 2014). Entre ellos se encuentra el campo Pucuna, que fue descubierto por la compañía Texaco en el año 1970 mediante la perforación del pozo PUCUNA-01, con una producción inicial aproximada de 900 barriles de petróleo por día (BPD), considerado en ese entonces económicamente no rentable.

A inicios del año 2008 se reactivó con una producción inicial aproximada de 2.200 barriles de petróleo por día (BPD). Al 30 de junio del 2011 el campo Pucuna contaba con un total de 12 pozos productores y un pozo reinyector con una producción de aproximadamente 2.300 barriles de petróleo por día (BPD) (AGILA Y ESPINOSA, 2012). En la actualidad este campo tiene una producción de alrededor de 2.000 barriles de petróleo por día (BPD), sin embargo, es prioridad incrementar la producción del campo mediante trabajos de reacondicionamiento y perforación de nuevos pozos. Para definir nuevos prospectos se debe plantear una caracterización geológica-geofísica, que constituye una de las etapas más importantes durante el proceso de explotación de un reservorio de hidrocarburos, puesto que permite determinar distintos factores necesarios a la hora de elaborar un determinado plan de desarrollo y explotación del yacimiento. Cabe destacar, no se tienen estudios de este tipo en los últimos años para la zona de interés.

En tal sentido, en el presente estudio se propone la elaboración de un modelo petrofísico-estratigráfico que constituye una de las fases que integran el proceso de caracterización del yacimiento, por ello la información del modelo precisa que presenten el menor grado de incertidumbre para que los prospectos se ajusten lo más posible a la realidad.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Elaborar el modelo petrofísico-estratigráfico del campo Pucuna, cuenca oriental de Ecuador.

1.2.2. Objetivos específicos

- Calibrar las secciones sísmicas con registros de pozos.
- Obtener modelo de velocidades para la conversión tiempo-profundidad.
- Generar mapas de superficie de los horizontes interpretados en tiempo.

- Realizar secciones estratigráficas y estructurales que muestren la relación espacial de la cuenca.
- Generar mapas de isopropiedades.
- Proponer prospectos petroleros para la cuenca de estudio.

1.3. Alcance

Se pretende generar un modelo petrofísico-estratigráfico a partir de 13 registros de pozos y 27 líneas sísmicas del campo Pucuna con la finalidad de documentar y definir con más detalle la distribución de propiedades claves como porosidad, permeabilidad, saturación de agua y resistividad del agua de formación, así como también a través de la estratigrafía obtener una mejor visualización espacial de la cuenca y de esta manera determinar nuevos prospectos.

1.4. Zona de estudio

El campo Pucuna posee un área de 32 km², y se encuentra ubicado en la provincia de Orellana, en la cuenca oriental del Ecuador, tal como se muestra en la figura 2.

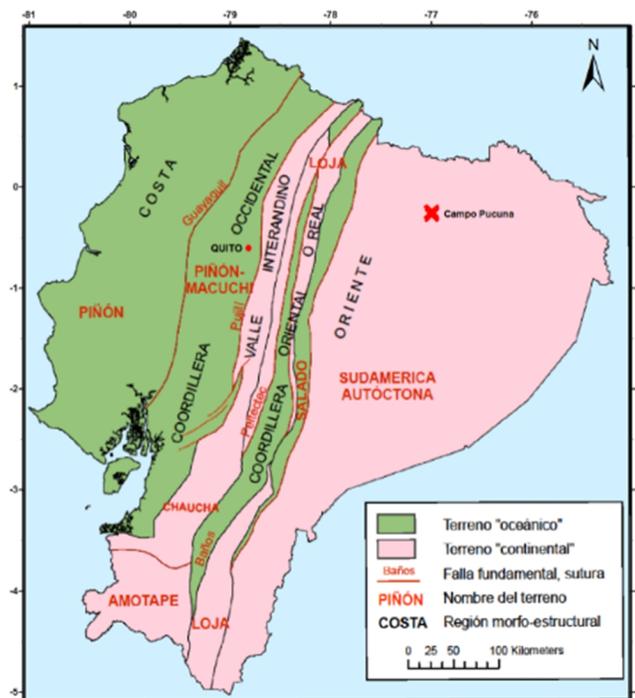


Figura 2. Ubicación del campo Pucuna en la cuenca Oriente de Ecuador (Modificado de AGILA Y ESPINOSA, 2012)

El campo Pucuna (figura 3) se encuentra limitado por las siguientes coordenadas:

Longitud	Latitud
76°58' 00" oeste	00°13' 00" sur
77°04' 00" oeste	00°18' 00" sur

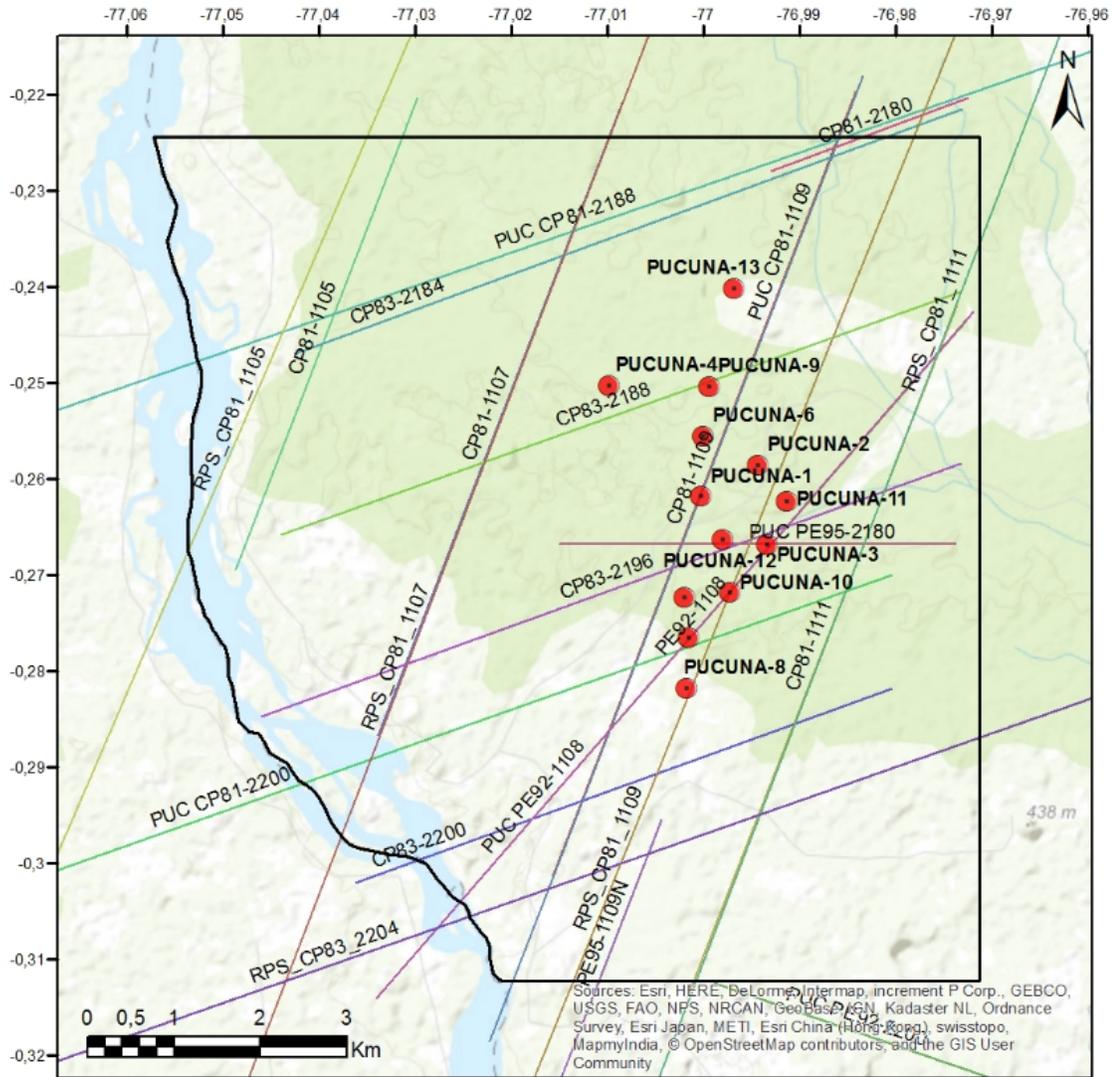


Figura 3. Ubicación del campo Pucuna y distribución de las líneas sísmicas y registros de pozos.

1.5. Antecedentes

- TSCHOPP (1953), dividió la Formación Napo en tres miembros: Napo inferior (Albiense superior-Cenomaniense inferior), Napo medio (Turonense) y Napo Superior (Coniaciense-Campaniense).
- BALKWILL, RODRIGUEZ, PAREDES, Y ALMEIDA (1995), determinaron los principales rasgos estructurales de la Cuenca Oriente, a partir de la interpretación de datos sísmicos.
- WHITHE, SKOPEC, RAMIREZ, RODAS, Y BONILLA (1995), establecieron los modelos depositacionales para los reservorios Cretácicos, a los que además se les aplican criterios de sedimentología de facies y estratigrafía secuencial.
- JAILLARD (1997), realizó una integración sedimentológica y estratigráfica, a partir de datos de pozos y afloramientos de la Cuenca Oriental de Ecuador.
- VILLALBA (2006) definió un modelo geológico de la arenisca Tena basal en la cuenca Oriente, y definió la depositación como una plataforma marina somera de medio fluvial en el este, pasando a un medio fluvio-estuarino al occidente.
- PINO (2008), desarrolló la estratigrafía secuencial de la Arenisca T de la Formación Napo en el subsuelo del sector occidental de la cuenca oriental ecuatoriana.
- YUQUILEMA (2010), realizó un estudio la secuencia Genética T de la Formación Napo Basal del Grupo Napo, a través de estratigrafía por secuencias.
- AGILA Y ESPINOSA (2012), elaboraron un estudio técnico-económico para incrementar la producción de petróleo en el campo Pucuna, utilizando parámetros geológicos y técnicos del área.

CAPÍTULO II

MARCO GEOLÓGICO

2.1. Generalidades

La cuenca Oriente del Ecuador (figura 4) es una cuenca subandina que forma parte de un conjunto de cuencas que se extienden desde Venezuela hasta el sur de Chile (BALKWILL, *et al.*, 1995). Es una cuenca antepaís de retroarco de la Cordillera Real, cuyo perfil transversal indica que es fuertemente asimétrica hacia el oeste y posee inclinación suave hacia el flanco este. El eje de la cuenca es aproximadamente N-S, su depocentro está localizado en el Perú, donde se presentan espesores de hasta 5000m en sedimentos Terciarios y Cretácicos que reposan directamente sobre un basamento Precámbrico, asociado al Escudo Guayanés (VILLALBA, 2006).



Figura 4. Ubicación de la cuenca Oriente (YUQUILEMA, 2010)

Se desarrolla como resultado de esfuerzos transpresivos que se generaron en el Cretácico Tardío (figura 5), los que provocaron la emersión de la Cordillera Real y la formación de la cuenca antepaís de retroarco propiamente dicha (BABY, *et al.*, 2014).

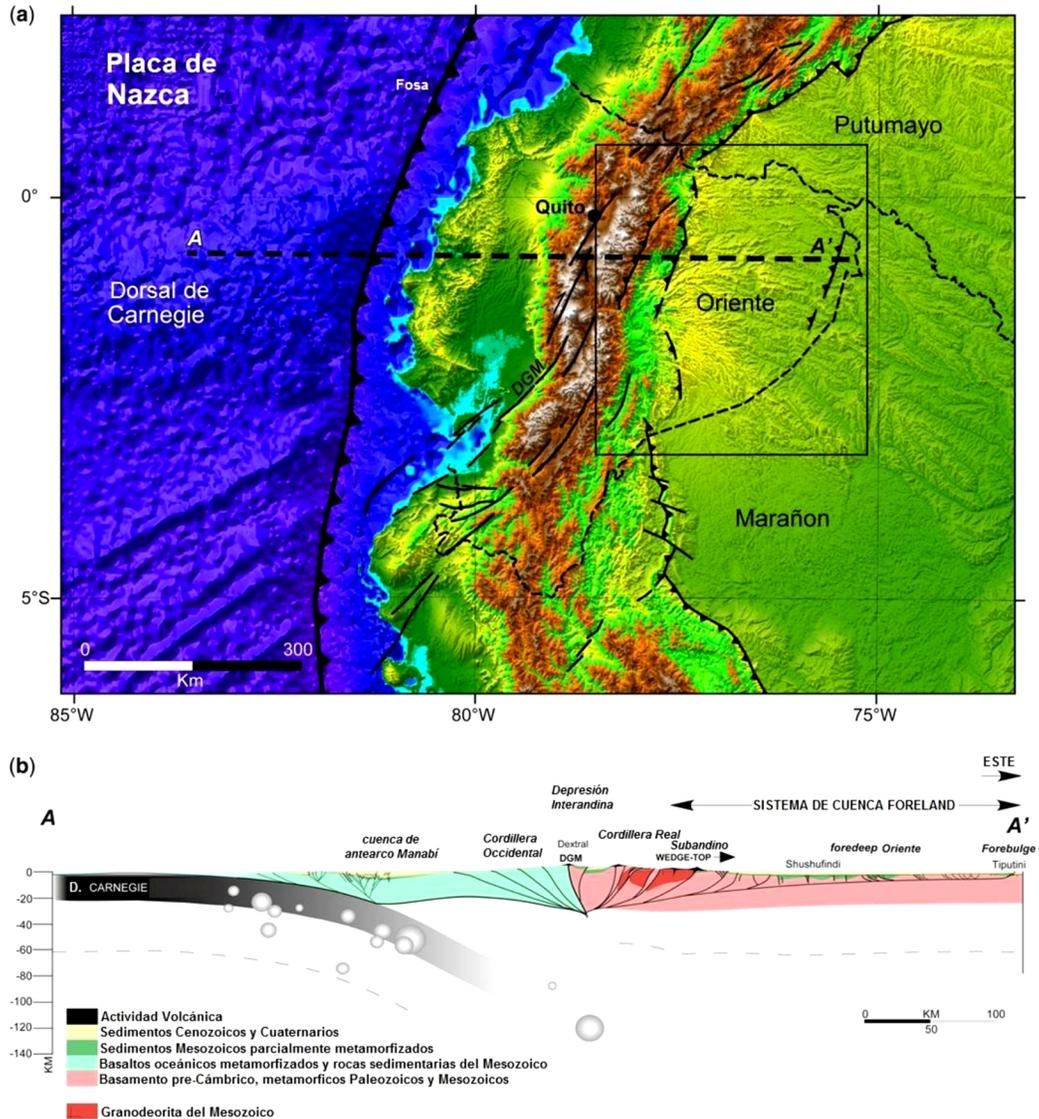


Figura 5. Corte transversal que refleja la configuración estructural para el perfil A-A'. a) Dirección del perfil. b) Perfil A-A' (Tomado de ANGULO, 2016)

2.2. Marco estructural regional

Según BABY, *et al.* (2014) la cuenca Oriente está constituida por tres dominios estructurales como lo son: el dominio occidental o sistema subandino, el dominio central o corredor Sacha-Shushufindi y el dominio oriental o sistema Capirán-Tiputini

(figura 6), los cuales se encuentran controlados por fallas de rumbo orientadas NNE-SSO. La evidencia de fallas inversas secundarias y de pliegues orientados NO-SE indica que los dominios estructurales se deformaron en un régimen transpresivo dextral (BABY, *et al.*, 1997). Estas estructuras se formaron previas al Cretácico y posiblemente están asociadas a la apertura del Atlántico y fueron reactivadas e invertidas a partir del Turoniano (JAILLARD, 1997).

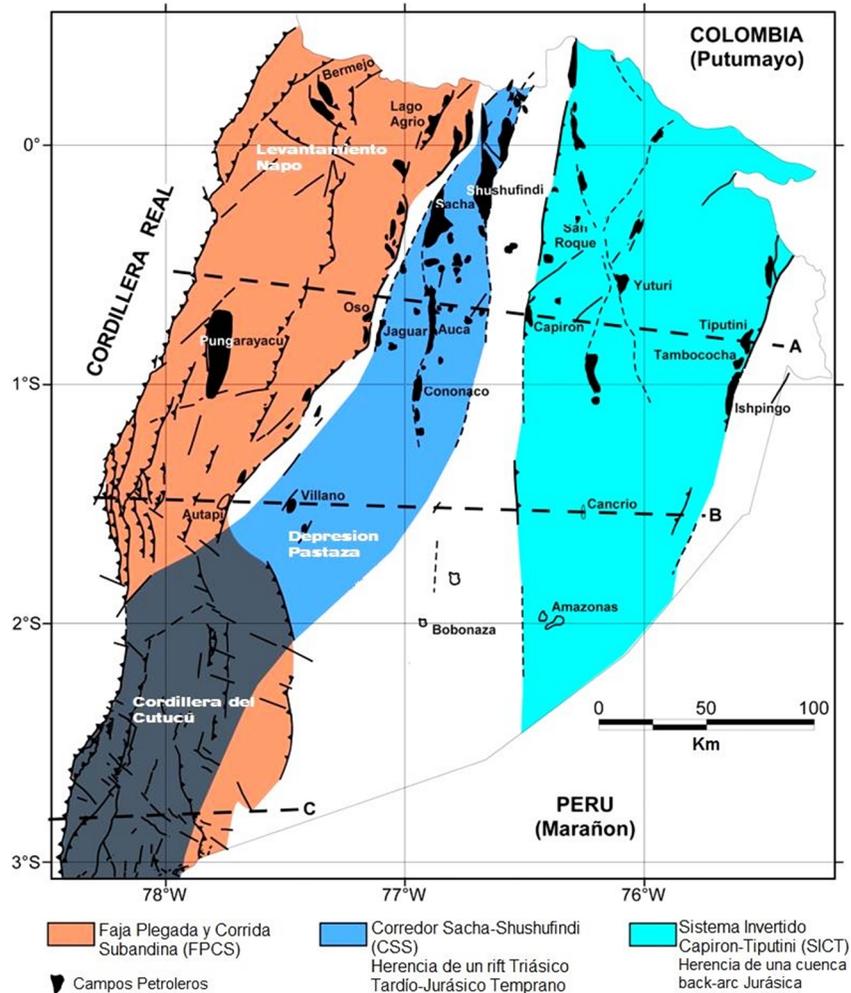


Figura 6. Mapa tectónico de la cuenca Oriente (Modificado de BABY, *et al.*, 2014)

2.2.1. Dominio occidental o Sistema Subandino

El sistema subandino constituye la parte aflorante de la cuenca Oriente y permite observar el estilo de las últimas deformaciones. En los afloramientos, se observan fallas inversas de alto a bajo ángulo, lo que evidencia una tectónica transpresiva con

movimientos dextrales. Este dominio tectónico se levantó y deformó principalmente durante el Plioceno y el Cuaternario (BABY, *et al.*, 2014).

Este dominio muestra de norte a sur tres zonas morfoestructurales bien definidas, entre las que se encuentran el levantamiento Napo, que corresponde a un inmenso domo alargado, de orientación NNE-SSO, limitado al este y al oeste por fallas transpresivas; la depresión Pastaza, donde las fallas se vuelven más cabalgantes al contacto con la zona subandina-cordillera oriental y la cordillera de Cutucú, la cual se caracteriza por un cambio de orientación de las estructuras, de NS a NNO-SSE, y la aparición de formaciones triásicas y jurásicas como las formaciones Santiago y Chapiza y en menor proporción paleozoicas que pertenecen a las formaciones Pumbuiza y Macuma (DÍAZ, *et al.*, 2014).

2.2.2. Dominio Central o Corredor Sacha-Shushufindi

Se encuentra ubicado en la zona central de la cuenca Oriente y contiene los campos más importantes del Ecuador, se encuentra deformado por fallas de rumbo que se verticalizan en profundidad y pueden evolucionar a estructuras en flor hacia la superficie (BABY, *et al.*, 1997).

Este sistema se originó como resultado de la inversión, al final del Cretácico, de un sistema de semigrábenes y grábenes durante el Triásico tardío al Jurásico. Las estructuras presentan una orientación NS a NNE-SSO y deformadas por fallas de rumbo, orientadas en dirección NNE-SSO, que están asociadas, durante el Cretácico Tardío, a la extrusión de cuerpos volcánicos (RAMÍREZ, 2007).

2.2.3. Dominio Oriental o Sistema Capirán-Tiputini

Las estructuras y campos petrolíferos más importantes se encuentran en el borde oriental. El estilo de la deformación se caracteriza por estructuras oblicuas en échelon, con fallas verticales en superficie, que expresa un régimen tectónico en transpresión dextral.

El sistema invertido Capirón-Tiputini resulta de la inversión tectónica de semigrábenes de edad Pre-Cretácica (posiblemente Jurásica) limitados por fallas lítricas. Esa

inversión provocó un importante levantamiento de la parte oriental de la cuenca a partir del Eoceno, donde estructuras eocénicas están erosionadas y selladas por la base de la Formación Tiyuyacu superior (PINO, 2008).

La configuración de los 3 sistemas puede observarse en la figura 7, para los perfiles A, B y C, que muestran la configuración estructural de la cuenca de oeste a este de cada uno de los dominios estructurales observados en la figura 6.

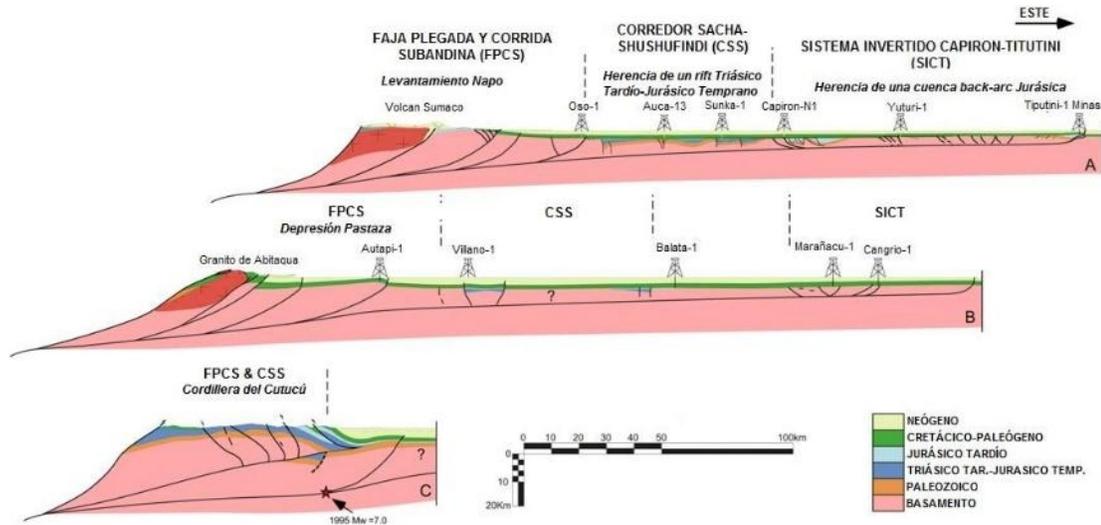


Figura 7. Sección transversal estructural para los perfiles A, B y C mostrados en la figura 6, de los dominios estructurales (Tomado de ANGULO, 2016)

2.3. Etapas de deformación

2.3.1. Extensión Pre-Cretácica

Se desarrolla principalmente hacia el sur de la cuenca y se caracteriza por una cuña sedimentaria que se bisela hacia el este, y por semigrabens del periodo Jurásico. La mayoría se encuentran basculados hacia el este e invertidos posteriormente. En el dominio Oriental de la cuenca, algunos permanecen sin deformar y sellados por la Formación Yaupi (DÍAZ, *et al.*, 2014).

El relleno de los semigrabens corresponde a las formaciones Sacha-Santiago en el Corredor Sacha-Shushufindi y en el Sistema Invertido Capirón-Tiputini, constituidos por los sedimentos paleozoicos de las formaciones Macuma y Pumbuiza, y los sedimentos jurásicos de la Formación Tambococha (PINO, 2008).

2.3.2. Extensión Napo Basal o Inferior (Albiano a Cenomaniano)

Existen evidencias de fallas normales que afectan la parte inferior de la Formación Napo, que fueron invertidas durante las etapas de deformación posteriores y que controlaron la sedimentación de algunos cuerpos sedimentarios que en la actualidad son conocidos como excelentes reservorios (BABY, *et al.*, 1997).

En la figura 8 se muestra un esquema de la geodinámica de la cuenca Oriente desde la apertura del rift en el Triásico Superior-Jurásico Inferior, los cuales generaron los semigrabens Jurásicos.

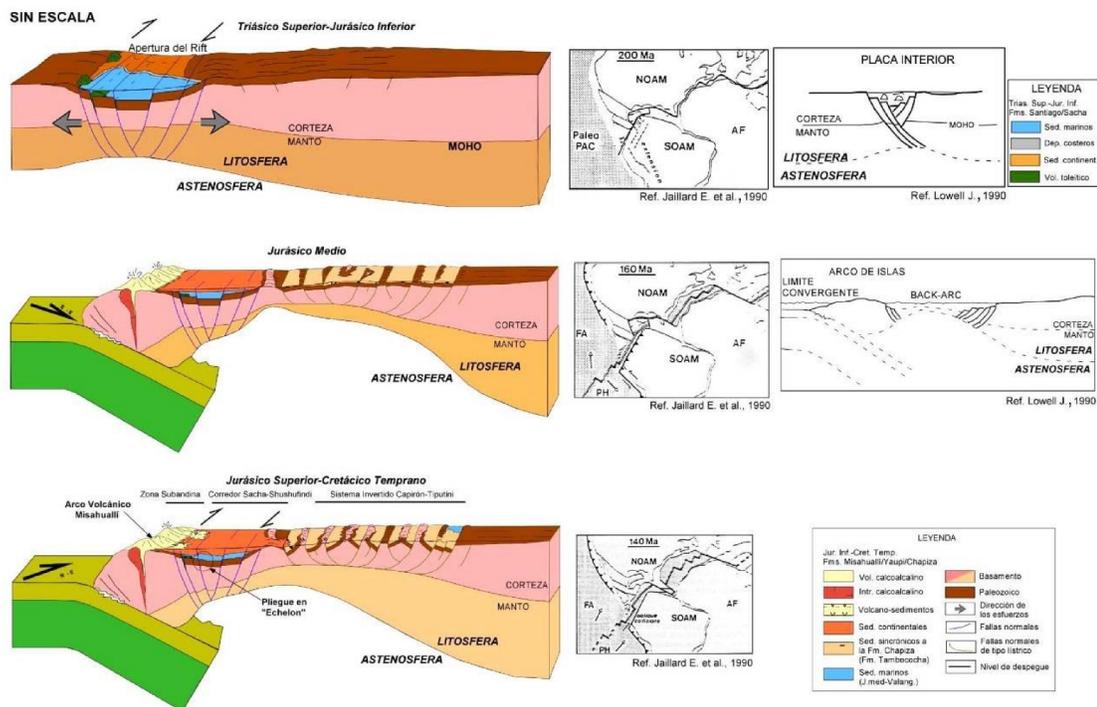


Figura 8. Evolución geodinámica de la cuenca Oriente hasta el periodo Cretácico Temprano (Tomado de ANGULO, 2016)

2.3.3. Inversión Napo Medio – Tena Inferior (Turoniano a Maastrichtiano)

La primera etapa de deformación compresiva, que calificamos de inversión tectónica en régimen transpresivo dextral, se produjo durante la sedimentación de la parte media y superior de la Formación Napo, y del miembro inferior de la Formación Tena.

Muchas estructuras de la parte oriental de la cuenca presentan variaciones de espesor en la Formación Tena debidas a una fuerte erosión de la Tiyuyacu Basal. En la parte

oeste de la cuenca, donde la Formación Tena es más completa, las estructuras como Bermejo presentan una deformación sinsedimentaria en la Tena inferior que registró este evento de deformación transpresiva (YUQUILEMA, 2010).

2.3.4. Inversión Tiyuyacu Inferior (Eoceno Temprano)

El análisis de líneas sísmicas regionales ha permitido definir una superficie de erosión intra-Tiyuyacu. Esa superficie de erosión provoca variaciones de espesor del miembro inferior de la Formación Tiyuyacu en los flancos de muchas estructuras como Cuyabeno-Sansahuari o Victor-Hugo- Ruhales y delimita así una deformación pre-Tiyuyacu Superior. Se trata de una deformación sin-sedimentaria de edad Tiyuyacu inferior que confirma la importancia de esta segunda etapa de deformación transpresiva, probablemente del Eoceno Temprano que marca el inicio de la cuenca de antepaís andina (BABY, *et al.*, 1997).

2.3.5. Inversión Plioceno – Cuaternario

Es la última y una de las principales etapas de inversión tectónica de la cuenca Oriente. Es responsable del levantamiento de la zona subandina y levanta toda la columna sedimentaria de la cuenca Oriente, incluyendo lahares cuaternarios (BABY, *et al.*, 1997). Esta etapa de deformación es contemporánea de los volcanes Reventador, Pan de Azúcar y Sumaco. El campo Bermejo se desarrolló en el eje de la estructura en flor del frente orogénico a partir del Maastrichtiense, y fue levantado durante el Plioceno al Cuaternario. La sísmica muestra que muchas de las fallas invertidas de la cuenca de antepaís han sido reactivadas durante esta época.

2.4. Secuencia estratigráfica

La cuenca Oriente está formada por una secuencia sedimentaria que descansa sobre un basamento ígneo-metamórfico, seguido por un intervalo que va desde Silúrico hasta el Jurásico (WHITHE, *et al.*, 1995) que está compuesto por una secuencia de carbonatos, esquistos, areniscas y conglomerados (figura 9).

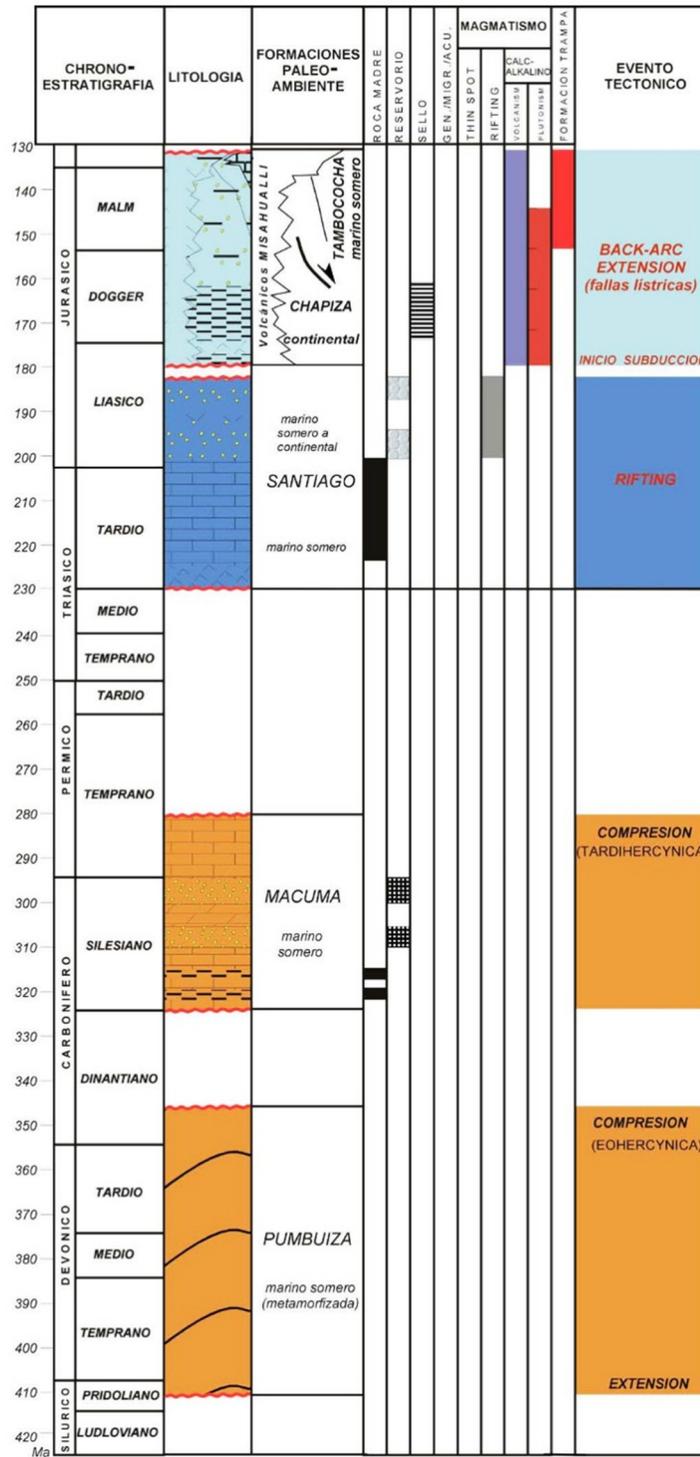


Figura 9. Columna estratigráfica de la sección Pre-Cretácica de la cuenca Oriente (BABY, et al., 2014)

2.4.1 Precámbrico

Las rocas más antiguas son los gneises y granulitas no expuestas del basamento metamórfico del Oriente, donde se han reportado edades de 1600 millones de años, encontradas en algunos pozos (SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR, 2009).

2.4.2. Paleozoico

Suprayacente al basamento metamórfico se encuentran sedimentos marinos débilmente metamorfizados de la Formación Pumbuiza, así como por las calizas y lutitas de la Formación Macuma (SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS DE ECUADOR, 2009).

2.4.3. Jurásico

Del Jurásico inferior se ha datado la secuencia marina conformada por calizas y lutitas no metamorfizadas de la Formación Santiago, Formación Sacha y la Formación Chapiza formada por capas rojas (ZAMORA & LITHERLAND, 1993).

2.4.4. Cretácico

TSCHOPP (1953) subdivide el relleno de la cuenca cratónica cretácica en tres unidades principales: la Formación Hollín (Aptiense-Albiense), la Formación Napo (Albiense-Campaniense) y el Miembro basal arenoso Tena (Maastrichtiense). En la figura 10 se observa la columna estratigráfica general de las siguientes formaciones:

Formación Hollín: luego de un período de erosión de las series Jurásicas y Paleozoicas de la cuenca Oriente, se tiene la depositación de la Formación Hollín, donde se pueden diferenciar tres ambientes deposicionales distintos.

La parte basal es interpretada como depósitos fluviales de relleno de valles sobre la superficie erosiva Pre – Hollín. Seguido se da la depositación de la parte principal de la Formación Hollín caracterizada por una sucesión de depósitos de ríos entrelazados progradantes y diacrónicos de planicies aluviales, que se desarrollan hacia el oeste a través de toda la cuenca Oriente, posiblemente durante caídas del nivel del eustático desde el Aptiense (112,5 ma). Este sistema pasa progresivamente a ambientes de planicie aluvial costera tipo llanura de inundación influenciadas por la acción de mareas

y que cubren completamente las facies previas, representando la parte superior y el abandono total del sistema fluvial entrelazado de Hollín. Progresivamente se observa un cambio hacia un sistema detrítico de baja energía, donde se evidencian los efectos de la transgresión marina que caracteriza a la Formación Hollín superior. (YUQUILEMA, 2010)

Grupo Napo

Formación Napo Basal

- Miembro Arenisca Basal, de edad Albiense medio Temprano – Albiense medio Tardío (JAILLARD, 1997), corresponde con una serie areniscas cuarzosas, calizas margas y lutitas (WHITHE, *et al.*, 1995), las cuales se caracterizan por una ligera granodecreciencia asociada a un incremento de la bioturbación y una disminución de la energía promedio del depósito.
- Miembro Caliza C: (Albiense medio parte inferior –Albiense medio parte superior) consiste en calizas de ambiente marino confinado.
- Miembro Lutitas T (Albiense medio) lutitas negras no calcáreas ricas en material orgánico que evolucionan a tope a calizas fosilíferas intercaladas con niveles de areniscas glauconíticas. (JAILLARD, 1997)
- Miembro Arenisca T (Albiense superior), está en discordancia sobre las Lutitas T. Son areniscas de grano fino a medio, que lateralmente, hacia el oeste, y hacia el tope pasan a glauconíticas intercaladas con lutitas y calizas margosas (WHITHE, *et al.*, 1995), formando una secuencia estrato y granodecreciente.

Formación Napo Inferior

- Miembro Caliza B (Albiense Tardío). Es una secuencia de lutitas carbonáticas, calizas fosilíferas y margosas.
- Miembro Lutita U (Cenomaniense Temprano). Esta unidad está constituida por lutitas laminadas negras, ligeramente calcáreas o no calcáreas, calizas margosas y calizas arcillosas que pueden, localmente, ser muy potentes.
- Miembro Arenisca U (Cenomaniense Temprano a Medio). Es una secuencia estrato y grano-decreciente que reposa en discordancia sobre las Lutitas U. Es

una sucesión de areniscas cuarzosas, areniscas glauconíticas de grano fino bioturbadas, lutitas y calizas margosas. (JAILLARD, 1997).

- Miembro Caliza A (Turonense Temprano – Turonense Medio). WHITHE, *et al.* (1995) propone subdividirla en la parte inferior, que se caracteriza por una potente sección de calizas micríticas masivas y laminadas, poco o nada bioturbadas y la parte superior que está constituida por calizas fosilíferas o intraclásticas. La bioturbación es intensa, contiene abundancia de fósiles. La abundancia de los cantos fosfáticos al tope indica un depósito de mar abierto y de baja energía (JAILLARD, 1997).
- Miembro Arenisca M-2 (Turonense Tardío). Consiste de una sucesión de areniscas muy finas separadas por finas intercalaciones de lutitas calcáreas en el este de la cuenca. Hacia el oeste, esta unidad pasa lateralmente a margas arenosas y glauconíticas que culminan con niveles de calizas hacia el tope (JAILLARD, 1997).
- Miembro Caliza M-2 (Turonense Tardío). Son calizas fosilíferas interestratificadas con lutitas (WHITHE, *et al.*, 1995), la parte superior está constituida de calizas margosas fosilíferas bioturbadas.

Formación Napo Superior

- Miembro Caliza M-1 (Coniacense Temprano). Es una sucesión de calizas, lutitas y margas. Son de un ambiente de plataforma anóxica carbonatada en la base y al tope es una plataforma anóxica restringida.
- Miembro Lutita M-1 (Santonense Tardío – Campanense Temprano). Son lutitas ricas en materia orgánica con esporádicos lentes calcáreos o limo-arenosos. Es un depósito de ambiente de plataforma marina somera.
- Miembro Limolita M-1 (Campanense Temprano, parte media del Campanense). Es un depósito que presenta intercalaciones o lentes arenosos, a veces carbonatados. Está interpretado como un depósito de plataforma lodosa-clástica somera de baja energía.

- Miembro Arenisca M-1 Inferior (parte media del Campaniense). Son areniscas masivas, gruesas frecuentemente microconglomeráticas en la base. Pertenecen a un ambiente fluvial y a canales de marea en un ambiente estuarino.
- Miembro Arenisca M-1 Superior (parte media del Campaniense). Areniscas con intercalaciones de lutitas, subyacentes a sedimentos pantanosos, los cuales forman capas de carbón sobre un ambiente estuarino. (JAILLARD, 1997)
- Miembro Arenisca Tena Basal (Maastrichtiense Temprano) La litología Tena Basal varía desde areniscas arcósicas al este, pasando hacia cuarzo-arenitas, cuarzo areniscas arcósicas y cuarzo-arenitas calcáreas en la parte central y norte (VILLALBA, 2006). La base de este miembro corresponde a una discordancia regional asociada a un cambio litológico importante.

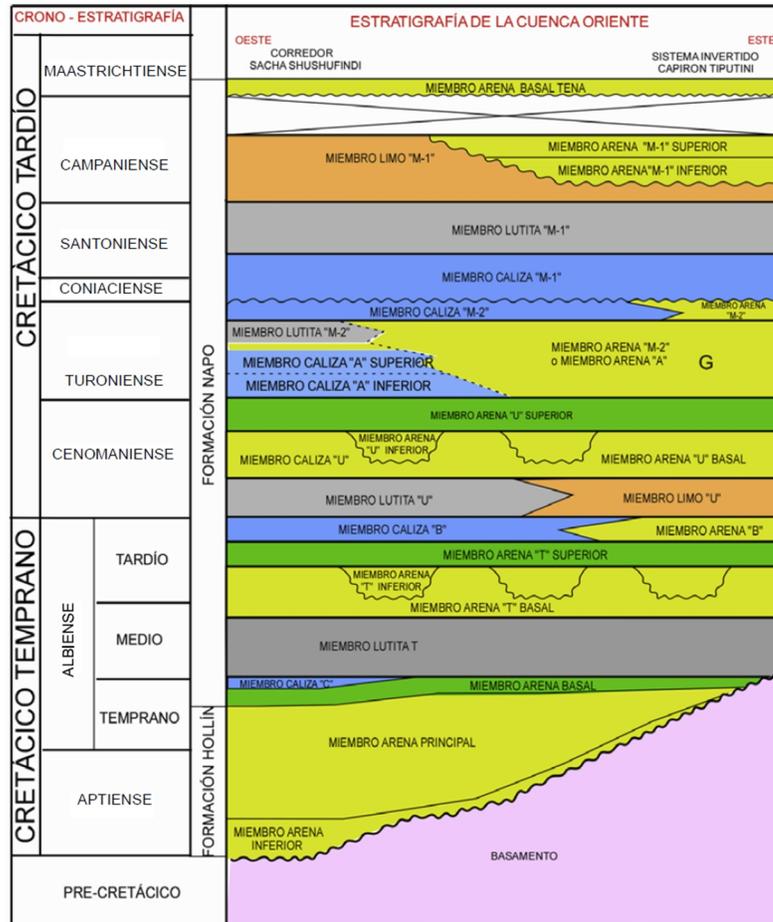


Figura 10. Columna estratigráfica de la sección Cretácica en la cuenca Oriente (VACA, 2004)

2.4.5. Paleoceno-Eoceno

Se depositan los sedimentos continentales de la Formación Tiyuyacu. Para este periodo también se encuentra la Formación Orteguzza que yace sobre la Formación Tiyuyacu (ZAMORA Y LITHERLAND, 1993).

2.4.6. Oligoceno-Cuaternario

Se continuó la sedimentación continental con el depósito de las formaciones Chalcana, Arajuno, Curaray, Chambira, Mesa y Mera, culminando con los depósitos aluviales (ZAMORA Y LITHERLAND, 1993).

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1. Modelo estático

Puede definirse como el modelo de un volumen específico del subsuelo que incorpora todas las características geológicas del yacimiento. Estos modelos se utilizan para cuantificar características dentro del volumen del subsuelo que son relativamente estables durante largos períodos de tiempo y pueden, por consiguiente, considerarse estáticas (SCHLUMBERGER, 2005). Entre los tipos de modelos estáticos, encontramos el modelo estratigráfico, el modelo estructural y el petrofísico.

3.1.1. Modelo estratigráfico

Es la representación geométrica espacial que define la arquitectura interna del yacimiento. Para realizarlo, se correlacionan en las secciones sísmica los reflectores que delimitan a las principales unidades de flujo de yacimiento, en comparación a un pozo vertical y apoyándose en correlaciones entre registros y análisis de estratigrafía secuencial. Se construyen secciones de correlación estratigráficas, que permiten determinar las relaciones laterales y verticales entre las unidades geológicas atravesadas por diferentes pozos (NEIDELL, 1977).

3.1.2. Modelo estructural

Es la representación geométrica tridimensional de las estructuras geológicas del subsuelo que permite construir superficies y secciones estructurales que muestran las profundidades y deformaciones sufridas por los estratos. Se logra con el estudio de la sísmica con la cual se puede interpretar el tope del yacimiento, los lentes que los conforman, además definir orientación y geometría de los elementos estructurales como fallas y pliegues, así como delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación. Esta revisión abarca tanto el marco regional como del marco local, para determinar planos de fallas y mapas estructurales (SCHLUMBERGER, 2005).

3.1.3. Modelo petrofísico

Define las propiedades petrofísicas del yacimiento para caracterizar la calidad de las rocas de los reservorios y estudiar la relación que tiene esta con los fluidos. Para ello utiliza la interpretación y evaluación de perfiles. Tiene por objetivo identificar una zona prospectiva, cuantificando los parámetros necesarios para determinar la calidad de la roca como lo son: el contenido de arcilla, la porosidad efectiva, la permeabilidad y la saturación de fluidos (SCHLUMBERGER, 2005).

3.2. Interpretación sísmica

De acuerdo con LINER (2004) se basa en extraer de los datos, la mayor cantidad de información geológica posible, por medio de la identificación de estructuras y eventos geológicos, reflejados en las secciones sísmicas.

3.2.1. Calibración sísmica-pozo

Para obtener la calibración de las secciones sísmicas con los registros de pozos, es necesario los sismogramas sintéticos (figura 11), los cuales son un modelo unidimensional directo de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la tierra. El sismograma sintético se genera a través de la convolución de la reflectividad derivada de los registros de densidad y acústicos digitalizados, derivándose la ondícula de los datos sísmicos.

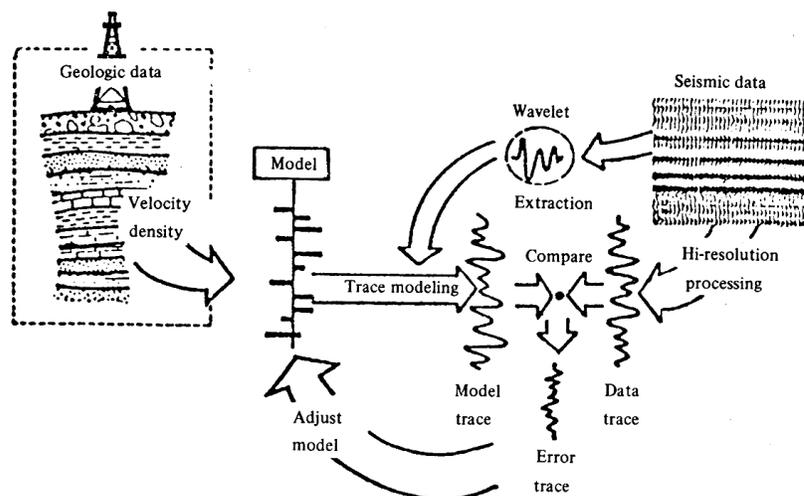


Figura 11. Calibración sísmica-pozo mediante el uso del sismograma sintético (SHERIFF, 2002)

Mediante la comparación de las capas guía u otros puntos de correlación seleccionados en los registros de pozos con las reflexiones principales de la sección sísmica es posible mejorar las interpretaciones de los datos. La calidad del ajuste entre un sismograma sintético depende de la calidad de los registros de pozos, la calidad del procesamiento de los datos sísmicos y la capacidad para extraer una ondícula representativa de los datos sísmicos, entre otros factores. (SCHLUMBERGER, 2005).

3.2.2. Tiros de verificación (*Check-Shot*)

Esta herramienta consiste en colocar fuentes en superficie y detectores a diferentes profundidades, registrando el tiempo de viaje desde la fuente hasta cada uno de los detectores como se observa en la figura 12, generándose así las llamadas curvas tiempo-profundidad. Estas curvas dan directamente valores de velocidad promedio, al dividir la profundidad entre el tiempo correspondiente. (REGUEIRO, 2007)

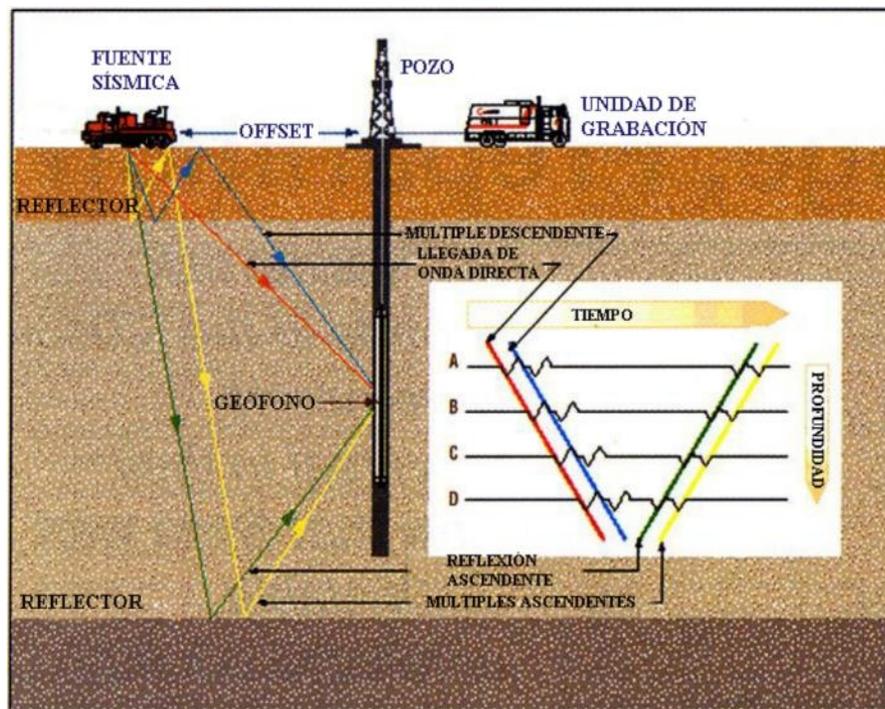


Figura 12. Esquema de adquisición de check-shots. (HILLA Y NAVAL, 2005)

3.2.2. Modelo de velocidades

Es una representación espacial de las velocidades a través de cada uno de los estratos o capas del subsuelo tomando, generalmente, la velocidad de cada capa constante a través de las cuales pasan los rayos de los distintos frentes de onda, obedeciendo a la ley de Snell. La velocidad utilizada para generar dichos modelos es proveniente de las velocidades de migración sísmica, en especial de las migraciones en profundidad. (SHERIFF, 2002)

3.2.3. Interpretación de las secciones en tiempo

En la interpretación estructural tiene por finalidad identificar los reflectores sísmicos de interés u horizontes para identificar un estrato o cualquier evento estructural. La interpretación de fallas es muy importante, estas pueden actuar como trampas de hidrocarburos, barreras de permeabilidad y vías de migración (LINER, 2004); esto consiste en el seguimiento de la tendencia de los horizontes de acuerdo a información previa de la zona; sin embargo, una falla puede verse en una sección sísmica por la pérdida en la continuidad lateral del reflector interpretado.

3.2.4 Resolución vertical

Es la menor distancia vertical (espesor) entre dos interfaces litológicas que produce dos reflexiones discretas, las cuales pueden separarse visualmente. Es decir, esta definición se traduce en el menor espesor para el cual el tiempo de tránsito de la onda proporciona información acerca de los espesores de los estratos en el subsuelo (REGUEIRO, 2007).

3.2.5. Conversión tiempo-profundidad

La conversión tiempo profundidad es el proceso de combinar la estructura en tiempo sísmico, control de pozo y velocidades para crear un mapa o volumen estructural en profundidad. De acuerdo con LINER (2004), existen numerosas técnicas de conversión, cada una involucrada íntimamente con la migración. El mejor método para convertir a profundidad depende del tipo de migración aplicada antes de la interpretación, la fuerza

en las variaciones laterales de velocidad en el subsuelo y la cantidad de pozos en el área.

3.3. Correlación estratigráfica y estructural

3.3.1. Correlación

VERA (1994), define la palabra correlación desde varios puntos de vista, en el lenguaje no científico la define como principal acepción: correspondencia o relación recíproca entre dos o más cosas. En el conjunto de las ciencias geológicas el término “correlación” se usa de manera preferente en el campo de la estratigrafía, y casi siempre con una connotación temporal.

3.3.2. Secciones estratigráficas y estructurales

Las secciones estratigráficas muestran en el plano vertical las características litológicas de facies y espesores de la arena. El objetivo principal de estas es reconstruir la geometría de las arenas en el tiempo de la depositación o en un tiempo corto posterior a ella, logrando así obtener información acerca de las discordancias, barreras de permeabilidad, cambios de espesores estratigráficos, límites estratigráficos y variaciones de facies. Se construyen en forma manual orientadas en dirección de la sedimentación, para visualizar la continuidad lateral de la arena dentro del yacimiento. Mientras que las secciones estructurales ilustran características estructurales tales como profundidad, fallas y pliegues. Usualmente son preparadas para estudiar problemas estructurales relacionados con las formaciones del subsuelo, geometría de fallas, correlaciones generales. (ACHÉ, 2012)

3.4. Evaluación petrofísica

El análisis petrofísico permite relacionar las propiedades (físicas y texturales) y características fundamentales de la roca, básicas para la evaluación de una arena de interés; muchas de estas propiedades se pueden medir directamente en el laboratorio mediante el análisis de núcleos, muestras de pared y también los perfiles de pozos

permiten efectuar medidas de una manera práctica y con buena efectividad. (ACHÉ, 2012)

3.4.1. Registros petrofísicos

Los registros petrofísicos (figura 13) son una medición en función de la profundidad o del tiempo, o de ambos parámetros, de una o más magnitudes físicas en o alrededor de un pozo (SCHLUMBERGER, 2005).

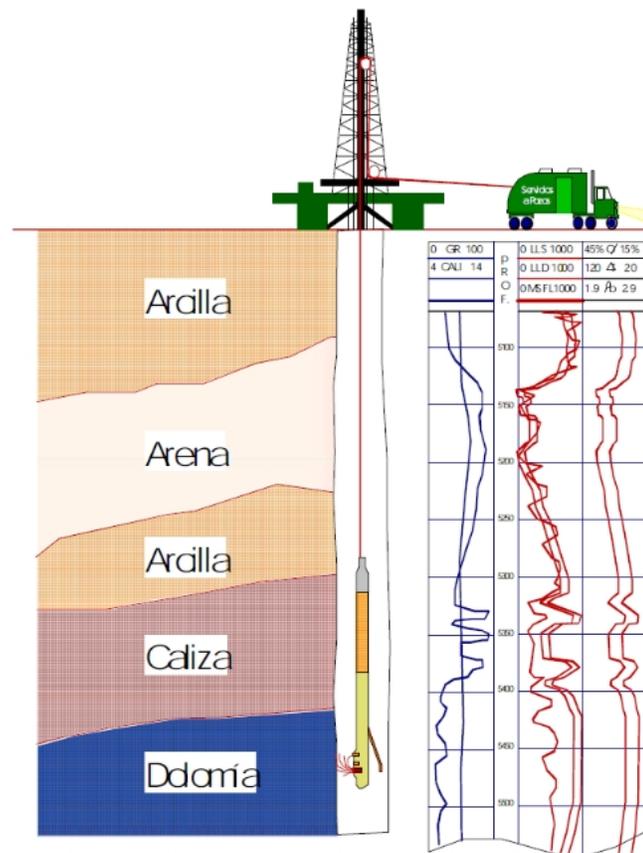


Figura 13. Diagrama esquemático de la toma de registros petrofísicos y sus respuestas típicas de acuerdo a la litología (PEMEX)

Los registros de pozos son necesarios porque las muestras geológicas que se obtienen durante la perforación brindan información muy imprecisa acerca de los límites de las formaciones encontradas. Estas muestras pueden ser traídas a la superficie por procedimientos mecánicos, pero esto es bastante lento y costoso. Los resultados de los estudios de muestras o núcleos son exactos, sin embargo, los registros de pozo son

bastantes precisos, pero su confiabilidad depende en gran medida de la experiencia geológica y petrofísica de los intérpretes (RIDER, 1996).

- **Registro rayos gamma:** (WALKER, 1992) lo define como un registro que mide la emisión de rayos gamma de los diferentes estratos penetrados en el pozo, lo cual es una propiedad relacionada a su contenido de isótopos radiogénicos de potasio, uranio y torio. Estos elementos son comunes en minerales arcillosos y algunas evaporitas. En sucesiones de clásticos terrígenos, el registro refleja la limpieza o ausencia de arcilla (figura 14), alta radioactividad en la escala API, de la roca, promediado sobre un intervalo de alrededor de dos metros. Se debe hacer énfasis en que la lectura del registro de rayos gamma no depende del tamaño de grano o del contenido carbonático, sino de la proporción de elementos radioactivos, lo cual puede estar relacionado a la proporción de lutita.

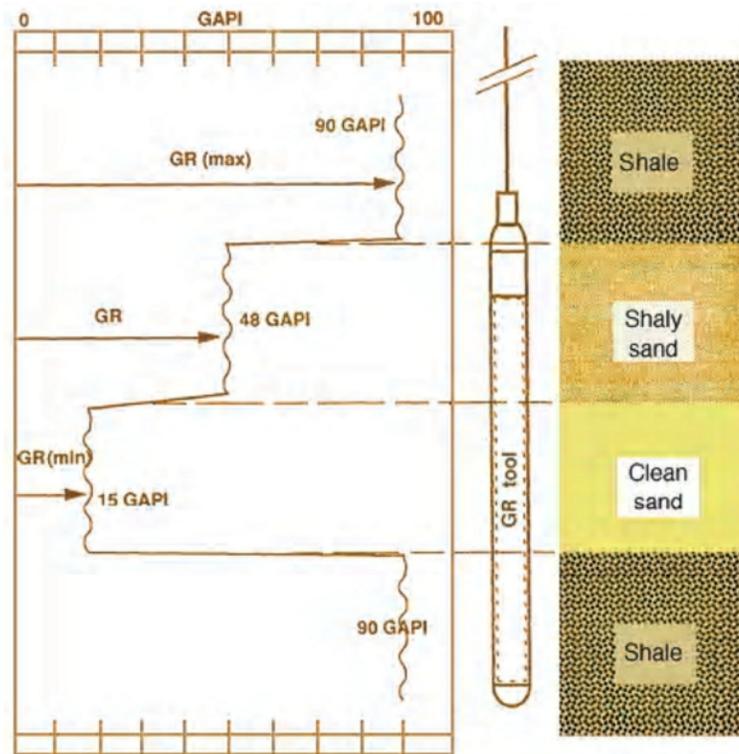


Figura 14. Respuesta típica de los registros de los rayos gamma. (PEMEX)

- **Registros de resistividad:** se trata de un registro que mide la resistencia del fluido intersticial a una corriente eléctrica, ya sea transmitida directamente a la roca por un electrodo o inducida magnéticamente en lo más profundo de la

formación desde el hoyo, a nivel de registro de pozos el término profundo se refiere a distancia horizontal desde las paredes del pozo. Estos registros son utilizados para evaluación de fluidos dentro de las formaciones. También pueden ser usados para identificación de carbón (alta resistencia), delgadas capas de calizas en lutitas (alta resistencia) y bentonita (baja resistencia).

- **Registro de porosidad de neutrón:** el registro de neutrones provee una grabación continua de la reacción de la formación al bombardeo de neutrones. Se mide la porosidad, en términos de unidades de porosidad neutrón, el cual está referido al índice de hidrógeno y es principalmente una medida del contenido de agua en la formación. Dentro de los principales usos cuantitativos del registro de neutrones, se encuentra la medida de la porosidad. Cualitativamente, es un excelente discriminador entre gas y petróleo. También puede ser usado para identificar litologías, evaporitas, minerales hidratados y rocas volcánicas. Cuando se combina con el registro de densidad es uno de los mejores indicadores de litologías (RIDER, 1996).
- **Registro de densidad:** es una medida de la densidad neta de la formación. Este valor incluye la densidad de la matriz y del fluido que se encuentra en los poros. Uno de los principales usos cuantitativos del registro es el cálculo de la porosidad, pero también es usado para calcular indirectamente la densidad de hidrocarburos y la impedancia acústica. Cualitativamente es un útil indicador de litologías, que puede ser usado para identificar ciertos minerales. Sin embargo, combinado con la herramienta de neutrones en escalas compatibles, se pueden identificar litologías con mayor precisión.
- **Registro calíper:** mide el diámetro del hoyo y da una indicación de su condición, por lo tanto, la fiabilidad de otros registros. Un hoyo muy ancho indica que ha ocurrido la disolución, derrumbe o caída de las paredes de la roca, lo cual puede conducir a errores en las respuestas de los perfiles. Un hoyo más pequeño que el tamaño de la mecha de perforación, tal vez se deba a que una fracción del fluido de perforación invadió zonas permeables dejando salir la fracción sólida (lodo de perforación o lechada de revestimiento) dentro del hoyo (WALKER, 1992).

- **Registro de potencial espontáneo:** el registro SP, es una medida de las diferencias del potencial natural entre un electrodo en el hoyo perforado previamente y un electrodo de referencia en la superficie. Estas diferencias son creadas por el desequilibrio eléctrico que genera la herramienta sobre la formación (RIDER, 1996). Los principales usos de este registro son calcular la resistividad del agua de formación e indicar la permeabilidad, además puede ser usado para estimar el volumen de arcilla, indicar facies y en algunos casos para correlación.
- **Registro sísmico:** es la medida del tiempo de viaje de una onda acústica y es designado generalmente como Δt . Esta onda es emitida por un transmisor y obtenida por un receptor, separados por una distancia conocida, por lo que se obtiene la velocidad que le toma en ir del transmisor al receptor. Geológicamente esta capacidad varía con las propiedades de la roca, por lo que es una buena herramienta para obtener parámetros como porosidad, fracturamiento y litología (figura 15).

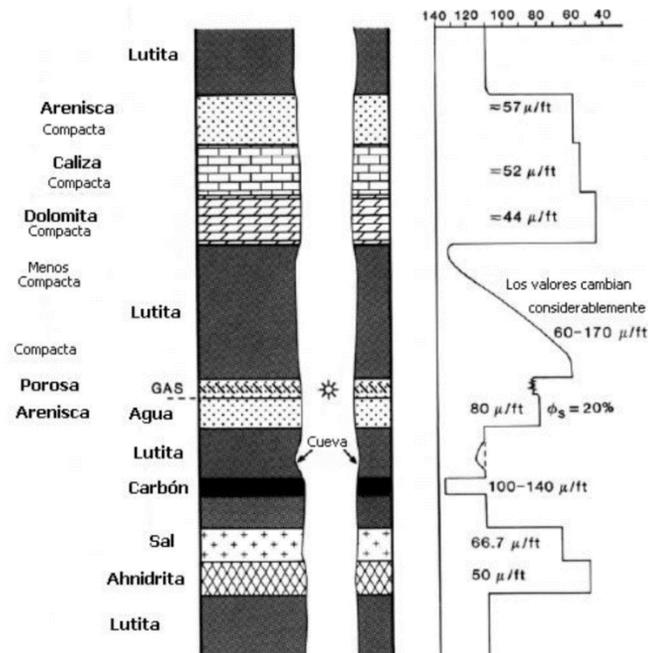


Figura 15. Respuestas comunes del registro sísmico (Rider, 1996)

3.4.2. Mapas de isopropiedades

Son mapas que permiten visualizar y conocer mejor la distribución de las rocas en un yacimiento de acuerdo a una misma propiedad física, tal como la porosidad o permeabilidad, los cuales se representarán en contornos de igual magnitud. Los mapas de isopropiedades incluyen las variables continuas de volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidad intrínseca de la roca.

- **Mapa de porosidad efectiva:** esta propiedad indica el espacio disponible que hay entre los poros que se comunican entre sí para darle paso a los fluidos. Se realiza utilizando isolíneas que unen puntos de igual valor de porosidad efectiva en porcentaje o fracción.
- **Mapa de arcillosidad:** indica la distribución de las arcillas en el yacimiento. Se elabora con isolíneas que unen puntos de igual volumen de arcillas en porcentaje o fracción.
- **Mapa de arena neta:** es la representación del espesor y geometría de un cuerpo de arena con calidad de yacimiento de un intervalo o unidad particular en el que el espesor de cada cuerpo de arena se determina estableciendo el tope y la base del cuerpo. La interpretación de este mapa informa sobre la orientación del cuerpo de arena y su distribución en la zona.
- **Mapa de arena neta petrolífera:** es la representación de la geometría de la arena neta saturada de hidrocarburos y se elabora partiendo de los registros de rayos gamma, los registros de densidad y resistividad. A partir de estos mapas se evalúan los volúmenes de arena neta, es decir se estudia el espesor y la cantidad de reserva que contiene la arena.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

El esquema de la figura 16 muestra la secuencia de trabajo de la investigación, donde se tiene una serie de pasos orientados a cada uno de los tipos de datos, para luego con la integración de los mismos obtener el modelo petrofísico-estratigráfico, que servirá posteriormente en la definición prospectos petroleros para el campo Pucuna.

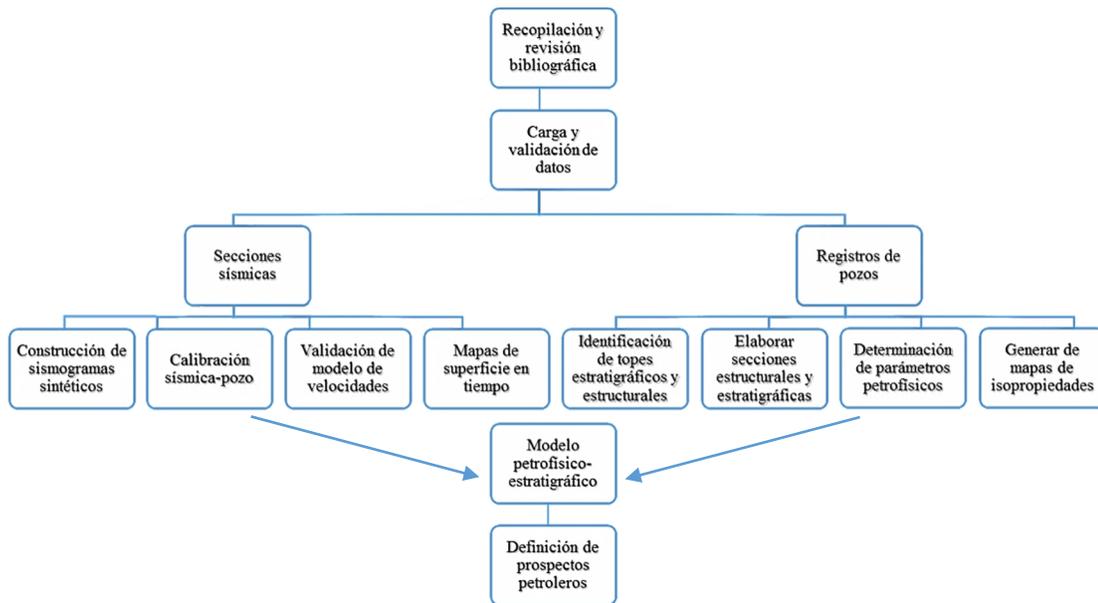


Figura 16. Esquema de metodología de trabajo empleada

4.1. Recopilación y revisión bibliográfica

Esta fase de la investigación se basó en la recopilación y revisión de fuentes de información del campo Pucuna, tales como tesis de grado, mapas geológicos del campo, artículos y publicaciones regionales, con la finalidad de tener una visión general de las características tanto estructurales como estratigráficas de la zona de estudio.

4.2. Carga y control de calidad de los datos

Se contó para el área de estudio con 13 pozos y 27 líneas sísmicas, las cuales fueron cargadas al programa Petrel de Schlumberger 2013.1. Su distribución dentro del campo Pucuna se encuentra reflejada en la figura 17:

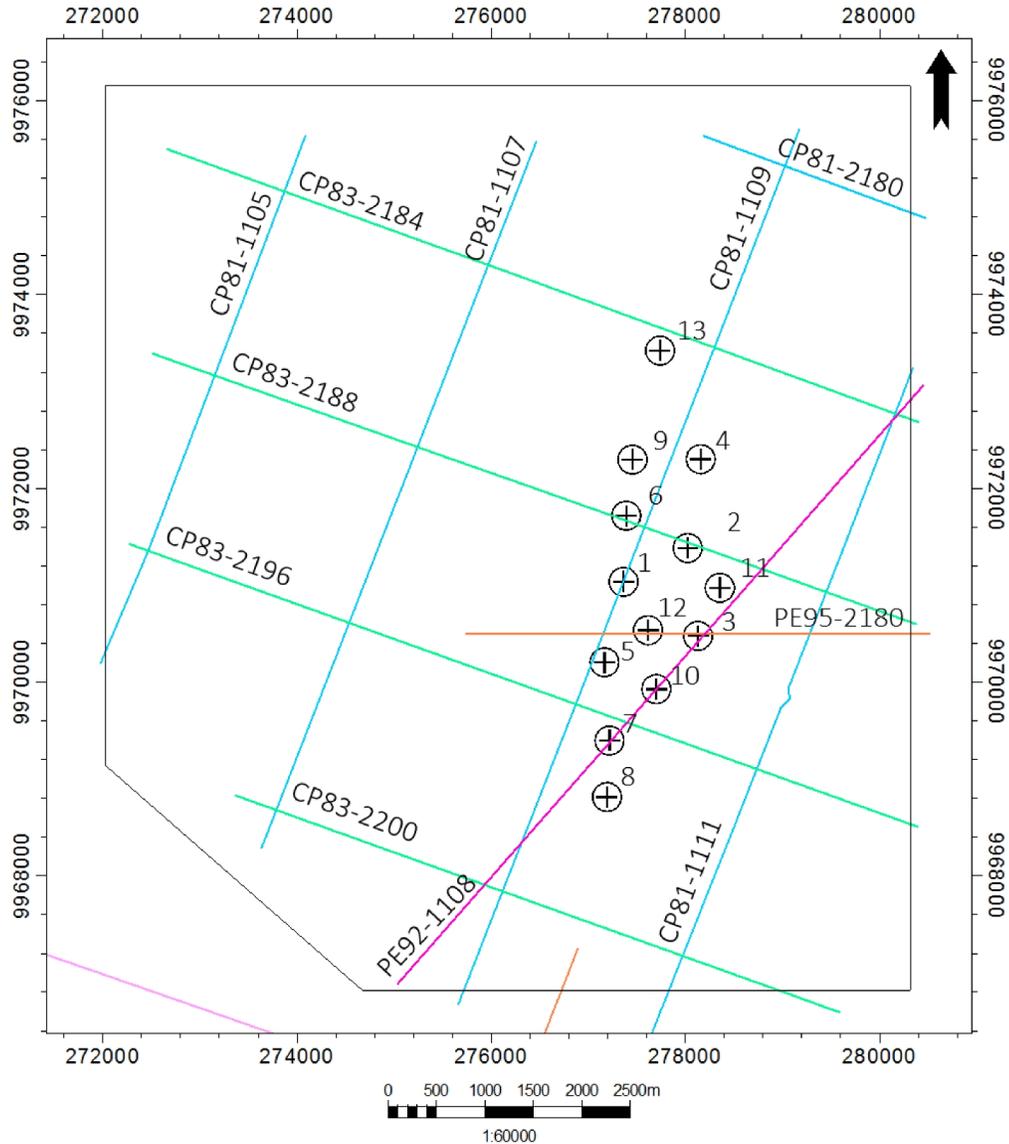


Figura 17. Mapa base con distribución de datos en el campo Pucuna

4.2.1. Registros de pozos

Se crearon en el programa 13 pozos, indicando sus coordenadas, así como también la profundidad inicial de los registros, la profundidad final (*measured depth*) y la

elevación de la mesa rotaria (KB). Luego de crear cada pozo en el programa se procedió a cargar los registros de pozos en formato LAS para cada pozo.

Se realizó el inventario de los registros de pozos, para los cuales se construyó una base de datos que contiene el año, los intervalos de los registros, la altura de la mesa rotaria (KB) y así como también el tipo de registros que posee cada uno, la cual permitió una mejor organización de los datos. En la tabla 1 se muestra la distribución de los registros para cada pozo.

Tabla 1. Distribución de registros por pozo

Pozo	Registros						
	Caliper	Gamma Ray	Densidad	Neutrón	Sónico	SP	Resistividad
PUCUNA-1	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✓
PUCUNA-2	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
PUCUNA-3	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
PUCUNA-4	✓	✓	✓	✓	✗	✓	✓
PUCUNA-5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-6	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-7	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-8	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-9	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-10	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-12	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
PUCUNA-13	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Posterior a la carga de los registros para cada pozo se procedió al control de calidad de los registros mediante la edición en el programa para aquellos casos donde existían saltos.

4.2.2. Datos sísmicos

Se contó con 27 líneas sísmicas, las cuales fueron cargadas en el programa Petrel 2013.1, pero 9 de ellas no fueron consideradas al no poseer el factor de escalamiento que se necesita para ser visualizadas en el programa.

Luego de la carga de las líneas sísmicas en el programa se realizó un polígono que delimitó la zona correspondiente al campo Pucuna y así poder definir cuáles eran las líneas sísmicas que se encontraban dentro de los límites del campo.

La interpretación sísmica se realizó mediante líneas sísmicas 2D, pertenecientes a cuatro campañas de adquisición distintas por lo que luego de cargarse, se verificó y se

ajustó el desplazamiento en tiempo de cada sección sísmica (*mis-tie*), de modo que en secciones contiguas se pudiera apreciar continuidad lateral de los eventos sísmicos.

4.3. Calibración sísmica-pozo

El proceso de amarre sísmica-pozo es un complemento que permite definir topes, características internas y detalladas de litología además de ofrecer mayor resolución vertical, con esta se busca resolver la incertidumbre geológica en las cercanías de la zona de interés. Para realizar la calibración sísmica-pozo se realizan sismogramas sintéticos, debido a que estos permiten la integración entre los datos geológicos y geofísicos.

4.3.1. Evaluación de la curva tiempo-profundidad

Se graficó la curva tiempo profundidad disponible para el campo, el único pozo que contaba con curva tiempo-profundidad era el pozo PUCUNA-07, la cual se muestra en la figura 18.

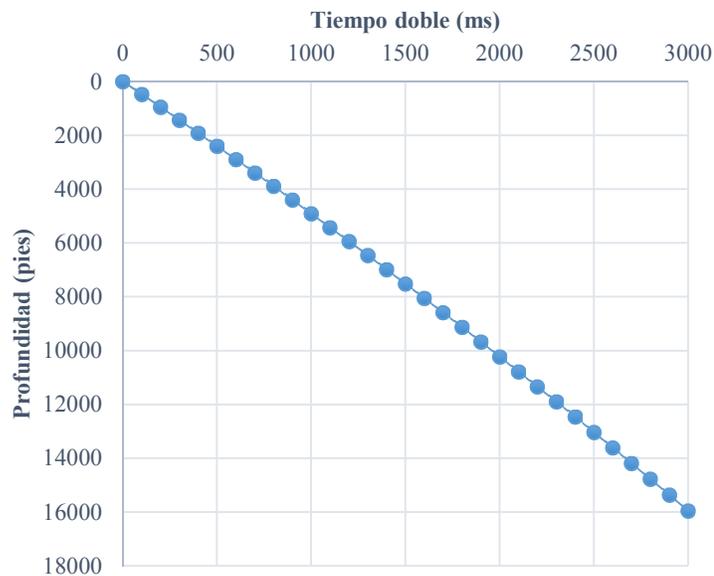


Figura 18. Curva tiempo-profundidad correspondiente al pozo PUCUNA-07

La curva tiempo-profundidad se grafica con la finalidad de determinar el campo de velocidades, así como también para verificar el gradiente de velocidades e identificar

zonas de inversión de velocidades o con valores anómalos. La curva correspondiente al pozo PUCUNA-07 posee una tendencia lineal, por lo que la velocidad aumenta con la profundidad y no se observan inversiones, así que es apta para utilizarse en sismogramas sintéticos y además puede ser utilizada como registro *CheckShot* para pozos cercanos.

4.3.2. Obtención de ondícula para convolución

Se obtuvo una ondícula de fase cero de la línea sísmica PE92-1108, mostrada en la figura 19, para ello se tomó una ventana de 1,7 a 1,9 s que corresponde en segundos a la sección Cretácica en la línea sísmica y se tomaron tres trazas a cada lado del pozo seleccionado como lo fue el PUCUNA-07.

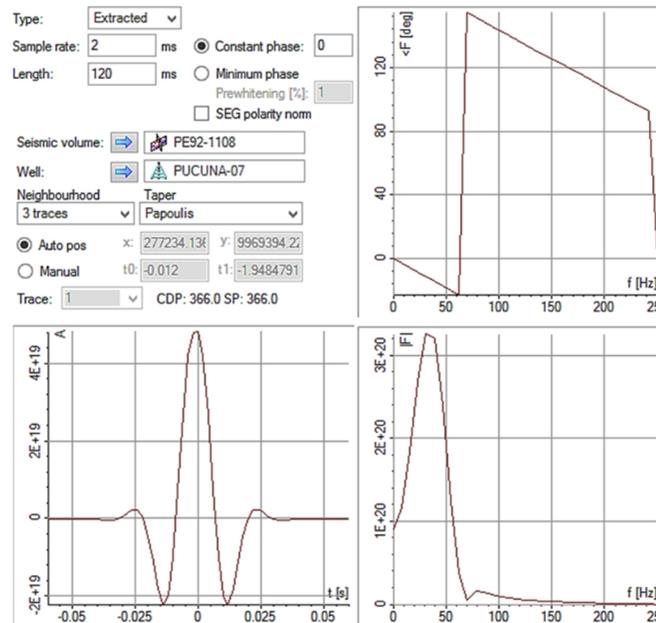


Figura 19. Ondícula extraída de la línea sísmica PE92-1108

4.3.3. Ajuste del sismograma sintético

Para generar sismogramas sintéticos se utilizó la herramienta *Synthetic* de Petrel, la cual requiere que los pozos para los que se realizará el sismograma deben contar con registro sísmico, densidad y si es posible de un *CheckShot*. En el caso de los datos disponibles para el campo solo 9 de los pozos contaban con los requerimientos. Con la herramienta se selecciona el pozo y la línea sísmica a utilizarse, los registros de pozos

correspondientes y así como también la ondícula extraída, luego de esto se ejecutan y se obtienen las curvas de impedancia acústica, los coeficientes de reflexión y el sintético.

La finalidad de realizar el sismograma radica en comparar la respuesta del sintético con la línea sísmica, en la figura 20 se observa el despliegue de los registros de rayos gamma, densidad, sónico, impedancia acústica, coeficiente de reflexión y el sintético, lo cual a través de esta ventana de visualización muestra claramente los cambios litológicos tanto en la sísmica como en los registros de pozo y se observa el grado de correlación existente para las dos últimas columnas.

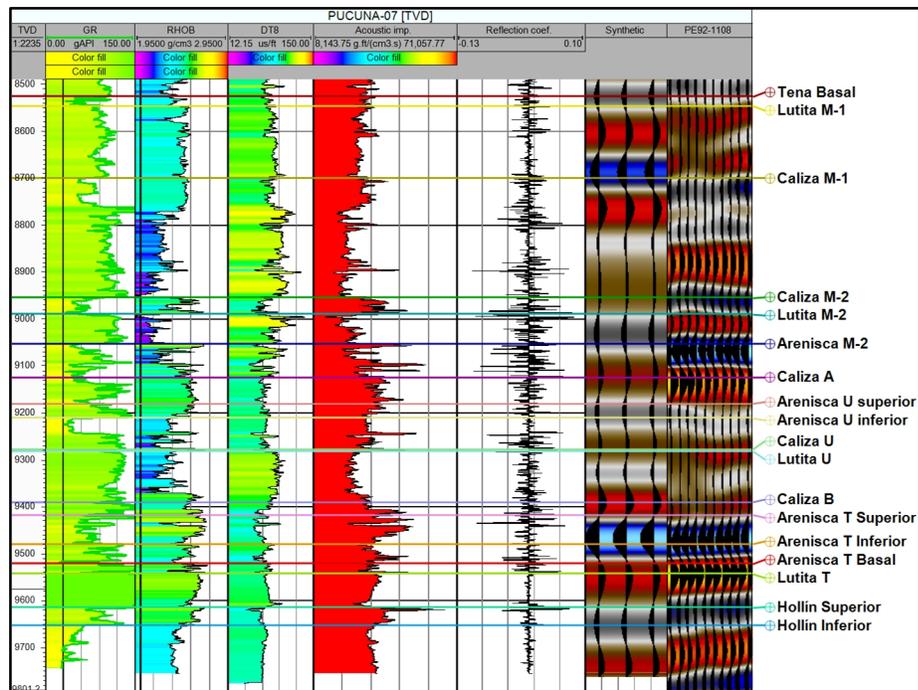


Figura 20. Sismograma sintético para el pozo PUCUNA-07 y la línea sísmica PE92-1108

4.3.4. Cálculo de resolución sísmica vertical

Para su cálculo se utilizó la relación de que la resolución vertical de la sísmica consiste en aproximadamente un cuarto de la longitud de onda, la cual está dada por la ecuación (1). Donde v es la velocidad intervállica y f es igual a la frecuencia dominante.

$$\frac{\lambda}{4} = \frac{v}{f} \quad (1)$$

Se desplegó una ventana en el programa *SeiSee* para obtener el espectro de amplitud y frecuencia (figura 21) de la línea sísmica, y así obtener el valor de la frecuencia dominante. Para el valor de la velocidad se utilizó la relación de la curva tiempo profundidad para obtener la velocidad. Cabe destacar que se calcularon cuatro resoluciones sísmicas distintas, cada una correspondiente a una campaña de adquisición distinta.

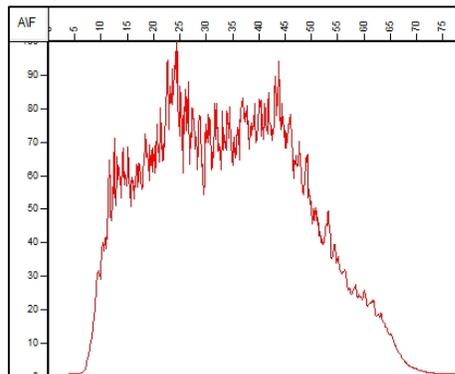


Figura 21. Espectro de amplitud vs. frecuencia para la línea sísmica PE92-1108

4.4. Secciones estratigráficas y estructurales

4.4.1. Definición de topes de formaciones

Para definir los topes de formación se utilizaron los registros litológicos como lo son el de rayos gamma, potencial espontáneo, caliper, densidad y resistividad de los pozos en TVD.

De acuerdo a la respuesta de cada uno de los registros, se fueron definiendo los cambios litológicos para cada pozo y esto se correlacionó con información de campos cercanos para definir el tope en específico al cual se estaba asociando el cambio litológico.

Se pudo determinar los topes pertenecientes a las formaciones del Cretácico y parte del Cenozoico. Cabe destacar que para los pozos PUCUNA-01, PUCUNA-02, PUCUNA-03 y PUCUNA-04, no contaban con registros en la zona correspondiente al Cenozoico, debido a esto las secciones y el resto de los resultados se limitaron al Cretácico, en los 13 pozos se contaba con los registros para esta sección y abarca entre los topes Hollín Inferior y Tena Basal. En la figura 22 se observa el ejemplo de dos pozos; el PUCUNA-

01 donde se observa que solo cuenta con el registro de rayos gamma para la sección Cretácica y el PUCUNA-05 posee registro para la sección Cenozoica.

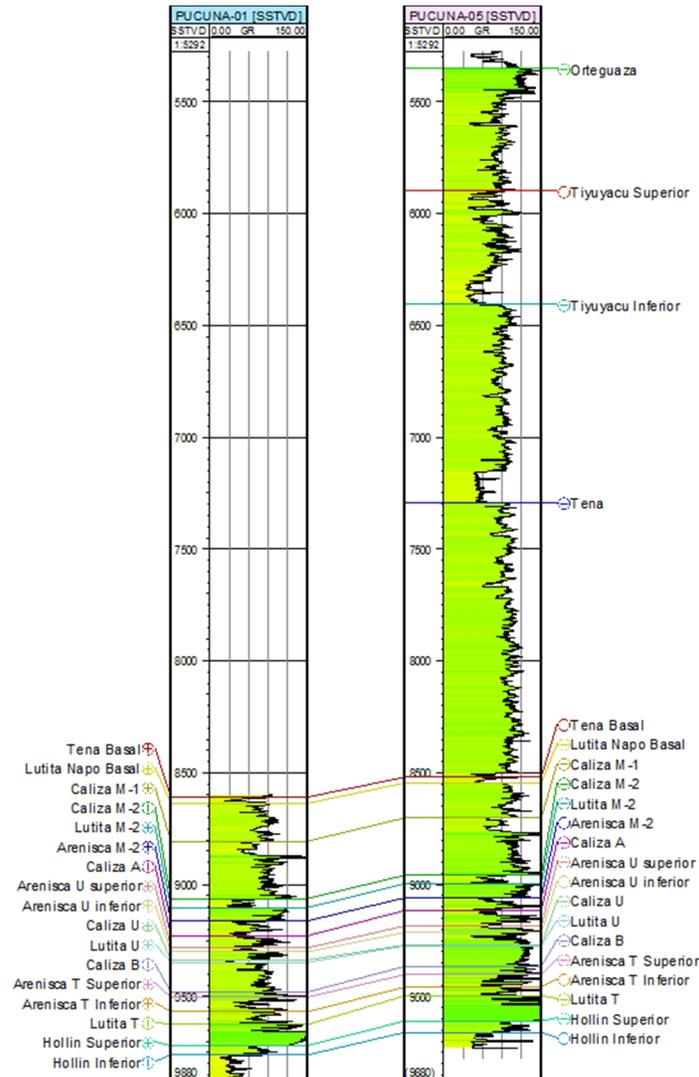


Figura 22. Registro de rayos gamma con topes identificados para los pozos PUCUNA-01 y PUCUNA-05

4.4.2. Correlación estratigráfica-estructural

Una vez establecidos los topes para la sección Cretácica, se definió la dirección de las secciones, para este caso se escogieron dos en dirección norte-sur y una en dirección este-oeste (figura 23), esto tomando en cuenta la distribución de los pozos en el campo

y la información de la dirección de sedimentación levantada en la recopilación bibliográfica.

Para las secciones estratigráficas se tomó como *datum* el tope perteneciente al Miembro Tena Basal, el cual representa un marcador de carácter regional y se observa en todos los pozos.

En el caso de las secciones estructurales se tomó como *datum* el nivel medio del mar SSTVD (*subsea true vertical depth*) a escala 1:2000.

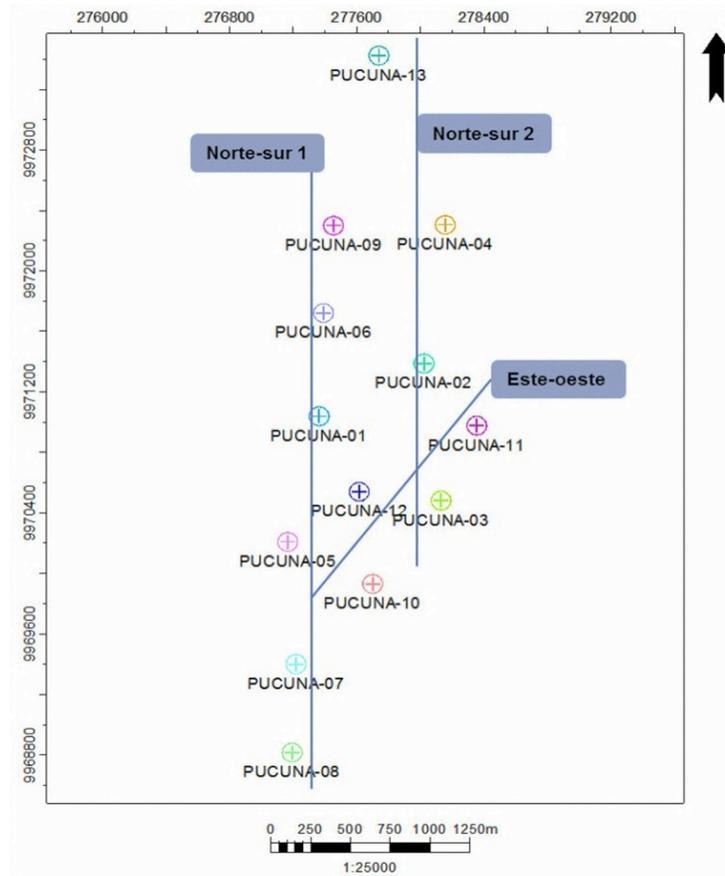


Figura 23. Ubicación de los perfiles definidos para las secciones estratigráficas y estructurales

Posteriormente, se alinearon verticalmente los pozos, de esta manera se puede observar la continuidad y extensión lateral en el caso de las secciones estratigráficas y en las estructurales para observar los principales controles estructurales para el campo.

4.4.3. Análisis de electrofacies

De acuerdo con la clasificación de WALKER (1992), se establecieron las facies de acuerdo a los patrones ilustrados en la figura 24.

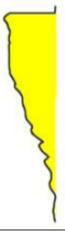
Cilíndrico	En forma de Embudo	En forma de Campana	Simétrico	Irregular
Limpio, Sin tendencia	Tope Abrupto, Grano-creciente	Base Abrupta, Grano-decreciente	Base y topes transicionales	Intercalación entre arena y lutita. Sin tendencia
				
Ambientes Eólicos, Canales Fluviales Entrelazados, Plataformas Carbonáticas, Arrecifes o relleno de Cañones Submarinos	Abanicos de Rotura, Barras de Desembocadura, Islas de Barrera, plataforma clástica, areniscas marino someras, secuencias carbonáticas o Abanicos Submarinos.	Barras de Meandros, Barras de Marea, Canales Submarinos o algunas arenas transgresivas de plataforma.	Barras Arenosas Costa Afuera, algunas arenas transgresivas de plataforma o amalgamiento entre otras secuencias grano-crecientes y grano-decrecientes.	Llanura de Inundación, Taludes Carbonáticos, Taludes Clásticos o Relleno de Cañones.

Figura 24. Patrones de electrofacies en curvas de rayos gamma (Modificado de WALKER, 1992)

4.5. Interpretación sísmica

Para la interpretación sísmica se tomaron las líneas sísmicas que se encontraban dentro del límite del campo Pucuna (figura 17), para un total de 11 líneas de las 27 con las que se contaba inicialmente, y para ello se utilizó el módulo *Seismic Interpretation* de Petrel 2013.1.

4.5.1. Interpretación de horizontes y fallas

En la interpretación de horizontes, se tomó como guía los marcadores estratigráficos identificados para las secciones estructurales y estratigráficas, los cuales pudieron correlacionarse gracias a la calibración sísmica-pozo realizada a través del sismograma sintético. En la figura 25 se observan los principales reflectores identificados.

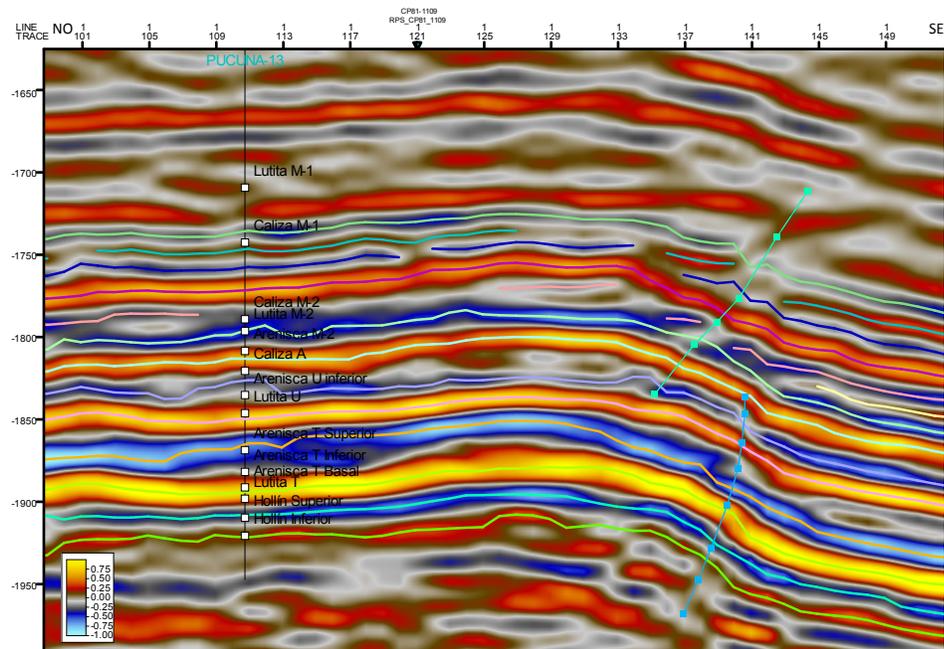


Figura 25. Línea CP83-2184 con su respectiva interpretación de fallas y horizontes en tiempo

4.5.3. Generación de mapas de superficies en tiempo

Los mapas en tiempo, revelan información relacionada con la geometría de los estratos y estructuras del campo, en sismica la variación de tiempo es proporcional a la profundidad por lo que las variaciones en los mapas muestran estas estructuras.

Se generaron mapas de superficie a través de los horizontes interpretados, mediante la herramienta de *Make/Edit Surface*, para ello se seleccionó el horizonte al que se deseaba realizar la superficie, el límite definido para el campo y el método de interpolación que en este caso fue utilizado *Kriging*, este método permite a partir de una muestra de valores sean regular o irregularmente distribuidos, estimar sin sesgo los valores en aquellos sitios donde no existe información.

4.5.4. Modelo de velocidades

Para convertir los horizontes y fallas interpretados en la sismica de tiempo a profundidad es preciso generar un modelo de velocidades en la zona de la sección Cretácica del área que se adapte lo mejor posible a la complejidad geológica del campo. Para definir el modelo de velocidades se utilizaron las superficies generadas en tiempo, los topes y la velocidad interválica definida para cada intervalo que cubren dichas

superficies. La velocidad interválica fue definida como el valor promedio de velocidad para los intervalos de cada miembro, en la figura 26 se observan los parámetros que se requería para la generación del mismo y como se definieron.

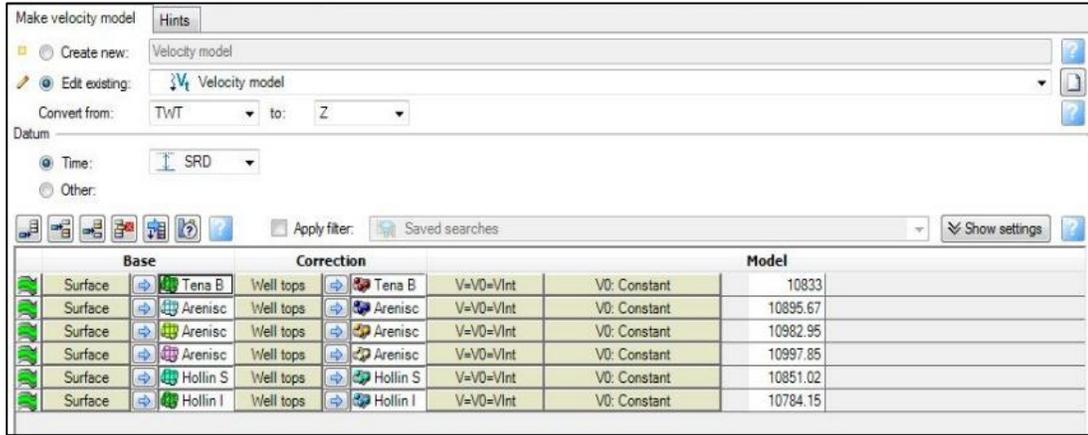


Figura 26. Parámetros definidos para generar modelo de velocidades

4.5.5. Conversión tiempo-profundidad

Luego de realizarse el modelo de velocidades, se procedió a realizar la transformación tiempo-profundidad de los topes, horizontes, superficies y fallas interpretados a través del programa Petrel, el cual permite ir seleccionando cada uno de ellos y realizar automáticamente la conversión al dominio profundidad.

En la figura 27 se muestran las curvas tiempo-profundidad obtenidas para todos los pozos y se observa como todas mantienen una tendencia similar.

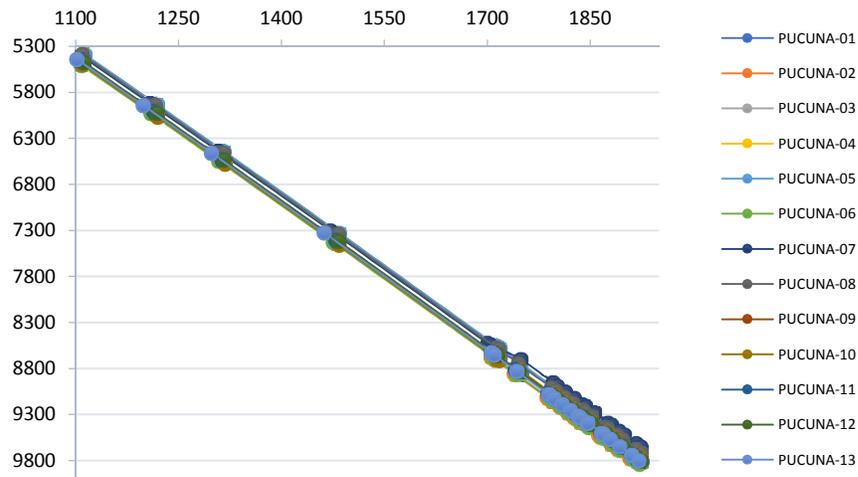


Figura 27. Curvas tiempo-profundidad de todos los pozos

4.6. Determinación de parámetros y propiedades petrofísicas

La evaluación de reservorios de petróleo requiere conocimiento de propiedades como la porosidad, litología, permeabilidad, distribución de agua-aceite y saturación de agua. Estos parámetros no pueden ser directamente medidos *in situ*, en cambio se utilizan medidas de registro como el de rayos gamma, resistividad de la formación, densidad y porosidad son usadas para inferirlos.

El programa utilizado para los cálculos de las propiedades fue IP 3.5 (*Interactive Petrophysics*) de Schlumberger, este permite realizar una evaluación petrofísica utilizando todos los datos de perfiles disponibles y además correlacionándose con el conocimiento local del campo. Los registros utilizados para llevar a cabo la evaluación fueron los de rayos gamma, potencial espontáneo, densidad, neutrón y resistividad de inducción, y resistividad lateral, micro Log.

Las propiedades que se calcularon fueron el volumen de arcilla, la porosidad, la saturación de agua y de acuerdo con los valores arrojados por estos en combinación de algunos de los registros ya nombrados, se definieron los valores de corte para determinar los espesores de arena neta y la arena neta petrolífera.

4.6.1. Volumen de arcilla

Las arenas tienen diversos componentes y uno de ellos es las arcillas, las cuales poseen un tamaño de grano muy pequeño, lo que afecta a propiedades de las rocas como la porosidad y la permeabilidad, además que permiten el almacenamiento de grandes volúmenes de agua. Estos factores definen la rentabilidad de un intervalo y por ello es importante conocer las proporciones en las que se encuentra el volumen de arcilla en una arena.

Los volúmenes de arcilla del yacimiento para los miembros U, T y Hollín estimados para el campo Pucuna se calcularon a partir del registro de rayos gamma.

El modelo utilizado para esta propiedad fue la ecuación de Larionov, específicamente la expresión definida para rocas antiguas, la cual está expresada por la siguiente ecuación:

$$Vsh = 0.33(2^{(2*IGR)} - 1) \quad (2)$$

El IGR, es el índice de arcillosidad y se obtuvo del registro de rayos gamma como se muestra a continuación:

$$IGR = \frac{GRleído - GRmin}{GRmax - GRmin} \quad (3)$$

Donde:

IGR: Índice de arcillosidad

GRleído: Valor obtenido de la curva de rayos gamma

GRmin: Valor mínimo leído del registro de rayos gamma

GRmax: Valor máximo leído del registro de rayos gamma

4.6.2. Porosidad

La porosidad del reservorio se obtuvo a partir de la combinación de los registros de densidad y neutrón. La densidad de la matriz que se usó en los cálculos fue de 2.65 g/cc mientras que la densidad del petróleo fue de 0.85 g/cc. Este modelo es confiable en aquellos intervalos donde se puede garantizar la estabilidad del hoyo, en aquellos pozos donde no se puede garantizar o no poseía registro de densidad se usó el modelo del sónico.

4.6.3. Saturación de agua

Una vez definido el modelo mineralógico, se procedió a establecer el modelo de saturaciones y los parámetros correspondientes. Se utilizó el modelo de Simandoux modificado mostrado en la ecuación 4, debido a que este se adapta a formaciones donde las arcillas se encuentran de forma dispersa.

$$Sw = \left(\frac{0.4 * Rw}{\phi^2} \right) * \left[\sqrt{\left(\frac{Vsh}{Rsh} \right)^2 + \frac{5 * \phi^2}{Rt * Rw}} - \frac{Vsh}{Rsh} \right] \quad (4)$$

Donde:

Rw: Resistividad de agua de formación

Vsh: Volumen de arcilla

Rsh: Resistividad de las arcillas

ϕ : Porosidad

Rt: Resistividad de la formación

Los valores de resistividad de agua de formación (R_w) que se utilizaron para el cálculo de saturación de agua fueron proporcionados por Suelopetrol (empresa petrolera que opera en Venezuela y posee como proyecto el campo de Ecuador). La resistividad del agua asociada con las arcillas (R_{sh}) varía en un rango entre 0.1 y 0.4 ohm.m a la temperatura de formación.

4.6.4. Parámetros de corte o *cutoffs*

Una vez evaluados y aplicados los modelos de volumen de arcilla, porosidad y saturación de agua a cada uno de los pozos en estudio, se procedió a la estimación de los parámetros de corte o *cutoffs*, que funcionan como valores límites para definir el espesor total de la arena neta y la arena neta petrolífera, tal y como se muestran en las tablas 2 y 3 respectivamente.

Tabla 2. Parámetros de corte establecidos para la arena neta

Cut-offs	
Formación Napo	
Porosidad	$\geq 10\%$
Volumen de arcilla	$\leq 50\%$
Registro de Porosidad	$\leq 35\%$
Formación Hollín	
Porosidad	$\geq 10\%$
Volumen de arcilla	$\leq 50\%$
Registro de Porosidad	$\leq 35\%$

Tabla 3. Parámetros de corte establecidos para la arena neta petrolífera

Cut-offs	
Formación Napo	
Porosidad	$\geq 10\%$
Volumen de arcilla	$\leq 50\%$
Registro de Porosidad	$\leq 35\%$
Registro de Densidad	$\leq 2.45 \text{ gr/cc}$
Registro de Resistividad Profunda	$\geq 100 \text{ ohm.m}$
Formación Hollín	
Porosidad	$\geq 10\%$
Volumen de arcilla	$\leq 50\%$
Registro de Porosidad	$\leq 35\%$
Registro de Densidad	$\leq 2.5 \text{ gr/cc}$
Registro de Resistividad Profunda	$\geq 100 \text{ ohm.m}$

4.7. Mapas de isopropiedades

Se generaron cinco mapas por cada intervalo definido arena posible prospecto los cuales fueron los miembros Hollín Inferior, Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y Tena Basal.

Para generar los mapas se utilizó el programa Petrel 2013.1, bajo el método de interpolación *Kriging* por poseer las mismas condiciones descritas para crear los mapas de superficies en tiempo.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

5.1. Interpretación sísmica

5.1.1. Resolución sísmica vertical

En la tabla 4 se muestran los valores calculados para cada uno de los levantamientos, donde se observa que la velocidad promedio varía un rango de 75 pies/s, mientras que la frecuencia dominante se encuentra entre los 22 y 26 Hz.

La resolución sísmica vertical se ubicó por encima de los 100 pies y fue similar para los levantamientos CP81, CP83 y PE95, para el levantamiento PE92 si existió una diferencia de 15 pies con respecto a los demás levantamientos.

Tabla 4. Resolución sísmica calculada para cada levantamiento

Levantamiento	Velocidad promedio (pies/s)	Frecuencia dominante (Hz)	Resolución sísmica vertical (pies)
CP81	10870,15	23	118,15
CP83	10845,21	22,67	119,83
PE92	10795,09	26	103,80
PE95	10861,38	23	118,06

5.1.2. Interpretación de horizontes y fallas

Se identificaron un total de 12 reflectores asociados a los topes del Cretácico, cabe destacar que no todos los topes pudieron visualizarse en la sísmica debido a que muchas de las formaciones o miembros poseen espesores que no son apreciables por la resolución vertical de la sísmica. Un ejemplo de ellos son los miembros Caliza B, Caliza U, Caliza A, Caliza M-2 y Tena Basal (figura 28).

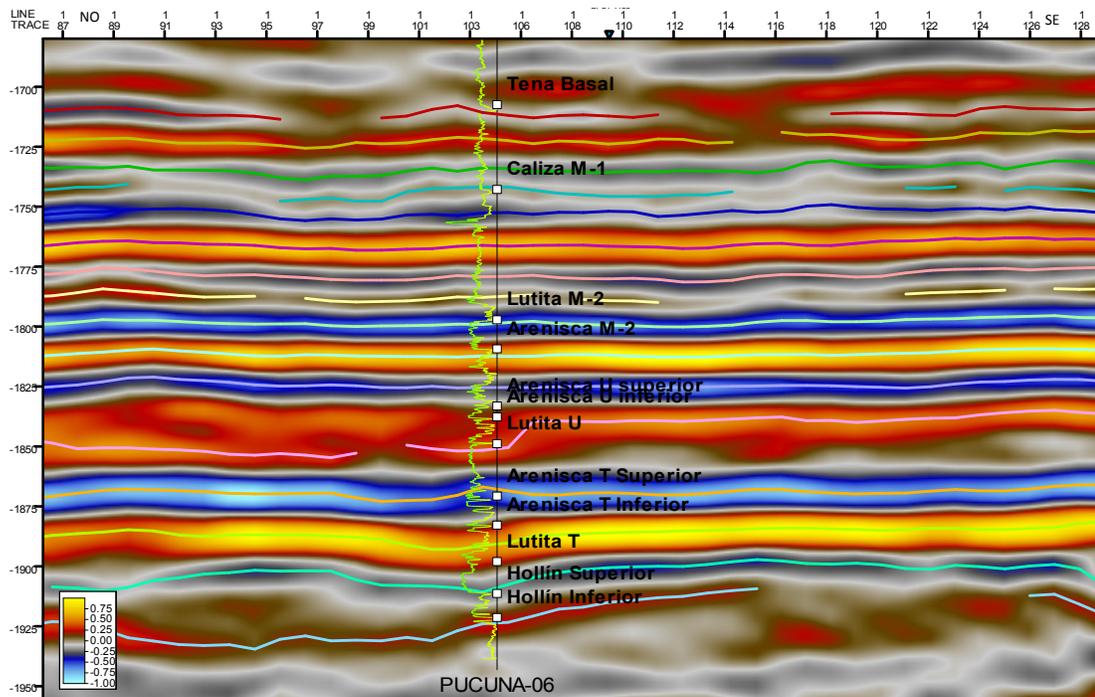


Figura 28. Línea sísmica PE83-2188 con los reflectores asociados a los topes de formación

En todas las líneas sísmicas pudieron identificarse la mayoría de los reflectores establecidos por los topes, lo que evidencia una buena continuidad de los mismos en el campo, a excepción de los reflectores correspondientes a la Formación Hollín y el Miembro Tena Basal, para los cuales se observaron discontinuidades a lo largo de los mismos. Para el caso de la Formación Hollín se trata de una inconformidad con el basamento ígneo-metamórfico y las capas rojas de la Formación Chapiza y en el caso de la parte superior de la Formación Napo es una superficie de erosión no abrupta con el Miembro Tena Basal (BALKWILL, *et al.*, 1995).

La interpretación de las diferentes líneas sísmicas permitió establecer aspectos estructurales y espaciales de los cuerpos sedimentarios en el campo Pucuna. Se puede resaltar la presencia de fallas generalmente inversas debido al proceso de deformación de la cuenca antepaís, sin embargo, existen fallas normales menores producto de reajuste en la cuenca. La línea PE92-1108 (figura 29), con orientación NW-SE, permite visualizar el conjunto de fallas identificadas, las cuales poseen orientación NNE-SSO guardando relación semi perpendicular con la línea mencionada. Las otras líneas dentro

del campo guardan una relación de paralelismo con las estructuras (fallas) y dificultad la identificación precisa de las mismas.

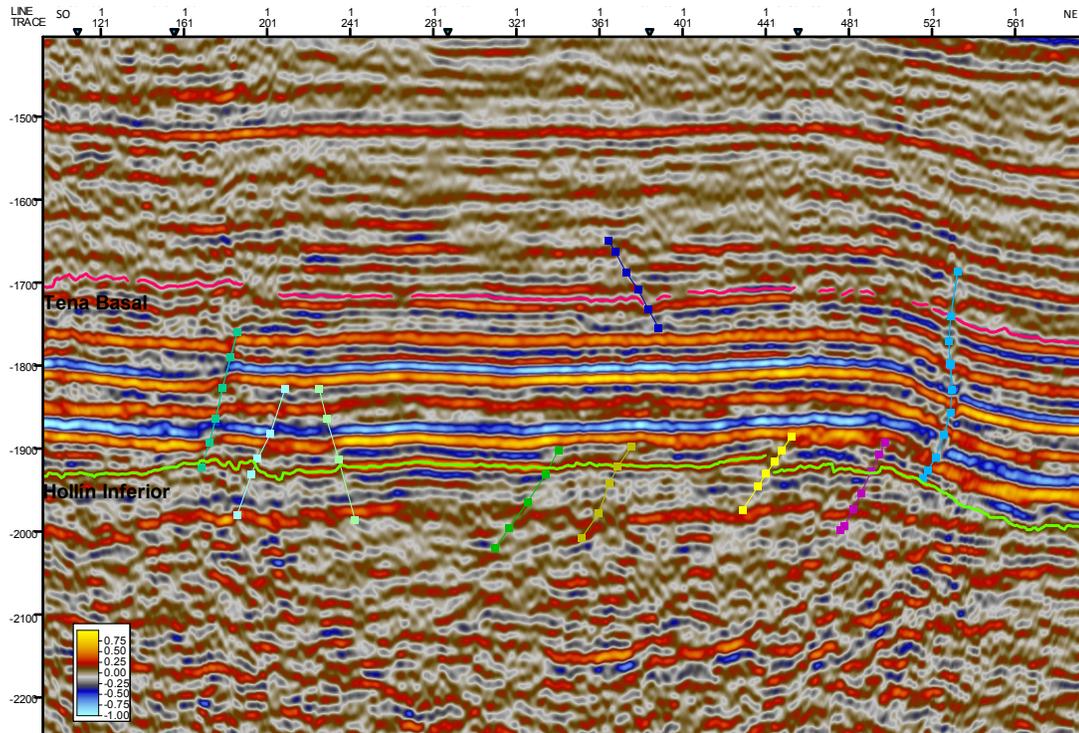


Figura 29. Línea sísmica PE92-1108 donde se observan algunas de las fallas identificadas

Como ya se mencionó la línea PE92-1108, debido a su orientación permitió observar algunas fallas, la mayoría de ellas son de tipo inverso. Cabe destacar que no se pudo seguir la continuidad de estas fallas en todas las líneas sísmicas, solo las que observan en los mapas de superficies en tiempo.

5.1.3. Mapas de superficies en tiempo

Los mapas de superficies en tiempo se realizaron para las areniscas del Cretácico, mostrados en las figuras 30, 31 y 32, y corresponden a los reflectores de los topes Hollín Inferior, Hollín Superior, Arenisca T, Arenisca U, Arenisca M-2 y Tena Basal. También puede observarse la ubicación de los principales planos de fallas correspondiente a cada intervalo y así como la ubicación de los pozos con respecto a los mismos.

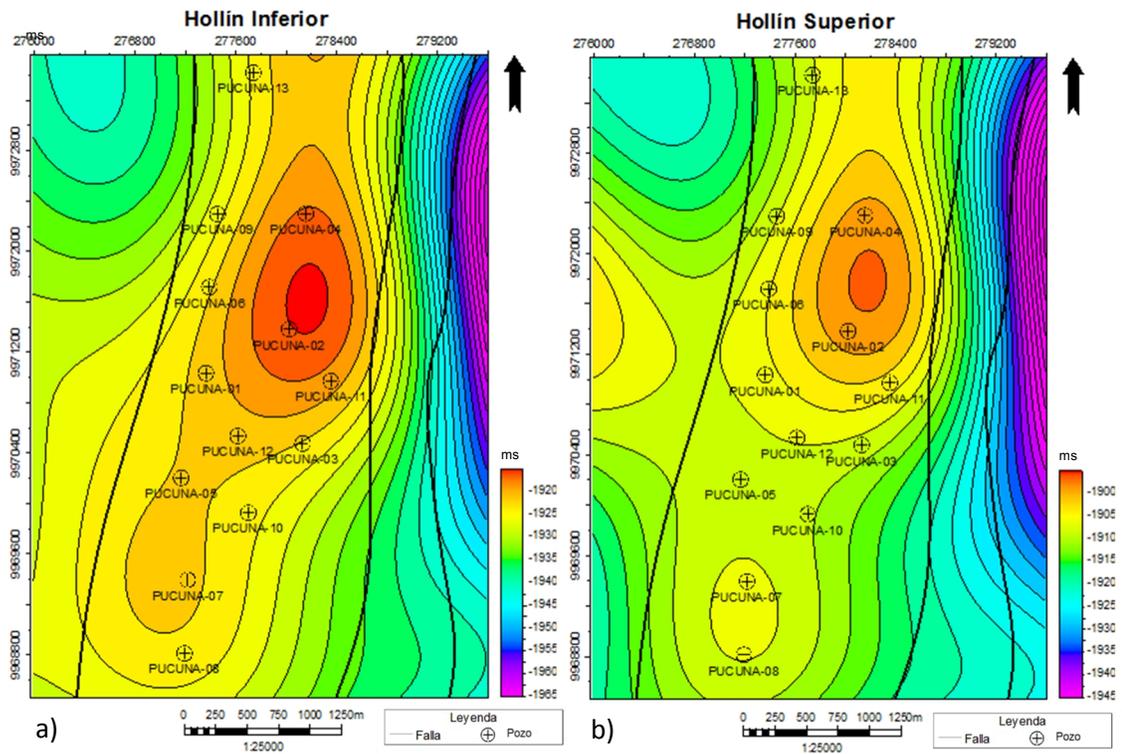


Figura 30. Mapas de horizontes en tiempo a) Mapa Hollín Inferior b) Mapa Hollín Superior

Los mapas muestran una tendencia similar en todos los horizontes, la tendencia general de los contornos es norte sur, a excepción del extremo noroeste donde los contornos comienzan a adoptar una inclinación noreste y en las Areniscas M-2 y Tena Basal se observa un cambio de dirección hacia el suroeste.

El gradiente es mayor hacia el este del mapa y más suave hacia el oeste, es decir, que la variación del rango de valores de tiempo es mayor hacia la zona este que hacia la oeste.

En la zona central, entre los pozos PUCUNA-02 y PUCUNA-04 se observa un cierre que corresponde a un alto estructural, también se observa un pequeño cierre hacia el sur en las cercanías del pozo PUCUNA-08, donde los valores en tiempos son menores pero la diferencia con el anterior es de unos 10 ms aproximadamente.

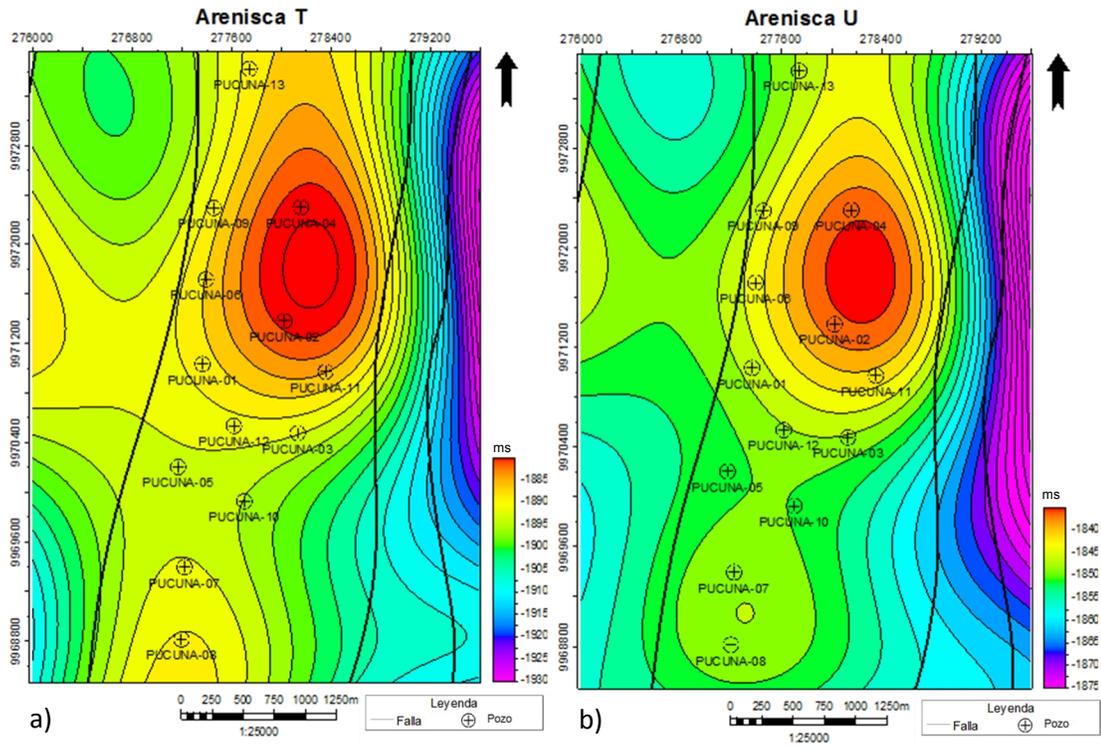


Figura 31. Mapas de horizontes en tiempo a) Mapa Arenisca T b) Mapa Arenisca U

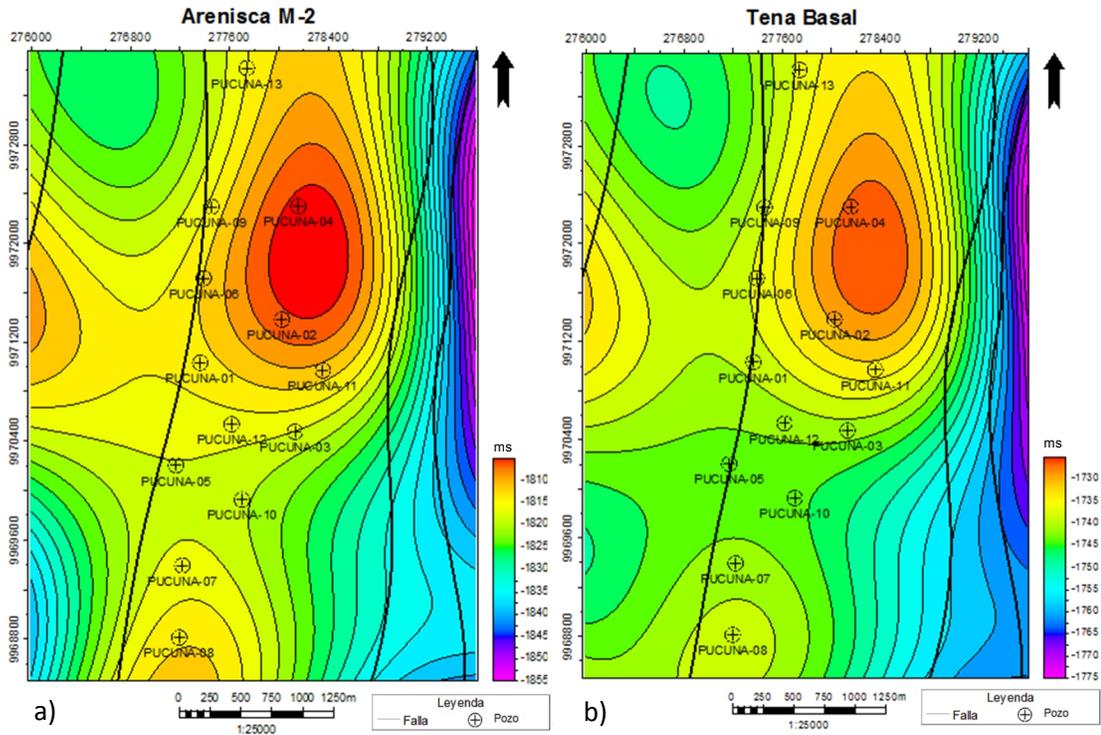


Figura 32. Mapas de horizontes en tiempo a) Mapa Arenisca M-2 b) Mapa Arenisca Tena Basal

Hacia el este del mapa se encuentran los valores máximos de tiempo el cual se asocia con al lado deprimido de la falla, tal como se observa en los mapas en tiempo y en la figura 33. En los mapas de tiempo realizados se puede observar la presencia del mismo conjunto de fallas, ratificando su carácter de atravesar toda la secuencia estratigráfica estudiada (Hollín Inferior, Hollín Superior, Arenisca T, Arenisca U, Arenisca M-2 y Tena Basal). Sin embargo, para los mapas de tiempo de Arenisca M-2 y Tena Basal, específicamente en la esquina NW de los mapas, se identificó una falla adicional que solo ocurre para estos dos niveles.

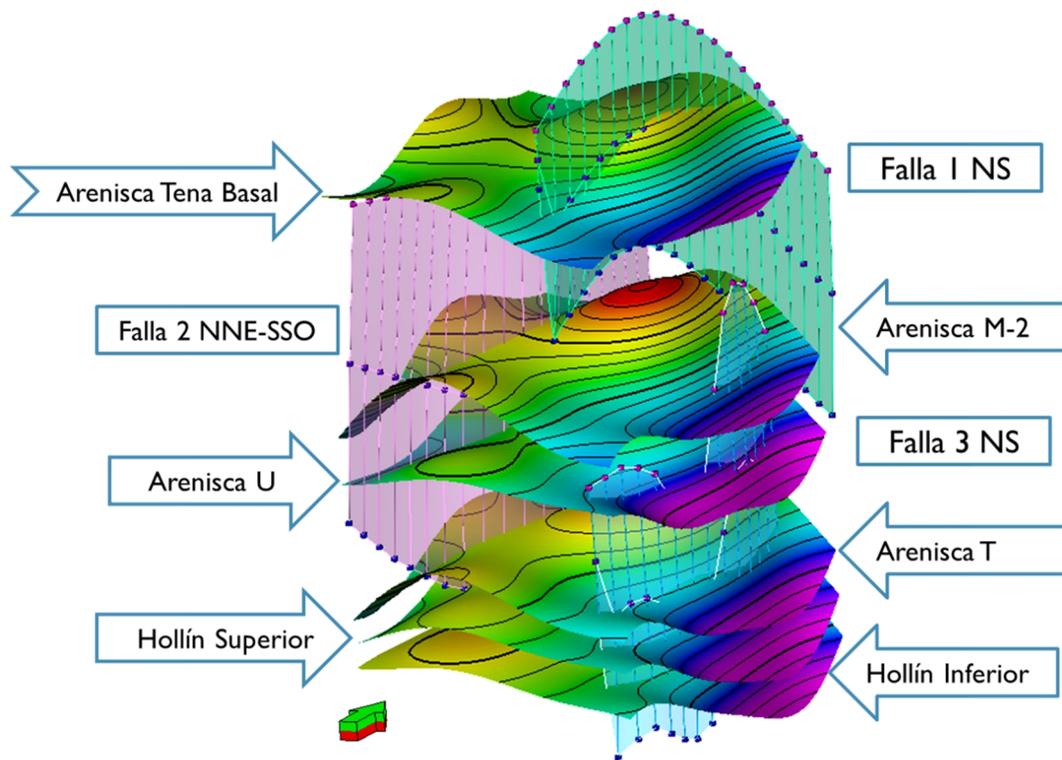


Figura 33. Visualización 3D de las superficies y de las principales fallas

5.2. Secciones estructurales

Se realizaron tres secciones estructurales, dos en sentido norte-sur y una este-oeste (figura 34). Como se observó en los mapas en tiempo, las fallas tienen orientación norte-sur, entonces serían dos secciones en la dirección de las fallas y una perpendicular a ellas.

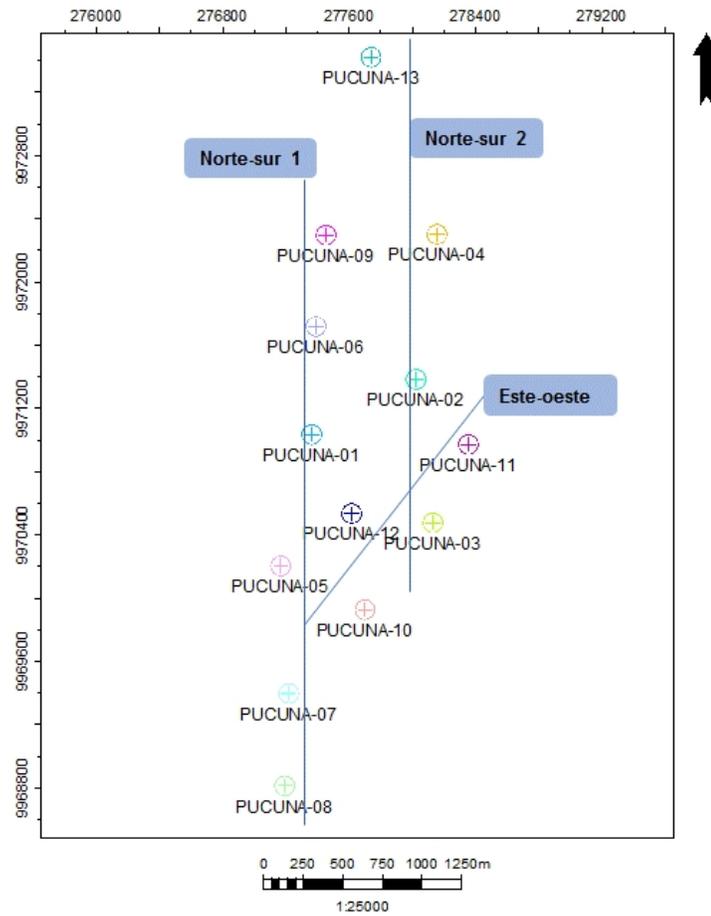


Figura 34. Distribución de los perfiles para las secciones

En la sección estructural norte-sur 1 (figura 35), se observa la zona que abarca los pozos PUCUNA-09, PUCUNA-06 y PUCUNA-01, posee una pequeña depresión y luego hacia el sur se tiene un alto estructural, tal y como se había descrito en los mapas en el dominio del tiempo. Los espesores en esta sección se mantienen constantes por lo que existe continuidad en los mismos a lo largo de toda la sección, no existe evidencia de fallas, los cambios de pendiente son graduales.

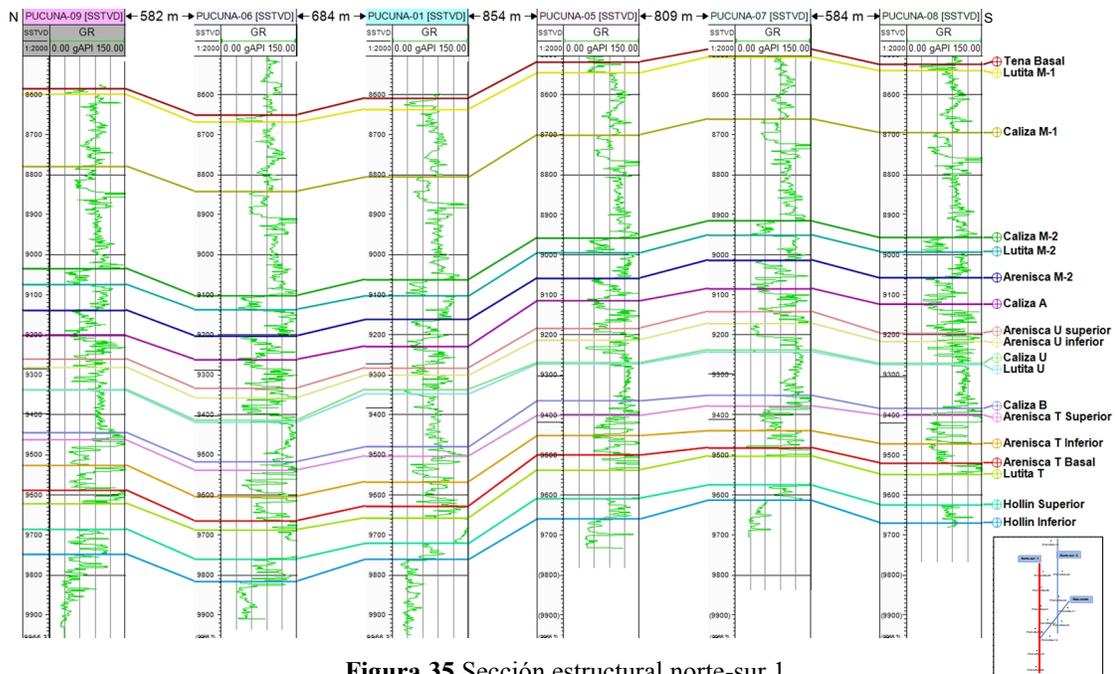


Figura 35. Sección estructural norte-sur 1

La sección norte-sur 2 (figura 36) ubicada hacia el este del campo, tiene como punto resaltante el alto estructural en las cercanías del pozo PUCUNA-04 que también pudo ser visualizado en los mapas estructurales, tiene un comportamiento similar a la sección norte-sur 1, debido a que mantiene la continuidad de los estratos sin cambios abruptos significativos. Para la sección este-oeste (figura 37) no tiene ninguna tendencia particular, una pequeña elevación hacia el oeste y luego se hace horizontal hacia el este. Cabe destacar que tal como lo muestran los mapas en tiempo (figuras 31, 32, 33) las principales fallas no atraviesan el área de los pozos por lo que estos no son influenciados en gran proporción por las mismas.

La interpretación de los mapas en tiempo y la evaluación de las secciones estructurales arrojaron que los niveles estratigráficos no poseen grandes saltos por fallamiento ni plegamiento. Los buzamientos de los reflectores estratigráficos son suaves y con elevaciones muy locales. Este régimen de deformación es leve para el campo Pucuna lo cual indica una gran lejanía del centro de deformación de la cuenca ante país.

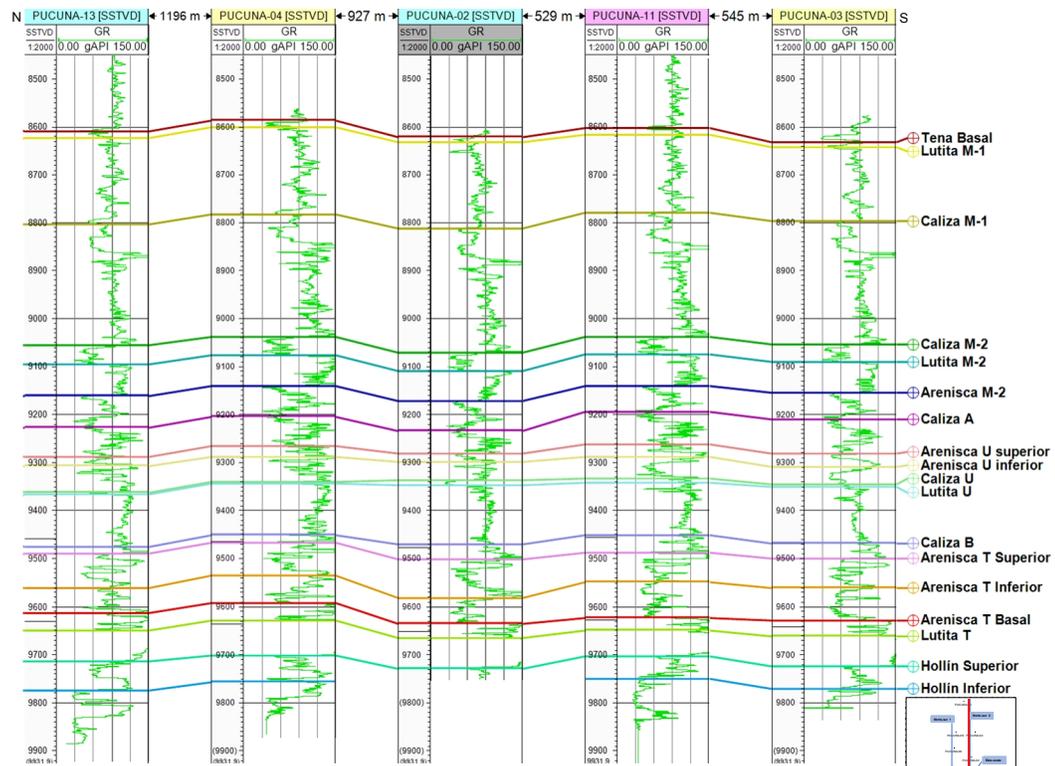


Figura 36. Sección estructural norte-sur 2

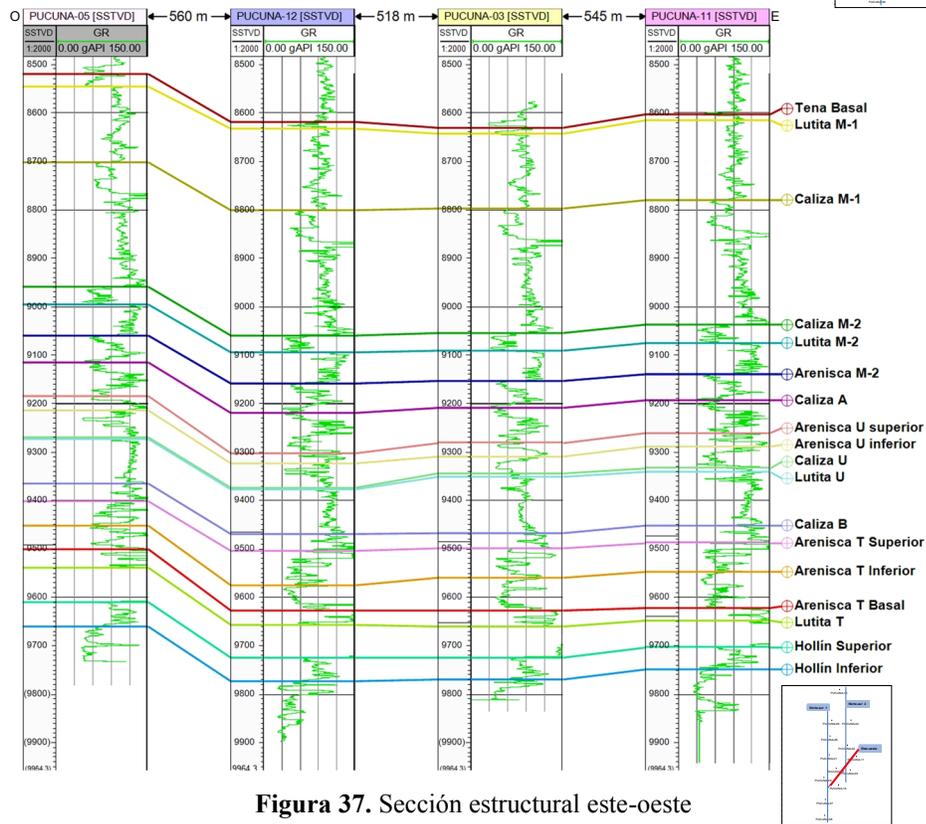


Figura 37. Sección estructural este-oeste

5.3. Secciones estratigráficas

Se realizaron un total de tres secciones estratigráficas, dos en dirección norte-sur y una en dirección este-oeste, igual que para las secciones estructurales (figura 34). Las secciones estratigráficas se muestran en las figuras 38, 39 y 40. Se tomó como *datum* el tope perteneciente a la Formación Tena Basal, el cual representa un marcador de carácter regional.

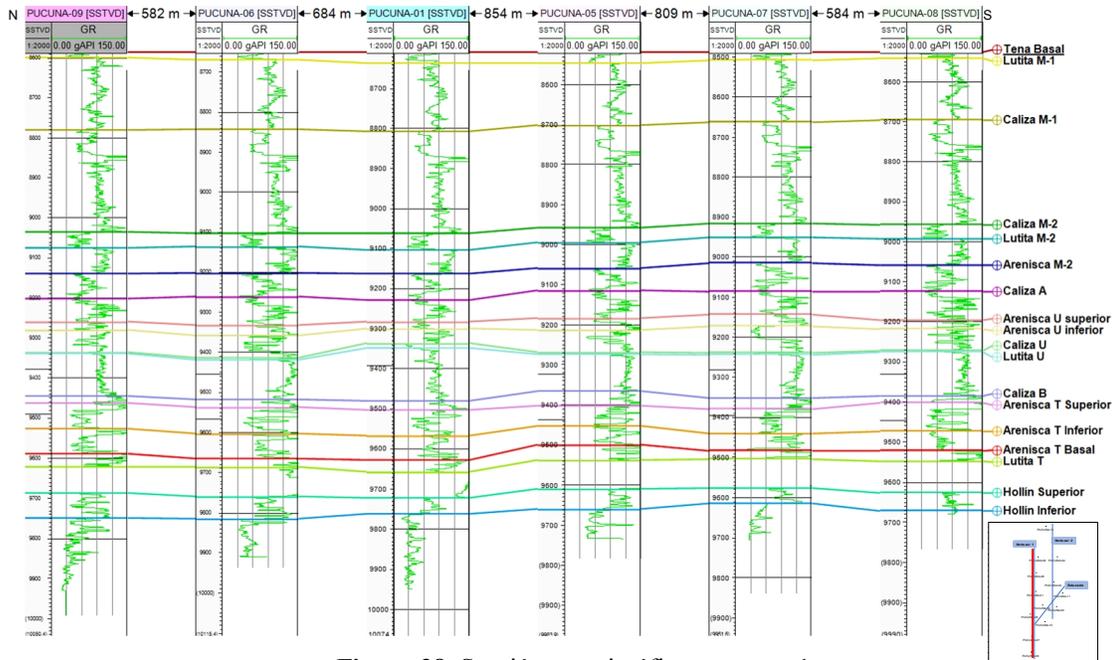


Figura 38. Sección estratigráfica norte-sur 1

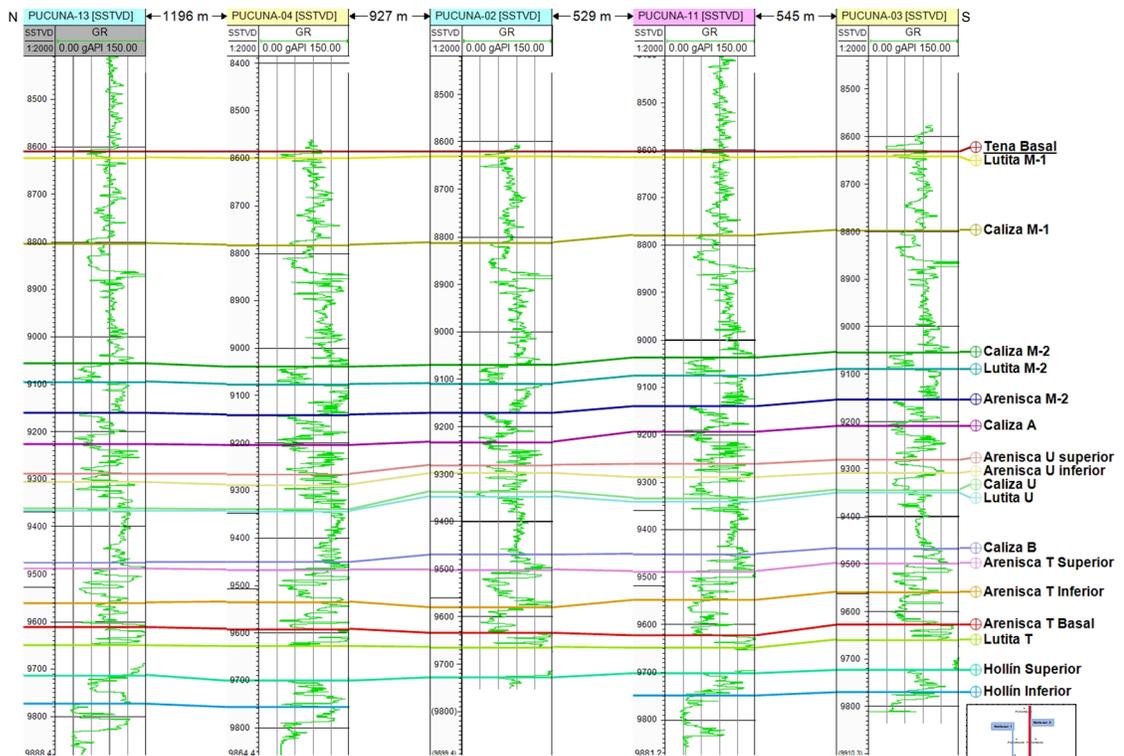


Figura 39. Sección estratigráfica norte-sur 2

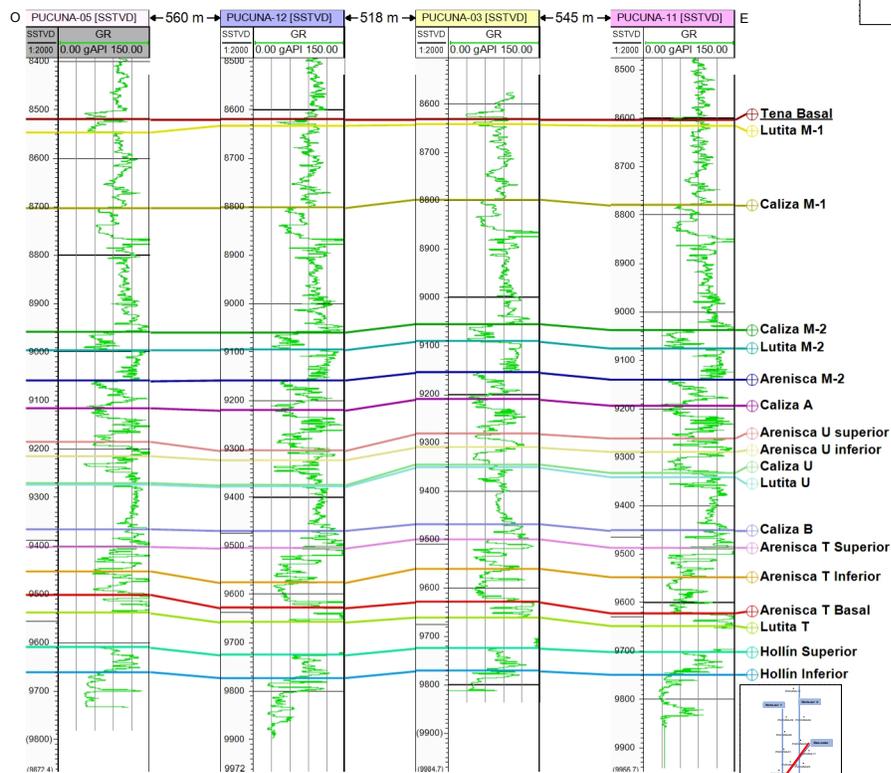


Figura 40. Sección estratigráfica este-oeste

Para la descripción de las secciones se dividió la sección Cretácica en cuatro unidades operacionales como lo son la unidad Hollín, T, U y M, tal como se observa en la figura 41.

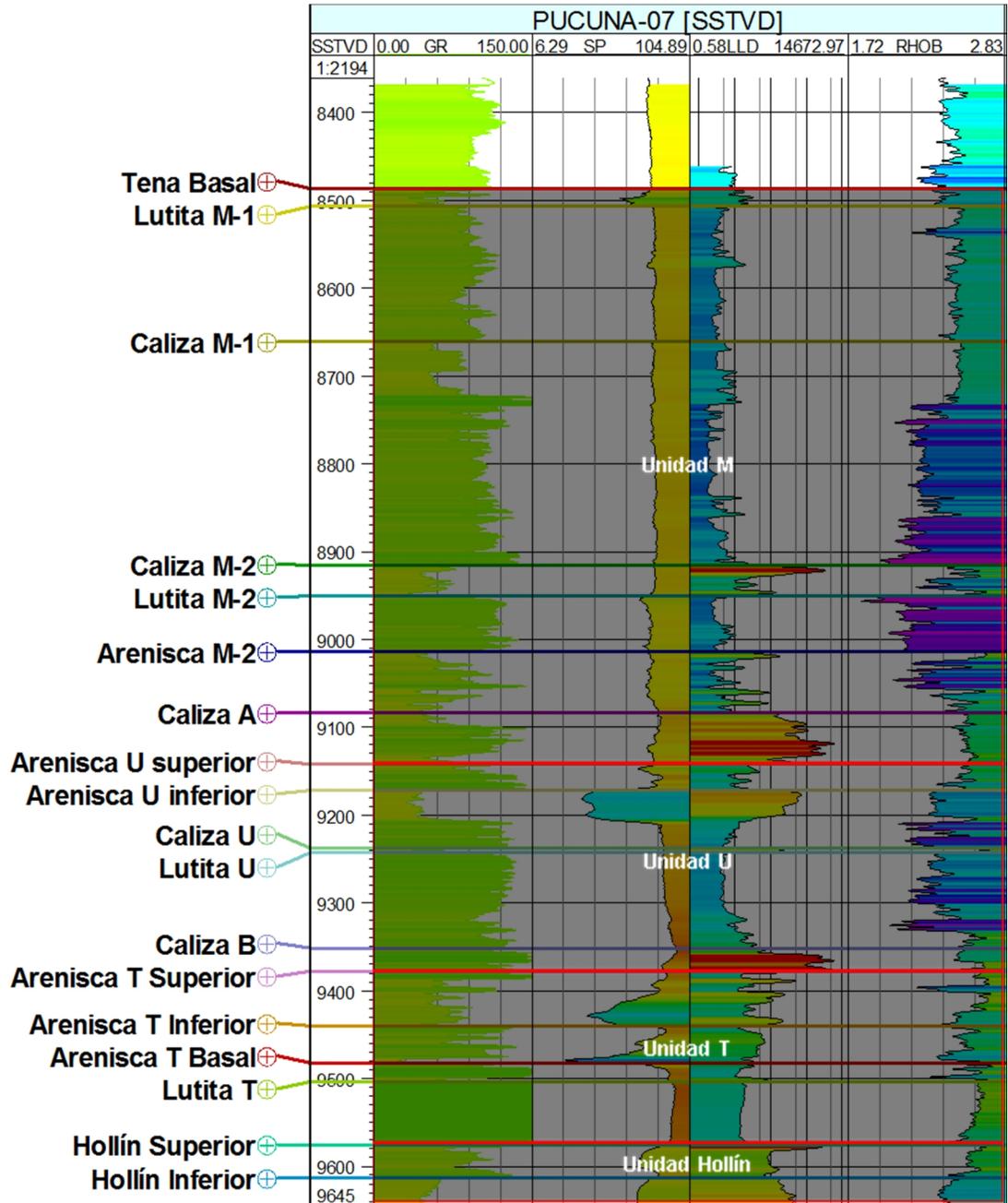


Figura 41. Unidades delimitadas para descripción estratigráfica

5.3.1. Unidad Hollín

Corresponde el intervalo entre los topes de las formaciones Hollín Inferior y Hollín Superior (figura 42), que consta de una serie de areniscas de grano fino, granodecrecientes hacia el tope y con un espesor promedio de 50 pies. Esta secuencia a lo largo de todos los pozos posee un contacto abrupto hacia el tope y otro más gradual hacia la base.

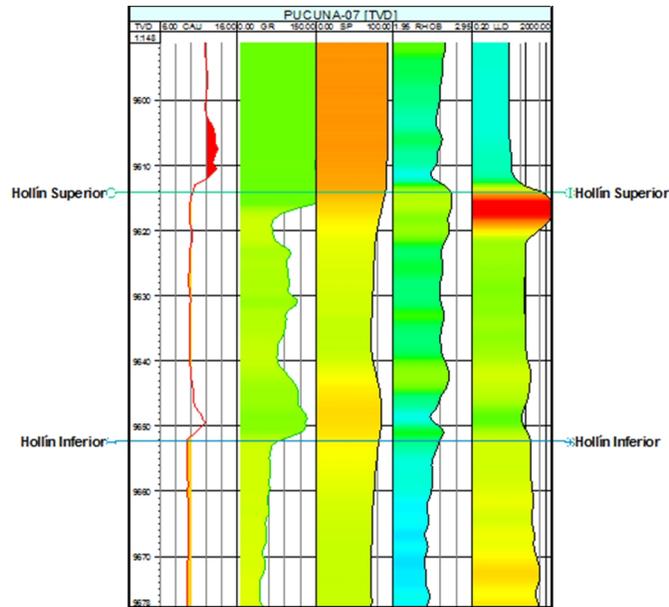


Figura 42. Registros de pozo y topes para la unidad Hollín

La unidad Hollín en la sección estratigráfica norte-sur 1 (figura 38), posee un espesor menor hacia el sur y tiene un valor de 40 pies, se incrementa en el norte donde posee unos 60 pies, a diferencia de la secciones norte-sur 2 y este-oeste (figuras 39, 40) donde el espesor se mantiene constante.

En la sección este-oeste (figura 40) se observa claramente el comportamiento de la curva de rayos gamma en forma de embudo, esto significa secuencias grano decrecientes asociadas a ambientes fluviales, específicamente ríos entrelazados, la presencia de secuencias carbonáticas (calizas) marca la transición hacia ambientes más costeros (MARIÑO, 2015).

5.3.2. Unidad T

Esta unidad mostrada en la figura 43, comprende la zona ubicada entre los topes de la Formación Hollín Superior y el Miembro Arenisca T Superior, la cual consta de una serie de intercalaciones de areniscas y lutitas que abarcan un promedio de 200 pies.

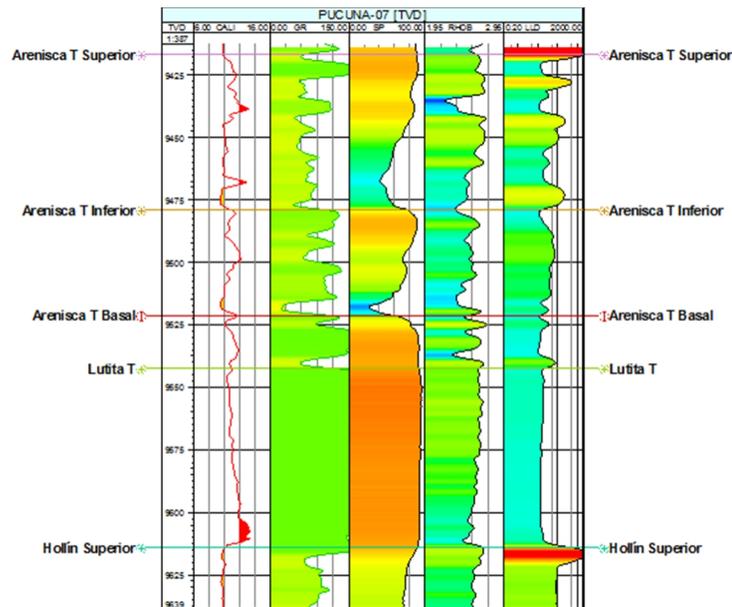


Figura 43. Registros de pozo y topes para la unidad T

Hacia la base de la unidad se encuentra el Miembro Lutita T el cual en la sección norte-sur 1 (figura 38) mantiene un espesor constante de unos 70 pies, mientras que para la sección este-oeste (figura 40), el espesor disminuye ligeramente hacia el este. Este miembro consta de lutitas con gran contenido de materia orgánica, debido a un periodo de máxima productividad biológica que redujo el contenido de oxígeno disuelto en agua y favoreció la depositación de lutitas negras, típico de un ambiente de plataforma marina abierta (YUQUILEMA, 2010).

El Miembro Arenisca T está conformado por areniscas de grano fino a medio y se encuentra en contacto discordante sobre la Lutita T (PINO, 2008), tienen un espesor promedio de 90 pies, con un comportamiento generalmente granodecreciente el cual indica el dominio de mareas en esta secuencia. El Miembro T Inferior para la sección norte-sur 1 (figura 38) disminuye su espesor hacia el sur, en la sección norte-sur 2 (figura 39) el espesor aumenta en la zona entre los pozos PUCUNA-04 y PUCUNA-

03 donde alcanza un valor máximo de 80 pies. En la sección este-oeste (figura 40) los mayores espesores se registran hacia el este y para el Miembro Arenisca T Superior se tiene un comportamiento similar.

5.3.3. Unidad U

Comprende la zona entre los topes de la Arenisca T Superior y la Arenisca U Superior (figura 44), esta unidad posee un espesor promedio de 200 pies y consta de una serie de areniscas, calizas y lutitas que incluyen la Caliza B, Lutita U, Caliza U y los miembros Arenisca U Inferior y Superior.

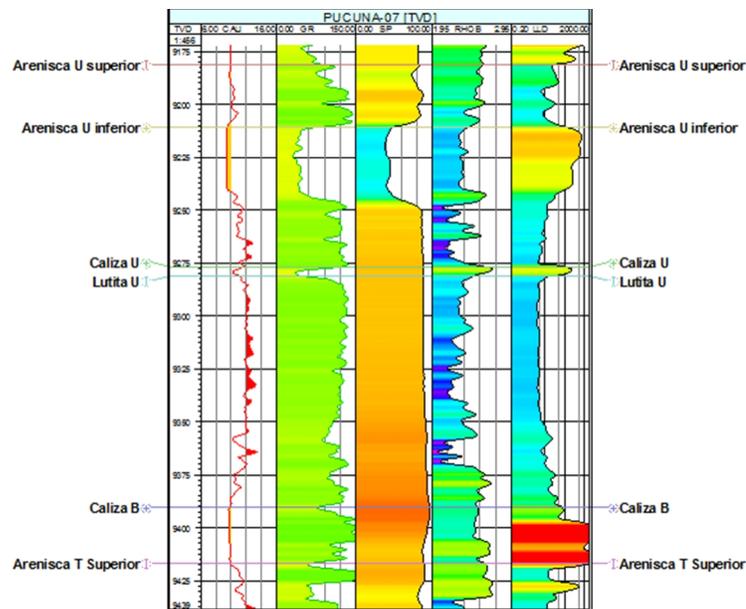


Figura 44. Registros de pozo y topes para la unidad U

En la base de la unidad se encuentra la Caliza B, la cual para la sección norte-sur 1 (figura 38) posee un espesor promedio de 20 pies en el norte del campo mientras que para la zona central entre los pozos PUCUNA-05 Y PUCUNA-07 presenta un aumento de 10 pies, lo mismo ocurre para la sección norte-sur 2 (figura 39) donde hay un mayor espesor hacia el sur cerca de la misma zona donde se engrosa para la sección norte-sur 2, para la sección este-oeste (figura 40) el espesor se mantiene constante, porque esta sección atraviesa la misma zona donde aumenta el espesor en las secciones norte-sur. El Miembro Lutita U posee un espesor promedio de 90 pies, tal como se observa en la figura 38 para la sección norte-sur 1 que se mantiene constante a lo largo excepción de

la zona central cerca del pozo PUCUNA-01 donde se observa un aumento en el espesor de unos 10 pies. Para la sección norte-sur 2 (figura 39) el espesor aumenta hacia el sur cerca de la misma zona de la sección norte-sur 1 y en el caso de la sección este-oeste (figura 40) se adelgaza hacia el oeste también un promedio de 10 pies. De acuerdo con RAMÍREZ (2007), esta sección corresponde con un ambiente marino abierto.

Para el Miembro Arenisca U se tiene un espesor promedio de 80 pies, exceptuando la región central del campo donde se observa un pequeño acuñamiento, un comportamiento similar es adoptado por la sección norte-sur 2 (figura 39), donde hacia la zona del pozo PUCUNA-02 disminuye considerablemente el espesor, para el caso de la sección este-oeste el espesor se mantiene constante a excepción de la zona hacia el pozo PUCUNA-12 donde también se observa un pequeño adelgazamiento del espesor. En el caso del Miembro Arenisca U inferior tiene tendencia granocreciente y se asocia con ambiente de canales mareales mientras que el Miembro U Superior que se trata de una serie de areniscas de grano más fino tiene una tendencia granodecreciente y es asociado con plataforma marina (SUÁREZ, 2016).

5.3.4. Unidad M

Abarca la zona entre los topes de la Arenisca U Superior y la Arenisca Tena Basal, la cual tiene un espesor promedio de 600 pies, y comprende los miembros indicados en la figura 45, que en terminos generales siguen una misma tendencia de espesores para cada miembro.

En la sección norte-sur 1 (figura 38), los espesores se mantienen constantes a lo largo de toda la sección con unos pequeños adelgazamientos en los extremos norte y sur, comportamiento similar que sigue la sección norte-sur 2 (figura 39). Para el caso de la sección este-oeste (figura 40) se observa que el Miembro Caliza A aumenta un poco su espesor hacia la zona del pozo PUCUNA-12.

El Miembro Caliza A consta de una sucesión de calizas que corresponde a un ambiente de plataforma carbonática, mientras que el Miembro Arenisca M-2 se dice que pertenece a una plataforma carbonatada abierta somera de baja energía. A partir del

Miembro Caliza M-2 corresponden con un ambiente de plataforma marina (VILLALBA, 2006).

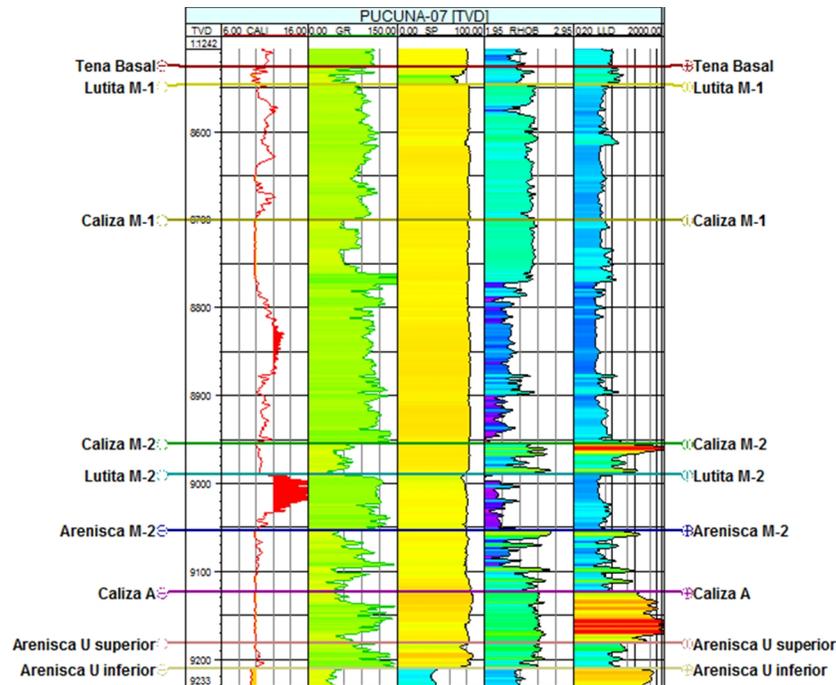


Figura 45. Registros de pozo y topes para la unidad M

5.4. Modelado petrofísico

El modelado petrofísico persigue la expresión de diferentes parámetros que en su evaluación individual puede ser abstracta, sin embargo, al vincularlos dentro de una misma estructura permiten simplificar y analizar sistemas complejos. Para llevar a cabo el modelado se realizaron mapas de distribución de porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, arena neta y arena neta petrolífera para los intervalos correspondientes a los miembros Hollín Inferior, Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y Tena Basal.

5.4.1. Hollín Inferior (Aptiense)

El Miembro Hollín Inferior es interpretado como depósitos fluviales de estilo entrelazados. La figura 46a corresponde al mapa de distribución de la porosidad dentro de los cuerpos de arenas fluviales de Hollín Inferior, la porosidad tiene un valor promedio de 17% y estos valores se encuentran alineados en el centro del mapa con

una tendencia aproximada norte-sur. Para el mapa de saturación de agua (figura 46b) se tienen los valores más bajos en la zona central los cuales no exceden el 20% de saturación, y los máximos se observan hacia la zona de los pozos PUCUNA-09 y PUCUNA-13 en el norte, y hacia el pozo PUCUNA-08 en el sur.

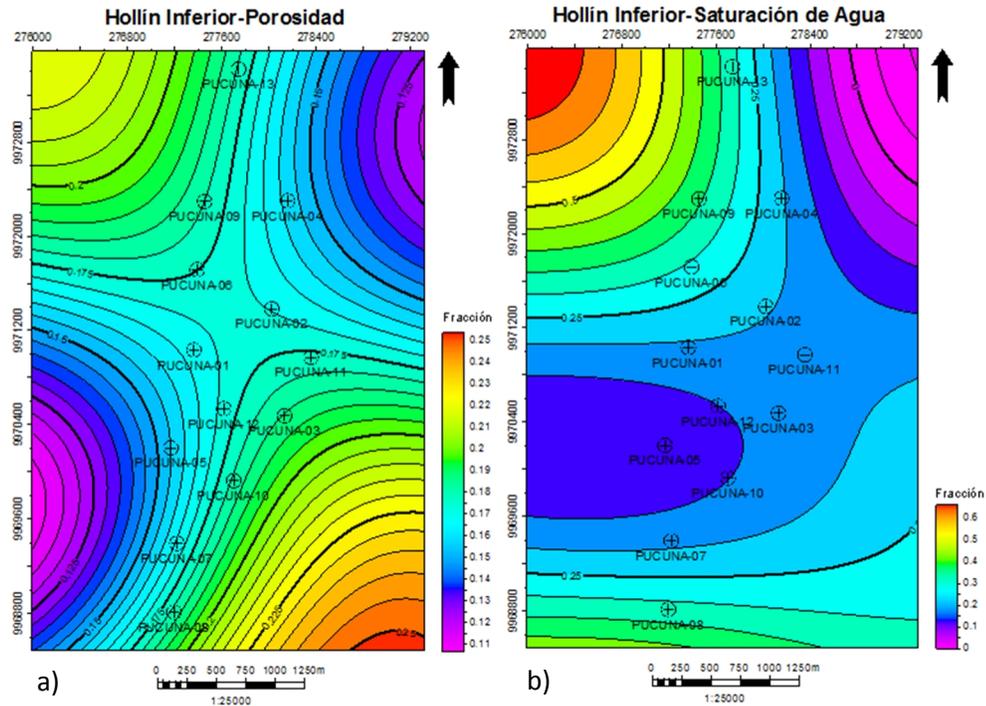


Figura 46. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (S_w)

El volumen de arcilla para este intervalo (figura 47) es considerado bajo, el promedio es de 10% por lo que se trata de arenas relativamente limpias. Los espesores de arena neta se observan en la figura 48a, poseen valores entre 30-90 pies de espesor lo cual los hace considerables, cabe destacar que los espesores de arena neta describen una franja continua en dirección NW-SE, lo cual ratifica su control sedimentario fluvial. La figura 48b muestra la distribución de la arena neta petrolífera, la cual alcanza valores entre 3 y 40 con promedio de 10 pies.

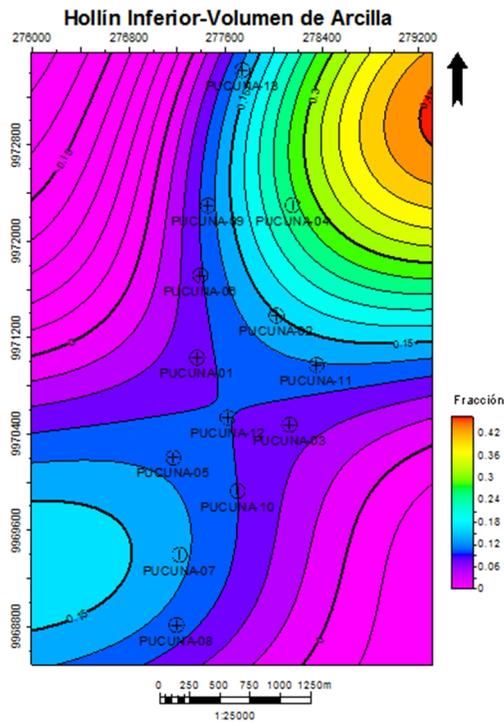


Figura 47. Mapa de volumen de arcilla

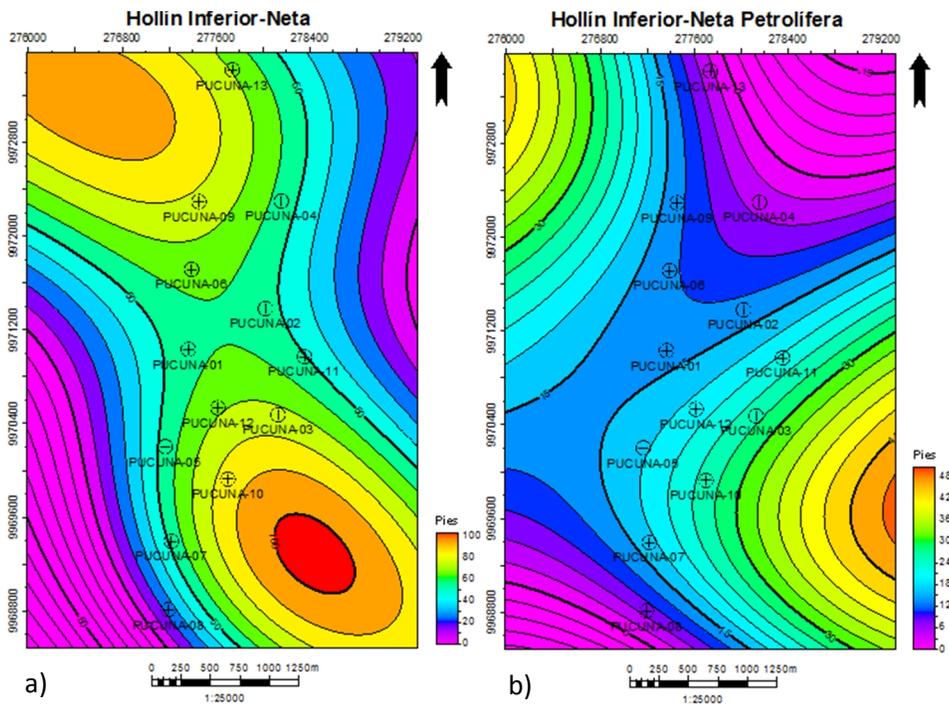


Figura 48. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.4.2. Hollín Superior (Albiense Temprano)

El Miembro Superior de la Formación Hollín se define como un ambiente de planicie aluvial costera de baja energía. En la figura 49a se muestra el mapa de distribución de porosidad, donde en la dirección NE-SO se ubican los valores más bajos de porosidad, el cual en promedio es de 14% y los más altos hacia el NO en la zona de los pozos PUCUNA-13 y PUCUNA-09. En el mapa de saturación de agua (figura 49b) los valores mínimos se encuentran en las cercanías del pozo PUCUNA-05 y hacia el NE donde alcanza hasta cerca de un valor promedio de 10%.

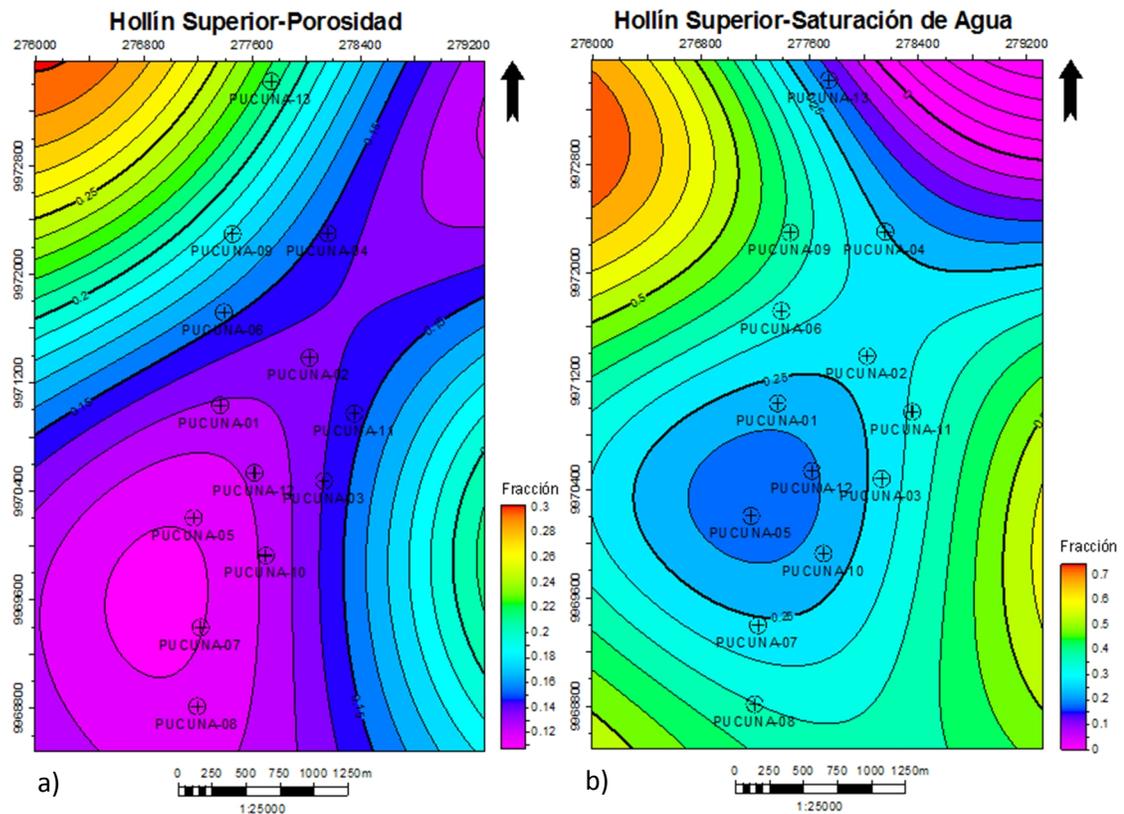


Figura 49. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (Sw)

Para la figura 50, la cual muestra el mapa de volumen de arcilla del intervalo Hollín Superior se observa que los valores promedio se encuentran alrededor del 15%, distribuidos mayormente en la zona central del mapa, a excepción de en la zona norte donde cerca del PUCUNA-13 este valor se incrementa y llega a 25%.

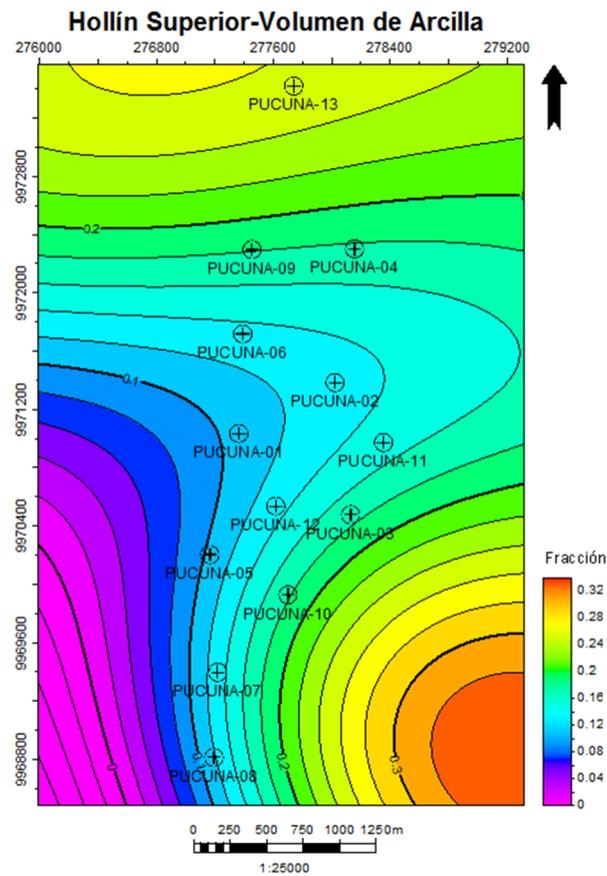


Figura 50. Mapa de volumen de arcilla

El mapa de arena neta (figura 51a) no muestra una tendencia significativa en la orientación de los espesores, este intervalo tiene como espesor promedio de arena neta de 15 pies, donde los mínimos valores se ubican en la zona central del mapa, y por lo tanto para el mapa de arena neta petrolífera (figura 51b), los valores mínimos también se encuentran en la zona central y son prácticamente nulos, mientras que los mayores espesores se observan al NO y llegan hasta unos 5 pies. Los delgados espesores de arena neta y distribución de arcillas confirma la condición de sedimentación de planicie costera y la presencia de porcentajes elevados de arcilla ratifica la baja energía en medio marcando un paso transgresivo entre Hollín Inferior a Hollín Superior.

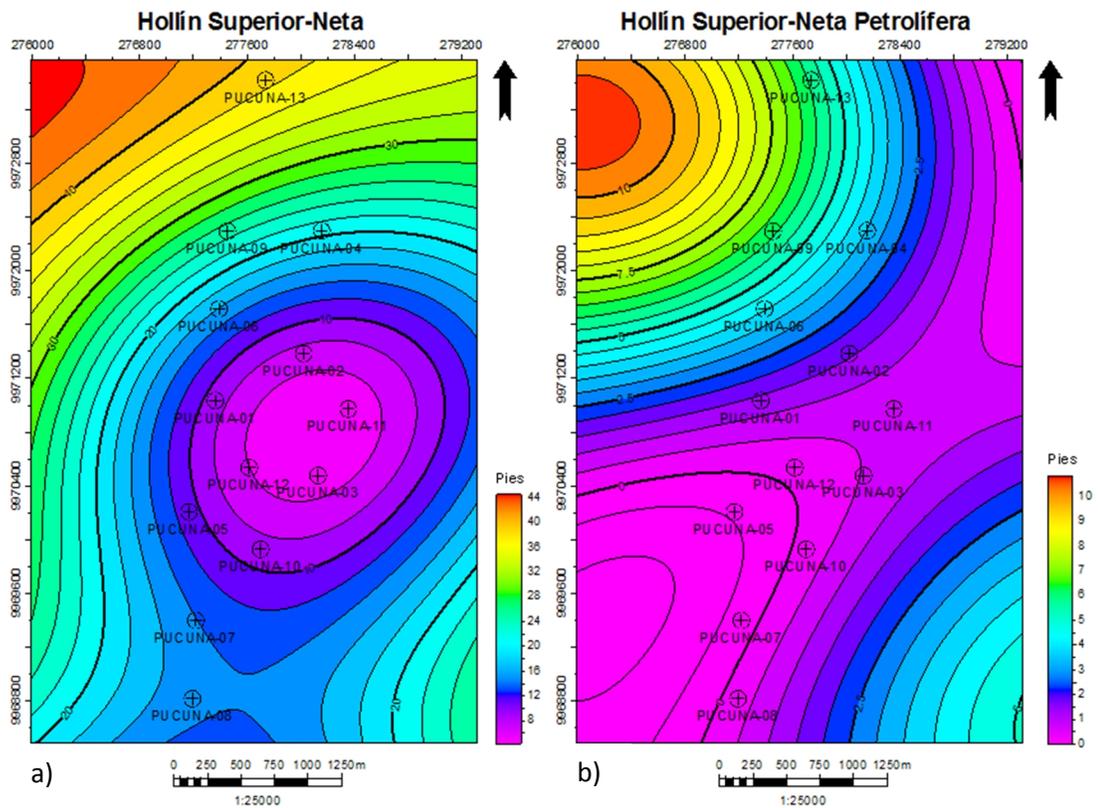


Figura 51. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.4.3. T Inferior (Albiense Medio)

El intervalo correspondiente al Miembro T Inferior es interpretado como areniscas de plataforma somera, donde la distribución de la porosidad (figura 52a) tiene un valor promedio de 14%, el cual cambia su tendencia hacia el sur y llega a 18%, lo que no representa una gran variación y el gradiente es bastante suave. El mapa de saturación de agua visualizado en la figura 52b, posee un comportamiento similar con respecto a la zona central del mapa, en ella se encuentran los valores más bajos que están representados por menos del 10% y hacia la zonas norte y sur los valores se incrementan y alcanzan valores entre 40% y 50%.

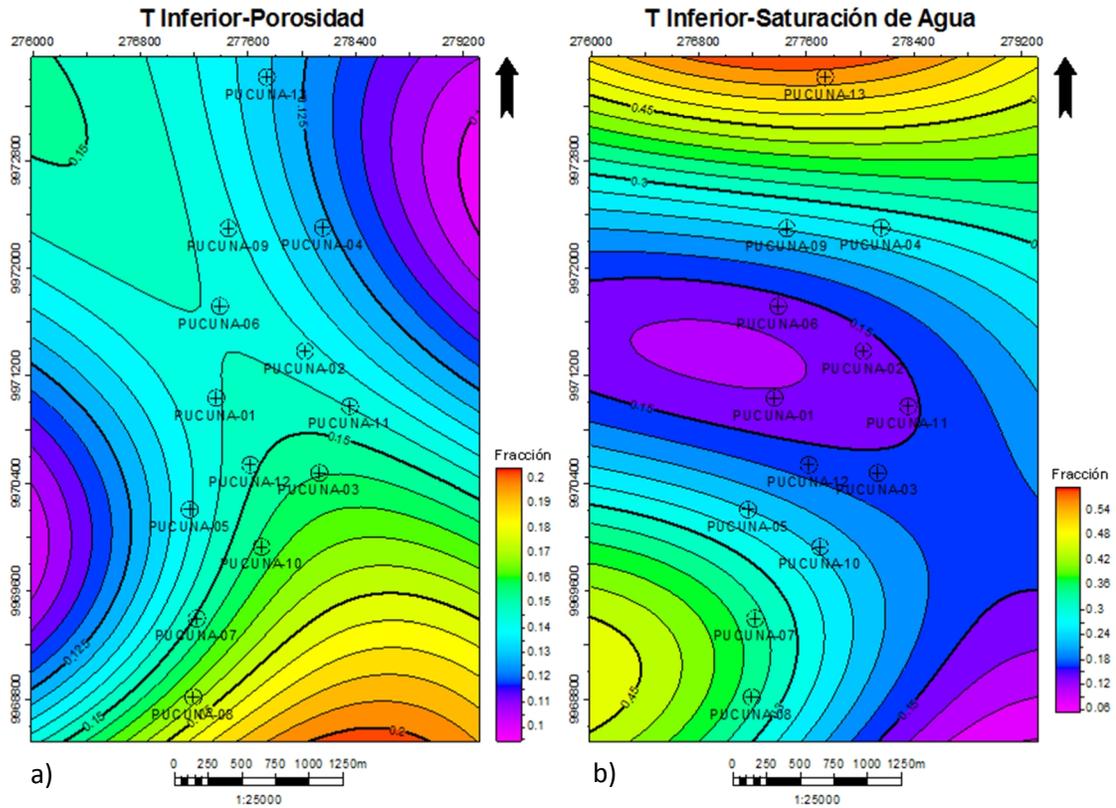


Figura 52. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (S_w)

El volumen de arcilla (figura 53) este tiene semejanza al mapa de saturación con respecto a la distribución de los valores máximos y mínimos, teniendo para la zona central los valores más bajos de volumen de arcilla. El mapa de arena neta (figura 54a) muestra una orientación NW-SE, posee continuidad y se espesa en esos mismos extremos. Geométricamente no parece confinado, por lo tanto se puede asociar a planicies de variables depocentros. La característica de la arena neta petrolífera (figura 54b) se ajusta a dos extremos más espesos y conexión en la parte central con espesor más delgado.

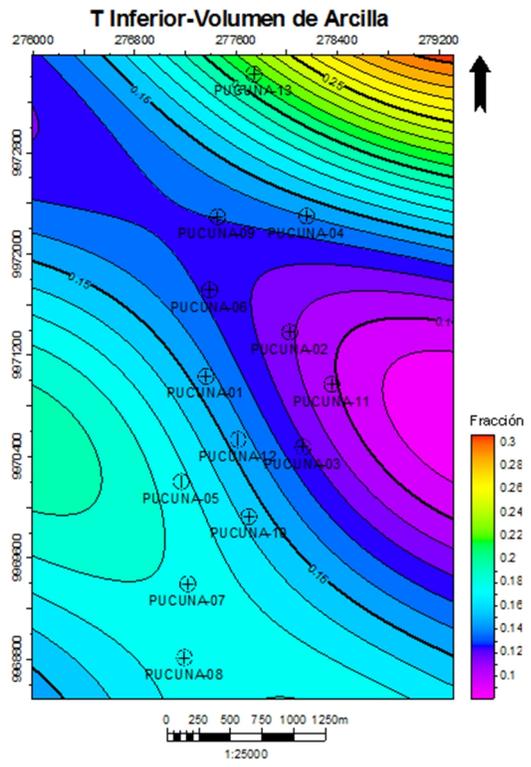


Figura 53. Mapa de volumen de arcilla de T Inferior

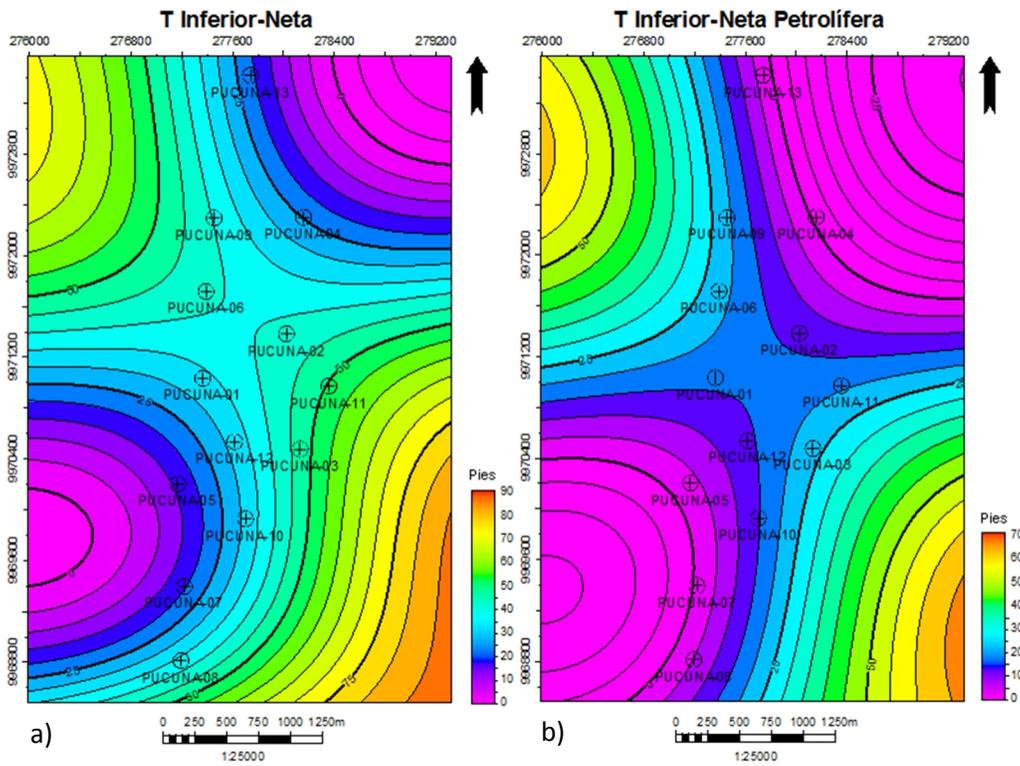


Figura 54. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.4.4. T Superior (Albiense Superior)

El Miembro T Superior se caracteriza por areniscas de grano fino intercaladas con lutitas y margas, depositadas en un ambiente de plataforma somera. El mapa de distribución de porosidad (figura 55a), tiene un valor promedio de 17% los cuales se encuentran alineados hacia el NE y los valores máximos hacia el sur, en la zona del pozo PUCUNA-08. En el mapa de saturación de agua (figura 55b) se observa que este es relativamente uniforme, y en la zona central se encuentran los valores más bajos de saturación la cual en promedio es del 20%, existe variación de este valor en la zona sur en la cual llega hasta un 30%. Para el volumen de arcilla mostrado en la figura 56, se tienen los valores más altos en el área central donde la saturación de agua también es baja, pero en este caso se incrementan hacia el norte los valores hasta alcanzar un 25% cerca del pozo PUCUNA-13.

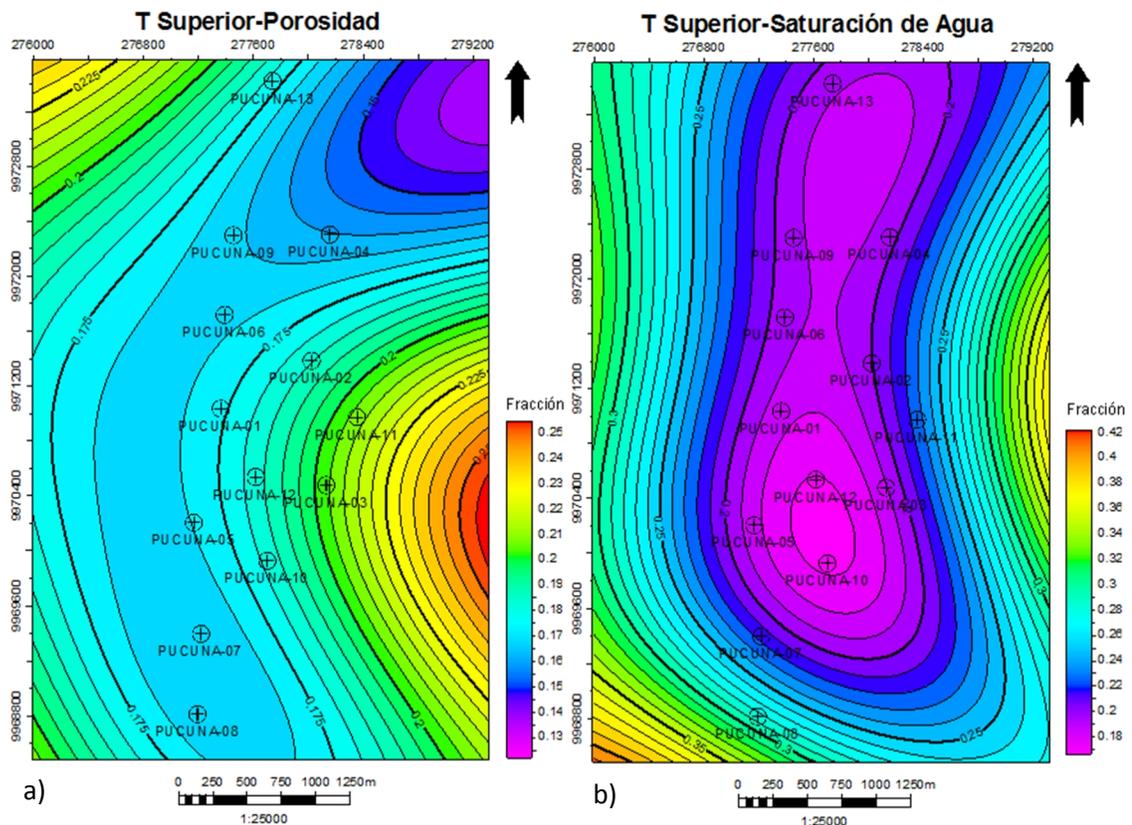


Figura 55. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (Sw)

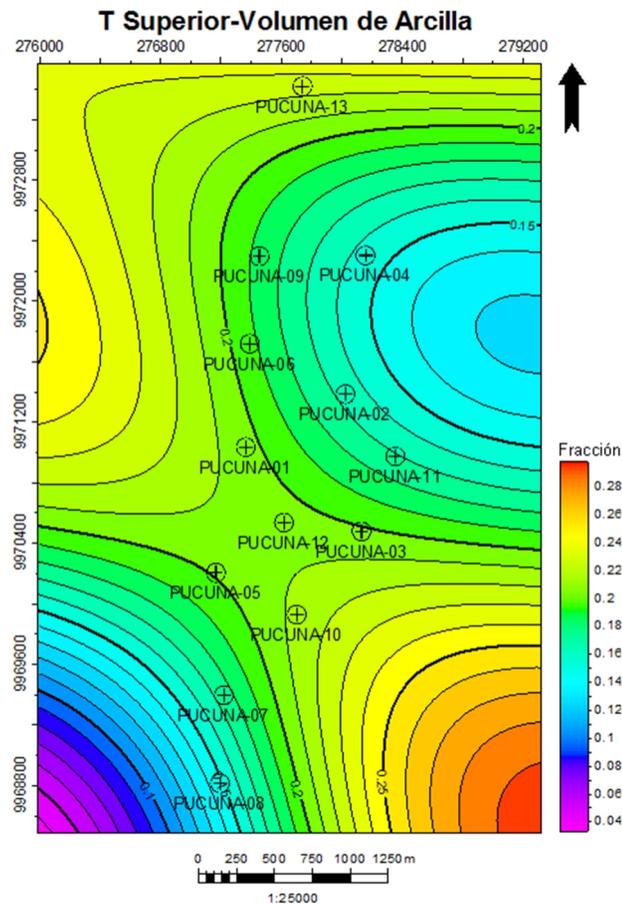


Figura 56. Mapa de volumen de arcilla

La distribución de la arena neta (figura 57a) presenta dos depocentros principales ligeramente alineados N-S, su geometría es de cuerpos circulares lo cual puede obedecer a la intercalación de areniscas y lutitas para el mismo nivel estratigráfico, cambiante en los distintos pozos. La arena neta petrolífera (figura 57b) tiene mayor interés en la zona al norte que comprende los pozos PUCUNA-01, PUCUNA-09 y PUCUNA-04, con espesores promedio de 8 pies. Nótese, la no correspondencia de orientación entre estos dos mapas, lo cual es característico en las intercalaciones litológicas en relaciones aleatorias roca porosa/sello.

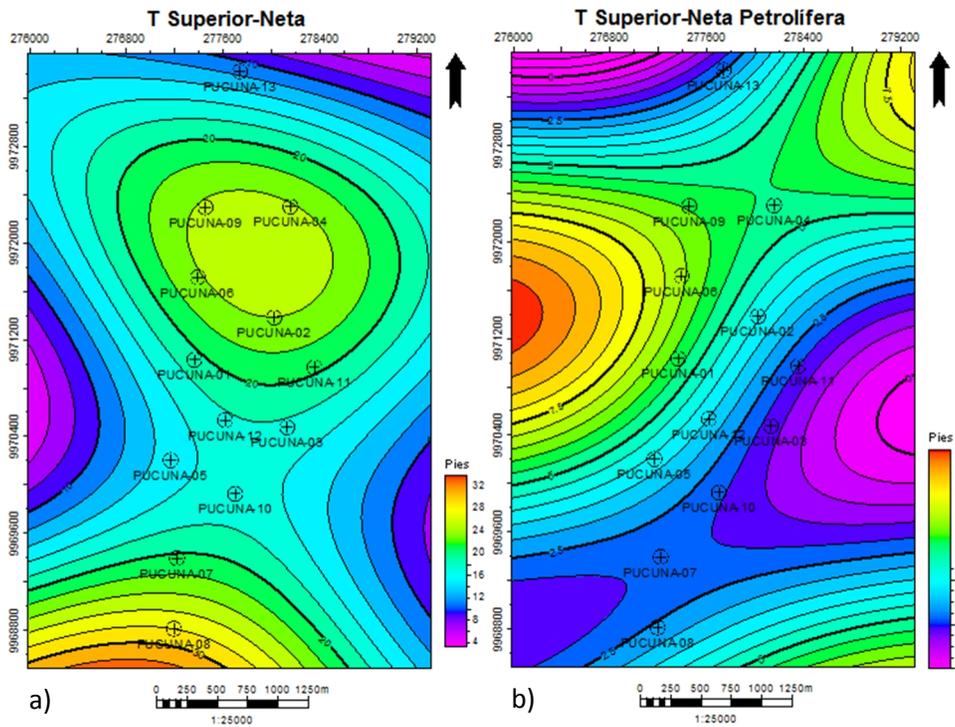


Figura 57. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.4.5. U Inferior (Cenomaniense Temprano)

El Miembro U Inferior se depositó en un ambiente plataforma marina somera y presenta intercalaciones de areniscas con litologías argiláceas y carbonáticas. La distribución de la porosidad en este intervalo mostrada en la figura 58a, refleja un gradiente bastante suave, donde la porosidad promedio se encuentra en un 20%. El mapa de saturación de agua (figura 58b) muestra una tendencia asimétrica, hacia el este se encuentran los valores menores y hacia el oeste los mayores, hacia el sur se observa que la tendencia cambia y comienzan a aumentar los valores de saturación de agua. Para el volumen de arcilla (figura 59) el mapa es bastante uniforme y el valor promedio es de 21%. El mapa de arena neta (figura 60a) muestra que los cuerpos son escasos a delgados y con tendencia norte-sur solo para los extremos oeste y este del mapa, lo cual no es confiable debido a la no existencia de pozos en la zona, esto demuestra que el intervalo es predominantemente lutítico, mientras que la arena neta petrolífera (figura 60b) no muestra valores muy optimistas debido a los bajos espesores, que no exceden los 5 pies.

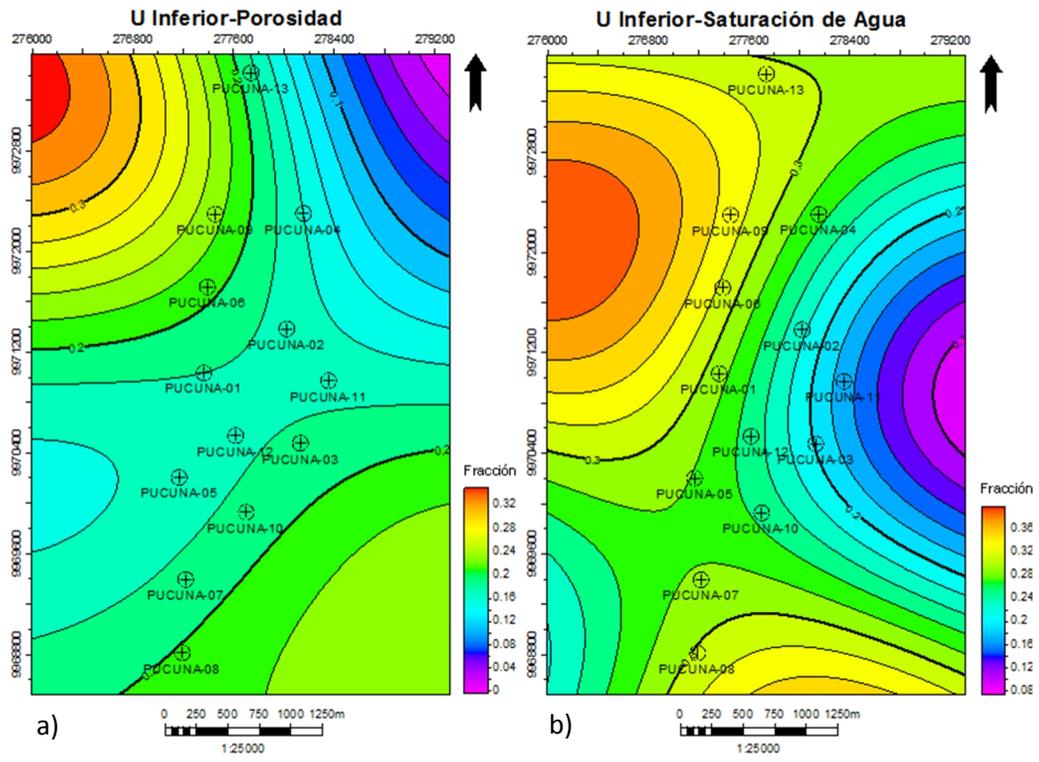


Figura 58. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (Sw)

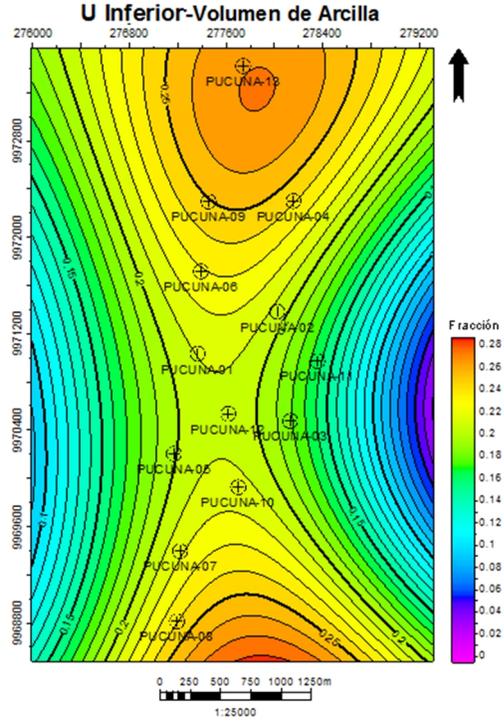


Figura 59. Mapa de volumen de arcilla

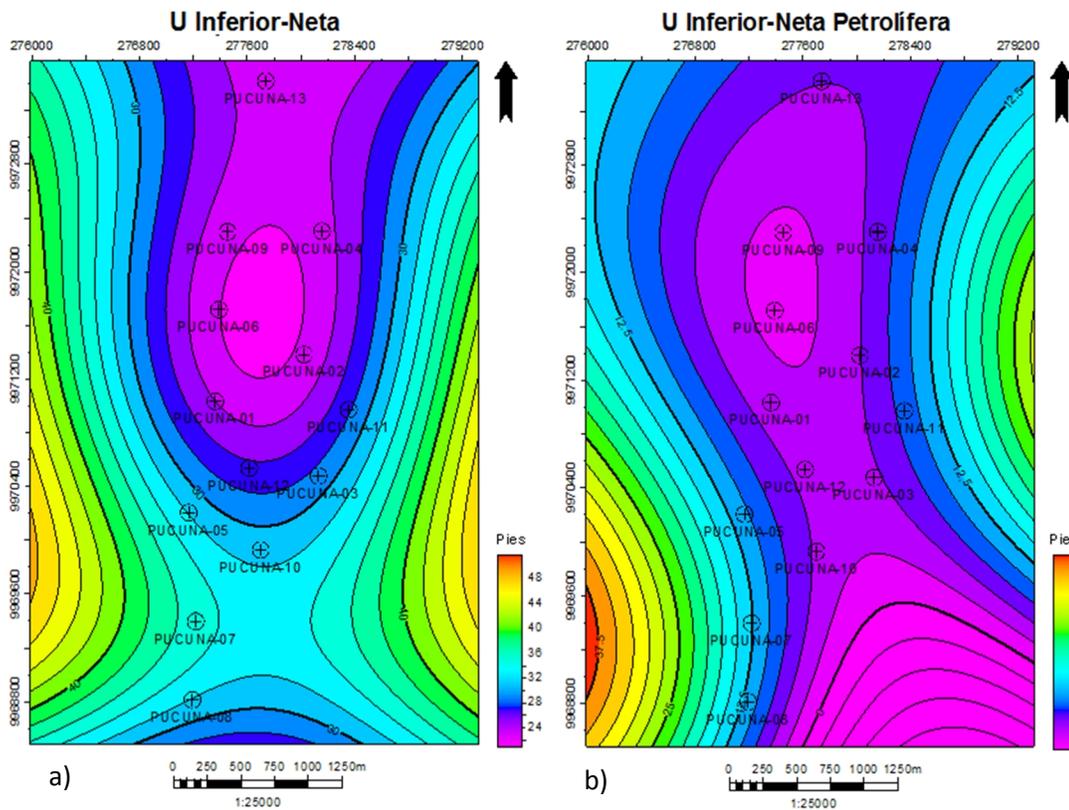


Figura 60. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.4.6. U Superior (Cenomaniense Temprano a Medio)

El Miembro U Superior se define como una secuencia granocreciente compuesta de areniscas bioturbadas, características de un ambiente de playa alta. En el mapa de distribución de porosidad (figura 61a) muestra un incremento de los valores en dirección NW a SE los cuales van de 15% a 19%, los valores más bajos se encuentran hacia los extremos NE y SO, y se ubican aproximadamente en 12%. En la saturación de agua (figura 61b) se observa que los valores más bajos, para los cuales se determinó que era de 20% se ubican hacia la zona central del mapa, estos comienzan aumentar hacia el NO hasta ubicarse en el máximo de hasta 30% de saturación de agua.

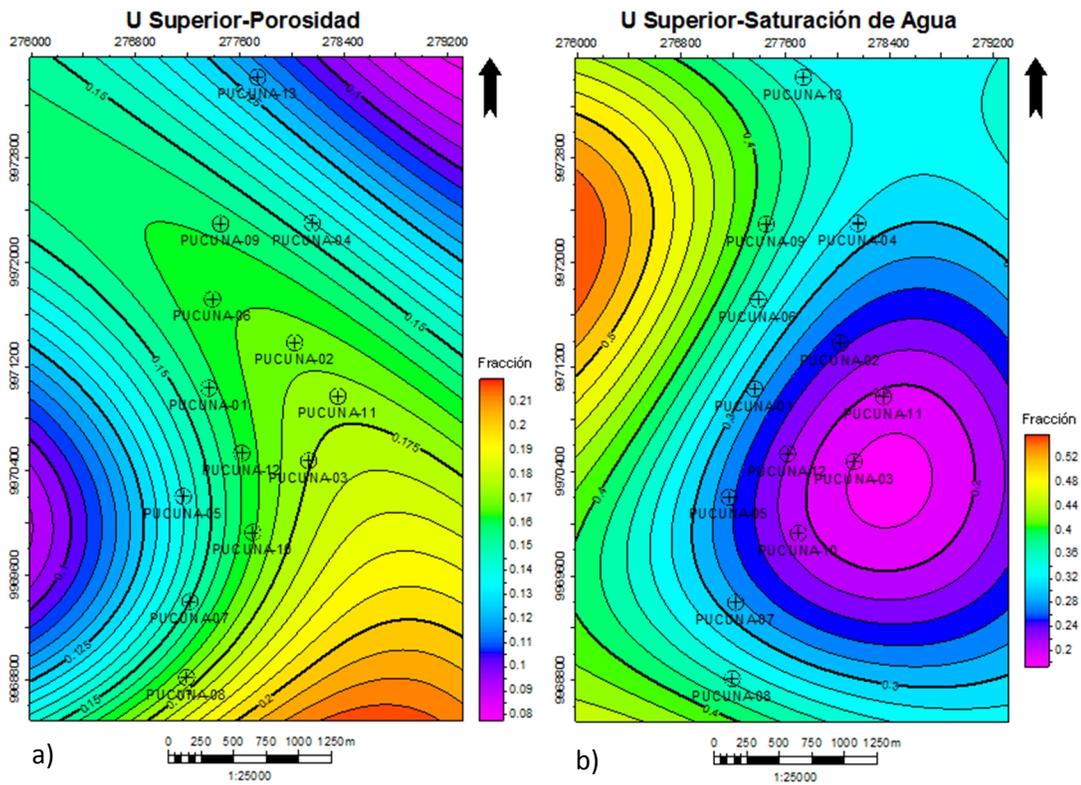


Figura 61. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (S_w)

El mapa de volumen de arcilla (figura 62) tiene cierta simetría, hacia los extremos NE y SO se encuentran los valores mínimos que se encuentran entre 8% y 10% e indican las arenas más limpias, los máximos se ubican en la zona central, los cuales alcanzan valores de hasta 23% de volumen de arcilla.

Para este intervalo en general los valores de arena neta (figura 63a) son bastante bajos con respecto al intervalo inferior, estos se encuentran entre los 5 y 15 pies, y los mayores valores se ubican al este del mapa, debido a que los valores de arena neta son tan bajos, también lo son los de arena neta petrolífera (figura 63b), donde los mayores espesores se ubican hacia el sur cerca del pozo PUCUNA-08 donde no excede de 5 pies. La distribución de espesor de arena neta describe una geometría sinuosa con tendencia norte-sur. Esta tendencia puede asociarse con una planicie costera y la variación de la porosidad a un cambio de facies granulométrica lo que puede inferir una barra costera.

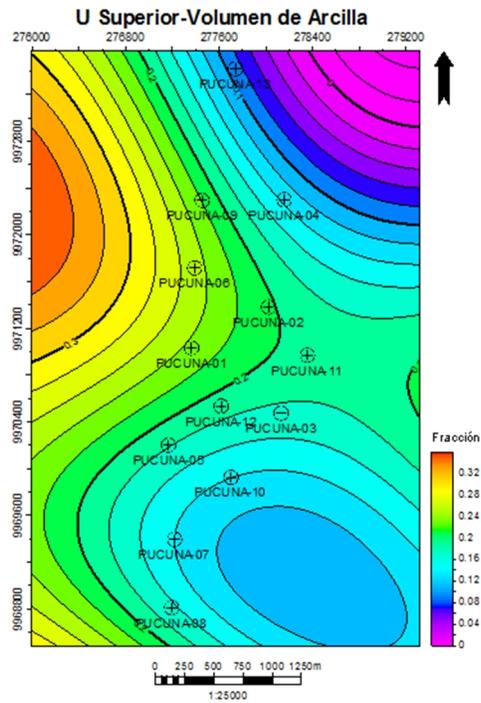


Figura 62. Mapa de volumen de arcilla

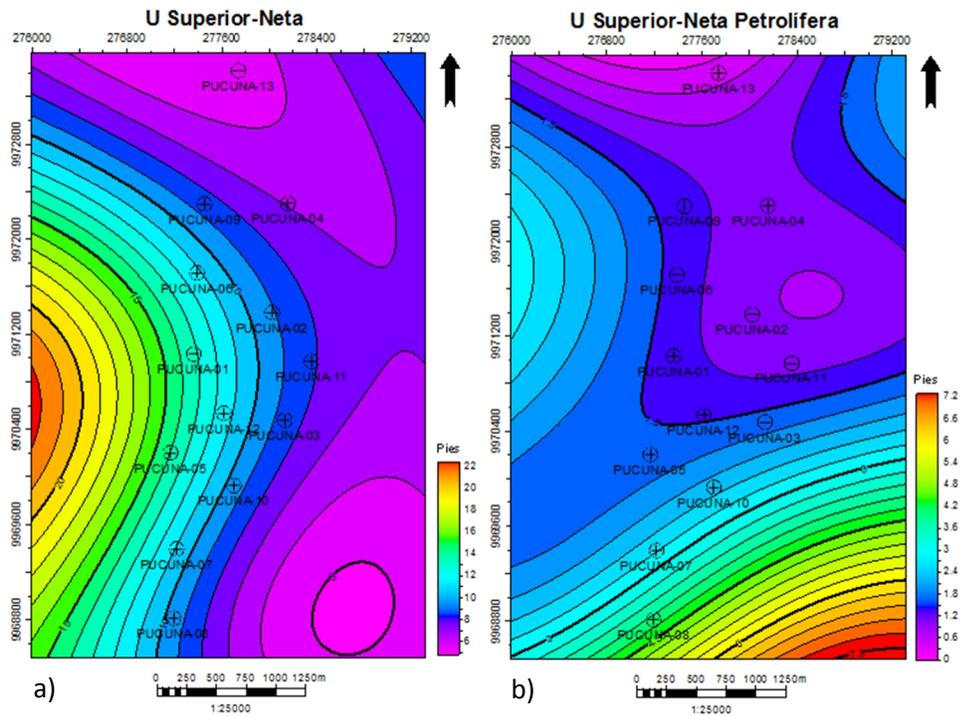


Figura 63. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.4.7. Tena Basal (Maastrichtiense Temprano)

El Miembro Tena Basal lo componen una serie de areniscas, en las que su depositación se desarrolla en una plataforma marina somera de medio fluvial. El mapa de distribución porosidad para este intervalo (figura 64a) se observa el valor máximo hacia el pozo PUCUNA-08 el cual se ubica en 26%, mientras que el mínimo se encuentra hacia el NE con un valor de 16 %. El valor promedio de porosidad en este intervalo es 20% el cual es considerado bueno, este valor se observa de forma alineada con tendencia norte-sur en el centro del mapa. Para el caso de la saturación de agua mostrada en la figura 64b, se observan los valores máximos en el oeste del mapa y los mínimos hacia el este, teniendo como promedio 25% de saturación de agua, el cual tiene una tendencia simétrica con dirección NO.

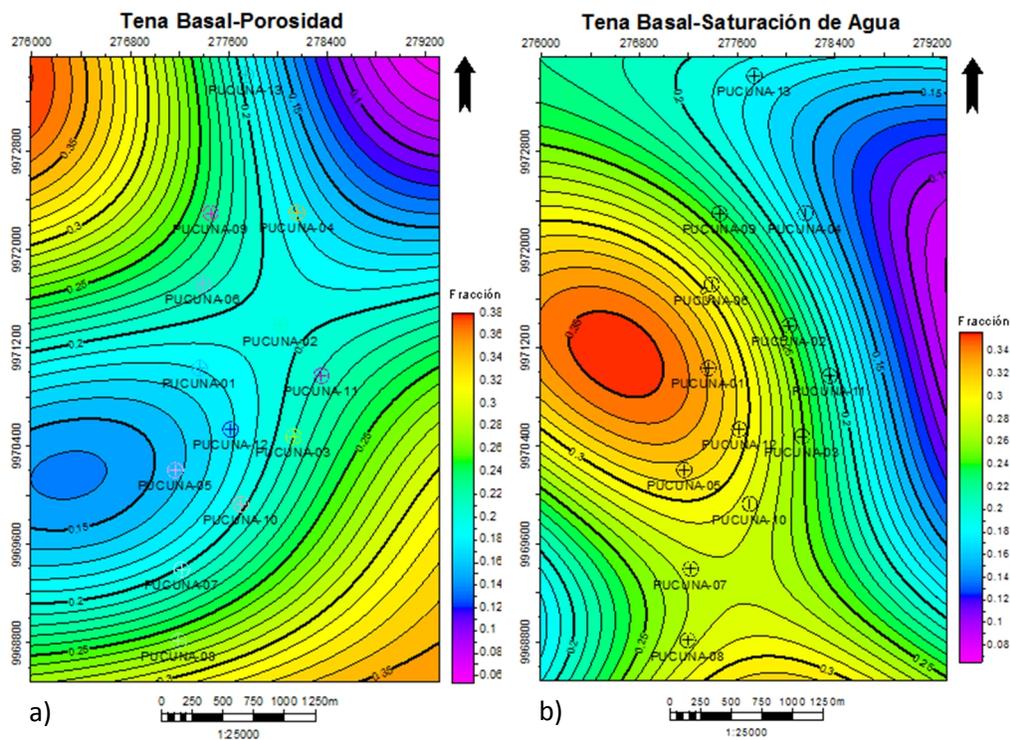


Figura 64. a) Mapa de distribución de porosidad. b) Mapa de saturación de agua (Sw)

El volumen de arcilla (figura 65) se distribuye de forma simétrica en el campo, ubicándose el máximo hacia la zona NO y el SO del mapa, mientras que los valores mínimos se encuentran hacia la zona central, esta propiedad tiene un valor promedio para este intervalo de 13 %, lo que es considerado bajo.

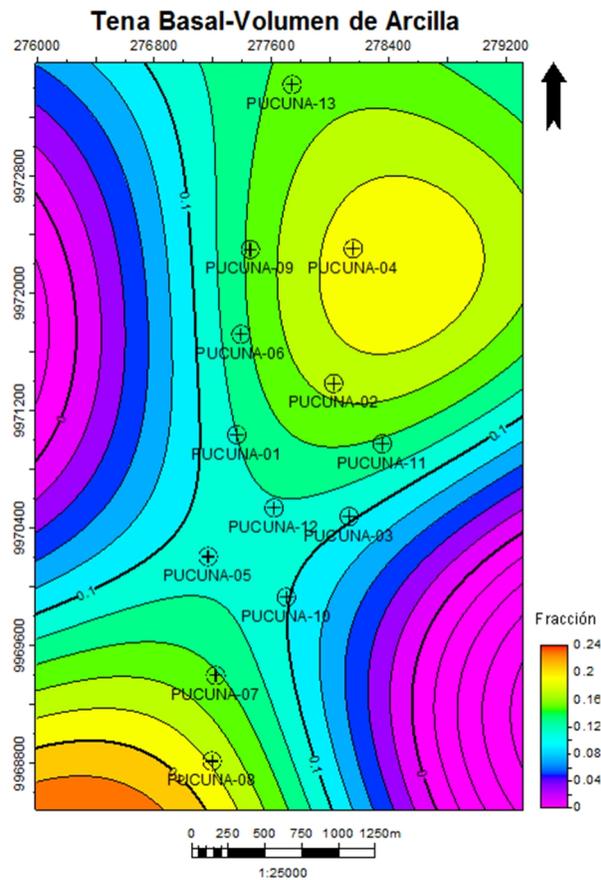


Figura 65. Mapa de volumen de arcilla

En el mapa de arena neta (figura 66a) se observa que el gradiente es bastante suave, por lo que no existe mucha variación en los espesores de arena, estos se ubican en promedio en un valor de 12 pies, donde los máximos se localizan hacia el SE y se ubican en valores sobre los 12 pies, mientras que el mínimo en la zona sobre los pozos PUCUNA-10, PUCUNA-11 y PUCUNA-12. Este describe una franja amplia en dirección norte-sur, asociado a un posible sistema de canales entrelazados.

Los valores de arena neta petrolífera (figura 66) son nulos en la zona central del mapa y se extiende hasta el norte en las cercanías del pozo PUCUNA-13, mientras que hacia el sur los valores comienzan a incrementarse y mantiene dicha tendencia hasta el máximo para un valor de 6 pies.

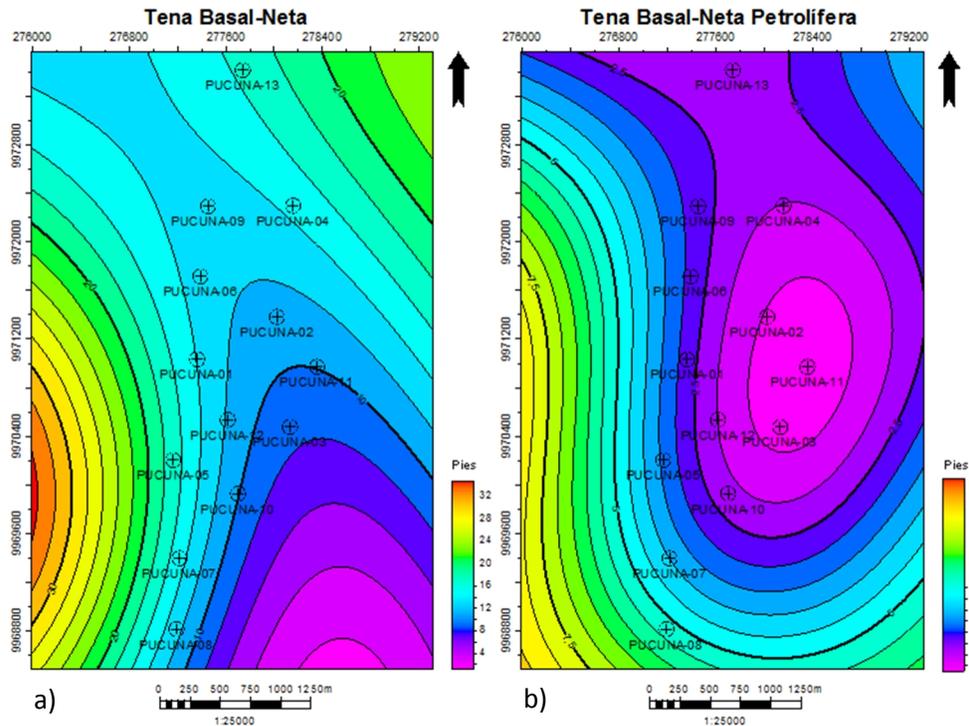


Figura 66. a) Mapa de arena neta. b) Mapa de arena neta petrolífera

5.5. Prospectos petroleros

Para determinar aquellas zonas más prospectivas que resalten en el área se analizó cada uno de los mapas y se seleccionó aquellas zonas que tuvieran mejores características petrofísicas, es decir, se seleccionó el área que tuviera los más altos espesores de arenas, los valores más altos de porosidad efectiva y que muestren los valores de volumen de arcilla y saturación de agua más bajos.

Los valores de corte tomados como óptimos para definir las zonas más prospectivas fueron para el caso de la porosidad de 15% porque por encima de este valor se considera buena, para la saturación de agua 25%, el volumen de arcilla 15% debido a que según PETTIJOHN, *et al.* (1962) es el límite de arenas limpias, aunque para ser considerada una arenisca óptima debe ser menor al 5%, de acuerdo a la madurez textural de areniscas según FOLK (1951), para la arena neta espesores mayores a 20 pies y la arena neta petrolífera mayores a 5 pies.

En la tabla 5 se muestran los valores promedios por cada intervalo de arena, donde de acuerdo a los parámetros de corte establecidos en el caso de la porosidad la mayoría se

encuentra por encima del 15% a excepción de los intervalos correspondientes a T Inferior y Hollín Superior, en la saturación de agua los que contienen menos del 25% son los miembros T Superior, T Inferior y Hollín Inferior. Para el caso del volumen de arcilla los intervalos de Basal Tena, T Inferior y Hollín Inferior poseen menos del 15% de contenido de arcillas. Los valores de arena neta se observan que van de 9,75 hasta 60,52 pies, pero debido a que se consideró como óptimo aquellos mayores a 20 pies los únicos que cumplían con el parámetro era los miembros U Inferior, T Superior, T Inferior y Hollín Inferior, pero para el caso de la arena neta petrolífera de los mencionados anteriormente, el intervalo T Superior no cumple con la condición de que sea mayor a 5 pies.

Tabla 5. Valores promedios de las propiedades y espesores de arena

Miembro	Porosidad	Sw	Vsh	Neta pies	Neta Petrolífera pies
Basal Tena	20,1%	25,8%	13,7%	12,81	2,58
U Superior	15,7%	28,1%	17,8%	9,75	1,63
U Inferior	18,5%	26,7%	21,7%	26,96	6,21
T Superior	17,8%	20,0%	18,8%	20,17	3,71
T Inferior	14,5%	23,9%	14,8%	33,48	11,88
Hollín Superior	14,2%	26,7%	15,3%	13,94	1,83
Hollín Inferior	17,4%	22,2%	11,7%	60,52	15,10

De acuerdo con los parámetros de corte establecidos para el campo, los intervalos de arena que cumplieron con ellos fueron Hollín Inferior, T Inferior y U Inferior, donde se logró definir en los mapas de arena neta y arena neta petrolífera la continuidad de las arenas de acuerdo con el ambiente en el que se depositaron.

El intervalo Hollín Inferior fue depositado en un ambiente de canales entrelazados, en la figura 48a se observa un cuerpo de arena amplio de un 1 km aproximadamente de ancho, que mantiene la continuidad lateral y puede asociarse a la geometría generada por el ambiente de depositación descrito anteriormente.

El Miembro T Inferior presenta una ligera continuidad en los cuerpos de arena, observados en la figura 54a, las cuales corresponden a un ambiente de plataforma interna por lo que el cuerpo de arena no se observa tan definido como en Hollín Inferior. Para el intervalo U Inferior se observa en el mapa (figura 60a) que el cuerpo de arena mantiene una continuidad entre los pozos PUCUNA-03, PUCUNA-11, PUCUNA-10

y PUCUNA-07, esta continuidad puede corresponder a un canal, donde se encuentran los mayores espesores de arena; mientras que hacia el norte disminuyen los valores de arena asociándose este cambio a la zona de llanura de inundación.

Tomando en cuenta los parámetros de corte descritos anteriormente, el intervalo con las características más ideales para contener hidrocarburos corresponde con el Miembro Hollín Inferior.

En la figura 67 se muestra un mapa estructural en tiempo del intervalo Hollín Inferior, donde se reflejan dos zonas propuestas para la perforación de nuevos pozos. Estas se definieron tomando en cuenta tanto las características estructurales, estratigráficas y petrofísicas.

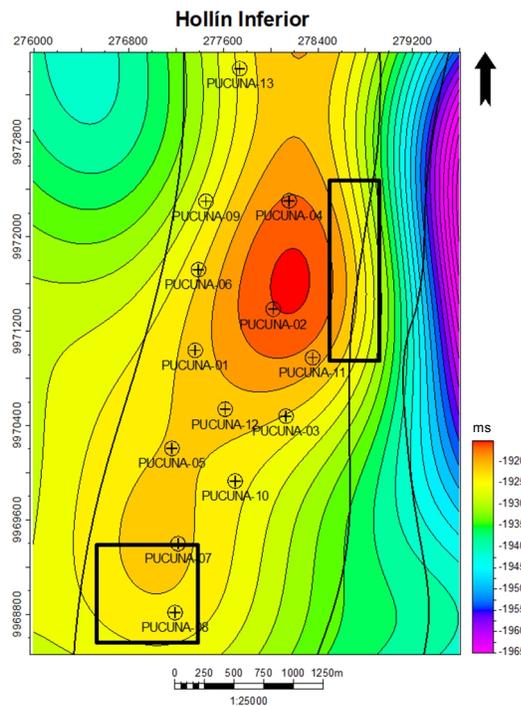


Figura 67. Zonas propuestas para perforación de nuevos pozos

Para el factor estructural, ambas zonas se encuentran sobre los dos altos estructurales definidos como los valores mínimos de los mapas de horizontes en tiempo, estructura que se mantiene similar en el resto de los intervalos (T Inferior, U Inferior) definidos como buenos prospectos a través de la evaluación petrofísica.

5.6. Analogía con Venezuela

5.6.1. Ubicación geográfica

El análogo a la Cuenca Oriente de Ecuador definido en Venezuela, fue la Cuenca Oriental de Venezuela, específicamente el campo Junín en la Faja Petrolífera del Orinoco, por poseer similares características en cuanto el tipo de cuenca (antepaís) y ambientes de depositación.

El flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela representa una provincia tectónica extensional, con fallamiento normal asociado. La misma constituye el margen meridional, la zona de plataforma del *foreland* (*foredeep*) identificado en la cuenca (PARNAUD *et al.*, 1995). En las figuras 68 y 69 se observan las secciones transversales correspondientes a la Faja Petrolífera del Orinoco y la Cuenca Oriente de Ecuador, que permiten visualizar estructuralmente los campos relacionados y como ambos están alejados de la zona de deformación.

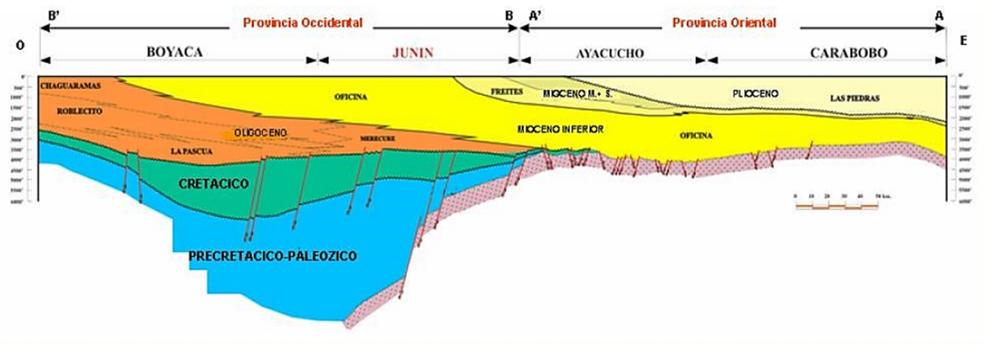


Figura 68. Corte transversal de la Faja del Orinoco de Venezuela (Tomado de MORA, 2016)

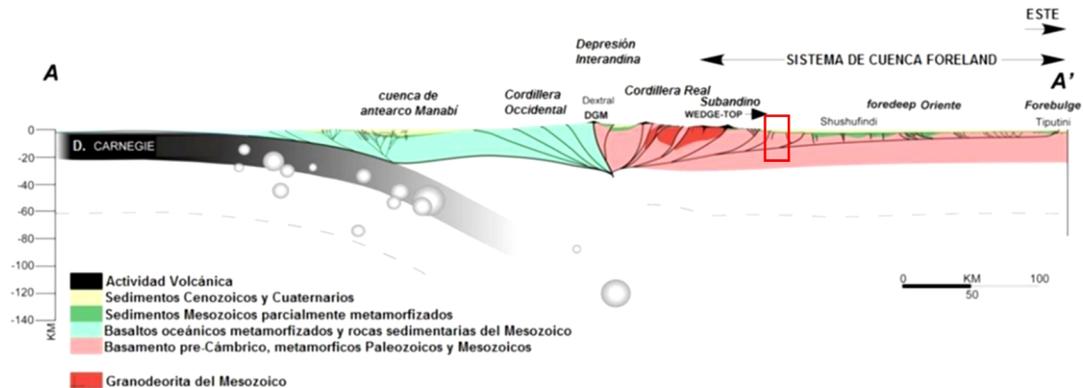


Figura 69. Corte transversal del Ecuador (Tomado de ANGULO, 2016)

Para una comparación más detallada, se tomó la denominada área mayor de Oficina, la cual de acuerdo a los ambientes depositacionales definidos son semejantes a los descritos para el intervalo compuesto por las formaciones Hollín y Napo de la Cuenca Oriente de Ecuador (tabla 6).

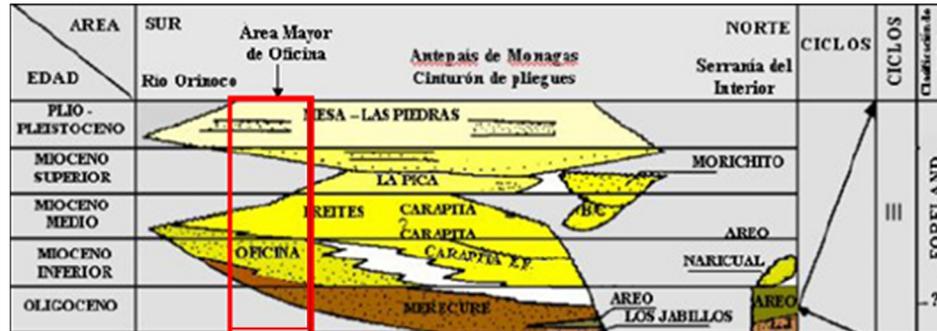


Figura 70. Secuencia estratigráfica del área mayor de Oficina (Tomado de MORA, 2016)

Las areniscas de la sección inferior del área Junín poseen buen espesor y alta resistividad, provienen de un ambiente fluvial con facies de canales entrelazados, llanuras de inundación y barras, la sección media es fluvio deltaico caracterizado por canales distributarios mientras que las areniscas más irregulares ubicadas hacia el tope del intervalo definido como análogo, han tenido mayor influencia marina.

Finalmente al evaluar ambas cuencas se puede ratificar sus similitudes en el carácter de génesis en cuenca antepaís y específicamente estar ubicadas en el flanco menos deformado de la cuenca. Sin embargo, las diferencias entre ellas se enmarca en tiempo geológico donde la Cuenca Oriente de Ecuador es Cretácica y la Cuenca Oriental de Venezuela transcurre en el Oligo-Mioceno, otro aspecto es la secuencia litológica que para Ecuador tiene influencia carbonática y para Venezuela influencia siliciclástica pero permaneciendo en ambas los cambios paleoambientales.

Tabla 6. Relación entre los ambientes de depositación entre la Cuenca Oriente de Ecuador y la Cuenca Oriental de Venezuela

Unidad	Ambiente	Formación	Ambiente
M	Marino	Freites	Marino
U	Canales	Oficina Superior	Prodelta
T	Plataforma Interna	Oficina Inferior	Deltaico
Hollín	Canales entrelazados	Merecure	Fluvio-Deltaico

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La integración de datos de registros de pozos y líneas sísmicas del campo Pucuna, permitió conocer características estructurales, estratigráficas y petrofísicas que establecen los parámetros que delimitan las zonas más favorables para la explotación de hidrocarburos.

- Las líneas sísmicas poseen buena resolución sísmica y permitieron identificar con facilidad los marcadores geológicos, sin embargo, la dirección de la mayoría de las adquisiciones no reflejan las estructuras del campo. Se recomienda realizar levantamientos en dirección NE, similares a la línea PE92-1108, la cual es perpendicular a las estructuras.
- En los mapas de superficie en tiempo se observó la geometría de los estratos y las estructuras del campo, la cual resultaron dos altos estructurales, uno hacia la zona NE y el otro en el SO. El campo Pucuna se encuentra limitado por fallas inversas, lo cual genera estas elevaciones.
- La deformación en la zona de estudio es más intensa en sus extremos (oeste y este) donde se concentran las fallas inversas en sentido NNE-SSO, en la parte central se comporta como un bloque elevado y sus secciones estratigráficas y estructurales muestran horizontalidad en sus estratos y sin grandes deformaciones.
- Se verificó los resultados de las propiedades petrofísicas obtenidos a través del programa IP, mediante una hoja de cálculo y se obtuvo alto porcentaje de correspondencia en los valores arrojados por ambos métodos.
- Se generaron 35 mapas de isopropiedades (porosidad, saturación de agua, volumen de arcilla, arena neta, arena neta petrolífera) en los intervalos correspondientes a los Miembros Hollín Inferior, Hollín Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y Tena Basal, los cuales permitieron decidir los parámetros de corte para definir los prospectos petroleros. Las zonas que se definieron como más prospectivas fueron los intervalos de Hollín Inferior, T Inferior y U Inferior, debido

a que se ajustaron a los parámetros establecidos para ser definidas como buenos prospectos petroleros, debido a que poseen altas porosidades, bajos niveles de saturación de agua y volumen de arcilla, y espesores considerables de arena neta y arena neta petrolífera.

- De acuerdo con la integración de los modelos petrofísico y estratigráfico, se propone la perforación de nuevos pozos en el área SO del campo y en las adyacencias a los pozos PUCUNA-02 y PUCUNA-04. Ambas zonas se encuentran sobre los altos estructurales que se definieron en los mapas en tiempo y las secciones, además para los intervalos más prospectivos definidos a través de la evaluación petrofísica (Hollín Inferior, T Inferior y U Inferior) reflejan resultados favorables.
- Con el fin de disminuir la incertidumbre del modelo petrofísico se recomienda realizar el análisis de muestras de núcleos del campo e integrar con los resultados obtenidos. La información de núcleos permite el cálculo de otras propiedades petrofísicas importantes como la permeabilidad, que depende de las características texturales de las rocas, que no pueden determinarse únicamente a través de los registros de pozos.
- Se recomienda realizar un estudio más detallado de las unidades estratigráficas definidas, para establecer de forma más precisa las facies presentes en el intervalo estudiado.
- Se sugiere realizar una adquisición sísmica 3D con el fin de aplicar atributos sísmicos, para mejorar la visualización y extensión de los prospectos.
- A la metodología aplicada podría incorporarse una interpretación estructural 3D y un modelo sedimentológico, para integrar todas las características geológicas necesarias para definir un modelo estático del yacimiento con el menor grado de incertidumbre.

REFERENCIAS

- Aché, A. (2012). *Modelo geológico del intervalo de producción "R3" perteneciente a la Formación Oficina en el campo Cariña del distrito San Tomé, Faja Petrolífera del Orinoco*. Universidad Central de Venezuela. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Venezuela.
- Agila, C., y Espinosa, C. (2012). *Estudio Técnico-Económico para Incrementar la Producción de Petróleo en el campo Pucuna*. Universidad Politécnica Nacional. Trabajo especial de grado. Quito, Ecuador.
- Angulo, A. (2016). *Arquitectura Estructural y Estratigráfica de la secuencia Pre-Aptiense, en la sección del corredor Sacha-Shushufindi*. Universidad Central del Ecuador. Trabajo Especial de Grado. Quito, Ecuador.
- Baby, P., Rivadeneira, M., y Barragán, R. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (Edición especial conmemorativa por los 80 años de Schlumberger en el Ecuador). IFEA-IRD-PETROPRODUCCIÓN. Quito.
- Baby, P., Rivadeneira, M., Davila, C., Galarraga, M., Rosero, J., y Vega, J. (1997). *Estilo tectónico y etapas de deformación de la parte norte de la cuenca Oriente ecuatoriana*. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, p. 288-302 .
- Balkwill, H., Rodriguez, G., Paredes, F., y Almeida, J. (1995). *Northern part of the Oriente basin, Ecuador: reflection seismic expression of structures. Petroleum Basins of South America*. AAPG Memoir 62, p. 559-571.

- Díaz, M., Baby, P., Marco, R., y C., F. (2014). El Pre-Aptense en la Cuenca Oriente Ecuatoriana. En *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Trabajo del Instituto Francés de Estudios Andinos. p. 23-44
- Folk, R. (1951). *Stages of Textural Maturity in Sedimentary Rocks*. Journal of Sedimentary Petrology. Vol 21. AAPG., p. 127-130.
- Hilla, W., y Naval, D. (2005). *Interpretación estructural de las arenas gasíferas F8, I3, J3ML, R0UM y R4L, en área mayor de Socorro, estado Anzoátegui*. Trabajo especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Jaillard, E. (1997). *Síntesis estratigráfica y sedimentológica del Cretácico y Paleógeno de la Cuenca Oriental del Ecuador*. ORSTOM-PETROPRODUCCION. Quito, Ecuador.
- Liner, C. (2004). *Elements of 3D Seismology* (Segunda ed.). Departamento de Geociencias de la Universidad de Tulsa. Oklahoma, Estados Unidos.
- Mariño, E. (2015). *Identificación y caracterización de Facies de la Formación Hollín en un afloramiento ubicado en el proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair, provincia de Napo*. Escuela Politécnica Nacional. Trabajo Especial de Grado. Quito, Ecuador.
- Mora, A. (2016). *Modelo sedimentológico-estratigráfico integrado de un sector al SE del campo Junín 5 de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela*. Trabajo Especial de Grado. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Neidell, N. (1977). *Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration*. AAPG. Memoir 26.

Parnaud, F., Gou, Y., Pacual, J., Truskowski, I., Gallango, O., y Passalcqua, H. (1995). *Petroleum Geology of the Central Part of the Eastern Venezuela Basin*. AAPG. Memoir 62, p. 741-756.

PEMEX. (s.f.). Registros Petrofísicos.

Pettijohn, F., Potter, P., y Siever, R. (1972). *Sand and Sandstones*. Springer-Verlag.

Pino, B. (2008). *Estratigrafía secuencial de la arenisca "T" (Albiense superior-Cenomaniense inferior) de la Formación Napo en el subsuelo del sector occidental de la cuenca oriental ecuatoriana*. Universidad Central de Venezuela. Trabajo Especial de Grado. Caracas, Venezuela.

Ramírez, D. (2007). *Modelo depositacional de la arenisca u en el centro-noroccidente de la cuenca Oriente*. Escuela Politécnica Nacional. Trabajo Especial de Grado. Quito, Ecuador.

Regueiro, J. (2007). *Sísmica para Ingenieros y Geólogos*.

Rider, M. (1996). *The Geological Interpretation of Well Logs*. Gulf Publishing.

Schlumberger. (2005). *Oilfield Glossary*. Consultado: Febrero de 2017, de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>

Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador. (2009). *Mapa de bloques petroleros del Ecuador Continental*.

Sheriff, R. (2002). *Encyclopedic Dictionary of Exploration Geophysics*. Society of Exploration Geophysicists. Tulsa, Estados Unidos

- Suárez, J. (2016). *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*. Escuela Politécnica Nacional. Trabajo especial de grado. Quito, Ecuador. 116 p.
- Tschopp, H. (1953). Oil Explorations in the Oriente of Ecuador. *AAPG Bulletin* 37, p. 2303-2407.
- Vaca, S. (2004). *Estudio Estratigráfico Secuencial del Cretácico entre 0° y 1,5° Sur de la Cuenca Oriente Ecuatoriana*. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Vera, T. (1994). *Estratigrafía Principios y Métodos*. Rueda. Madrid.
- Villalba, R. (2006). *Modelo geológico de la arenisca Tena Basal en la cuenca Oriente*. Trabajo Especial de Grado. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador. 143 p.
- Walker, R. (1992). *Facies Model: Response to Sea Level Change*. Geological Assn of Canada. 317 p.
- Whithe, H., Skopec, R., Ramirez, F., Rodas, J., y Bonilla, G. (1995). Reservoir Characterization of the Hollin and Napo Formations, Western Oriente Basin, Ecuador. *Petroleum basins of South America: AAPG Memoir* 62, 573-596.
- Yuquilema, J. (2010). *Modelo depositacional de la arenisca T en la cuenca Oriente*. Escuela Politécnica Nacional. Trabajo Especial de Grado. Quito, Ecuador. 198 p.

Zamora, A., y Litherland, M. (1993). *Mapa Geológico de la República del Ecuador 1:1'000.000*. Ministerio de Energía y Minas Ecuador y Overseas Development Administration.