

**Potencial petrolífero de un Bloque Ubicado en la Cuenca Marañón, Perú**

**Paula Andrea Melendez Rueda**

Trabajo de grado para optar por el título de:  
Geólogo

Director:  
**Ricardo Mier Umaña**  
Geólogo

Co-directores:  
**Javier Villamizar pinto**  
Geólogo  
**Ivan Dario Olaya**  
Geólogo M.Sc.

**Universidad Industrial de Santander**  
**Facultad de Ingenierías Físico Químicas**  
**Escuela de Geología**  
**Bucaramanga**  
**2017**

---

---

## Agradecimientos

*A Dios por sobre todas las cosas, por ponerme donde estoy hoy y no dejarme caer jamás.*

*A mi familia porque por ustedes soy lo que soy.*

*A la escuela de Geología y a cada uno de sus profesores quienes con su maravilloso arte de enseñar logran transmitir todo su conocimiento y ser una guía a lo largo del camino.*

*A los grandes equipos de Nuevos Negocios, Exploración y Corporate Development de la compañía Pacific E&P, gracias por ser los compañeros que todos desean y los seres humanos que cualquier persona debería tener el privilegio de cruzarse en el camino.*

*A Javier Villamizar, Ivan Olaya y Francisco Bello, a ustedes gracias, miles de gracias por la maravillosa experiencia, por convertirse en mis ángeles guardianes y amigos, por el apoyo, la guía y las enseñanzas, por valorar mi trabajo, creer en mis capacidades y por hacer que siempre me sintiera como en casa.*

*A Ricardo Mier por su apoyo y ayuda a lo largo de este proceso.*

*A ellas, esas cinco almas con las que camino de la mano hace muchos años, gracias por nunca dejar de estar ahí.*

*A mis conejos por ser la palabra de aliento, el apoyo y la distracción en los momentos agobiantes, a ustedes simplemente gracias por ser los amigos que todos sueñan tener.*

*Y, por último, pero no menos importante a mis compañeros y amigos con quienes tuve el placer de recorrer este camino, gracias, muchas gracias por ser esos colegas que cualquier geólogo necesita. de fortaleza, risas y aventuras.*

*A todos los que contribuyeron de una forma u otra: MIL GRACIAS*

---

---

## Dedicatoria

*A Dios por ser mi guía y caminar siempre de la mano conmigo, por llenarme de bendiciones  
y por amarme incondicionalmente*

*A mis padres, Mary Lucrecia Rueda y Luis Felipe Meléndez, por su apoyo incondicional, su  
formación, por cada consejo, por su amor y por velar por mi bienestar siempre, esto es de  
ustedes con el mayor amor del mundo.*

*A mi hermana Laura Milena Meléndez Rueda, mi persona favorita en el mundo, a ella, por  
todos los momentos, por el orgullo que en mi genera, porque sin ella esto no hubiera sido  
posible, ¡para ti nene!*

*A mis abuelos Socorro Meléndez Beltrán, Noema Suarez y Antonio Rueda que, aunque hoy es  
difícil no poder compartirlo con ustedes, sé que están orgullosos de mí, por la admiración que  
siento hacia sus vidas, y porque sé que se sienten tan felices y agradecidos como yo. Esto es  
para ustedes!*

*A esos amigos que han ido llegando durante el camino y a los que comenzaron a recorrerlo  
conmigo desde el principio. A Ustedes!*

*“Todo comenzó en El y para los propósitos de El “*

*Colosenses 1-16*

**Tabla de contenido**

Introducción ..... 20

1. Planteamiento del problema ..... 21

1.1 Definición del problema..... 21

1.2 Justificación..... 21

2. Objetivos ..... 23

2.2 Objetivo general: ..... 23

2.3 Objetivos específicos: ..... 23

3. Metodología ..... 24

3.1 FASE I: Consulta Bibliográfica ..... 24

3.2 FASE II: Obtención y Análisis de datos ..... 25

3.3 FASE III: Preparación e Interpretación..... 25

3.4 FASE IV: Elaboración del Informe final ..... 26

4. Marco Teórico ..... 27

4.1 Método Sísmico..... 27

4.2 Traza Sísmica ..... 28

4.3 Impedancia Acústica ..... 28

---

---

4.4 Checkshot .....	28
4.5 Ondícula .....	29
4.7 Sismograma Sintético.....	29
4.8 Registro Sónico .....	30
4.9 Registro de Densidad .....	30
4.10 Resolución Sísmica .....	31
4.11 Sistema Petrolífero .....	31
4.12 Riesgo Geológico .....	33
4.13 Potencial Petrolífero.....	34
4.13.1 Recursos .....	35
4.13.2 Reservas .....	36
4. 14 Calculo de OOIP o POES .....	37
4.15 Reserves Evaluation Programme (REP) .....	38
5. Marco Geológico.....	39
5.1 Ubicación Geográfica del Proyecto.....	39
5.2 Geología Regional.....	40
5.3 Unidades Estratigráficas.....	42
5.2.1 Precámbrico: .....	43
5.3.2 Paleozoico: .....	43

---

---

5.3.3 Mesozoico: .....	45
5.3.4 Cenozoico.....	48
5.4 Sistema Petrolifero .....	50
5.4.1 Roca fuente.....	50
5.4.2 Roca reservorio .....	52
5.4.3 Roca sello .....	53
5.4.4 Trampa .....	53
5.4.5 Sobrecarga sedimentaria .....	53
5.4.6 Generación y migración .....	54
5.5 Evolución geológica.....	55
5.5.1 Paleozoico .....	56
5.5.2 Mesozoico .....	57
5.5.3 Cenozoico.....	59
6. Analisis de Resultados .....	60
6.1 Información disponible .....	60
6.1.2 Información sísmica .....	61
6.1.3 Información de pozos .....	62
6.2 Amarre sísmica-pozo.....	63
6.3 Interpretación sísmica .....	65

---

---

6.4 Mapeo estructural .....	68
6.5 Migración tiempo – profundidad.....	71
6.7 Modelo geológico.....	73
6.8 Análisis del sistema petrolífero .....	77
6.9 Prospectividad .....	80
6.10 Calculo de volumetrías.....	84
6.11 Riesgo.....	90
7. Capitulo Anexo .....	90
7.1 Atributos Sísmicos .....	91
8. Conclusiones .....	97
9. Recomendaciones.....	99
Referencias Bibliográficas .....	100

**Lista de figuras**

*Figura 1 Metodología utilizada para la realización del estudio..... 24*

*Figura 2 Diagrama esquemático de un sistema petrolífero..... 32*

*Figura 3 Esquema de clasificación de los recursos petrolíferos. Adaptado de: (Suslick, 2009)..... 35*

*Figura 4. Localización geográfica del bloque de estudio en la cuenca Marañón, Perú ..... 39*

*Figura 5. Localización de la Cuenca Marañón\* con sus límites geográficos. Adaptado de (Ministerio de Minas y Energía, s.f.) ..... 40*

*Figura 6 Unidades Estratigráficas presentes en la cuenca, con los eventos tectónicos y su sistema petrolífero. Modificado de ( Pacific E&P, 2016) ..... 42*

*Figura 7 Carta de eventos de la cuenca Marañón, Peru. Adaptado de : (Minaya, 2008)..... 50*

*Figura 8 Seccion estructural regional de la cuenca Marañón, resaltando el bloque de estudio Modificado de (Veilleux, 2012)..... 60*

*Figura 9 Información sísmica disponible para la elaboración del proyecto..... 61*

*Figura 10 Información de pozos disponible para la elaboración del proyecto..... 62*

*Figura 11 Construcción del sismograma sintético del pozo C. Se observan los registros sísmico, de densidad, la impedancia acústica y el coeficiente de reflexión extraídos para la generación del sismograma (Rojo)..... 63*

*Figura 12 Calibración Sísmica-Pozo C. Se observa el sismograma sintético sobre la sísmica lo que permite relacionar las ondulaciones con los reflectores evaluando el amarre..... 64*

*Figura 13 Interpretación Sísmica sobre las líneas 2D. .... 65*

*Figura 14 Interpretación Sísmica sobre las líneas 3D. a. Inline 2367 b. Time Slice a 2885 ms ..... 66*

*Figura 15 Interpretación Sísmica, sísmica 3D. Utilización de la herramienta “polígono de correlación”. Inline 2373 ..... 67*

---



---

<i>Figura 16 Interpretacion Sismica, Seccion en Zig-Zag, calibracion sismica 2D y 3D.....</i>	68
<i>Figura 17 Herramienta calculations del software Decision Space, mostrando el procedimiento para la realizacion del mapeo.....</i>	69
<i>Figura 18 Mapa estructural en TWT al tope de la formacion Cushabatay. IC 20 ms.....</i>	70
<i>Figura 19 Vizualizacion 3D, permite ver la geomorfologia del tope de la formacion Cushabatay .....</i>	71
<i>Figura 20 Herramienta calculations, procedimiento para la migracion tiempo-profundidad.....</i>	72
<i>Figura 21 Mapa en TVDSS al tope de la Formacion Cushabatay. IC 25 ft .....</i>	73
<i>Figura 22 Flatenizacion del tope de Chonta.....</i>	74
<i>Figura 23 Horizontalizacion del tope de los horizontes A. Yahuarango B. Pebas, donde se aprecia la formacion paulatina de las estructuras .....</i>	75
<i>Figura 24 Cambios del nivel relativo del mar que afectaron la depositacion de las formaciones en la cuenca. Adaptado de (Talisman Energy, 2011).....</i>	76
<i>Figura 25 a. Distribucion regional de la Formacion Pucara. b. Vias de migracion de las principales rocas fuente. Adaptado de: (PERUPETRO, 2000).....</i>	79
<i>Figura 26 Carta de eventos del sistema petrolifero planteado para el bloque .....</i>	79
<i>Figura 27 Primer Prospecto .....</i>	80
<i>Figura 28 Segundo Prospecto.....</i>	81
<i>Figura 29 Tercer Prospecto.....</i>	82
<i>Figura 30 Lead propuesto.....</i>	83
<i>Figura 31 Pozo exploratorio propuesto .....</i>	83
<i>Figura 32 Mapa Estructural (TVDSS) al tope de la formacion Cushabatay resaltando los diferentes prospectos en el bloque. IC 25 ft.....</i>	84
<i>Figura 33 Parametros utilizados para el calculo de volumenes del prospecto 1 .....</i>	86
<i>Figura 34 volumenes optenidos para el prospecto 1 .....</i>	86
<i>Figura 35 Parametros utilizados para el calculo de volumenes del prospecto 2 .....</i>	87

---



---

<i>Figura 36</i> Volúmenes obtenidos para el prospecto 2.....	87
<i>Figura 37</i> Parámetros utilizados para el cálculo de volúmenes del prospecto 3 .....	88
<i>Figura 38</i> Volúmenes obtenidos para el prospecto 3.....	88
<i>Figura 39</i> Parámetros utilizados para el cálculo de volúmenes del lead propuesto .....	89
<i>Figura 40</i> Volúmenes obtenidos para el lead propuesto.....	89
<i>Figura 41</i> Determinación del riesgo y GPOS. ....	90
<i>Figura 42</i> Principales Plays en la cuenca Marañón <b>1.</b> Arenas Masivas de la Fm Vivian inferior. <b>2.</b> Canales de la Fm Vivian <b>3.</b> Cuerpos arrecifales de la Fm Chonta. <b>4.</b> Arenas masivas de la Fm Cushabatay. Adaptado de ( Pacific E&P, 2016).....	91
<i>Figura 43</i> Herramienta calculations de Decisión Space para la generación de un cubo sísmico con diversos atributos. <b>A.</b> Amplitud RMS, <b>B.</b> Coherencia. ....	93
<i>Figura 44</i> Sísmica 3D del bloque de estudio. <b>A.</b> Inline 2360. <b>B.</b> Time Slice a 2628 ms.....	94
<i>Figura 45</i> Time Slices a 2628 ms con la aplicación de los atributos <b>A.</b> Coherencia, <b>B.</b> Amplitud RMS, donde se pueden apreciar los arrecifes de la formación Chonta. ....	94
<i>Figura 46</i> Time Slices intersectados con inlines donde se aprecian los arrecifes. <b>A.</b> Arrecifes de la cuenca Zama al Norte de Alberta, Canada. <b>B.</b> Arrecifes del bloque de estudio.....	95
<i>Figura 47</i> Estructuras arrecifales observables en los Time Slices con la aplicación de diversos atributos. <b>A</b> y <b>C.</b> Amplitud RMS y Coherencia respectivamente, Cuenca Zama, Canada. <b>B</b> y <b>C.</b> Amplitud RMS y Coherencia, bloque de estudio. ....	96
<i>Figura 48</i> Diagrama esquemático de los tipos de arrecifes, resaltando el tipo presente en la formación Chonta.....	96

**Lista de tablas**

**Tabla 1** Resumen de los datos de las rocas fuente de la cuenca Marañon ..... 51

**Tabla 2** Resumen de los datos de Ø de las rocas reservorio de la cuenca Marañon ..... 53

**Tabla 3** Edades de generación y expulsión de las principales rocas fuente de la cuenca Marañon..... 55

**Tabla 4** Áreas medidas en la estructura 1 ..... 80

**Tabla 5** Áreas medidas en la estructura 2 ..... 81

**Tabla 6** Áreas medidas en la estructura 3 ..... 82

**Tabla 7** Áreas medidas en la estructura 4 ..... 83

---

---

## Glosario

**Atributo Sísmico:** Un atributo sísmico es una operación matemática que se le aplica a una traza esperando encontrar una información adicional, son derivados de datos sísmicos y pueden ser medidos en un instante de tiempo o a través de una ventana de tiempo. Su cálculo es útil porque ayudan a extraer patrones, relaciones o rasgos que de otro modo podrían no ser evidentes (Aarre, y otros, 2012)

**Degree to fill:** Grado de llenado, corresponde al nivel en que se encuentra llena de hidrocarburos una estructura.

**DST:** Un Drill Stem Test (DST) es una prueba la cual se usan herramientas especiales colocadas al final de la sarta de perforación. Esta prueba es generalmente practicada para probar pozos nuevos, ya que solo puede llevarse a cabo con el taladro en sitio. En un DST, el pozo es abierto a flujo a través de una válvula ubicada en el fondo de la herramienta de prueba, y el fluido de yacimiento fluye hacia superficie por la sarta de perforación (que generalmente está vacía al momento de comenzar la prueba). Un DST permite evaluar el potencial de producción de alguna arena particular en el yacimiento, presión y características de la roca yacimiento, toda la información recolectada permite saber si el pozo puede producir hidrocarburos de manera comercial. (Madrid, 2013)

---

---

**Lead:** Cualquier indicación o sugerencia de la presencia de la trampa en el subsuelo que da a los geólogos una base para continuar con la exploración más a fondo, está pobremente definida y requiere más adquisición de datos. Una vez determinado los “Lead” las evaluaciones y estudios posteriores lo podrán convertir o no en un “Prospecto” (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

**Método Montecarlo:** Es un método numérico que permite resolver problemas físicos y matemáticos mediante la simulación de variables aleatorias. El método Montecarlo fue bautizado así por su clara analogía con los juegos de ruleta de los casinos, el más célebre de los cuales es el de Montecarlo. (Alfonso, 2011)

**Molasa:** Nombre que se le da a una asociación de rocas sedimentarias clásticas producida por la erosión de cadenas montañosas tras la fase final de una orogenia.

**Momento Crítico:** es el momento que mejor representa la Generación – migración – acumulación de hidrocarburo dentro del sistema. Es ese punto en el tiempo que predice dicho proceso. En la carta de eventos se marca justamente al terminar el proceso de Generación – migración – acumulación y comienza la preservación. (La comunidad petrolera , 2009)

---

**Pinaculo Arrecifal:** Son arrecifes de escasas dimensiones, elevados verticalmente, en los que la altura es mayor que el diámetro; los pináculos generalmente se presentan formando grandes agrupaciones. (Diaz, 2012)

**Play:** Combinación particular de rocas madre, sello y reservorio asociadas a una trampa con acumulaciones probadas de hidrocarburos. Entonces podemos decir que un “play” posee extensión geográfica y en dicha área pueden estar ubicadas varias estructuras. De tal forma que en un “play” existen uno o más “Lead” geológicamente relacionados y los cual serán evaluado para su perforación y la determinación de posibles “Prospectos” o locaciones. (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

**Prospecto:** Un proyecto asociado a una acumulación potencial que está lo suficientemente bien definido para representar un objetivo de perforación viable. (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

**PT:** Production Test, Pruebas en un pozo de petróleo o gas para determinar su capacidad de flujo en condiciones específicas de yacimiento y presiones de flujo, es decir, se realizan pruebas de producción para obtener una indicación de la productividad del pozo. Algunas pruebas se efectúan en agujero abierto (tal como DST) y se pueden utilizar en la toma de decisiones de completamiento. Se realizan otros (como pruebas de un solo punto, multipunto y de hisopo) después de que el pozo se completa y generalmente

---

---

involucran mediciones rutinarias de producción de petróleo, gas y / o agua en condiciones normales de producción (AAPG, 2015)

**Spill Point:** El punto estructuralmente más bajo en una trampa que puede retener hidrocarburos. Una vez una trampa se ha llenado hasta su spill point, no habrá almacenamiento o retención adicional de hidrocarburos por falta de espacio de depósito dentro de dicha trampa. Los hidrocarburos se derraman o salen, y continúan migrando hasta quedar atrapados en otra parte. (Schlumberger, 2017.)

**Sistema Petrolero:** Es definido como el conjunto de elementos geológicos y procesos que se llevan a cabo en una cuenca y que dan como resultado la generación, expulsión y acumulación del hidrocarburo, dichos elementos son una roca madre, roca reservorio, roca sello, trampa, sobrecarga y timing. (Magoon & W. G. Dow, 1994)

**TWT:** Doble tiempo de viaje, El tiempo que requiere una onda sísmica para viajar desde su fuente hasta un reflector dado y regresar a un receptor situado en la superficie terrestre (Schlumberger, 2017)

**Time Slice:** Una visualización horizontal o una vista de mapa de datos sísmicos 3D que tienen un cierto tiempo de llegada, en oposición a un horizon slice que muestra una reflexión particular. Un fragmento de tiempo es una forma rápida y conveniente de evaluar los cambios en la amplitud de los datos sísmicos. (Schlumberger, 2017)

---

---

## RESUMEN

**TITULO:** POTENCIAL PETROLIFERO DE UN BLOQUE UBICADO EN LA CUENCA MARAÑON, PERU\*

**AUTOR:** PAULA ANDREA MELENDEZ RUEDA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Perú, Interpretación sísmica, Cuenca Marañón, Hidrocarburos, Potencial petrolífero, riesgo geológico.

### DESCRIPCION:

Perú se encuentra ubicado dentro de una de las más prolíficas tendencias de hidrocarburos, siendo la Cuenca Marañón su principal región productiva con aceites que varían entre 15 a 45° API. Históricamente la actividad exploratoria en esta cuenca data de 1955 con la perforación del primer pozo por la compañía Texaco, sin embargo, no fue sino hasta 23 años después, en 1971 que se obtuvo el primer pozo exitoso y desde entonces la producción de petróleo en la zona no ha cesado.

Establecer el potencial petrolífero de un bloque consta de varios factores como la efectividad del sistema, el área del prospecto y las propiedades de las rocas, lo cual se determina principalmente a partir de información de pozos, interpretación sísmica 2D y 3D y geología regional.

En el presente trabajo se realizó la interpretación sísmica del tope de la Formación Cushabatay como posible roca yacimiento y la generación de mapas en tiempo y profundidad, lo cual permitió la identificación de 4 prospectos potenciales y la cuantificación del volumen de petróleo in situ y recuperable, además del posible GPOS de cada estructura, todo esto con el fin de generar un conocimiento geológico y geofísico que sirva de base para la realización de un análisis completo que permita la toma de decisiones sobre futuras inversiones en el bloque.

---

\*Trabajo de grado

\*\*Facultad de Ingenierías Fiscoquímicas. Escuela de Geología. Director Ricardo Mier Umaña, Geólogo. Codirectores: Javier Villamizar Pinto, Geólogo; Ivan Dario Olaya, Geofísico M.sc

---

---

## ABSTRACT

**TITLE:** OIL POTENTIAL OF A BLOCK LOCATED IN THE MARANON BASIN, PERU. \*

**AUTHOR:** PAULA ANDREA MELENDEZ RUEDA\*\*

**KEYWORDS:** Peru, Seismic Interpretation, Marañón Basin, Hydrocarbons, Oil potential, geological risk.

### DESCRIPTION:

Peru is located within one of the most prolific hydrocarbons trends, with the Marañón basin like its main productive region with oils ranging from 15 to 45 ° API. Historically exploratory activity in this basin dates back to 1955 with the first well drilling by the Texaco company, however, it was not until 23 years later, in 1971 that the first successful well was obtained and since then oil production in the zone has not stopped.

Establishing the oil potential of a block consists of several factors such as system effectiveness, prospectus area and rock properties, which is determined primarily from well information, 2D and 3D seismic interpretation and regional geology.

In the present work, the seismic interpretation of the top of the Cushabatay formation as a possible reservoir rock was realized in addition to the generation of maps in time and depth, which allowed the identification of 4 potential prospects and the quantification of the volume of oil in situ and recoverable. In the same way, the calculation of the possible GPOS of each structure was done, all this in order to generate a geological and geophysical knowledge that serves as the basis for the realization of a complete analysis that allows the decision making on future investments in the block.

---

\*Bachelor Thesis

\*\*Faculty of physicochemical Engineering. Geology School. Directed by Ricardo Mier Umaña, Geologist. Codirected by Javier Villamizar Pinto, Geologist and Ivan Dario Olaya, Geophysicist M.sc.

---

---

## Introducción

Establecer el potencial petrolífero de un bloque consta de varios factores como la efectividad del sistema, el área del prospecto y las propiedades de las rocas, lo cual se determina principalmente a partir de información de pozos, interpretación sísmica 2D y 3D y geología regional.

Teniendo en cuenta que Perú se encuentra ubicado dentro de un gran tren de hidrocarburos y que la Cuenca Marañón es su principal región productiva, la compañía Pacific E&P busca realizar una evaluación volumétrica de uno de los bloques que posee en esta zona, con el fin de determinar su potencial petrolífero.

Para la realización de este proyecto se contó con información sísmica 2D, 3D y de pozos, la cual a partir de una adecuada interpretación permitió identificar prospectos potenciales y cuantificar el volumen de petróleo in situ y recuperable en estos, siempre teniendo en cuenta los posibles riesgos e incertidumbres debido a la utilización de herramientas directas (pozos) e indirectas (Sísmica).

El desarrollo de este estudio brinda a la compañía Pacific E&P soporte técnico en la evaluación del bloque en cuestión, para determinar todos sus posibles prospectos exploratorios y así poder explotar su potencial al máximo.

---

---

## **1. Planteamiento del problema**

### **1.1 Definición del problema**

Peru se encuentra ubicado dentro de una de las mas prolificas tendencias de hidrocarburos en America del Sur, siendo la cuenca Marañon una de sus principales regiones productivas; actualmente Pacific E&P cuenta con varios bloques en la zona, es por ello que con intencion de explotar su potencial al maximo se encuentra en busqueda de posibles upsides que permitan ampliar las resevas de la compañía, algo necesario en epocas de crisis petrolera donde la desvalorizacion de la industrial de los hidrocarburos es inminente.

### **1.2 Justificación**

El principal objetivo de cualquier empresa petrolera es la exploracion y produccion de hidrocarburos, ya sea mediante la adquisicion de nuevos bloques o a partir de la re exploracion de zonas ya estudiadas. Pacific E&P se encuentra en constante crecimiento y es por ello que en busca de encontrar oportunidades que permitan incorporar nuevas reservas a la compañía, se plantea la re evaluacion de zonas ya productivas, identificando prospectos de gran potencial petrolífero que no se habían tenido en cuenta anteriormente.

---

El presente estudio busca generar un conocimiento geológico y geofísico que sirva de base para la realización de un análisis completo que permita la toma de decisiones sobre futuras inversiones en el bloque en cuestión y de igual manera capacitar de forma integral al aprendiz con la intención de visualizar la dinámica que se maneja en la industria del petróleo.

---

---

## 2. Objetivos

### 2.2 Objetivo general:

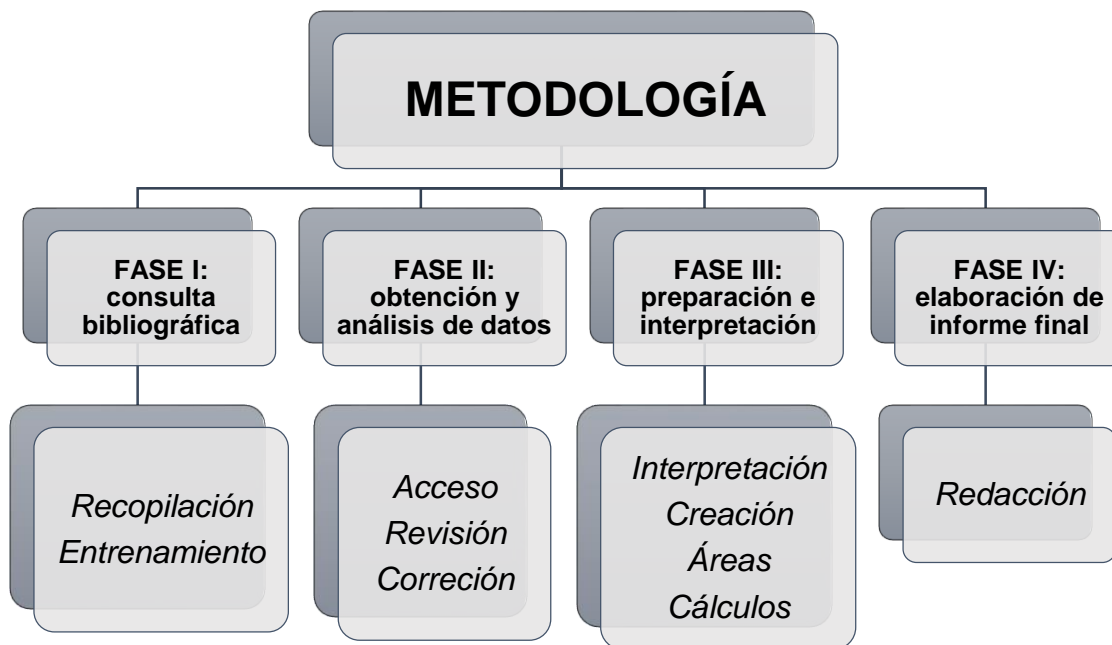
Mapeo estructural del tope del yacimiento y evaluación volumétrica de hidrocarburos en un bloque ubicado en la cuenca Marañón (Perú), a partir de información sísmica 2D y 3D.

### 2.3 Objetivos específicos:

- Reconocer la Geología general del área y su sistema petrolífero
- Interpretar líneas sísmicas 2D y 3D identificando el horizonte de interés, con el fin de generar mapas estructurales que permitan determinar las áreas prospectivas para la acumulación de hidrocarburos
- Evaluar el potencial petrolífero de los prospectos por medio de la estimación de los volúmenes de hidrocarburos.
- Calcular el riesgo geológico de los diferentes prospectos.

### 3. Metodología

La elaboración de este estudio de carácter investigativo y el cumplimiento de todos los objetivos planteados contó con una serie de fases para su desarrollo, cada una de las cuales posee actividades importantes que permiten su realización a cabalidad.



**Figura 1** Metodología utilizada para la realización del estudio

#### 3.1 FASE I: Consulta Bibliográfica

Durante esta fase se realizó una búsqueda de información bibliográfica referente a la estratigrafía, geología estructural, tectónica y sistema petrolífero de la cuenca Peruana Marañón, esto con el fin de entender de manera más regional el bloque en estudio, de igual forma se realizó un entrenamiento por parte del personal de soporte de la compañía Pacific E&P y del equipo de trabajo

---

del área de nuevos negocios en interpretación sísmica y en softwares como Decision Space y Rep 5 los cuales permitieron cumplir con los objetivos planteados.

### **3.2 FASE II: Obtención y Análisis de datos**

En esta etapa se obtuvo acceso a la información sísmica 2D, 3D y a los pozos ubicados en la zona de trabajo, por lo que se procedió a revisar la calidad y cantidad de información, así como la carga de la data en el software (realizada por los técnicos de data management de la compañía), y los pozos con sus debidas unidades, topes de formaciones y registros.

### **3.3 FASE III: Preparación e Interpretación**

Con la información cargada en el software, se continuo con la interpretación del horizonte de interés, para ello fue necesario hacer el amarre sísmica-pozo, lo cual se llevó a cabo con ayuda de un sismograma sintético creado a partir de los registros de densidad y sónicos de algunos pozos localizados dentro del bloque.

Posteriormente se generó un mapa estructural al tope de la Formación Cushabatay en el que fue posible evidenciar los prospectos existentes; a cada prospecto (cuatro en total) se le midieron las áreas, la cuales fueron utilizadas junto con la información petrofísica existente como Sw, Net to gross, y Bo para la realización del cálculo de OOIP y de reservas (P1, P2, P3), lo que permitió estimar la prospectividad de la zona de manera cuantitativa; igualmente se evaluó el sistema petrolífero presente en el bloque, y con ayuda del software REP 5 se determinó el GPOS (Geological probability of success)

---

---

### **3.4 FASE IV: Elaboración del Informe final**

Una vez desarrolladas las fases anteriores se estuvo en la capacidad de realizar la digitalización de un documento estructurado. Esta etapa se llevó a cabo en conjunto con cada una de las fases anteriores, lo cual permitió plasmar los resultados y conclusiones en forma clara y precisa.

---

---

## 4. Marco Teórico

### 4.1 Método Sísmico

El método sísmico tiene como objetivo principal el estudio del subsuelo en general, lo cual permite obtener información de los materiales que lo conforman; su utilización es primordial en la industria del petróleo ya que conlleva a la localización de reservorios de hidrocarburos. La prospección sísmica consiste en generar ondas mediante una fuente y registrarlas por una serie de geófonos distribuidos en la superficie del terreno, estas ondas experimentan una partición de energía cada vez que encuentran a su paso una interfaz entre dos capas con velocidades y densidades diferentes; una parte de la energía se transmite y otra se refleja. (Brown, 1986) A partir de éste principio se pueden enunciar dos tipos de estudios sísmicos: sísmica de reflexión y sísmica de refracción.

Con la **sísmica de reflexión** se analizan las ondas que han sido reflejadas por las discontinuidades de la corteza, cuya causa son contrastes en las propiedades elásticas de los materiales. Estas ondas reflejadas son detectadas por medio de unos sensores llamados geófonos. Con este tipo de sísmica se cubren grandes profundidades. Este método es más utilizado en la prospección de hidrocarburos.

Con la **sísmica de refracción**, las ondas sísmicas van atravesando cada una de las capas del subsuelo y recorren grandes distancias para luego ser detectadas por los geófonos. Dado que en este caso las ondas viajan más horizontal que verticalmente, la información aportada por este método se refiere a áreas más extensa

---

---

## 4.2 Traza Sísmica

“La traza sísmica representa la respuesta de los contrastes de velocidad y densidad del subsuelo cuando está sometido al paso de ondas elásticas. Las reflexiones sísmicas son físicamente explicadas por contrastes en las propiedades elásticas de los materiales o contrastes de impedancia acústica, las cuales, a su vez, pueden ser asociadas a las características geológicas del subsuelo” (Sheriff & Geldart, Vol. 2. 1995.)

## 4.3 Impedancia Acústica

Es la resistencia que opone un medio a las ondas que se propagan sobre este, se define matemáticamente como el producto entre la densidad de una roca por la velocidad de onda P.

$$Z=V(p)*\rho$$

V(p): Velocidad de onda P,

$\rho$ : Densidad de la roca

Cuanto menor sea el contraste en el valor de la impedancia acústica a través de una interfase, mayor será la proporción de energía transmitida a través de la interfase. (Wikipedia, 2016)

## 4.4 Checkshot

Es un método de prospección sísmica de onda directa en el cual se miden los tiempos de viaje de ondas sísmicas desde una profundidad que se conoce hasta la superficie (Fuente en superficie y sensores en el pozo), lo principal en este registro es obtener una tabla T-Z. Este registro ayuda a

---

ubicar los pozos en las líneas sísmicas y así poder visualizarlos junto con toda la información que traen los mismos. (Schlumberger, 2017)

#### **4.5 Ondícula**

Un impulso unidimensional, que generalmente es la respuesta básica de un solo reflector. Sus atributos clave son su amplitud, frecuencia y fase. Estas ondículas en la construcción de sismogramas sintéticos son de gran importancia porque afectan la calidad del ajuste sísmica-pozo; es originada como un paquete de energía desde la fuente, teniendo un tiempo de origen específico y retornando a los receptores como eventos distribuidos en tiempo de energía, la distribución de estos eventos es función de cambios de velocidad y densidad en el subsuelo y de la posición fuente-receptor. Entre las ondículas más usadas están: la ondícula de Ricker o fase cero y la ondícula de fase mínima, siendo más recomendada la primera por las siguientes ventajas: (Schlumberger, 2017)

- La máxima amplitud ocurre en el centro de la ondícula y por lo tanto coincide con la interface que causa la reflexión.
- Un horizonte que haya sido interpretado en el centro de la ondícula coincide en tiempo con el tiempo de viaje a la interface del subsuelo que causa la reflexión
- Es bastante aguda debido a que sus lóbulos laterales han sido minimizados.

#### **4.7 Sismograma Sintético**

“Generalmente denominado solo sintético, es un modelo unidimensional directo de la energía acústica que se propaga a través de las capas de la Tierra. El sismograma sintético es generado

---

mediante la convolucion de los registros acústicos y de densidad, derivándose la ondicula de los datos sísmicos; estos son generados normalmente para la comparación con los datos sísmicos reales y la identificación de los reflectores con las capas y las formaciones ya conocidas en el pozo. 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 ondicula representativa de los datos sísmicos, entre otros factores”. (Schlumberger, 2017)

#### **4.8 Registro Sónico**

En su forma más sencilla, una herramienta sónica consiste de un trasmisor que emite impulsos sónicos y un receptor que capta y registra los impulsos. El registro sónico es simplemente un registro en función del tiempo,  $t$ , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de Formación. Esto es conocido como tiempo de tránsito,  $\Delta t$ ,  $t$  es el inverso de la velocidad de la onda sonora.

El tiempo de tránsito para una Formación determinada depende de su litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sónico sea muy útil como registro de porosidad. (Luizaga, s.f.)

#### **4.9 Registro de Densidad**

Los registros de densidad se usan principalmente como registros de porosidad. El principio consiste en una fuente radioactiva, que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable, emite a la Formación rayos gamma de mediana energía. Se puede considerar a estos rayos gamma como partículas de alta velocidad que chocan con los electrones en la Formación. Con cada choque, los rayos gamma pierden algo de su energía, aunque no toda, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a

---

una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la Formación (Martinez, 1997)

#### 4.10 Resolución Sísmica

La resolución sísmica está relacionada con el mínimo espesor de las capas presentes en el subsuelo registrable por el método sísmico, cuantitativamente el límite de resolución sísmica es expresado como  $\lambda/4$ , en donde  $\lambda$  depende de otros factores como la velocidad de propagación que a su vez depende del medio por el cual se propaga la onda y la frecuencia que depende de la onda inicial generada (Schlumberger, 2017)

$$\lambda = V/f$$

Dónde:

$\lambda$ : Longitud de onda.

V: Velocidad intervalo de los estratos.

f: Frecuencia.

#### 4.11 Sistema Petrolífero

Un sistema petrolero es definido como el conjunto de elementos geológicos y procesos que se llevan a cabo en una cuenca y que dan como resultado la generación, expulsión y acumulación del hidrocarburo.

Los elementos necesarios para que exista un sistema petrolífero son:

- **Roca madre:** (generación) debe contener bastante materia orgánica (mínimo 3% de materia orgánica para que pueda generar hidrocarburo) para generar grandes volúmenes de hidrocarburos.
- **Roca reservorio:** (almacén) debe ser bastante permeable para que el petróleo fluya libremente.
- **Roca sello:** debe ser lo suficiente impermeable para evitar que el crudo se escape.
- **Roca de sobrecarga:** debe poseer condiciones de presión, temperatura y tiempo esenciales para que se desarrolle un sistema petrolero.

Los sistemas petroleros tienen dos procesos:

- Formación de Trampas
- Generación, expulsión, migración y acumulación de Hidrocarburos

Los elementos y procesos esenciales para que se lleve a cabo un sistema petrolero deben colocarse correctamente en el tiempo y espacio a fin de que la materia orgánica incluida en una roca madre pueda convertirse en una acumulación de petróleo. (Magoon & W. G. Dow, 1994)

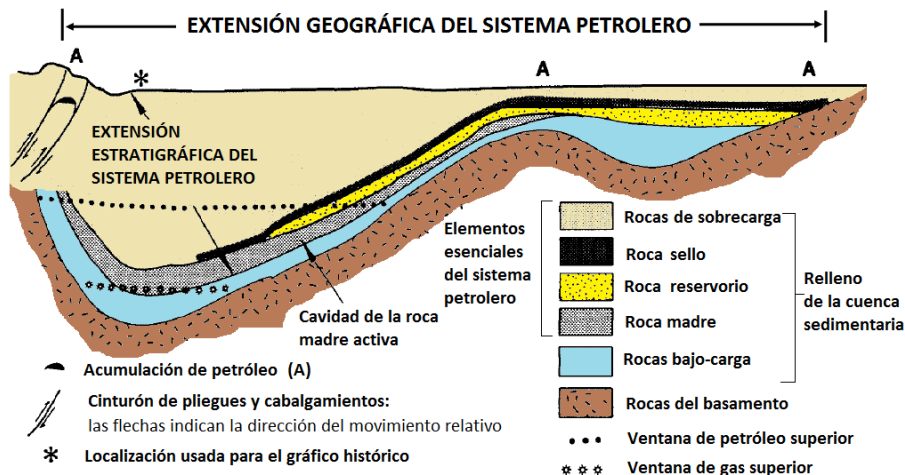


Figura 2 Diagrama esquemático de un sistema petrolífero. Adaptado de (Magoon & W. G. Dow, 1994)

#### 4.12 Riesgo Geológico

La exploración y producción de hidrocarburos es una empresa de alto riesgo; factores geológicos como la estructura, el reservorio, el sello, la carga y el timing son inciertos y muy importantes, ya que si alguno de estos elementos está ausente el prospecto falla. El primer paso en cualquier análisis racional de una oportunidad consiste en realizar una estimación subjetiva de la probabilidad de éxito del sistema, evaluando de cero a uno (0- 1) cada una de las variables; finalmente el riesgo de exploración se determina multiplicando el valor asignado a 4 de los aspectos geológicos críticos en cualquier sistema petrolífero: Carga, reservorio, trampa y timing.

Para establecer el valor correspondiente a cada factor se deben tener en cuenta las siguientes preguntas:

- ¿Cuál es la probabilidad de que los hidrocarburos están presentes en el subsuelo de tal manera que la roca objetivo ha tenido acceso a ellos en alguna cantidad para proporcionar al menos un mínimo de carga de aceite o gas?
- ¿Cuál es la probabilidad de que la roca reservorio este presente, que tenga la suficiente porosidad y permeabilidad para ser productiva y el espesor mínimo y la extensión suficiente para contener cantidades detectables de hidrocarburos?
- ¿Cuál es la probabilidad de que exista una estructura geológica formada por la interfaz entre el reservorio y el sello, con la geometría necesaria para entrapar el hidrocarburo producido?
- ¿Cuál es la probabilidad de que la configuración de entrapamiento estuviera ya formada cuando los hidrocarburos migraron al área del prospecto?

---

El valor obtenido de la multiplicación de los números asignados a cada una de las variables es lo que se conoce como POS (Probability of Success); un Pos de 0,5 es la probabilidad típica de éxito de un pozo de avanzada o de la perforación de una estructura adjunta a una ya productora; un resultado en el rango entre 0,2 a 0,3 es la probabilidad de éxito de exploración común en un área con muchos plays similares y que no esté muy lejos de pozos productores; un valor entre 0,1 y 0,2 es característico de un prospecto en una zona con una variedad diferente de plays; finalmente un resultado obtenido entre el rango de 0,02 a 0,05 es propio en la exploración de un área pobremente estudiada o en una nueva cuenca en la cual previamente ningún pozo ha sido perforado o solo se han perforado estructuras secas. (Kjemperud, 2015)

#### **4.13 Potencial Petrolífero**

Las reservas para las empresas en la industria de los hidrocarburos son de gran importancia ya que son utilizadas hoy día para asegurar su rentabilidad petrolera y el valor de su compañía.

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre, el cual, tiene relación con la cantidad y calidad de los datos de ingeniería y Geología confiables disponibles a la fecha del estimado y de la interpretación de esos datos. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo a diferentes etapas de diseño e implementación y su clasificación depende tanto del grado relativo de incertidumbre como de la economía mundial.

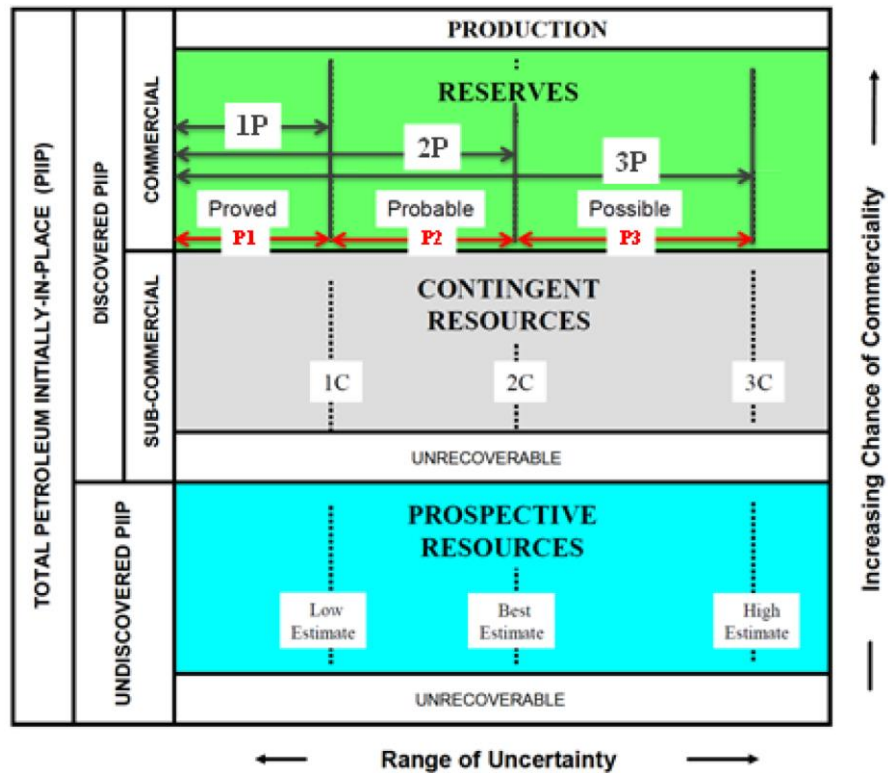


Figura 3 Esquema de clasificación de los recursos petrolíferos. Adaptado de: (Suslick, 2009)

El petróleo total inicialmente In situ corresponde a la cantidad de aceite que se estima existe originalmente en acumulaciones naturales, este es equivalente a los recursos totales y se divide en petróleo no descubierto y petróleo descubierto inicialmente in situ; de igual manera, dependiendo de su comercialidad los hidrocarburos pueden clasificarse como reservas o recursos, los cuales a su vez pueden categorizarse dependiendo del grado de incertidumbre, el cual refleja un rango de cantidades estimadas potencialmente recuperables de una acumulación.

#### 4.13.1 Recursos

Los recursos corresponden a las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, recuperables o no recuperables, además de aquellas ya producidas; se dividen en *recursos contingentes* y *prospectivos*:

***Recursos contingentes:***

Corresponden a “aquellas cantidades de petróleo estimadas, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

***Recursos prospectivos:***

son esas “cantidades de hidrocarburo de acumulaciones no descubiertas y que se estiman son potencialmente recuperables, a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo” (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

**4.13.2 Reservas**

Las reservas se definen como “las cantidades de hidrocarburo en acumulaciones conocidas que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos, estas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes” (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009) y se clasifican en probadas (P1), probables (P2) y posibles (P3):

***Reservas probadas***

Son las cantidades de hidrocarburos que pueden estimarse con certeza a través del análisis de datos a ser recuperables comercialmente (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

***Reservas probables:***

Corresponden a las cantidades menos factibles a ser obtenidas comparadas con las reservas probadas. (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

**Reservas posibles:**

Son las reservas adicionales donde el estudio de información de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos posibles a ser recuperadas que las reservas probadas. (SPE/WPC/AAPG/SPEE, 2009)

**4. 14 Calculo de OOIP o POES**

El OOIP o POES corresponde a la cantidad original o inicial de petróleo existente en la roca yacimiento antes de empezar a producir; para calcularlo se deben tener en cuenta parámetros como la porosidad, saturación de agua y volumen, los cuales hacen parte de la ecuación volumétrica del petróleo:

$$OOIP = K \frac{A * h * \emptyset * (1 - Sw)}{Boi}$$

Donde:

OOIP= Petróleo original en sitio

K= Factor de conversión de acre-pie a barriles (K=7758 bbl)

A= Área del reservorio en Acres, la cual se mide a partir de mapas estructurales.

h= Espesor total del reservorio en pies. Este valor es un estimado ya que la unidad puede tener una variación de espesor lateral.

$\emptyset$ = Porosidad de la Formación (%).

Sw= Saturación de agua (%). 1-Sw corresponde teóricamente a la saturación inicial de aceite.

---

Boi= Factor volumétrico, el cual se define como “el volumen de petróleo con su respectiva cantidad de gas inicial, a presión y temperatura de yacimiento, que se necesita para generar un barril de petróleo a condiciones normales”. (La comunidad petrolera, 2009)

Al multiplicar el POES por el factor de recobro (FR), el cual corresponde a el porcentaje de petróleo en sitio que puede ser recuperado mediante técnicas primarias o secundarias, se obtienen la cantidad de reservas presentes en el yacimiento.

#### **4.15 Reserves Evaluation Programme (REP)**

El cálculo de reservas y la estimación de su incertidumbre es el centro de la exploración de hidrocarburos.

REP es un software que usa el bien conocido método Montecarlo para una solución rigurosa de la ecuación volumétrica, cada una de las variables que componen dicha ecuación como el volumen, el espesor, porosidad, saturación de agua y factor de recobro, son introducidas como distribuciones de probabilidad. El volumen es comúnmente el dato de entrada que mayor incertidumbre tiene por lo cual REP permite introducirlo de varias maneras, la más comúnmente utilizada es como una tabla de área-profundidad, lo cual permite modelar la incertidumbre en los contactos de hidrocarburos o spill point. (Logicom E&P.)

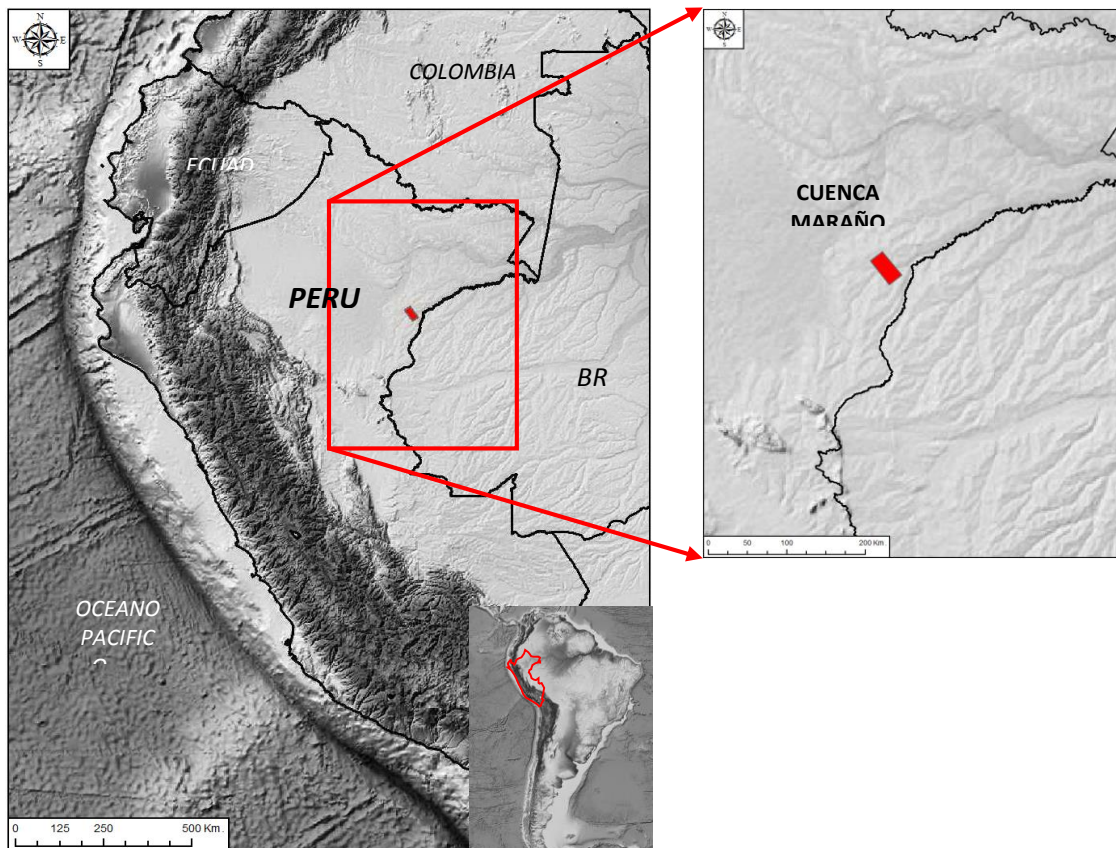
REP realiza un cálculo volumétrico probabilista, el cual se aplica la mayoría de las veces en las fases tempranas de un proyecto de explotación y desarrollo, este proveerá una estimación baja, mejor y alta, de tal forma que:

- Debería haber por lo menos una probabilidad de 90% (P90) que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación baja.

- Debería haber por lo menos una probabilidad de 50% (P50) que las cantidades realmente recuperadas igualaran o excederán la mejor estimación.
- Debería haber por lo menos una probabilidad de 10% (P10) que las cantidades recuperadas igualaran o excederán la estimación alta.

## 5. Marco Geológico

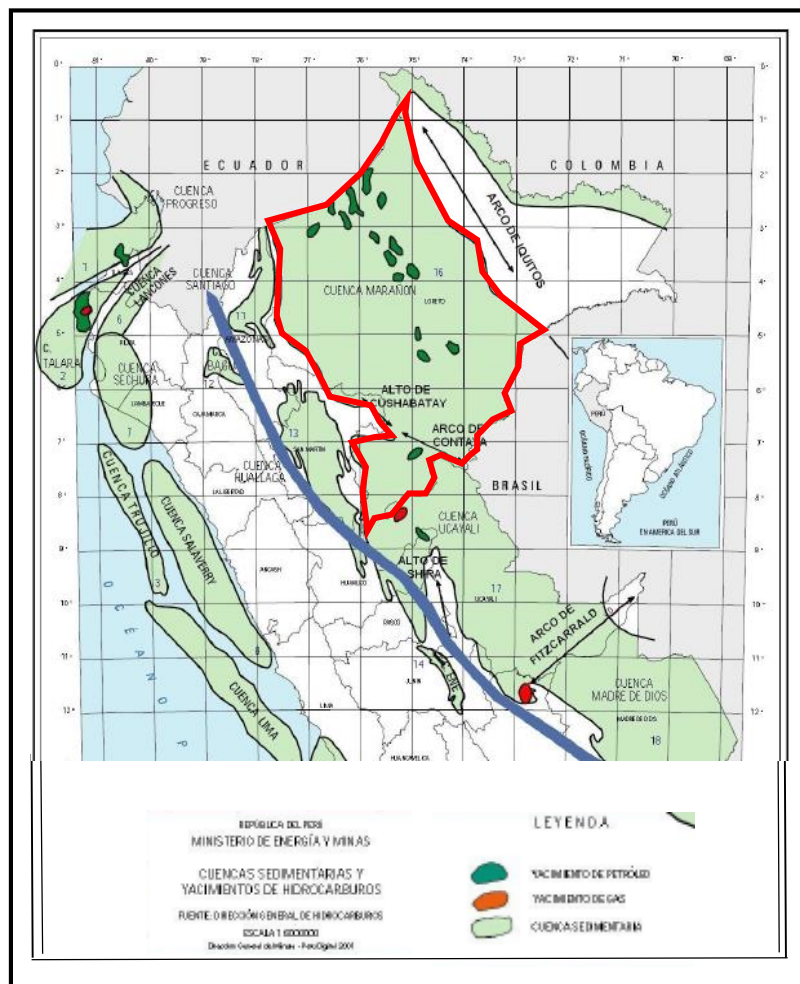
### 5.1 Ubicación Geográfica del Proyecto



**Figura 4.** Localización geográfica del bloque de estudio en la cuenca Marañón, Perú

El proyecto se encuentra enmarcado dentro del territorio peruano; está localizado en la cuenca Marañón y cuenta con un área de 512,347.241 ha (*Figura 4*) (Debido al acuerdo de confidencialidad con Pacific E&P no se hace explícita la ubicación del bloque).

## 5.2 Geología Regional



*Figura 5.* Localización de la Cuenca Marañón\* con sus límites geográficos. Adaptado de (*Ministerio de Minas y Energía, s.f.*)

\* La cuenca Marañón se encuentra resaltada en rojo.

---

La cuenca Marañón es la cuenca sedimentaria más grande del territorio peruano ocupando un área de 450,000 Km<sup>2</sup>, presenta una forma asimétrica y elongada hacia el N-S con un máximo de subsidencia al Oeste; geológicamente es parte de una gran cuenca sub andina que se extiende hasta las cuencas Oriente en Ecuador y Putumayo en Colombia. Se encuentra limitada al Este por el Arco de Iquitos, al Oeste por la zona Subandina (cuencas Huallaga y Santiago), al sur por el Alto de Cushabatay-Contaya (la cual separa a dicha cuenca de la cuenca Ucayali) y al norte por la ya mencionada cuenca Oriente del territorio ecuatoriano (Timoteo, 2015) (*Figura 5*)

“La evolución de la cuenca inicio en el Pérmico Tardío al Triásico temprano con un gran evento extensional que dividió la plataforma Paleozoica y las rocas de basamento en una serie de grabens y semi grabens. Debido a la actividad tectónica la cuenca puede ser fácilmente dividida en dos regiones, separadas por una zona de flexura que aparta la estable plataforma al Este de la subsidente cuenca al Oeste.” ( PARSEP, 2002 )

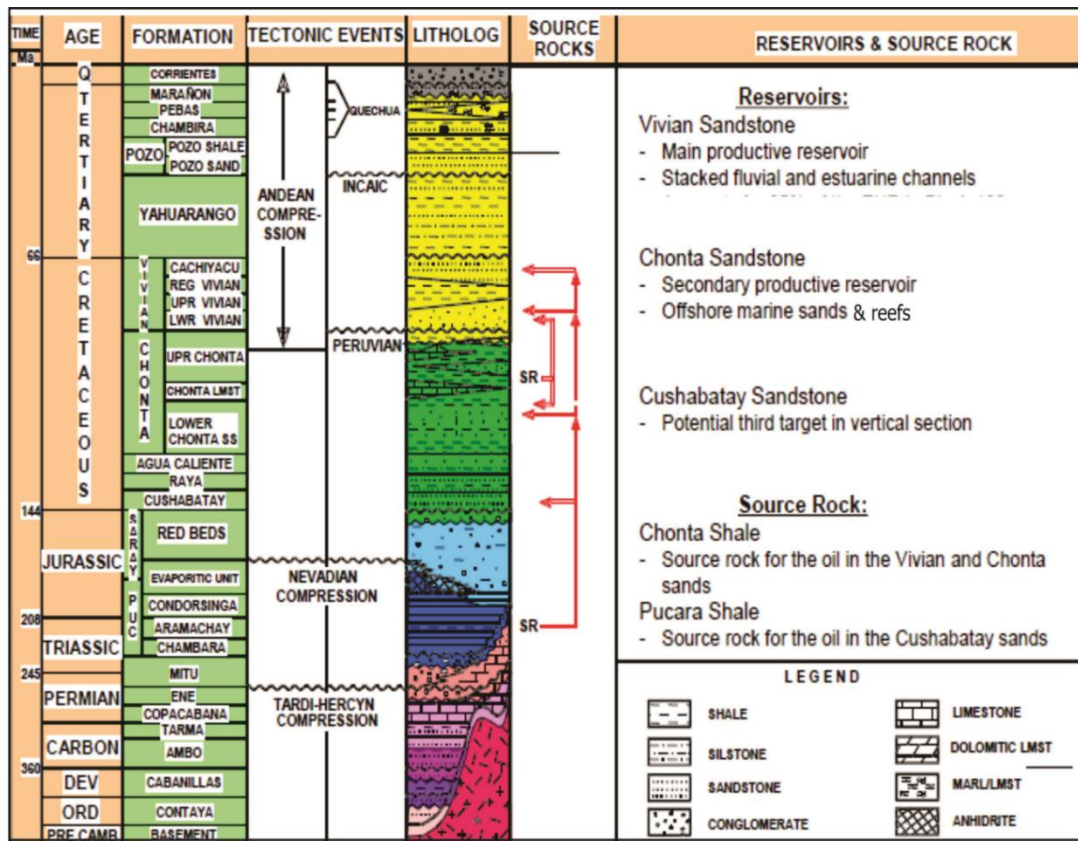
“Históricamente la actividad exploratoria en esta cuenca se ha concentrado a lo largo de una estrecha franja en el flanco oriental menos profundo, apuntando a estructuras pre-Eocenas que contienen tanto reservorios como rocas fuente de edad cretácico superior” (KAROON Gas Australia Ltda, s.f.).

La primera compañía en perforar en la cuenca fue Texaco con el pozo Marañón 8-1X en 1955, el cual resulto seco. Después de 23 años de no tener éxito alguno, el campo Corrientes fue descubierto por Petroperú con su primer pozo en 1971; ahora Marañón corresponde a una de las principales cuencas productoras de Perú con aceites que varían entre 15° a 45° API, de los cuales, ninguno muestra signos de inmadurez, por lo cual los bajos valores se le atribuyen a diferentes grados de biodegradación.

### 5.3 Unidades Estratigráficas

La cuenca Marañón está constituida por un basamento cristalino de edad Precámbrica, y su relleno sedimentario presenta espesores entre 3,500 a 10,000 m, con edades que varían entre el Paleozoico temprano al Cuaternario.

En orden cronológico de la unidad más antigua a la más reciente, la columna estratigráfica de la cuenca se desarrolla de la siguiente manera (*Figura 6*):



*Figura 6* Unidades Estratigráficas presentes en la cuenca, con los eventos tectónicos y su sistema petrolífero. Modificado de ( Pacific E&P, 2016)

---

---

### 5.3.1 Precámbrico:

El periodo Precámbrico se encuentra representado por el basamento, el cual está constituido por rocas ígneas y metamórficas.

### 5.3.2 Paleozoico:

Caracterizado por dos ciclos sedimentarios: Paleozoico inferior (Ordovícico - Devónico) y Superior (Carbonífero - Pérmico). (Minaya, 2008)

#### - *Paleozoico inferior*

##### *Formación Contaya.*

Depositada durante el Ordovícico temprano - medio dentro de la fase tectónica pre-andina, está constituida por intercalaciones de lutitas fosilíferas con cuarcitas marinas y presenta espesores entre 150 a 4500 m. (Minaya, 2008)

##### *Grupo Cabanillas.*

No se han encontrado afloramientos en la cuenca que muestren la litología de este grupo, sin embargo, ha sido alcanzado por algunos pozos como Marañón, Tapiche 1X y La Frontera; adicionalmente con ayuda de la interpretación de secciones sísmicas se han podido identificar los mayores espesores de la secuencia hacia la parte central y sur de la cuenca Marañón.

Esta constituido litológicamente por lutitas negras, limolitas y areniscas de ambiente estuarino, las cuales fueron depositadas durante el Devónico inferior-medio mientras se constituía una cuenca tipo Foreland hacia el margen occidental de la Cordillera de los Andes centrales. (Minaya, 2008)

#### - *Paleozoico Superior*

##### *Grupo Ambo.*

---

El grupo Ambo de edad Carbonífero inferior se encuentra suprayaciendo al grupo Cabanillas de manera discordante, fue depositado en un ambiente continental a marino somero y está constituido por areniscas de grano fino con intercalaciones de limolitas, shale gris, y ocasionales capas delgadas de carbón. (Minaya, 2008)

***Grupo Tarma.***

“Definido por Dumbar y Newell (1946) en la localidad del mismo nombre, corresponde a sedimentos del carbonífero superior, depositados durante un evento transgresivo”, (Minaya, 2008) está constituido por una secuencia de calizas micriticas y oolíticas, y calizas dolomíticas intercaladas con lutitas grises de plataforma carbonatada; descansa de manera discordante sobre rocas Devónicas y esta suprayacida concordantemente por la Formación Copacabana.

***Grupo Copacabana.***

Se encuentra constituido principalmente por rocas carbonatadas, calizas localmente dolomíticas e intercalaciones de calizas con lutitas, las cuales son características de un ambiente netamente marino de plataforma carbonatada de aguas someras. Análisis palinológicos realizados con los foraminíferos que se observan en muchos de los intervalos estratigráficos permiten datar el grupo con una edad de Pérmico Inferior. Infrayace de manera concordante a la Formación Ene. (Minaya, 2008)

***Formación Ene.***

De edad Pérmico Inferior, corresponde a sedimentos pelíticos, hacia la parte media esta Formación presenta areniscas cuarcíticas compactas con estratificación cruzada y hacia la parte superior lutitas negras ricas en materia orgánica con bancos de calizas, finalizando con dolomitas y niveles de chert. (Minaya, 2008)

---

---

### 5.3.3 Mesozoico:

Durante la era mesozoica se encuentran unidades depositadas durante los periodos Triásico, Triásico -Jurásico Y Cretácico tanto Temprano como Tardío.

- ***Triásico:***

***Grupo Mitú***

“Conformado por conglomerados y areniscas continentales seguidas por una secuencia superior de calizas arenosas fosilíferas, areniscas y limolitas, niveles volcanoclasticos locales, todos ellos preservados en grabens formados durante el rifting del Pérmico -Triásico” ( PARSEP, 2002 )

- ***Triásico -Jurásico:***

***Grupo Pucara.***

Durante el Triásico Superior-Jurásico Inferior se desarrolló un ambiente Sabkha que marcó el inicio de una depositación continental y marino somera, la cual se vio representada por las calizas grises y lutitas negras que conforman el grupo Pucara, este se encuentra suprayaciendo de manera discordante al grupo Mitú. ( PARSEP, 2002 )

***Formación Sarayaquillo.***

Durante el Jurásico Superior se presentó un periodo de regresión que permitió la depositación de una serie de capas rojas que recibieron el nombre de Formación Sarayaquillo; esta Formación se encuentra ampliamente distribuida en la cuenca presentando adelgazamiento hacia la zona oriental sin hallarse identificada en las zonas cercanas al Arco de Iquitos. Litológicamente se presenta como una sucesión de areniscas rojas intercaladas con limolitas y conglomerados con clastos volcánicos y metamórficos provenientes de un ambiente fluvial y eólico.

---

“La fase final de depositación de la Formación Sarayaquillo coincide con el final del periodo Jurásico, el cual está representado por la discordancia Nevadiana sobre la cual descansan los sedimentos de edad Cretácica”. ( PARSEP, 2002 )

- ***Cretácico:***

***Formación Cushabatay.***

De edad Cretácico Inferior está caracterizada por areniscas masivas con estratificación cruzada y algunas intercalaciones de lutitas y conglomerados a la base; hacia el oriente de la cuenca descansa en discordancia sobre el Paleozoico y hacia el Oeste de manera ligeramente discordante sobre la Formación Sarayaquillo.

***Formación Raya.***

Durante el Albiano se produce una nueva transgresión generalizada en todo el territorio peruano, lo que conlleva a la deposición de facies arenocarbonatadas como las que componen la Formación Raya, la cual se encuentra descansando sobre la Formación Cushabatay e infrayaciendo a la Formación Agua Caliente, Presenta espesores que varían entre 50 a 100 metros y se encuentra litológicamente constituida por lutitas verdes y oscuras, carbonosas y glauconíticas, con intercalaciones de areniscas blancas y en ocasiones calizas grises de plataforma. (Minaya, 2008)

***Formación Agua Caliente.***

Depositado durante el Albiano superior, se encuentra constituido por una secuencia de areniscas blancas a gris rosáceo intercaladas con lutitas y limolitas depositadas en un ambiente fluvio-deltaico con influencia marina, alcanza un espesor máximo de 300 m y descansa concordantemente sobre la Formación Raya.

---

---

***Formación Chonta.***

La Formación Chonta, se encuentra constituida por 3 miembros: inferior, medio y superior; el primero atribuido al Cenomaniano, se encuentra compuesto por areniscas, calizas y lutitas asociadas a un sistema deltaico próximo a una plataforma carbonatada; el miembro superior está caracterizado por una secuencia de lutitas marinas de edad Coniaciano-Santoniano; mientras que Chonta medio corresponde a una sucesión de calizas y lutitas grises a negras depositadas durante el Turoniano. (Minaya, 2008)

***Formación Vivian.***

Debido a su litología se describe como un depósito clástico de ambiente deltaico– transicional compuesto de areniscas cuarzosas algo carbonosas, lutitas y limolitas; presenta edades entre el Campaniano -Maastrichtiano y espesores entre 20 a 150 m.

El cambio en el ambiente de depositación entre la Formación infrayacente y Vivian, se le atribuye a la retirada definitiva de los mares que produjeron regresiones paulatinas y a la posterior Fase de Formación peruana. (Minaya, 2008)

***Formación Cachiyacu.***

De edad Maastrichtiano superior, está constituida por lutitas y calizas negras marinas, presenta un espesor entre 10-150 m, se distribuye irregularmente en la cuenca y se encuentra parcialmente erosionada hacia la parte oriental.

A pesar de que en el momento se estaba produciendo el lento retiro del mar Chonta, aún quedaban remanentes de mares restringidos y de aguas salobres, los cuales corresponden a los ambientes de deposición de la Formación Cachiyacu.

---

---

### ***Formación Huchpayacu.***

“Fue definida por Kummel (1948), quien le asignó una edad Maastrichtiano; corresponde a una secuencia de limos rojos continentales. La formación Huchpayacu parece estar en continuidad con Formación Cachiyacu y a veces descansa sobre la formación Vivian sin evidencia alguna de erosión” (Minaya, 2008).

### **5.3.4 Cenozoico**

“El ciclo Terciario en el área está formado por molasas y niveles marinos, con espesores que varían en un rango entre 1600 a 4000 metros. Los sedimentos de este ciclo están vinculados al crecimiento de las estructuras y representan múltiples episodios de la orogenia andina, la cual inició en el Paleoceno y continuó durante el Mioceno y Plioceno; predominantemente corresponden a capas rojas compuestas de lutitas, areniscas, limolitas y en menor proporción evaporitas” (Vela, 2011)

#### **- *Paleógeno:***

### ***Formación Yahuarango.***

Se encuentra compuesta por una secuencia de ambiente fluvial caracterizada por una serie de capas rojas intercaladas con areniscas continentales las cuales presentan algunos nódulos de anhidrita; su espesor varía entre 30 a 1200 m adelgazándose hacia el este de la cuenca. Se le atribuye una edad Paleocena. (Vela, 2011)

### ***Formación Pozo.***

De edad Eoceno – Oligoceno medio, se encuentra dividida en dos miembros: inferior o miembro Areniscas Pozo, compuesto por areniscas conglomeráticas, y el miembro superior o Lutitas Pozo, constituida por secuencias margosas marinas.

---

---

La Formación Pozo de ambiente marino poco profundo, presenta espesores que varían entre 70 a 200 m con cierta tendencia a engrosarse hacia el Este de la cuenca. (Vela, 2011)

- *Neógeno:*

***Formacion Chambira.***

Se caracteriza por estar constituida de argilitas y limos verde rojizos intercalados con algunas capas de finos; se le atribuye una edad de Mioceno Medio y presenta espesores que varían entre 800 a 1600 m aumentando gradualmente hacia el Oeste. (Minaya, 2008)

***Formacion Pebas***

La formación Pebas de edad Mioceno medio, ha sido identificada como una secuencia de arcillas azuladas a grises con intercalaciones de arenas y bancos de arcillas carbonosas de ambiente lagunar con incursiones marinas ocasionales. (Minaya, 2008)

***Formacion Marañon***

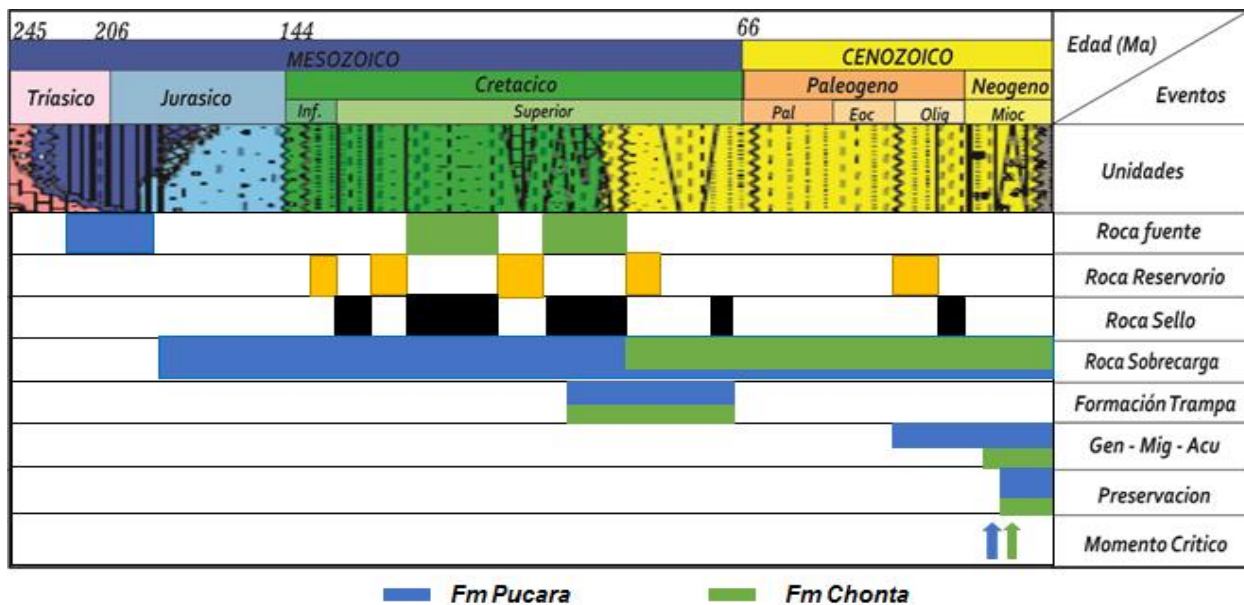
Corresponde a una de las secuencias mas recientes de la cuenca Marañon; se le atribuye una edad Plioceno y se encuentra constituida en la parte basal por limos y arcillas rojizas intercaladas con arenas blancas, la parte superior corresponde a una sucesion de limos y arcillas rojas intercaladas con niveles de arenas finas limosas, limos amarillentos con presencia de pirita y yeso y niveles calcareos. (Vela, 2011)

***Formacion Corrientes***

Se le atribuye una edad Pleistoceno y se encuentra constituida por arenas medias a gruesas, seguidas de limos amarillentos, arcillas rojizas y verdosas. (Minaya, 2008)

### 5.4 Sistema Petrolifero

Según Peru petro (2000), Peru se encuentra ubicado dentro de una de las prolificas tendencias de hidrocarburos en America del Sur, siendo la Cuenca Marañon una de sus principales regiones productivas con una produccion diaria de 25000 BPD, lo que equivale actualmente a más del 60% del total de la producción nacional de petróleo. La Cuenca cuenta con dos importantes rocas fuente y con rocas reservorio principalmente de edad Cretácica (*Figura 7*)



*Figura 7* Carta de eventos de la cuenca Marañon, Peru. Adaptado de : (Minaya, 2008)

#### 5.4.1 Roca fuente

La cuenca cuenta con dos significativas rocas fuentes que han generado los hidrocarburos encontrados en los reservorios Cretacicos; dichas rocas corresponden a las formaciones cretaceas Chonta/Raya y a la secuencia Triasica/Jurasica que compone el grupo Pucara; sin embargo

diversos estudios geoquimicos han demostrado que formaciones como contaya, Cabanillas, Tarma y Cushabatay poseen un alto potencial de generacion (*Tabla 1*).

*Tabla 1* Resumen de los datos de las rocas fuente de la cuenca Marañon

<b>FORMACION</b>	<b>TOC (%)</b>	<b>HI</b>	<b>TIPO DE KEROGENO</b>
<i>Contaya</i>	1.0	9.0	Tipo II
<i>Cabanillas</i>	3.0	145	Tipo II
<i>Ene</i>	3.9	673	Tipo II
<i>Pucara</i>	12.5	538	Tipo II
<i>Raya/ Cushabatay</i>	3.1	227	Tipo III-II
<i>Chonta</i>	5.8	642	Tipo II-III

***Formación Contaya (Ordovícico) y Cabanillas (Devónico)***

Muy pocas muestras se encuentran disponibles de los shales que componen estas formaciones, sin embargo, datos obtenidos de los estudios realizados por Perú Petro<sup>3</sup> indican que ambas secuencias son espesas y lo más importante se encuentran enriquecidas en TOC. Los máximos valores de TOC reportados para la Formación Contaya y Cabanillas son de 1% y 3% respectivamente (Tabla 1) y aunque estos números no son muy significativos, se debe considerar una posible alta madurez para estas rocas de origen Paleozoico; por lo anterior, se puede asegurar que el grupo Cabanillas con un índice de hidrogeno de 145, presento un alto potencial inicial de generación de aceite, el cual se desarrolló en un pasado geológico, sin embargo, no hay evidencia alguna de la supervivencia de estos hidrocarburos de edad Devónica. (PERUPETRO, 2000)

***Formación Ene (Pérmico)***

---

---

Esta Formación representada por shales marinos depositados en un ambiente hipersalino presenta significativas cantidades de materia orgánica, lo cual se ve reflejado en los valores de TOC que varían entre 0.3 a 3.9; esta materia orgánica muestra un alto grado de madurez termal con datos de Ro que oscilan entre 0.6% a 1.4%. (PERUPETRO, 2000)

#### ***Formación Pucara (Triásico inferior)***

La Formación Pucara es generalmente descrita como una de las mayores rocas fuente en Perú; se encuentra constituida por carbonatos, limos ricos en materia orgánica y algunos lentes de shale, presenta valores de TOC que varían considerablemente entre 1 a 12% (PERUPETRO, 2000)

#### ***Formación Raya (Cretácico inferior)***

Con alto potencial de generación de hidrocarburos, la Formación Raya se encuentra litológicamente representada por una sucesión de lutitas con intercalaciones de areniscas y limolitas; presenta valores de Ro entre 0.37% a 1.61% y de TOC entre 2.3% y 3.1% (PERUPETRO, 2000) (Tabla 1)

#### ***Formación Chonta (Cretácico Superior)***

La Formación Chonta es ocasionalmente considerada por ser la roca fuente de los aceites peruanos debido a su gran ocurrencia; contiene shales orgánicos marinos hacia el Noroeste de la cuenca Marañón y hacia el Sureste se considera pobre en TOC debido a su engrosamiento sedimentario.

Según Perú Petro (PERUPETRO, 2000) los valores de TOC de la Formación Chonta presentan rangos entre 1% y 6% y kerogenos de tipo II-III.

### **5.4.2 Roca reservorio**

Las rocas reservorios presentan edades que van desde el Devónico hasta el Terciario, comenzando con las arenas de la Formación Cabanillas y terminando con las arenas de la Formación Pozo. (Tabla 2)

**Tabla 2** Resumen de los datos de porosidad de las rocas reservorio de la cuenca Marañón

<i>NOMBRE</i>		<i>Ø (%)</i>
<i>Formación Cabanillas</i>	17.7- 25.1	Buena- Muy Buena
<i>Grupo Tarma</i>	15.1- 28	Buena- Muy Buena
<i>Formación Cushabatay</i>	10-12	Moderada
<i>Formación Agua caliente</i>	10-29	Moderada- Muy Buena
<i>Formación Chonta</i>	13-29	Buena- Muy Buena
<i>Formación Vivian</i>	7- 32	Pobre en unas zonas, Muy buena en otras
<i>Formación Pozo</i>	12- 25	Moderada-Muy Buena

### 5.4.3 Roca sello

Las rocas sello de la cuenca Marañón presentan edades que van desde el Paleozoico hasta el Terciario, y corresponden a rocas impermeables como lutitas, arcillas y calizas (Grupo Tarma), las cuales, en algunos casos, se intercalan con rocas reservorios de una misma Formación (como en caso de las lutitas de las formaciones Chonta y Pozo); estas rocas de baja permeabilidad son la Formación Tarma, Raya, Chonta, Vivian, Cachiyacu y Pozo. ( PARSEP, 2002 )

### 5.4.4 Trampa

Los campos existentes en la Cuenca Marañón producen principalmente de trampas estructurales, especialmente anticlinales y estructuras falladas.

### 5.4.5 Sobrecarga sedimentaria

La sobrecarga ejercida a las rocas generadoras proviene principalmente de las formaciones del Terciario, estas presentan mayor espesor hacia el centro de la cuenca con un espesor reportado de

---

4200 m aproximadamente, mientras que hacia el norte su espesor disminuye 2000 m. (Minaya, 2008)

#### **5.4.6 Generación y migración**

A lo largo del tiempo se han podido identificar tres grandes eventos de generación y migración de hidrocarburos en la cuenca las cuales están ligadas a episodios de rápido enterramiento (*Tabla 3*); el primero ocurre alrededor de hace 280 *m.a* en el Pérmico temprano y solo afecto a las rocas fuente más antiguas: la Formación Contaya del Ordovícico y Cabanillas de edad Devónica. El enterramiento no fue muy fuerte en este periodo, sin embargo, fue suficiente para la generación de hidrocarburos debido al incremento del flujo de calor.

Un segundo episodio de extrema y rápida subsidencia ocurre a finales del Jurásico y afecta tanto a las rocas fuente Paleozoicas como a la Formación Triásica Pucara; las formaciones Contaya y Cabanillas sufrieron sobre maduración entrando a la ventana de gas, mientras que Formación Pucara genero y expulso sus primeros aceites.

Finalmente, el tercer evento ocurrió durante el Neógeno y afecto de manera parcial las secuencias Mesozoicas y Terciarias, adicionalmente provoco un segundo pulso de generación de aceite derivado del grupo Pucara y la completa maduración de la Formación Cretácica Chonta. ( PARSEP, 2002 )

**Tabla 3** Edades de generación y expulsión de las principales rocas fuente de la cuenca Marañón

<i>FORMACION/ GRUPO</i>	<i>INICIO DEL TIEMPO DE GENERACION DE HC (Ma)</i>	<i>INICIO DEL TIEMPO DE EXPULSION DE HC (Ma)</i>
<i>Formación Contaya</i>	Pérmico Inferior	Cretácico inferior (Aptiano)
<i>Formación Cabanillas</i>	Pérmico Inferior	Inicia en el Pérmico Superior y finaliza en el Cretácico inferior
<i>Grupo Pucara</i>	<i>Cretácico Superior- Eoceno</i>	<i>Eoceno Medio- Mioceno</i>
<i>Formación Chonta</i>	<i>Mioceno inferior-Medio</i>	<i>Mioceno Superior</i>

En la Cuenca se pueden definir vías regionales de migración con dirección hacia el NE.

Según Minaya (2008) la cuenca Marañón solo presenta 3 sistemas petroleros conocidos, Pucara-Cushabatay (!), Chonta-Chonta (!) y Chonta-Vivian (!), otros como Cabanillas-Tarma y Tarma-Cushabatay (por mencionar algunos), se consideran sistemas petrolíferos hipotéticos.

### 5.5 Evolución geológica

Perú Ocupa la parte central y occidental de América del Sur; la geografía de su territorio es el resultado de sucesivos ciclos orogénicos, comprendiendo en ellos varias etapas de sedimentación, deformación y erosión. Los Andes Peruanos forman parte de un conjunto de cordilleras emplazadas entre la Fosa Peruano-chilena y el Llano Amazónico; toda la estratigrafía, estructuras, magmatismo y sismicidad de la Cordillera de los Andes y del territorio peruano son directa ó

---

indirectamente el resultado de la subducción de la Placa de Nazca por debajo de la Placa Sudamericana, a lo que se denomina “Subducción Andina” ( PARSEP, 2002 )

El desarrollo andino se inicia en el Paleozoico superior, continúa en el Mesozoico y adquiere su forma definitiva en el Cenozoico (Terciario), prologándose hasta la actualidad.

Según el estudio realizado por el sector de energía y minas del instituto geologico minero y metalurgico de Peru (1995), la siguiente corresponde a la evolucion geologica de dicho territorio.

### 5.5.1 Paleozoico

El desarrollo sedimentológico y tectónico del Paleozoico está marcado por dos ciclos sedimentarios ocurridos en el Paleozoico inferior y superior, los mismos que culminaron cada uno con una fase de deformación orogénica. Durante el *Cámbrico*, el territorio peruano fue sometido a un proceso de erosión, peneplanizando los terrenos precámbricos; procesos distensivos dan lugar al fracturamiento de la corteza y a la apertura de la Cuenca Paleozoica, que tiene como eje la actual Cordillera Oriental.

Al formarse la cuenca, en tiempos del *Ordovícico inferior* los mares ingresaron, y se retiraron en el *Ordovícico superior* (Edad Caradociana). Los movimientos epirogénicos que dan lugar a estos procesos se pueden asociar a la *tectónica Caledónica*. En el *Silúrico inferior*, el mar regresa ocupando la misma cuenca aunque con menor amplitud. En el centro de la cuenca (Cordillera Oriental), se inicia la sedimentación con una secuencia de clásticos finos.

A fines del *Devónico medio* los mares empiezan a retirarse por el levantamiento paulatino de la cuenca, finalizando el ciclo sedimentario del Paleozoico inferior

---

La Fase Eoherciniana (Devonico Superior) es la fase principal del ciclo Hercínico, está marcada por la discordancia general del Paleozoico superior (Carbonífero o Pérmico) sobre el Paleozoico inferior fuertemente plegado.

La tectónica Eohercínica llevó a una emersión total de las cuencas. Se formaron cordilleras que a comienzos del Carbonífero (Missisipiano) fueron sometidas a erosión.

En un régimen de distensión, se produjeron durante este período, fallamientos normales con subsidencia de las cuencas, las que fueron rellenadas con clásticos en ambientes fluviales y deltaicos que corresponden al Grupo Ambo.

Durante el *Pérmico inferior* la peneplanización que se había logrado era avanzada, las zonas positivas tenían poco relieve y recién a fines de este ciclo es cuando se inician nuevos procesos de levantamiento con aportes terrígenos.

Al producirse el levantamiento, los mares se retiran paulatinamente, terminando así el ciclo sedimentario marino del Paleozoico superior.

### **5.5.2 Mesozoico**

Entre el Mesozoico-Cenozoico se desarrolló el Ciclo Andino comenzando con una depresión geosinclinal y terminando con un gran levantamiento, que elevó las rocas deformadas del geosinclinal a su posición actual.

El intervalo entre estos eventos limita dos períodos mayores, uno de relleno del geosinclinal y otro de deformación posterior. El primer período es esencialmente de hundimiento, interrumpido sólo ocasionalmente por levantamiento y deFormación compresiva. Este primer período es más largo, comprende desde el Triásico medio hasta el Cretácico superior con una duración de 100 M.A., caracterizándose por una sedimentación marina y continental. El segundo período

---

comprende una sucesión de fases de deformación que tienen cortos períodos de duración, intercalándose épocas de no deformación que se extienden durante un considerable período. Este segundo período más corto, comprende desde el Cretácico superior hasta la época actual, alcanzando la Cadena de los Andes su actual fisonomía, sobre todo en los últimos cinco millones de años donde alcanza un sobrelevantamiento importante.

A comienzos del Mesozoico y durante el *Triásico inferior* la peneplanización del territorio peruano continúa. En el *Triásico medio* se produce una nueva depresión (Cuenca Geosinclinal Andina), ingresando los mares por el Norte; extendiéndose hasta el sector Noroccidental y por la Región Andina hasta el Perú Central.

A finales del *Jurásico medio* y comienzos del superior, se produce una emersión del territorio peruano, marcando una discordancia que se ubica entre el Titoniano y el Bajociano correspondiendo ello a una importante epirogenésis. Este levantamiento determina en el Centro y Norte la definitiva separación en dos cuencas: una Noroccidental y la otra Oriental, teniendo al centro un bloque levantado que se conoce como Arco del Marañón

Durante el *Cretácico inferior* los mares fueron someros. En el *Cretácico superior*, los mares se mantuvieron con transgresiones y regresiones en la región septentrional y central del país, mientras que en la región meridional los levantamientos que se insinuaban en el Cretáceo inferior se hacen definitivos después del Cenomaniano. A fines del Cretácico, los mares se retiraron definitivamente de la región andina produciéndose regresiones paulatinas, y luego el levantamiento de la secuencia sedimentaria durante la primera Fase Orogénica Andina (Fase Peruana).

En el Noroeste del Perú durante el Cretácico superior tardío y hasta el Eoceno inferior continuó la ruptura tensional de los terrenos del borde occidental.

---

---

### 5.5.3 Cenozoico

En los tiempos tempranos del *Terciario (Paleógeno)* la sedimentación de las Capas Rojas continentales que inicio en El Cretacico Superior continuó a medida que el levantamiento se acentuaba, Durante estos tiempos se formaron cuencas intramontañas que se ubicaban entre la cordillera Occidental y la Cordillera Oriental.

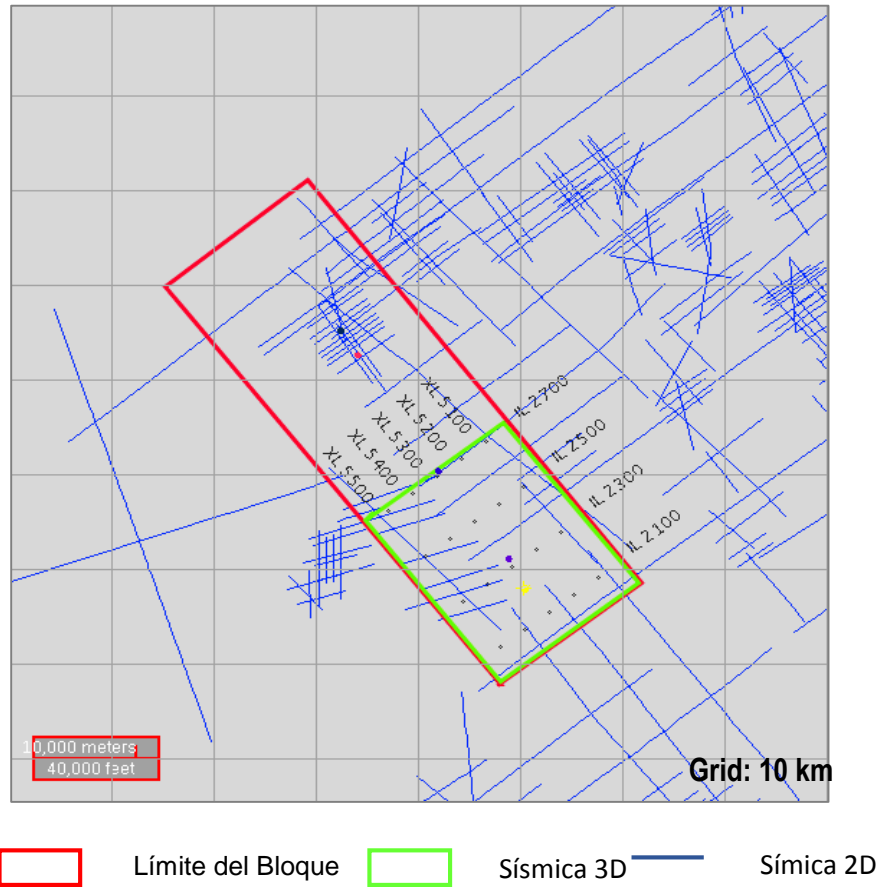
En tiempos del Eoceno, tal vez de temprano a medio; se producen perturbaciones locales que culminan en el Eoceno tardío con fuerte deFormación compresional, así como fallamiento inverso, siendo la región más afectada la zona norte y central de la Cordillera Occidental; esta segunda deFormación denominada con el nombre de “Fase Incaica” fue la más importante del Ciclo Andino, tanto por su extensión como por sus efectos; habiendo continuado después una actividad erosiva intensa.

Durante el *Mioceno tardío* se produjo una tercera fase de deformacion a la que se llamó “Fase Quechua”. En el *Plioceno temprano* se dió un renovado levantamiento de los Andes, llegando a alturas que sobrepasan los 3,000 m, el levantamiento y las deformaciones varían en el tiempo, intercalándose períodos de quietud que tienen una mayor duración donde se formaban las superficies de erosión.

Durante el *Pleistoceno*, el levantamiento de la Cordillera de los Andes continuó activo. Se mencionan deformaciones locales como producto de estos movimientos.



### 6.1.2 Información sísmica



**Figura 9** Información sísmica disponible para la elaboración del proyecto

La información Sísmica disponible para la elaboración del proyecto correspondió a:

- ✓ 46 líneas sísmicas 2D de pobre a buena calidad enmarcadas dentro del límite del bloque.
- ✓ Un cubo sísmico de muy buena calidad, con un área de 372.50 Km<sup>2</sup> que se encuentra conformado por 717 inlines y 583 Xlines

*Min Inline: 2,001*

*Max. Inline: 2,718*

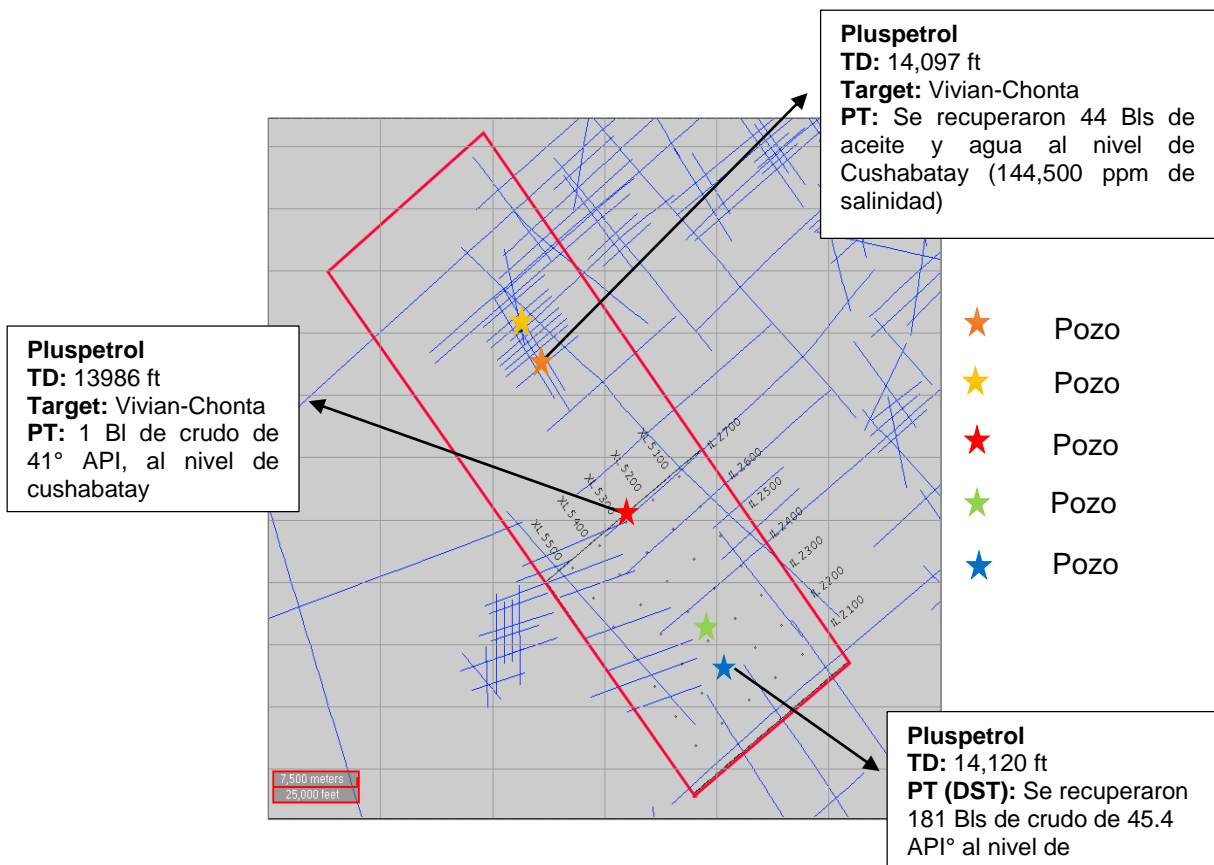
*Min. Xline: 5,001*

*Max. Xline: 5,584*

### 6.1.3 Información de pozos

Se contó con los datos disponibles de cinco pozos ubicados dentro del límite del bloque, de los cuales 3 presentan la sección completa de la Formación Cushabatay con un espesor promedio de 145 m, los mismos que de acuerdo a reportes internos muestran saturación de hidrocarburos al nivel de interés (*Figura 10*)

De estos pozos se utilizaron datos como registros sónicos y de densidad, además de los marcadores estratigráficos interpretados por el equipo de trabajo del área.



*Figura 10* Información de pozos disponible para la elaboración del proyecto

### 6.2 Amarre sísmica-pozo

Debido a que el objetivo en este bloque siempre habían sido las formaciones Vivian y Chonta, no todos los pozos fueron interpretados hasta la unidad interés de este trabajo, por lo tanto, para realizar el amarre sísmica-pozo se utilizó solo la información de aquellos que presentaban marcadores estratigráficos para la Formación Cushabatay.

La elaboración de los sismogramas se realizó en el software Decisión Space a partir de los registros sínicos, de densidad y de la construcción de pseudo checkshots de los pozos A y C (Figura 11)

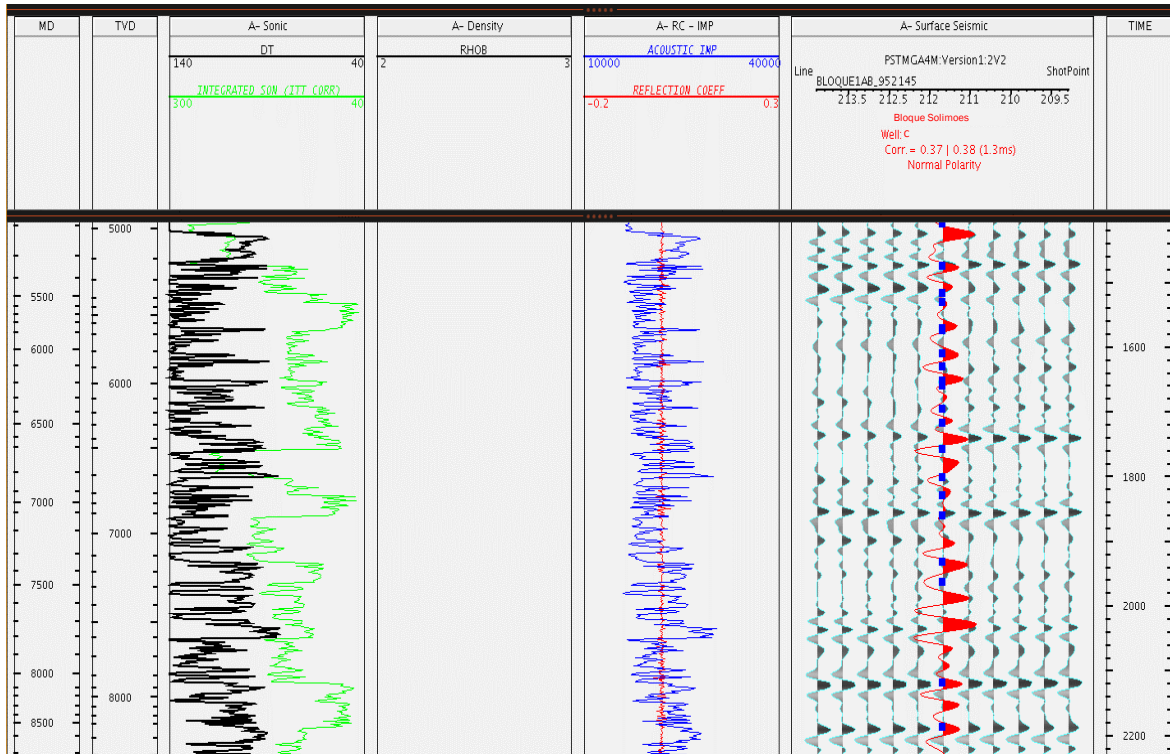
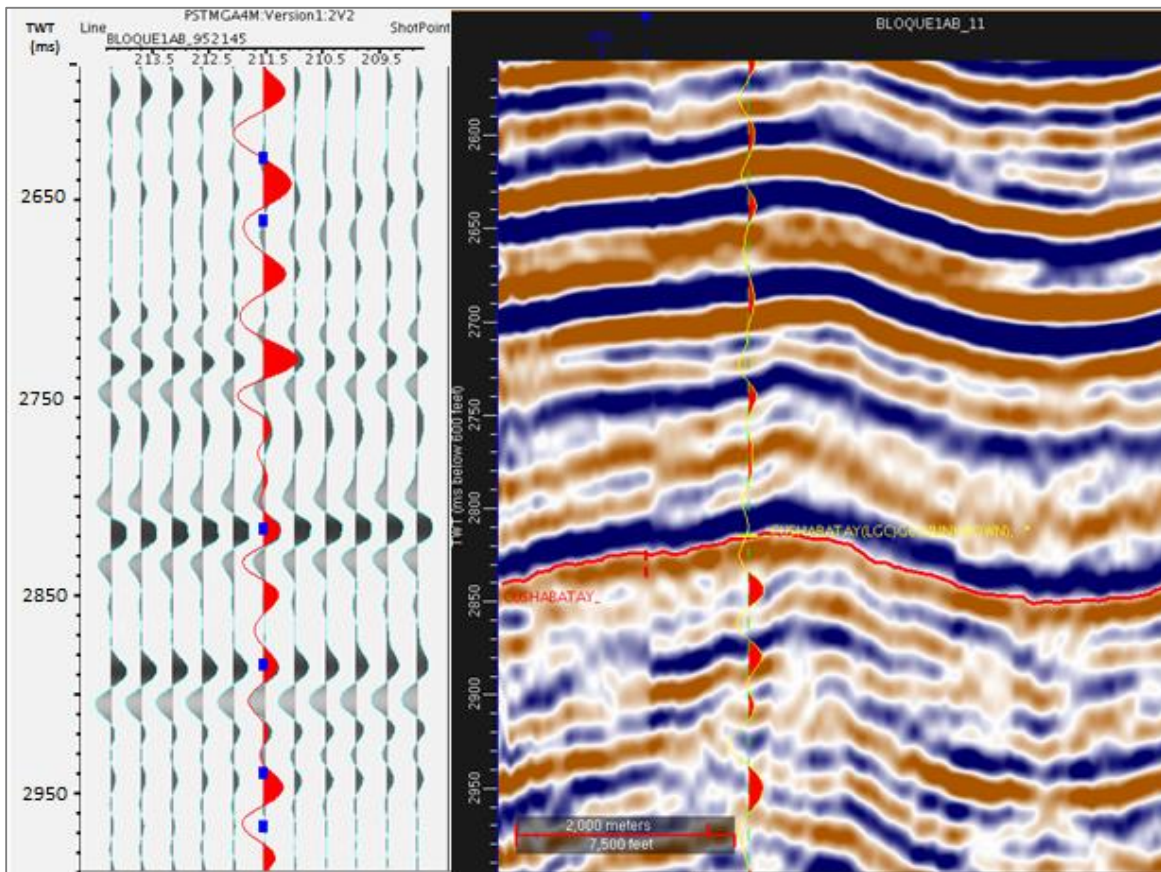


Figura 11 Construcción del sismograma sintético del pozo C. Se observan los registros sínico, de densidad, la impedancia acústica y el coeficiente de reflexión extraídos para la generación del sismograma (Rojo).

Una vez generado el sintético se realizó un amarre visual entre las ondiculas de la sísmica y las del sismograma, la idea de esto es buscar el porcentaje más alto de coincidencia entre ambos para obtener una mayor precisión en el amarre (*Figura 12*) Cabe mencionar que es muy común que las formaciones presenten cambios litológicos que la sísmica no puede capturar debido a la escala y a la pérdida de resolución a profundidad, lo contrario ocurre con los registros de pozo que al ser un método directo muestran mayor detalle de la litología presente en el subsuelo, es por ello que en el momento de amarrar el sismograma a la sísmica no todas las ondiculas del sintético coincidirán con un reflector positivo o negativo.

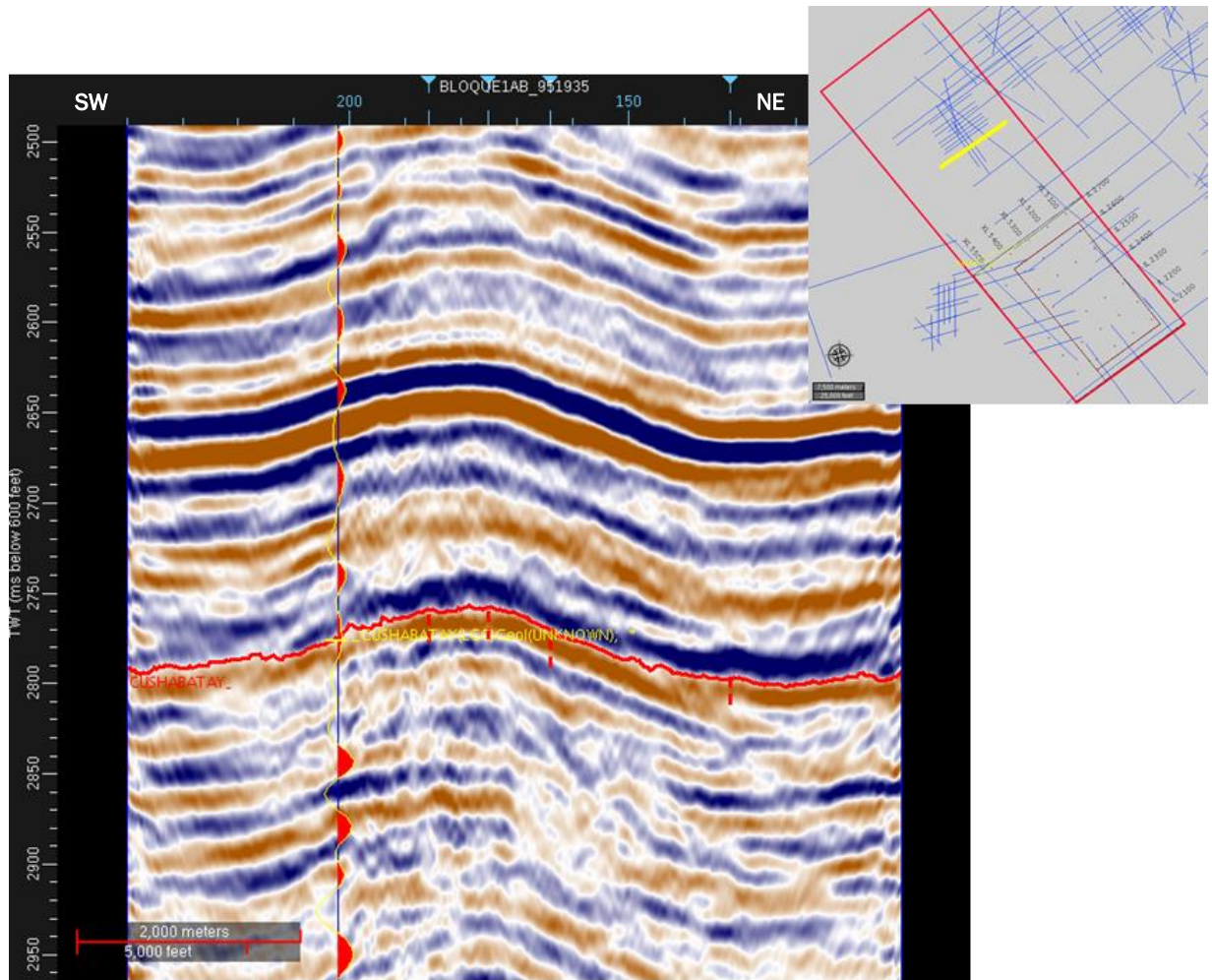


*Figura 12* Calibración Sísmica-Pozo C. Se observa el sismograma sintético sobre la sísmica lo que permite relacionar las ondiculas con los reflectores evaluando el amarre.

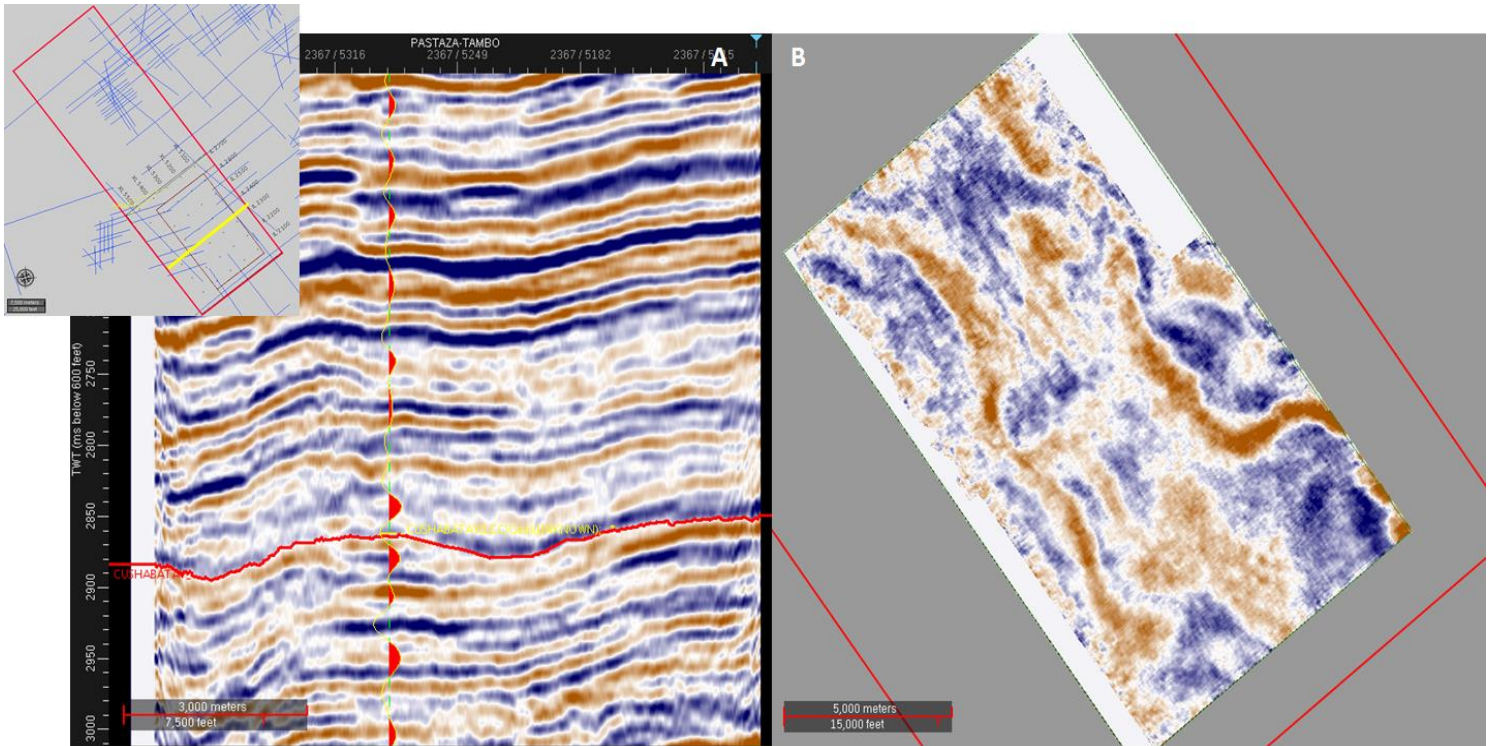
### 6.3 Interpretación sísmica

Una vez realizado el amarre sísmica-pozo se procede con la interpretación sísmica en la aplicación Decisión Space, iniciando con las líneas más cercanas a cada pozo donde se tiene dicho amarre.

Esta etapa consistió en interpretar el tope de la Formación Cushabatay a lo largo de 46 líneas sísmicas 2D y de un cubo sísmico de 372.50 Km<sup>2</sup> cada 5 inlines y xlines (*Figura 13*) (*Figura 14*)

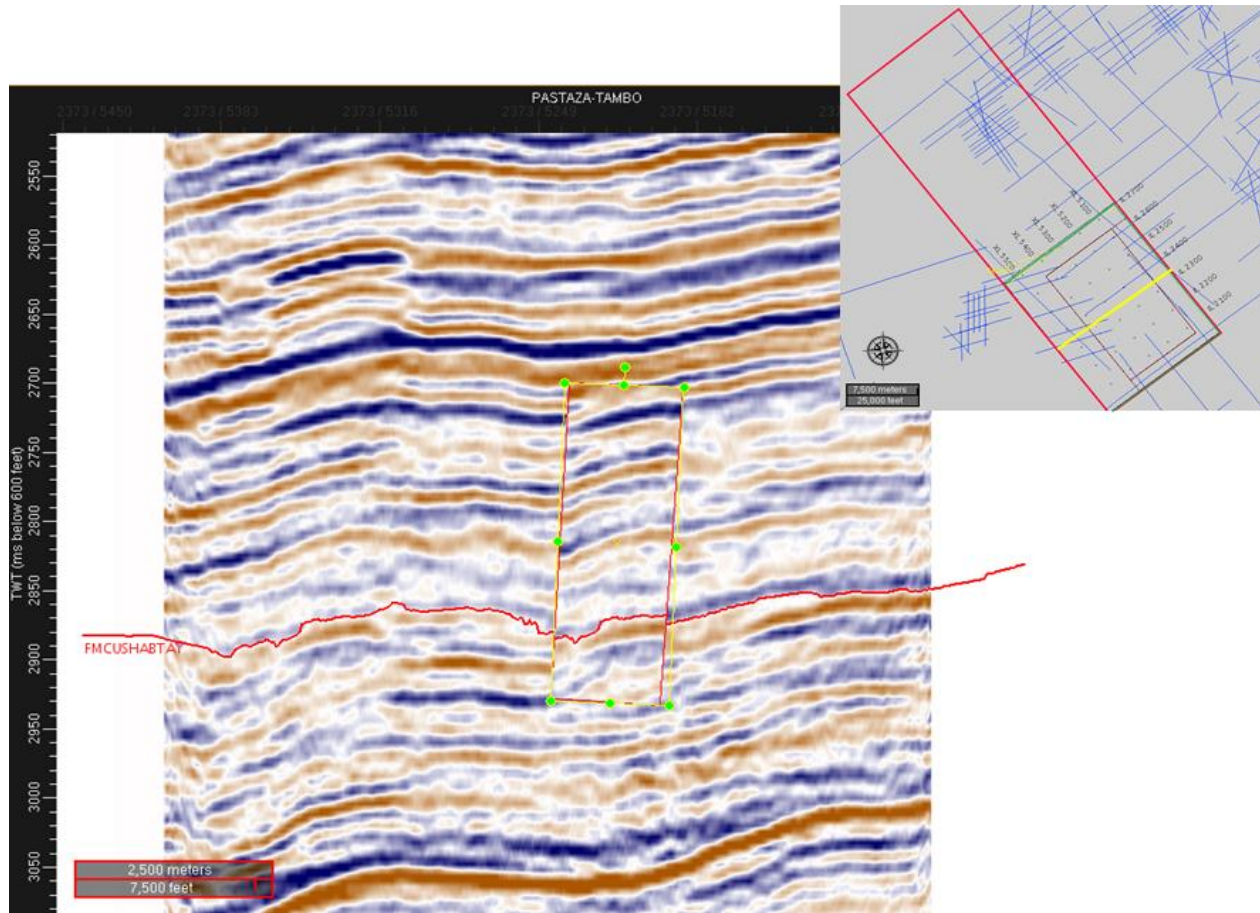


*Figura 13* Interpretación Sísmica sobre las líneas 2D.



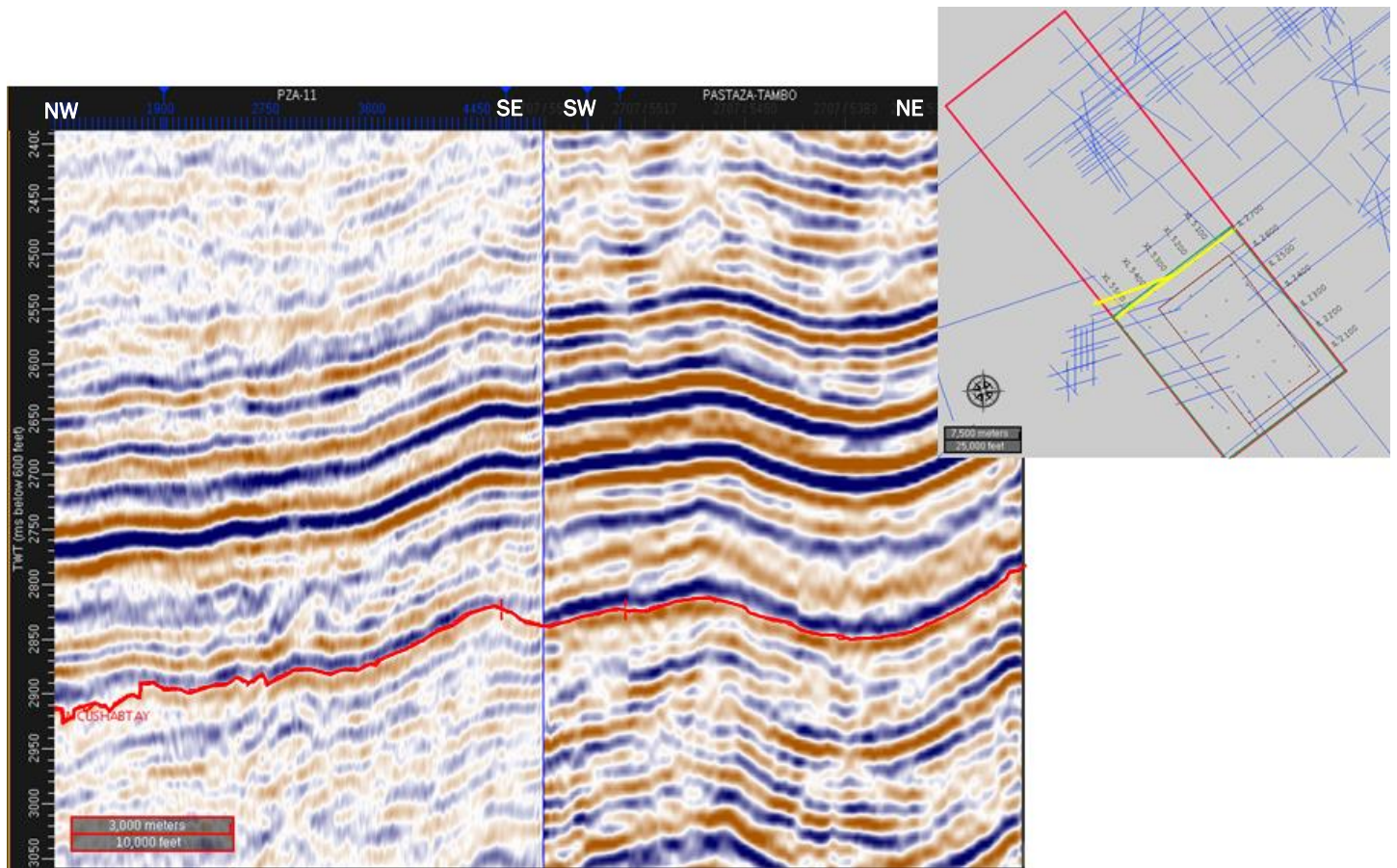
**Figura 14** Interpretación Sísmica sobre las líneas 3D. **a.** Inline 2367 **b.** Time Slice a 2885 ms

El horizonte de interés coincidió con un reflector de continuidad media, en algunos sectores enmascarado por cambios faciales representados en la sísmica, por lo cual fue necesario utilizar algunas herramientas del software como el denominado *polígono de correlación*, el cual permite extraer una sección de una línea sísmica para compararla con otra y así determinar la secuencia del reflector (*Figura 15*)



**Figura 15** Interpretación Sísmica, sísmica 3D. Utilización de la herramienta “polígono de correlación”.  
 Inline 2373

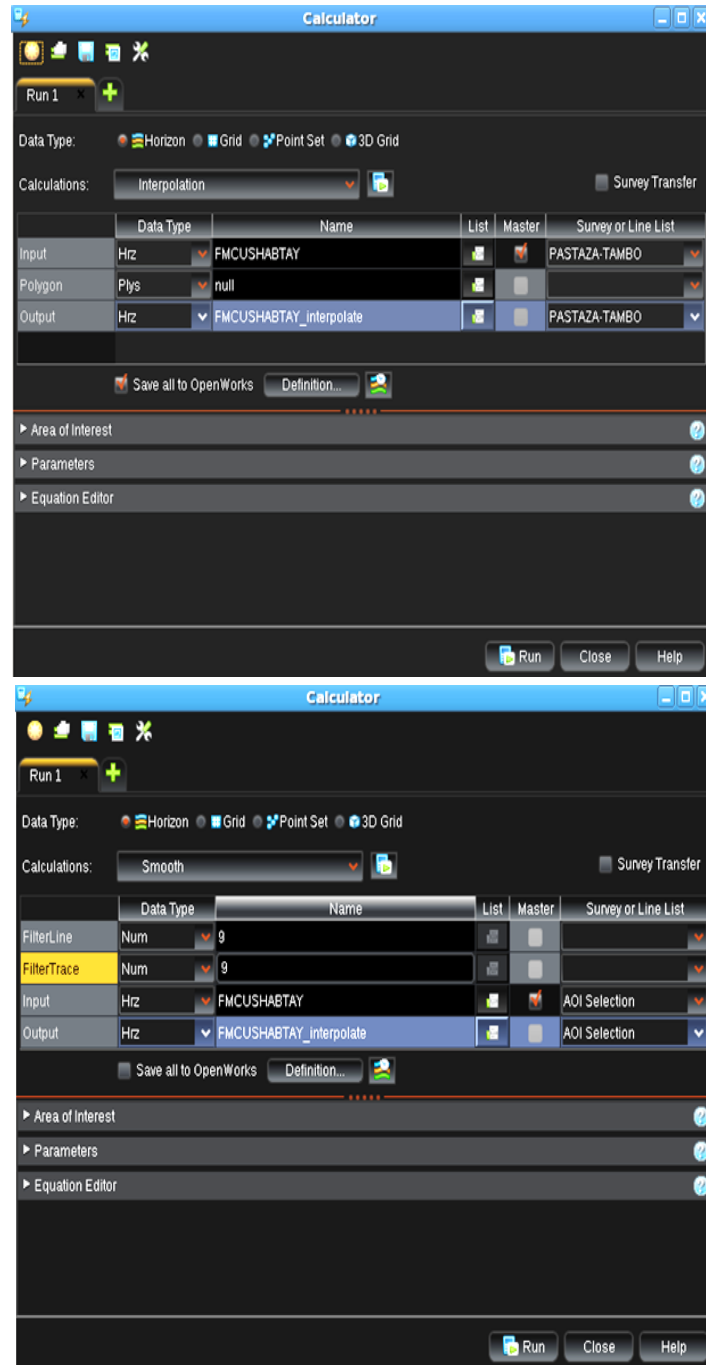
Debido a que los pozos con sintéticos se encontraban uno sobre la sísmica 2D y el otro sobre la 3D, se decidió realizar la interpretación por separado, para que al realizar una sección en zigzag fuera posible evaluar la precisión de la interpretación (*Figura 16*); cabe destacar que el cubo al ser información densificada permite observar con mayor detalle las características del subsuelo como geometría y posición de las capas, mientras que la sísmica 2D corresponde a datos espaciados por lo cual solo permite ver la información del terreno en un plano, lo que suministra menor cantidad de información.



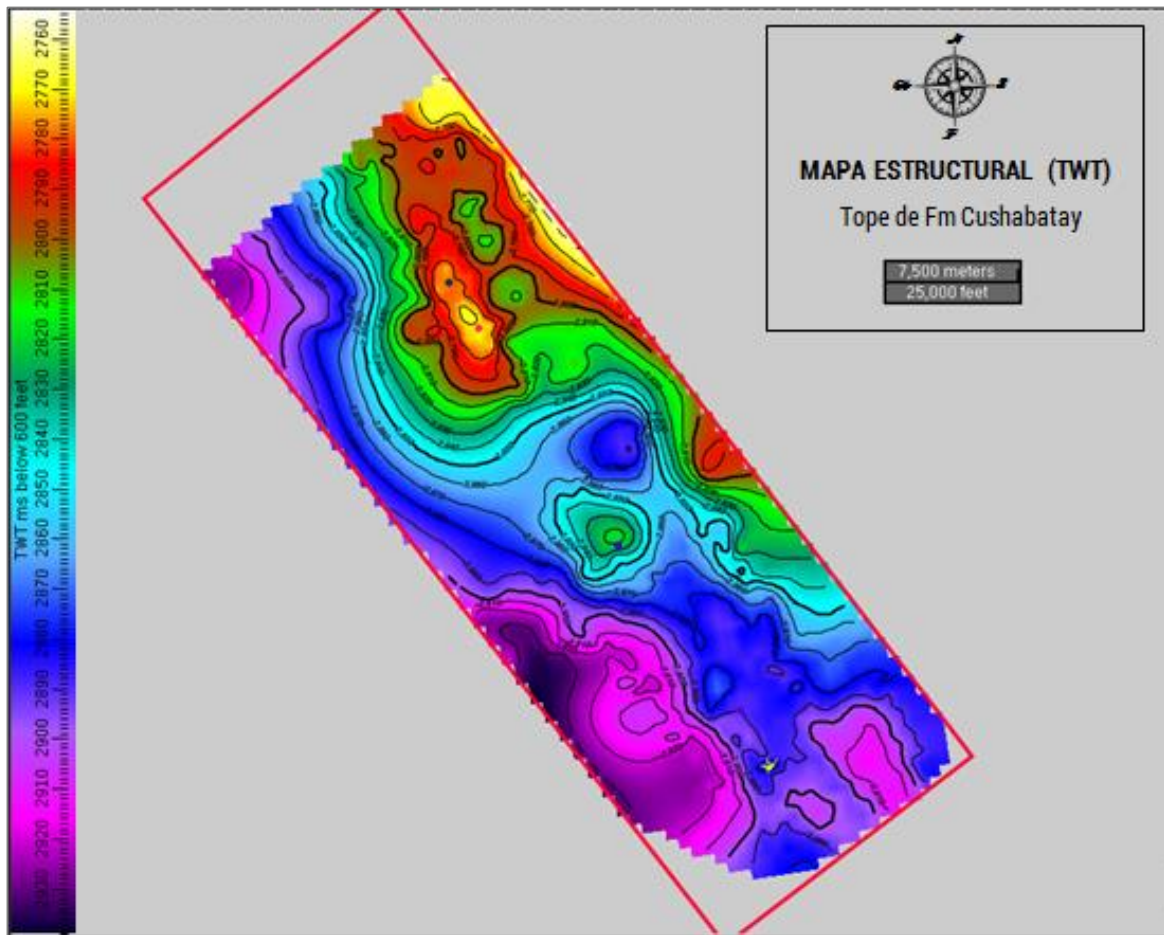
*Figura 16* Interpretación Sísmica, Sección en Zig-Zag, calibración sísmica 2D y 3D.

#### 6.4 Mapeo estructural

A partir de la interpretación realizada en los pasos anteriores se pudo llegar a la construcción de un mapa estructural en TWT (*Figura 18*); para ello se debió interpolar por separado el horizonte del cubo sísmico y de las líneas 2D, para finalmente, realizar una unión entre ambas interpretaciones y obtener un solo mapa que cubra toda la zona de interés. Lo anterior se realiza a partir de la herramienta *calculations*, la cual además de interpolar permite suavizar la superficie evitando irregularidades poco naturales. (*Figura 17*)



**Figura 17** Herramienta calculations del software Decision Space, mostrando el procedimiento para la realizacion del mapeo.



**Figura 18** Mapa estructural en TWT al tope de la formación Cushabatay. IC 20 ms

Para obtener una visualización 3D del mapa realizado que permita tener una idea de la geomorfología del subsuelo, se crea un framework definiendo parámetros como intervalos de contorno, escala, entre otros. (Figura 19)

En el mapa estructural (Figura 21) es posible apreciar estructuras anticlinales a lo largo del bloque las cuales se hacen más evidentes en la visualización 3D (Figura 19), estas estructuras concuerdan con la localización de los pozos que mostraron alguna saturación de hidrocarburos al nivel de la Formación Cushabatay, de igual manera es posible apreciar que la Formación se hace más somera hacia el noreste.

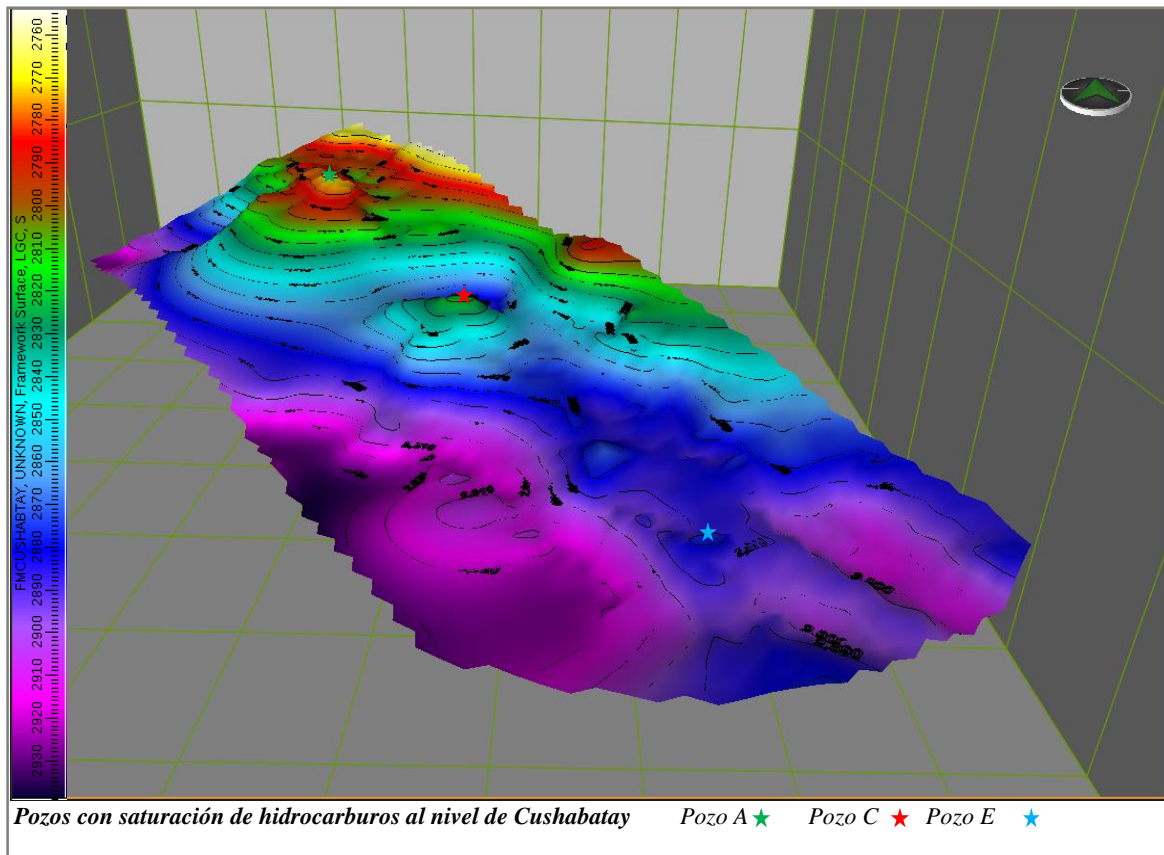


Figura 19 Vizualizacion 3D, permite ver la geomorfologia del tope de la formacion Cushabatay

### 6.5 Migración tiempo – profundidad

Teniendo conocimiento de la profundidad del reservorio y una grilla en tiempo extraída del mapa obtenido en la etapa anterior, se procede a realizar una migración tiempo-profundidad con el fin de tener una visualización más real de las estructuras y de conseguir datos aproximados de profundidad, lo cual es necesario a la hora de medir áreas y calcular volumetrías; para ello se halla una velocidad promedio en ft/mseg de la siguiente manera:

$$V: Gt / P$$

V: Velocidad promedio en ft/seg

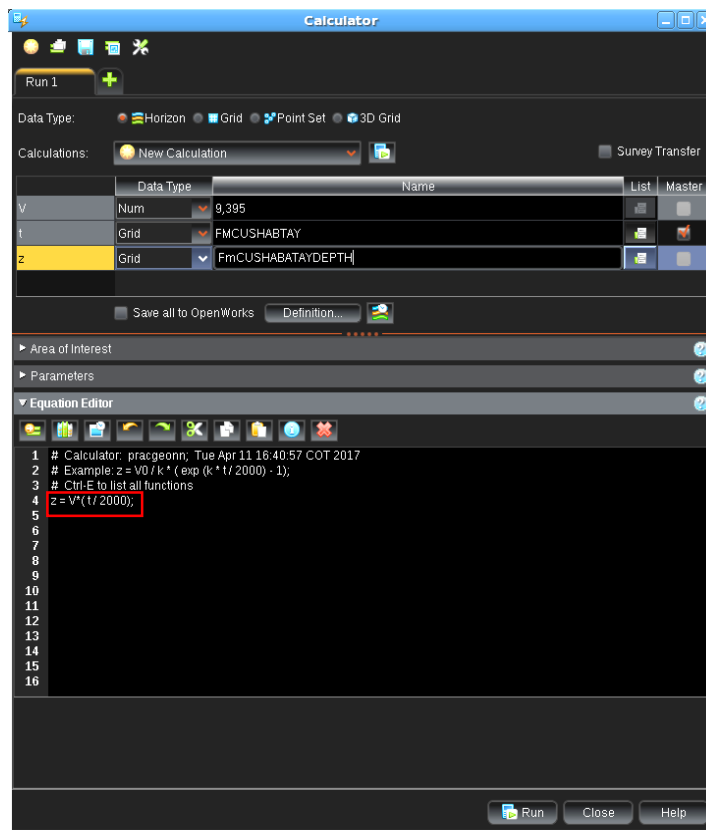
Gt: Grilla en tiempo (seg)

**P:** Profundidad del reservorio (ft)

Una vez obtenida la velocidad promedio se emplea la herramienta *calculations* del software, la cual admite el planteamiento de cualquier ecuación matemática que permita obtener el resultado deseado (*Figura 20*) en este caso la ecuación utilizada fue:

$$D=V*(t/2000)$$

Siendo V el valor calculado anteriormente, t la grilla en TWT (mseg) y D el output correspondiente a la grilla en profundidad (ft), la cual es la base para el mapa final en TVDSS (*Figura 21*) este mapa presenta un IC de 25 ft y permite determinar que la profundidad máxima de la Formación es de 14225 ft.



**Figura 20** Herramienta calculations, procedimiento para la migracion tiempo-profundidad.

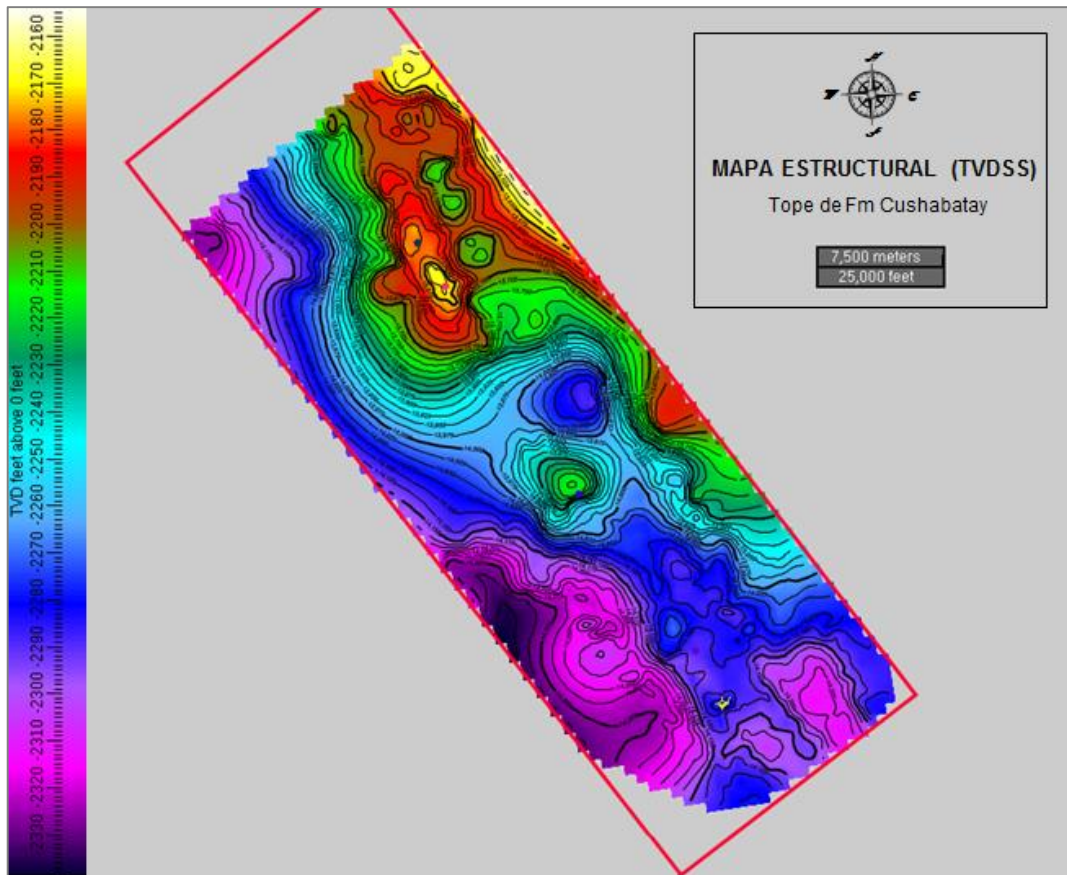


Figura 21 Mapa en TVDSS al tope de la Formacion Cushabatay. IC 25 ft

### 6.7 Modelo geológico

El mapa obtenido permite observar que los pozos que presentaron saturación de hidrocarburos al nivel de la Formación Cushabatay se encuentran ubicados sobre o cerca de estructuras anticlinales las cuales actúan como excelentes trampas (*Figura 19 y Figura 32*); dichos pliegues también se pueden apreciar en la sísmica, donde es posible concluir que estas estructuras se fueron formando paulatinamente con las continuas deformaciones que sufrió el territorio peruano. Para deducir el anterior planteamiento se interpretó toda la columna estratigráfica por encima del reservorio y se fue aplanando cada horizonte con el fin de poder determinar la edad del pliegue.

Al horizontalizar el tope de la Formación Chonta que coincide con la culminación de la primera fase orogénica Andina (Fase Peruana) es posible apreciar la temprana Formación de las estructuras (Figura 6 y Figura 22) las cuales se hacen más evidentes cada vez que se pone flat un horizonte que concuerde en edad con alguna fase deformacional (Tope Fm Yahuarango – Fase Inca, Tope Fm Pebas – Fase Quechua) (Figura 23)

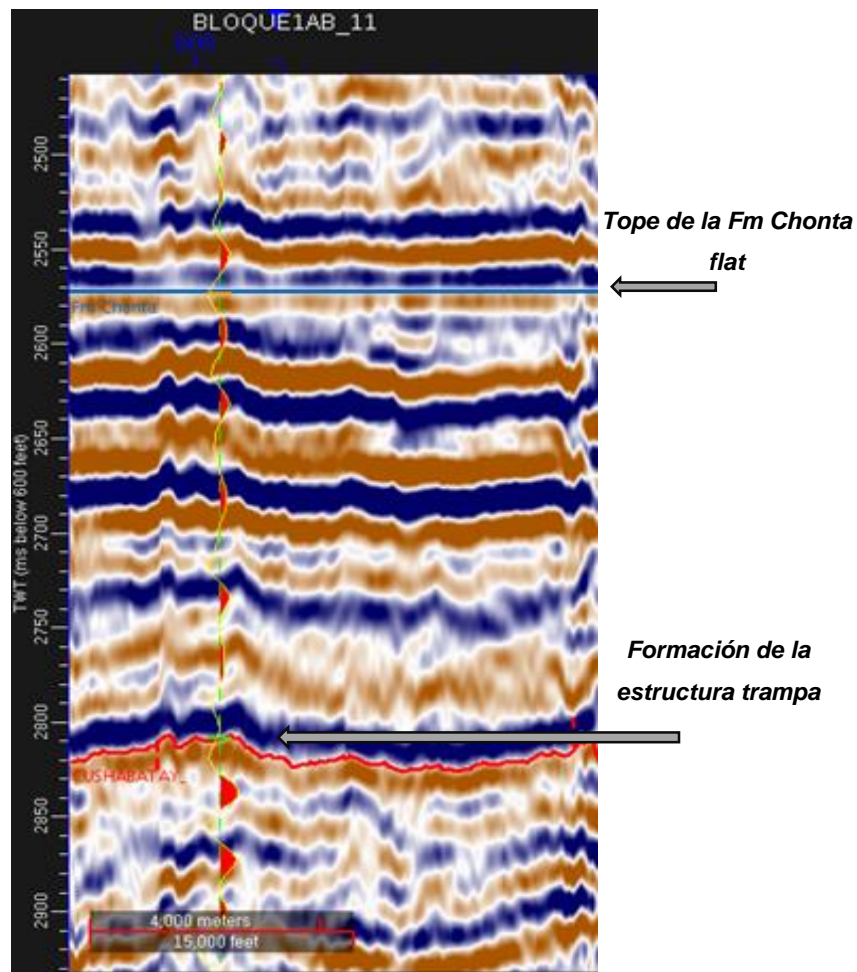
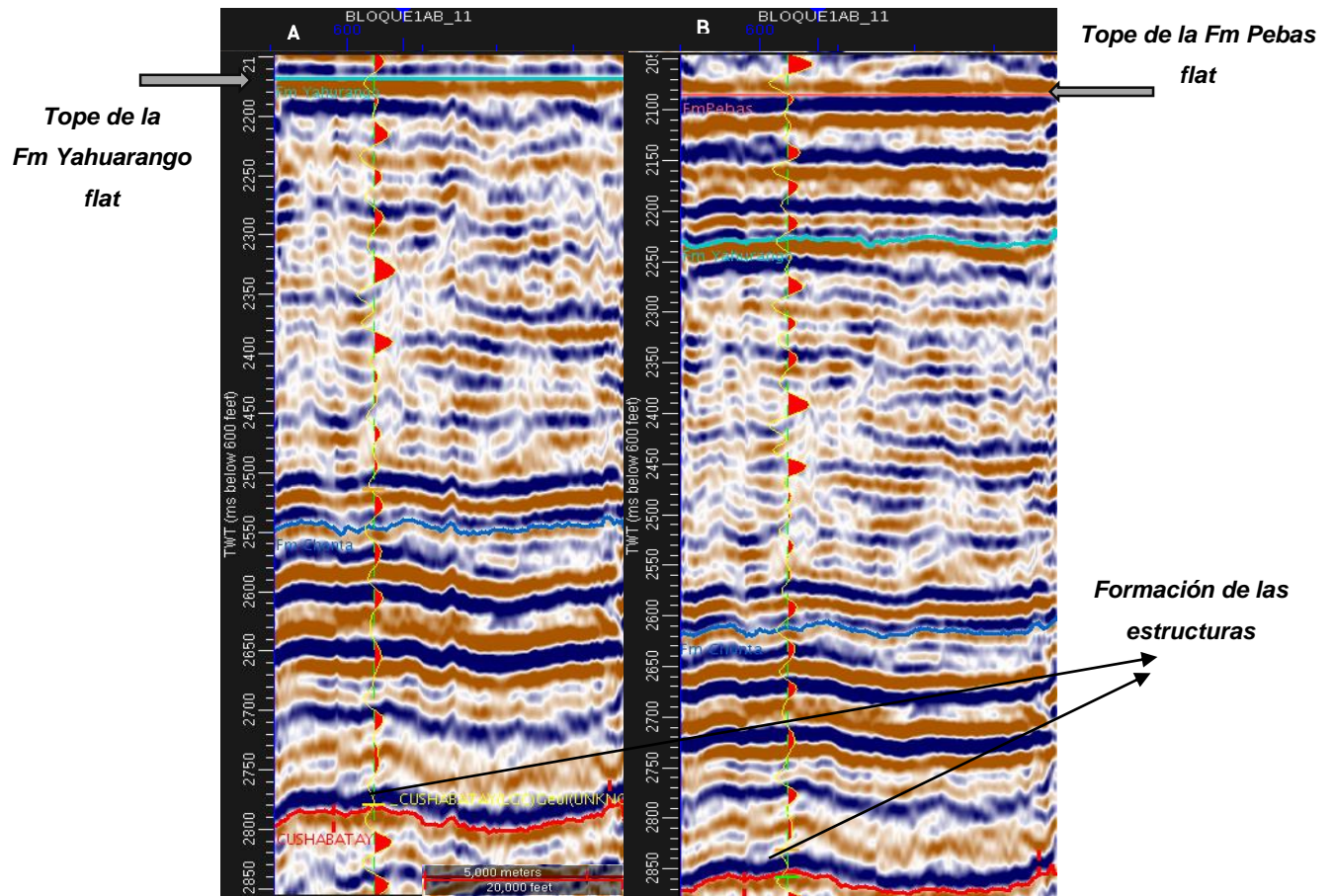


Figura 22 Flatenización del tope de Chonta donde se aprecia la temprana formación de las estructuras



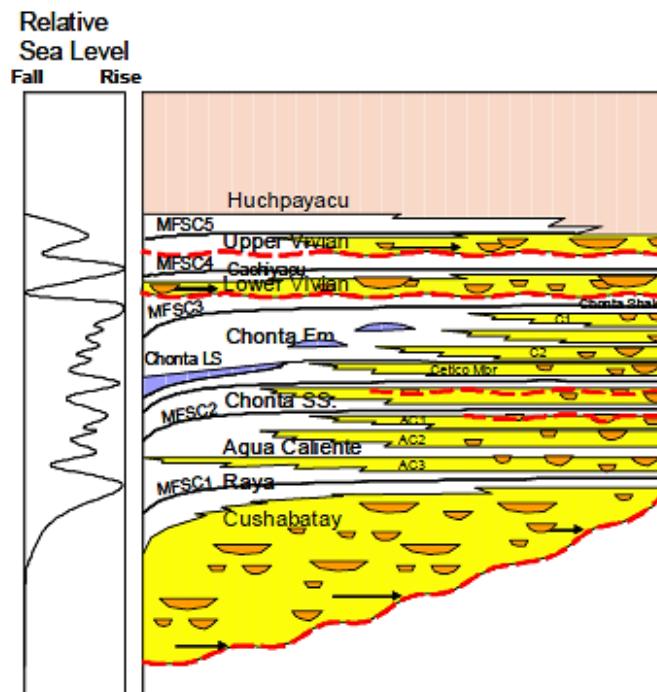
**Figura 23** Horizontalización del tope de los horizontes **A.** Yahuarango **B.** Pebas, donde se aprecia la formación paulatina de las estructuras

La *Fase Peruana* ubicada en el Cretácico superior comprende varias fases tectónicas compresivas a las cuales se les atribuyen las fuertes variaciones en el nivel relativo del mar; estas variaciones provocaron una marcada diferencia en la litología de la zona, ubicando a la Formación Cushabatay en un ambiente que gradaba desde fluvio deltaico a marino somero hacia el tope, y a la Fm Raya en un ambiente de depósitos marinos offshore cuyo tope corresponde a una superficie de máxima inundación. Las constantes transgresiones y regresiones provocaron que formaciones como Chonta presenten un cambio

litológico abrupto pasando de arenas de plataforma a depósitos arrecifales y lateralmente gradando a facies de ambientes fluvio /marino somero a profundo (*Figura 24*), este contraste facial es precisamente lo que ubica a la cuenca como uno de los principales objetivos exploratorios del territorio peruano (Talisman Energy, 2011).

La *Fase Inca o incaica* fue la deformación más importante del ciclo Andino, tanto por su extensión como por los efectos que tuvo sobre el territorio; esta fase cuyo cese coincide en edad con el tope de la Fm Yahuarango fue el evento tectónico que más moldeo las estructuras del bloque de estudio. (Instituto Geologico, Minero y Metalurgico, 1995)

La *Fase Quechua* fue la segunda más importante en términos deformacionales acentuando aún más las estructuras ya existentes y generando otras. (Instituto Geologico, Minero y Metalurgico, 1995)



**Figura 24** Cambios del nivel relativo del mar que afectaron la depositacion de las formaciones en la cuenca. Adaptado de (Talisman Energy, 2011)

---

---

## 6.8 Análisis del sistema petrolífero

Teniendo a la Fm Cushabatay como reservorio se plantea un sistema petrolífero donde el Grupo Pucara es la roca fuente y la Formación Raya la litología sello.

El *Grupo Pucara* representa una secuencia sedimentaria importante económicamente ya que es generalmente descrita como una de las mayores rocas fuentes en Perú; fue depositada en el Triásico superior – Jurásico inferior y se encuentra compuesta por carbonatos de plataforma, calizas con alta riqueza orgánica y algunas intercalaciones de lutitas (PERUPETRO, 2000).

Diversas publicaciones demuestran que varios episodios de rápida y profunda subsidencia son la causa de la generación de hidrocarburos en la cuenca, dos de estos afectaron significativamente a la Formación Pucara, el primero a finales del Jurásico que maduro a la roca y llevo a la generación de aceite y el segundo durante el Neógeno, producto de la fase Quechua (Orogenia Andina), el cual afecto a la Formación Chonta y condujo al segundo pulso de generación en la ya madura Formación Pucara. ( PARSEP, 2002; PERUPETRO, 2000)

Estudios geoquímicos en la cuenca reconocen que el segundo pulso corresponde a una fase de alta madurez, separada en tiempo por una fase de biodegradación que solo afecto al primer periodo de hidrocarburos. La biodegradación cambia significativamente una gran cantidad de propiedades y características en el aceite, como, la reducción en la gravedad API, el incremento en el contenido de sulfuros y niveles de oxígeno, además de pesos moleculares sustancialmente más altos. Los shows de aceite al nivel de la Formación Cushabatay obtenidos en el bloque fueron sometidos a diversos análisis, como cromatografía de gases, S.A.R.A y fluorescencia, donde se pudo determinar que el crudo que allí se encuentra es altamente liviano con una gravedad API de 41 a 45°, lo que indica altos niveles de madurez, adicionalmente no se observa ninguna evidencia de biodegradación y se asocia con un kerogeno tipo II, todas estas

---

características permiten relacionar este hidrocarburo con la segunda fase de generación del grupo Pucara durante el Neógeno.

Un reporte geoquímico publicado por Perupetro (2000) muestra que la Formación Pucara se encuentra principalmente distribuida al Este del territorio peruano, ubicando su depocentro en la cuenca Santiago; al comparar esta distribución con la de los aceites generados por esta roca que están presentes a lo largo de toda la cuenca Marañón, es posible concluir que el crudo recorrió largas distancias de migración, lo cual requiere cierto tiempo. (*Figura 25*)

Evaluar los elementos del sistema petrolífero y determinar las edades de los procesos necesarios tales como generación y migración, permite concluir que existe un sincronismo entre los factores críticos indicando que el sistema petrolero presente en el bloque es efectivo (*Figura 26*)

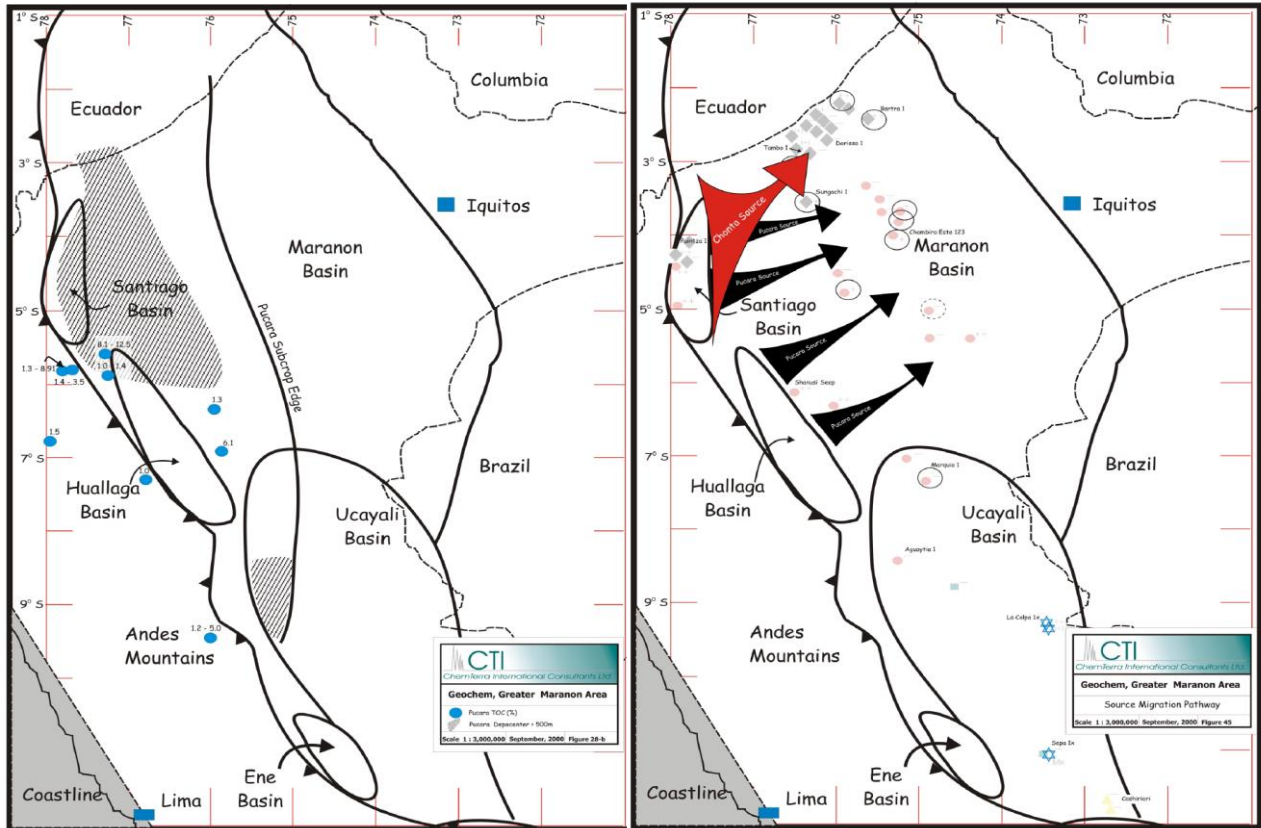


Figura 25 a. Distribucion regional de la Formacion Pucara. b. Vias de migracion de las principales rocas fuente. Adaptado de: (PERUPETRO, 2000)

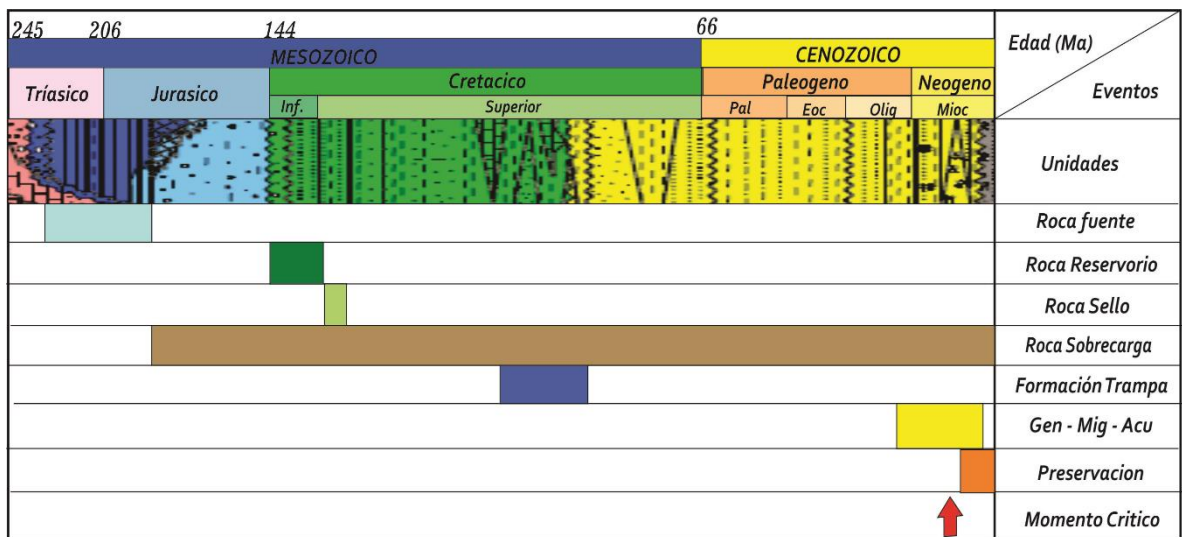


Figura 26 Carta de eventos del sistema petrolifero planteado para el bloque .

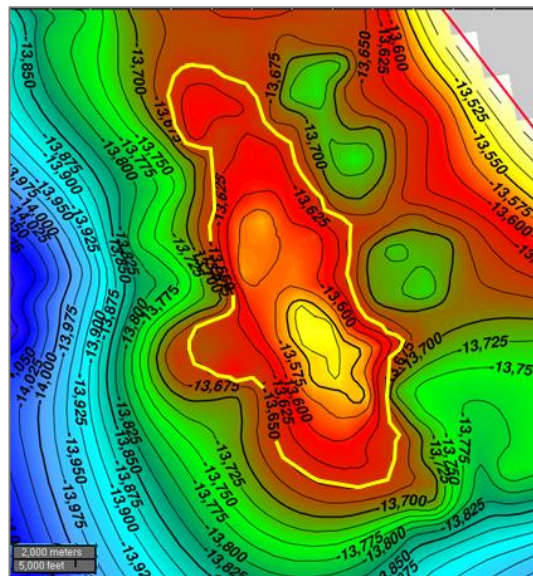
### 6.9 Prospectividad

Los pozos que presentaron alguna saturación de hidrocarburos al nivel de la Formación Cushabatay se encuentran ubicados cerca o sobre las crestas de estructuras anticlinales, las cuales resultan ser excelentes trampas para un bloque que cuentan con un sistema petrolífero efectivo (*Figura 32*); estas tres estructuras entran en la categoría de prospectos.

El primer prospecto ubicado al norte es el más grande del bloque, se obtuvo a partir de la interpretación de las líneas sísmicas 2D y corresponde a un anticlinal con cierre máximo a -13,650 ft y cresta a -13,525 ft (*Tabla 4*). El pozo A fue perforado sobre esta estructura teniendo como objetivo a las formaciones Vivian y Chonta, sin embargo, producto de un PT (production test) se obtuvieron 44 Bls de aceite y agua al nivel de la Formación Cushabatay (*Figura 27*)

**Tabla 4** Áreas medidas en la estructura 1

<i>Profundidad (TVDSS)</i>	<i>Área (acres)</i>
-13,650	7649
-13,625	5290
-13,600	3038
-13,575	1747
-13,550	619
<b>Cresta: -13,525</b>	<b>230</b>



**Figura 27** Primer Prospecto

El segundo prospecto se encuentra más profundo estructuralmente que el primero, fue perforado por el Pozo C donde el test de producción permitió recuperar 1 Bl de crudo de 41° API al nivel de la Formación Cushabatay; este anticlinal presenta su cierre máximo a -13,975 con un área de 7,448 acres y un relieve estructural de 225 ft, lo que lo ubica como el segundo prospecto más grande del bloque. (Tabla 5) (Figura 28)

Tabla 5 Áreas medidas en la estructura 2

<i>Profundidad (TVDSS)</i>	<i>Área (acres)</i>
-13,975	7449
-13,950	5742
-13,925	4462
-13,900	3511
-13,875	2596
-13,850	1847
-13,825	1300
-13,800	777
-13775	454
<b>Cresta: -13,750</b>	<b>53</b>

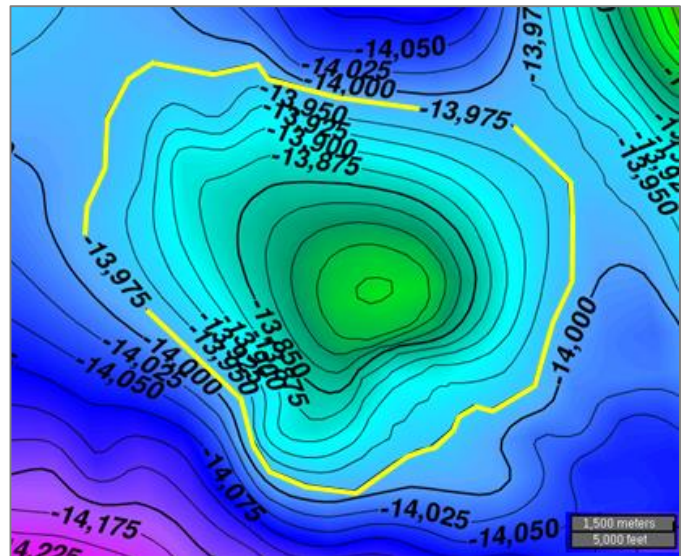
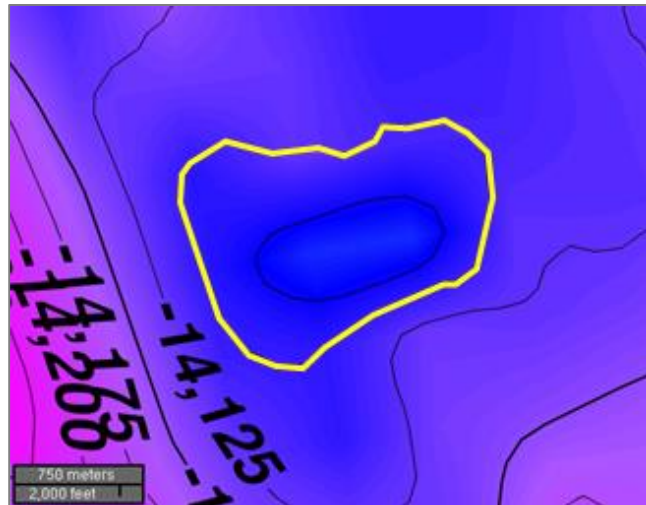


Figura 28 Segundo Prospecto

La ultima estructura que entra en la categoría de prospecto fue determinada a partir de la sísmica 3D y corresponde a la más pequeña del bloque con un área máxima de 541 acres a -14,100 ft, sin embargo, el pozo E recupero 181 Bls de crudo de 45.4 API° al nivel de la Formación Cushabatay producto de un DST (Figura 6 y Figura 29).

**Tabla 6** Áreas medidas en la estructura 3

<i>Profundidad (TVDSS)</i>	<i>Área (acres)</i>
<b>-14,100</b>	541
<b>Cresta -14,075</b>	130



**Figura 29** Tercer Prospecto

Los prospectos definidos demuestran que el play a nivel de la Formación Cushabatay corresponde a trampas anticlinales (*Figura 32*); en el mapa obtenido a partir de la interpretación se evidencia una nueva estructura que podría llegar a ser de interés al ser más grande pero muy similar al prospecto anteriormente mencionado; este lead propuesto presenta una área máxima de 905 acres a -14,075 ft (*Tabla 7*) (*Figura 30*) y siguiendo a la ubicación de los pozos ya perforados que presentaron alguna saturación de hidrocarburos se podría plantear la localización de un pozo exploratorio en la zona más alta de la estructura con el fin de confirmar la existencia de una acumulación. (*Figura 31*)

Tabla 7 Áreas medidas en la estructura 4

<i>Profundidad (TVDSS)</i>	<i>Área (acres)</i>
-14,075	905
<i>Cresta -14,050</i>	255

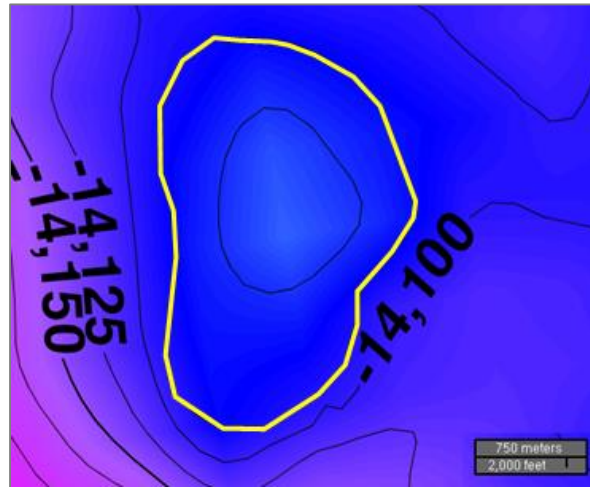


Figura 30 Lead propuesto

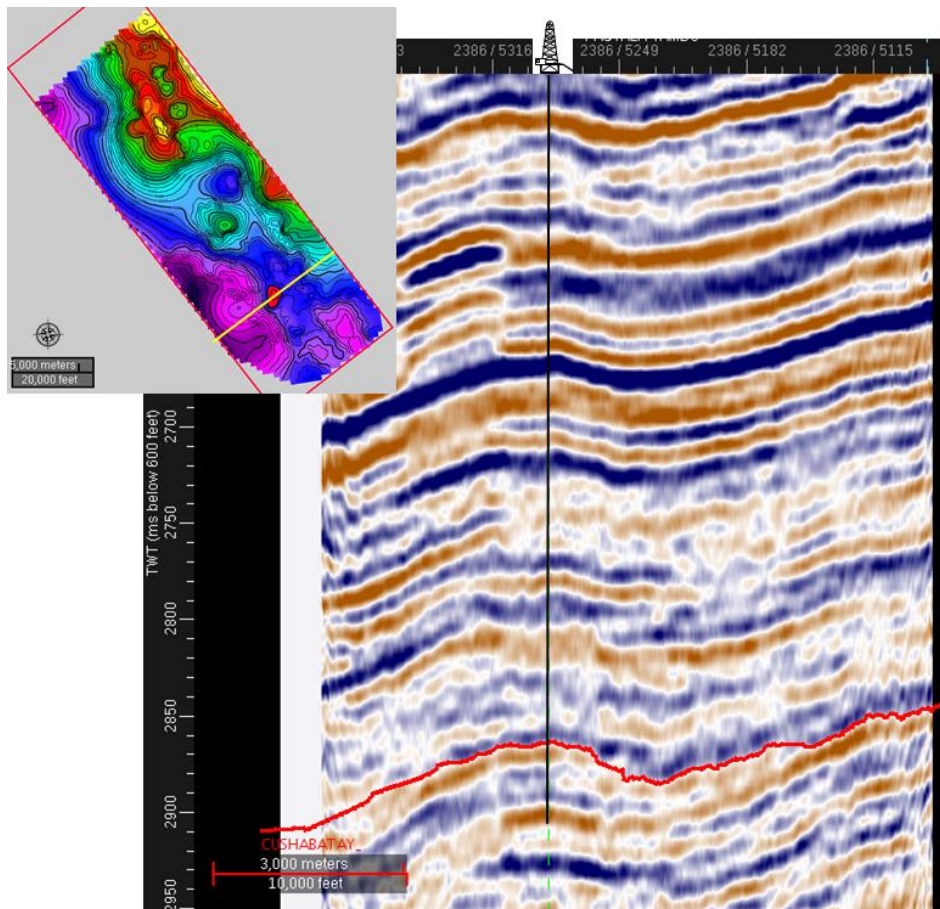
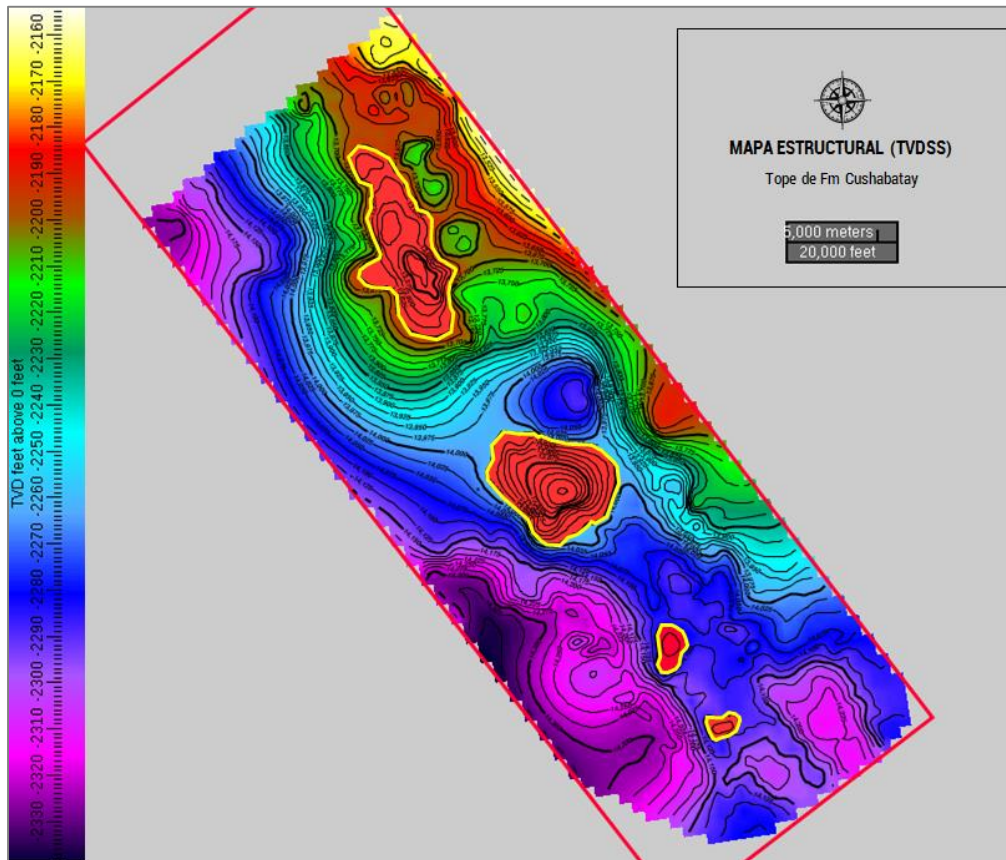


Figura 31 Pozo exploratorio propuesto



**Figura 32** Mapa Estructural (TVDS) al tope de la formación Cushabatay resaltando los diferentes prospectos en el bloque. IC 25 ft

### 6.10 Calculo de volúmetrías

Las reservas en la industria de los hidrocarburos son de gran importancia ya que son utilizadas hoy día para asegurar la rentabilidad petrolera y el valor de cualquier compañía.

Una vez medidas las áreas de los tres prospectos y del lead propuesto se procede a realizar el cálculo del OOIP y del aceite recuperable; esto se efectúa en el software REP 5 el cual a partir de

---

la introducción de ciertos parámetros ejecuta un cálculo volumétrico probabilista a partir del método Montecarlo para obtener los valores de aceite in situ y extraíble; algunos de estos parámetros corresponden a espesor, spill point, incertidumbre del área, grado de llenado, factor volumétrico, factor de recobro, saturación de agua, porosidad entre otros

Cada parámetro se determina a partir de la información petrofísica, del tipo de sísmica y del análisis del sistema realizado por el intérprete, siempre manejando el grado de incertidumbre que representan los datos y estudios que se tengan de los prospectos y/o leads de interés debido a que este tipo de cálculo se aplica principalmente en las fases tempranas de un proyecto de explotación y desarrollo. Los resultados obtenidos por el software corresponderán a estimaciones bajas, mejores y altas, de tal forma que P90 será la probabilidad más alta de tener el valor más bajo, P50 la probabilidad del 50% de tener la mejor estimación y P10 la probabilidad más baja de obtener la estimación más alta.

El prospecto 1 a pesar que corresponde a la estructura más grande no es la de mayor volumetría, ya que presenta valores de OOIP de 39,1 mmstb de los cuales solo aproximadamente el 30 % son recuperables (*Figura 33, Figura 34*), esto se debe a la incertidumbre de los datos insertados, como el hecho de que el prospecto se determinó a partir de la interpretación de líneas 2D y de que no hay estudios de la roca yacimiento que permitan corroborar los valores obtenidos del análisis petrofísico.

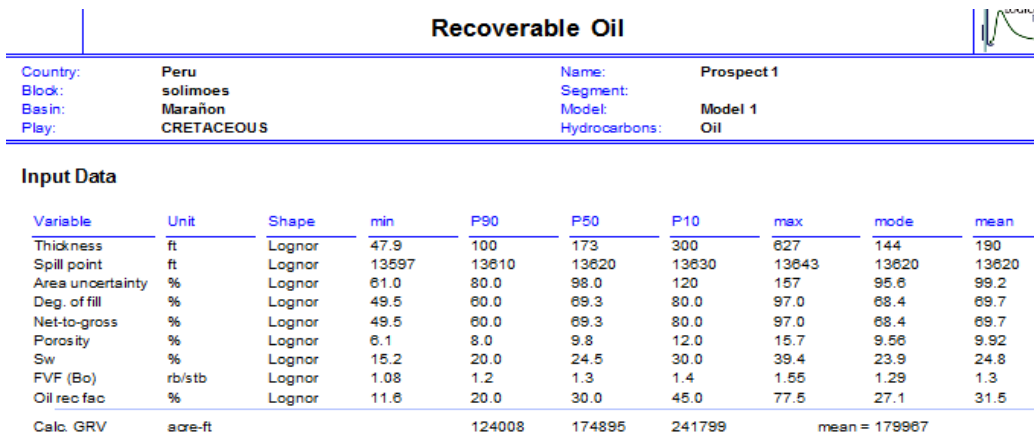


Figura 33 Parametros utilizados para el calculo de volúmenes del prospecto 1

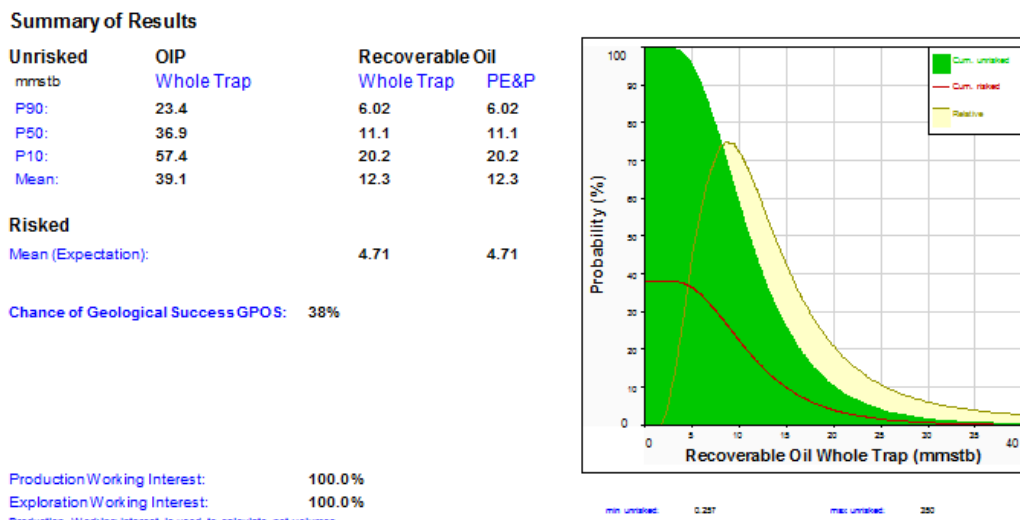


Figura 34 volúmenes obtenidos para el prospecto 1

El prospecto numero 2 es el que presenta mayor capacidad de almacenamiento, su estructura se determinó a partir de la interpretación del cubo sísmico por lo cual se tiene más certidumbre de su configuración, contiene 54.4 mmstb de aceite in situ de los cuales aproximadamente el 40% son recuperables (Figura 35 y 36)

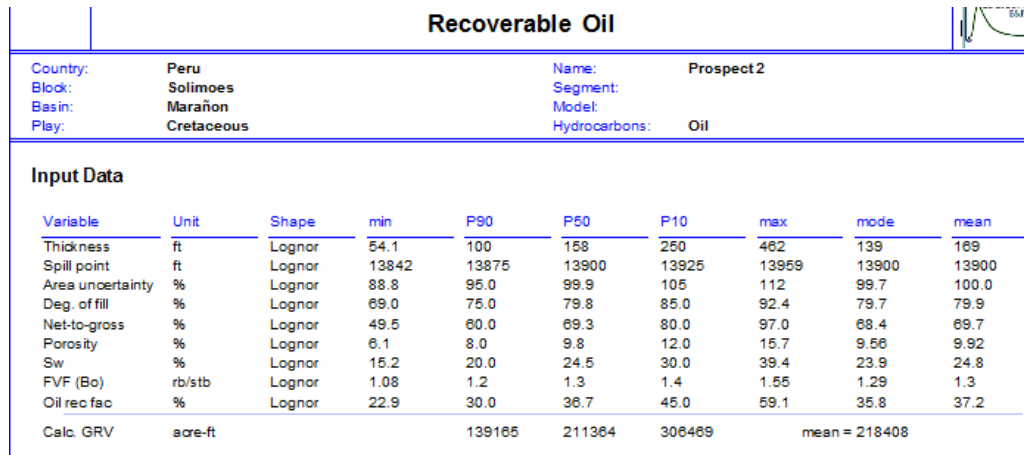


Figura 35 Parametros utilizados para el calculo de volumenes del prospecto 2

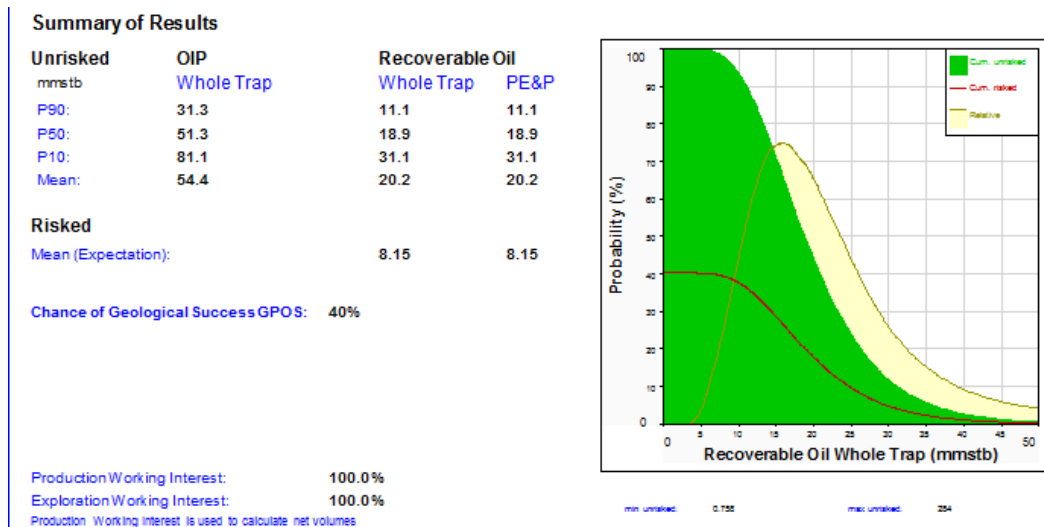


Figura 36 Volumenes obtenidos para el prospecto 2

El ultimo prospecto es el más pequeño de los tres con tan solo 0.819 mmstb de OOIP y 0.305 mmstb de aceite recuperable, sin embargo, en él se encuentra el pozo del que más se obtuvieron barriles de crudo producto del DST (Figura 37 y 38)

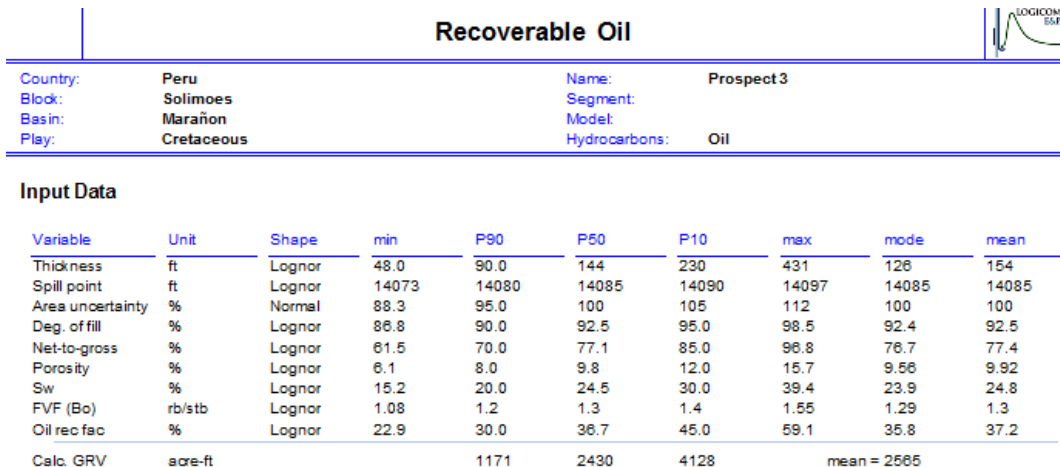


Figura 37 Parametros utilizados para el calculo de volúmenes del prospecto 3

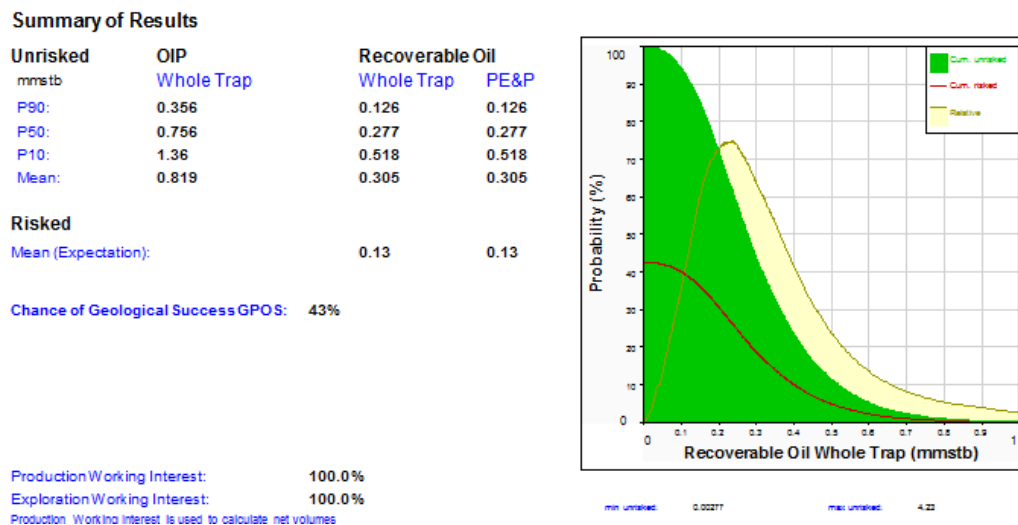


Figura 38 Volúmenes obtenidos para el prospecto 3

El Lead propuesto con un área máxima de 905 acres podría llegar a ser de interés al ser más grande pero muy similar al prospecto anterior, presenta volúmenes de 1.46 mmstb de OOIP y 0.5 de aceite recuperable (Figura 39 y Figura 40)

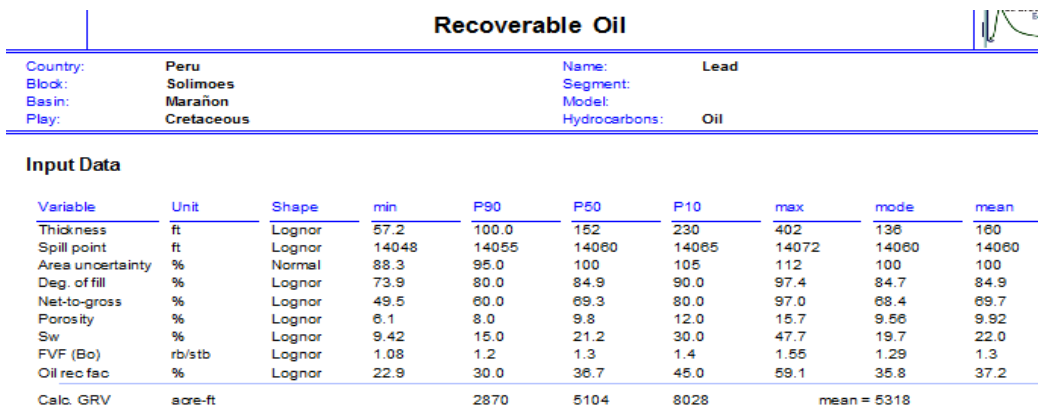


Figura 39 Parametros utilizados para el calculo de volumenes del lead propuesto

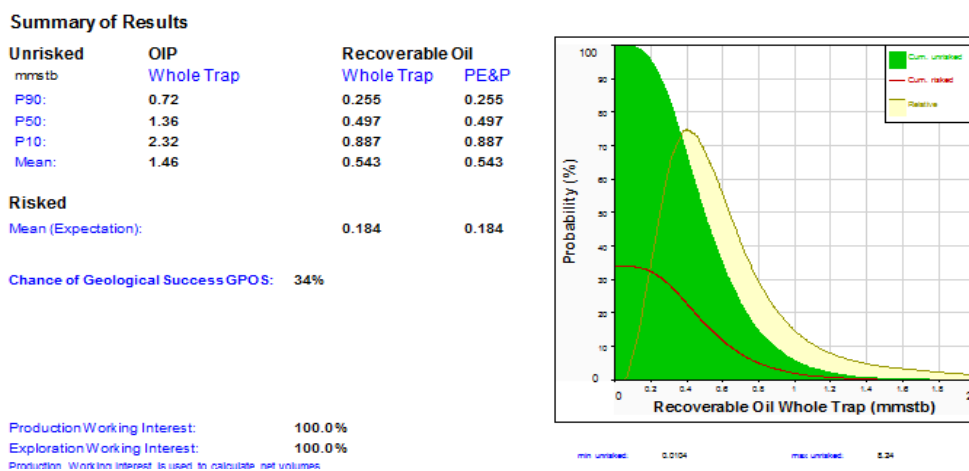


Figura 40 Volumenes obtenidos para el lead propuesto

En general los cálculos volumétricos realizados permiten determinar que los yacimientos del bloque corresponden a campos pequeños (de 10 a 25 Mbpr) debido a que la clasificación mundial está basada en los barriles de petróleo recuperable, sin embargo, estos valores pueden variar una vez que se realicen estudios detallados en la zona y en la Formación de interés lo que permitirá aumentar la certidumbre de los datos utilizados en la realización de los cálculos.

**6.11 Riesgo**

El primer paso en cualquier análisis racional de una oportunidad consiste en realizar una estimación subjetiva de la probabilidad de éxito del sistema, evaluando de 0 a 100 % cada una de las variables; finalmente el riesgo de exploración se determina multiplicando el valor asignado a 4 de los aspectos geológicos críticos en cualquier sistema petrolífero: trampa, sello, reservorio y carga, este valor se determina según la información que se tenga del play y según el análisis que haya realizado el intérprete del sistema petrolífero en la zona.

El valor obtenido de la multiplicación de los números asignados a cada una de las variables es lo que se conoce como POS (Probability of Success); el GPOS de los prospectos en el bloque varía entre 38% a 43%, lo cual por tratarse de un estudio exploratorio indica una buena probabilidad de encontrar alguna acumulación en la unidad yacimiento (*Figura 41*)

<b>A</b>		<b>B</b>
<b>Risk Factors</b>		<b>Risk Factors</b>
Play Chance: 100%	Prospect Specific Chance: 38%	Play Chance: 100%
Reservoir: 100%	Trap: 77%	Prospect Specific Chance: 40%
Source: 100%	Reservoir: 95%	Reservoir: 100%
Regional Seal: 100%	Seal: 81%	Source: 100%
	Charge: 65%	Regional Seal: 100%
		Seal: 72%
		Charge: 73%
Chance of Geological Success GPOS: 38%		Chance of Geological Success GPOS: 40%
<b>C</b>		<b>D</b>
<b>Risk Factors</b>		<b>Risk Factors</b>
Play Chance: 100%	Prospect Specific Chance: 43%	Play Chance: 100%
Reservoir: 100%	Trap: 86%	Prospect Specific Chance: 34%
Source: 100%	Reservoir: 95%	Reservoir: 100%
Regional Seal: 100%	Seal: 72%	Source: 100%
	Charge: 73%	Regional Seal: 100%
		Seal: 72%
		Charge: 65%
Chance of Geological Success GPOS: 43%		Chance of Geological Success GPOS: 34%

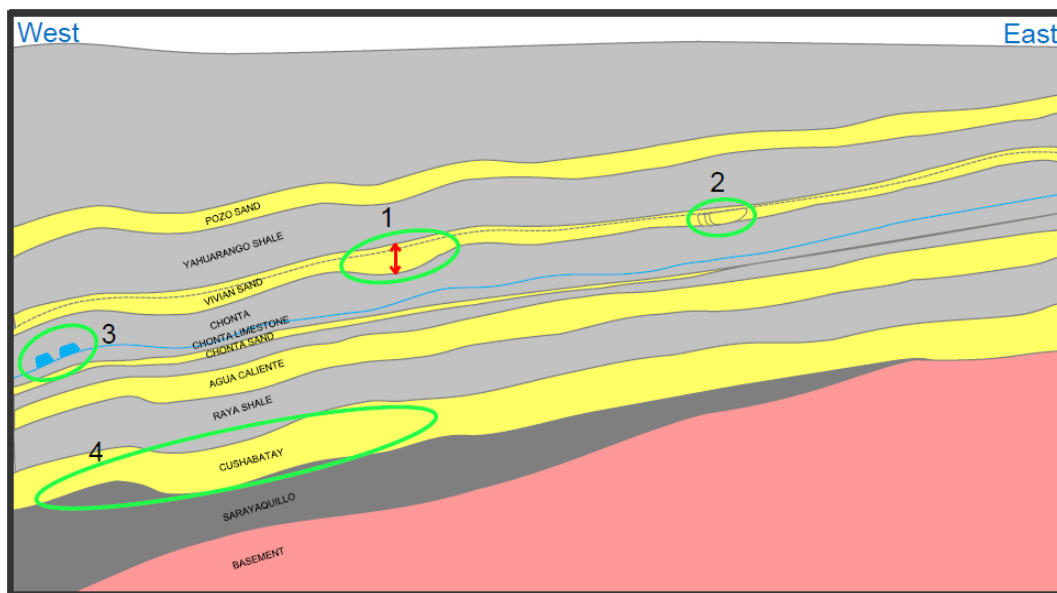
*Figura 41* Determinación del riesgo y GPOS. **A.** Prospecto 1 **B.** Prospecto 2 **C.** Prospecto 3 **D.** Lead

**7. Capitulo Anexo**

### 7.1 Atributos Sísmicos

Regionalmente se han plateado diferentes tipos de plays para la cuenca, entre los que se encuentran las capas masivas de arenas y los pináculos arrecifales de las formaciones Cushabatay, Vivian y Chonta respectivamente. (Figura 42)

Los cuerpos arrecifales de la Formación Chonta corresponden a uno de los principales objetivos en la cuenca, así que con el fin de analizarlos se aplicaron algunos atributos sísmicos al cubo disponible, los cuales son una herramienta útil a la hora de interpretar fallas, fracturas, canales o cambios faciales.



**Figura 42** Principales Plays en la cuenca Marañón **1.** Arenas Masivas de la Fm Vivian inferior. **2.** Canales de la Fm Vivian **3.** Cuerpos arrecifales de la Fm Chonta. **4.** Arenas masivas de la Fm Cushabatay. Adaptado de ( Pacific E&P, 2016)

El atributo de *coherencia o semblanza* es una representación de la similaridad entre las ondiculas de las trazas vecinas en una ventana de tiempo, se genera a partir de la entrada de datos sísmicos 3D y retrata fallas u otras anomalías estratigráficas, estas imágenes muestran claramente

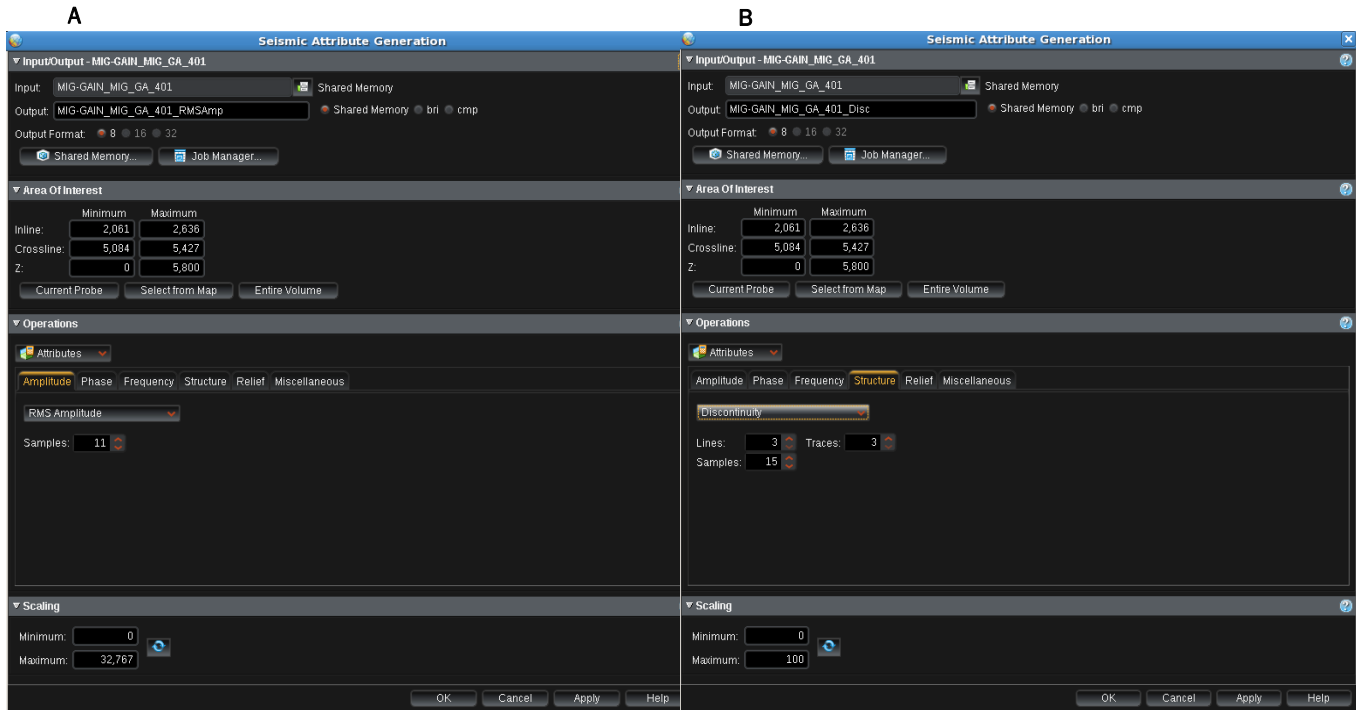
---

deltas enterrados, canales de ríos, arrecifes, etc. Las trazas similares son mapeadas con altos coeficientes de coherencia, mientras las discontinuidades presentan bajos coeficientes (Chopra, Coherence Cube and beyond, 2002)

La **amplitud RMS** (root mean square) calcula la raíz cuadrada de la suma del cuadrado de las amplitudes, dividido entre el número de muestras en una ventana de tiempo. Este tipo de extracción es muy sensible a los valores extremos de amplitud porque las amplitudes son elevadas al cuadrado antes de la suma.

En general, este atributo realiza el contenido de energía en una traza sísmica, es utilizado para distinguir tipos de litología, por ejemplo, altos valores de amplitud RMS son comúnmente relacionadas a litologías de arenas con altas porosidades, de igual manera se utiliza para determinar estructuras de posible interés como canales, deltas, arrecifes entre otros (Pereira, Azevedo, Pinheiro, & Abbassi, 2009)

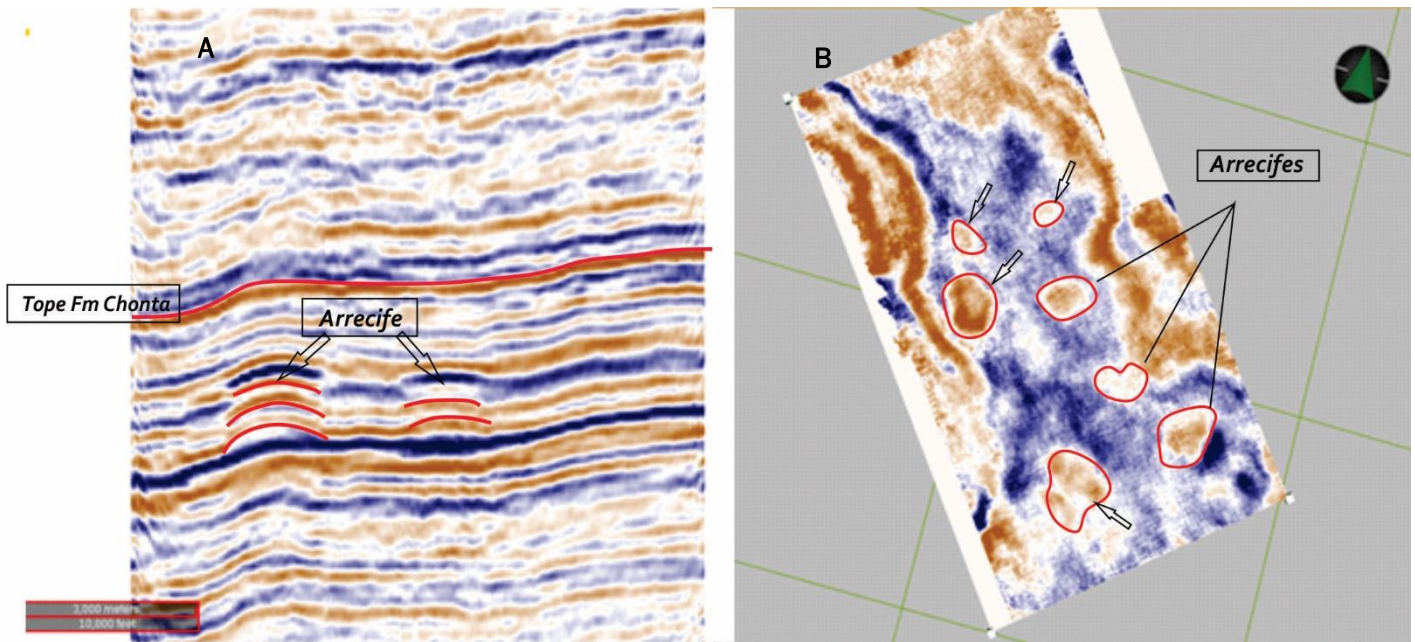
La herramienta **calculations** del software Decisión Space permite la generación de cubos sísmicos con diversos atributos aplicados, para realizar esto inicialmente se debe cargar la sísmica 3D a la memoria compartida, lo cual permite visualizar además de inlines y crosslines, box y time slices. Una vez cargado el cubo se escoge el atributo deseado ya se de amplitud, estructura, frecuencia o relieve y se aplica. (*Figura 43*)



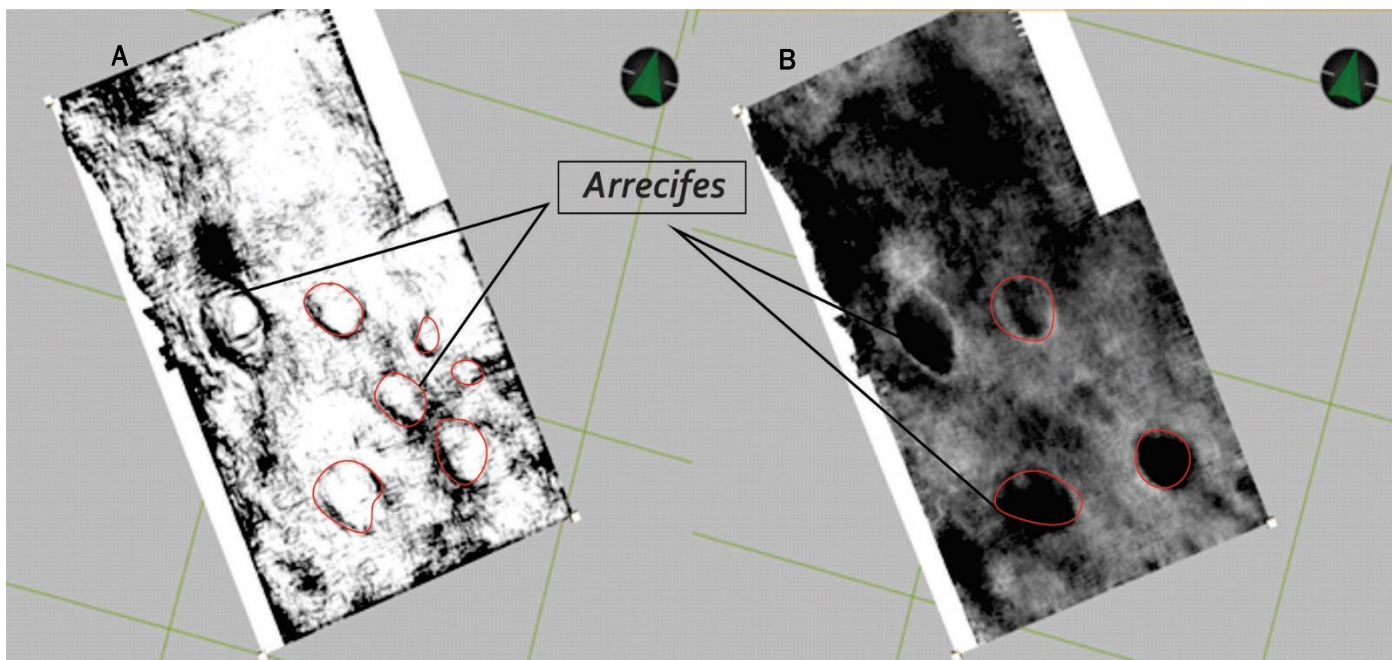
**Figura 43** Herramienta calculations de Decisión Space para la generacion de un cubo sismico con diversos atributos. **A.** Amplitud RMS, **B.** Coherencia.

Los arrecifes de Chonta están rodeados por formaciones productoras, áreas de desarrollo de arenas alrededor del arrecife o el desarrollo de la porosidad en el carbonato tiene una alta probabilidad de ser cargado por hidrocarburo, es por ello que este tipo de reservorios representan un porcentaje muy grande de las reservas mundiales de petróleo.

Los cuerpos arrecifales son apreciables en la sísmica (*Figura 44*) pero son más evidentes en time slices con la aplicación de diferentes atributos (*Figura 45*)



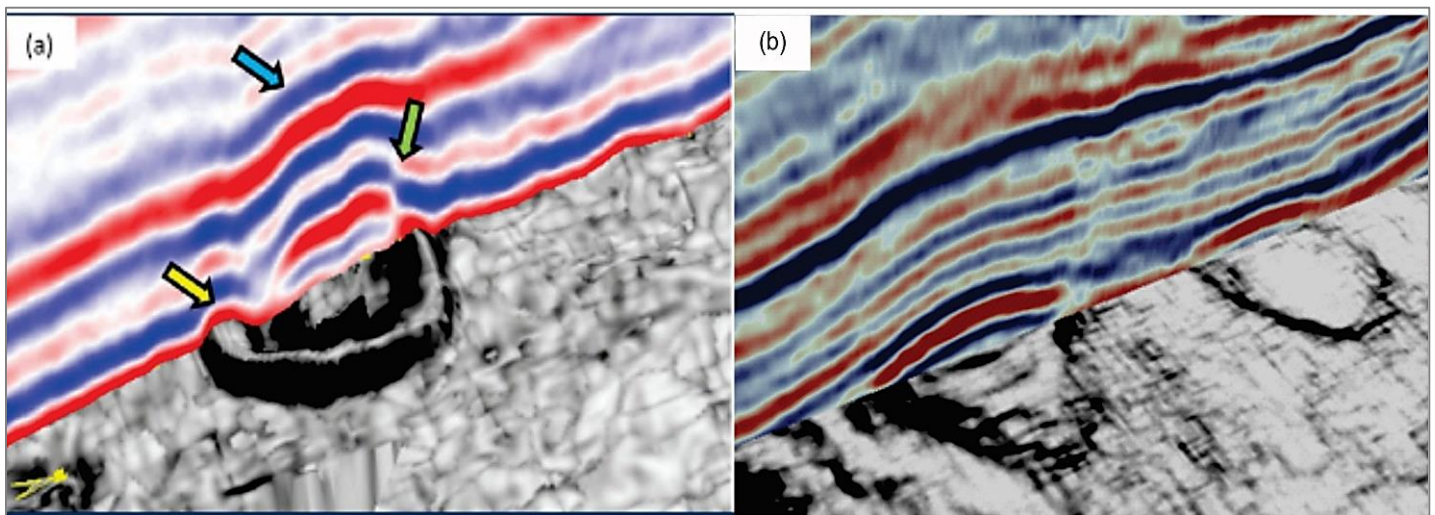
**Figura 44** Sismica 3D del bloque de estudio. **A.** Inline 2360. **B.** Time Slice a 2628 ms



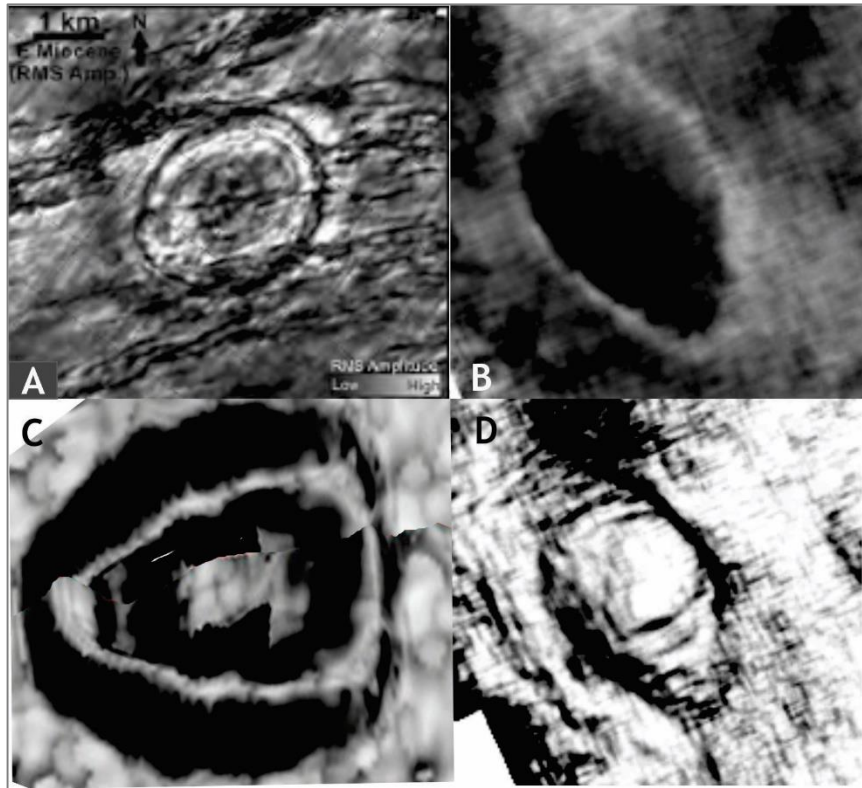
**Figura 45** Time Slices a 2628 ms con la aplicación de los atributos **A.** Coherencia, **B.** Amplitud RMS, donde se pueden apreciar los arrecifes de la formación Chonta.

Ambos atributos resaltan muy bien los cuerpos arrecifales, por lo cual es posible apreciar que estos presentan formas ovoidales, algo que inicialmente no se observaba en la sísmica.

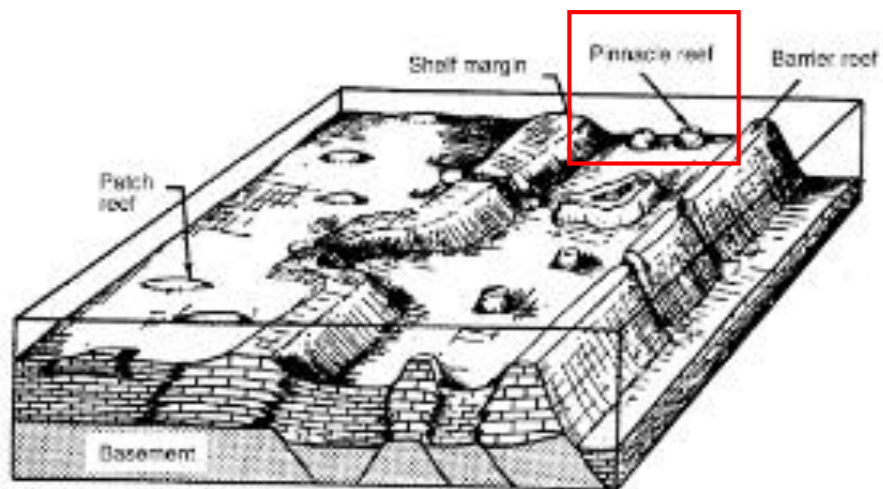
Un modelo análogo de los depósitos arrecifales de Chonta serían los arrecifes de la cuenca Zama al norte de Alberta, Canada (Chopra & Marfurt, 2012) que demuestran la efectividad del play al ser uno de los principales yacimientos de la cuenca (*Figura 46, Figura 47*). Al comparar la geometría del cuerpo arrecifal observable en la sísmica del modelo análogo con la del bloque estudiado, es posible inferir que estos cuerpos carbonatados presentes en la Formación Chonta corresponden a pináculos arrecifales (*Figura 48*)



**Figura 46** Time Slices intersectados con inlines donde se aprecian los arrecifes. **A.** Arrecifes de la cuenca Zama al Norte de Alberta, Canada. **B.** Arrecifes del bloque de estudio.



**Figura 47** Estructuras arrecifales observables en los Time Slices con la aplicación de diversos atributos. **A** y **C**. Amplitud RMS y Coherencia respectivamente, Cuenca Zama, Canada. **B** y **C**. Amplitud RMS y Coherencia, bloque de estudio.



**Figura 48** Diagrama esquemático de los tipos de arrecifes, resaltando el tipo presente en la formación Chonta.

## 8. Conclusiones

- Las pruebas de producción realizadas a los pozos indicaban una posible acumulación de hidrocarburos en un play que no se había tenido en cuenta anteriormente en el bloque; el análisis de la geología de la zona y del sistema petrolífero por medio de publicaciones y de la información regional disponible permiten avalar la presencia de un sistema petrolífero eficiente para el área del proyecto.
- La interpretación de las líneas sísmicas 2D y 3D permitió la identificación de tres áreas prospectivas para la acumulación de hidrocarburos, sobre las cuales casualmente se encuentran ubicados los pozos que mostraron alguna saturación de aceite al nivel de la formación Cushabatay resultado de las pruebas de producción realizadas, lo que aumenta el interés en el play estudiado.
- Adicional a los tres propuestos identificados se propuso un lead que es similar a uno de los propuestos con un área máxima de 905 acres.
- Se realizó la evaluación volumétrica de los tres prospectos y del lead propuesto lo que llevó a determinar que la estructura del prospecto 2 es la que presenta mayor capacidad de almacenamiento al contener 54.4 mmstb de aceite in situ de los cuales aproximadamente el 40% son recuperables, lo que corresponde a un yacimiento pequeño al solo tener 20.2 mmstb extraíbles.

- 
- El prospecto 3 es el que mayor probabilidad de éxito presenta con un 43%, esto debido a que su trampa se determinó a partir de la interpretación de las líneas 3D por lo que hay mayor certidumbre en su configuración y a que el pozo que se encuentra sobre él fue el que presentó mayor saturación de hidrocarburos al nivel de la Formación Cushabatay producto del DST realizado.
  - Los atributos sísmicos son muy útiles a la hora de encontrar información adicional que no es evidente, estos permitieron observar con mayor facilidad los cuerpos arrecifales presentes en la Formación Chonta y determinar por medio de la comparación con modelos análogos que estos cuerpos carbonatados corresponden a pináculos arrecifales.

---

---

## 9. Recomendaciones

- Se recomienda realizar una evaluación económica del bloque con la Formación Cushabatay como objetivo, para determinar qué tan rentable es la producción de hidrocarburos a este nivel.
- Si el desarrollo del nuevo play es económicamente beneficioso para la compañía, se recomienda la perforación del pozo propuesto para probar la acumulación de hidrocarburos en el lead y así explotar al máximo el potencial del bloque.

---

---

### Referencias Bibliográficas

- AAPG. (2015). Obtenido de Production testing: [http://wiki.aapg.org/Production\\_testing](http://wiki.aapg.org/Production_testing)
- Aarre, V., Nasser, T., Lotfy, S., Clark, A., Stellas, M., Stringer, J., . . . White, G. (2012). Deteccion sismica de fallas y fracturas sutiles . *Oilfield Review*, 30-45.
- Alfonso, y. (2011). *Simulacion Monte Carlo*. Obtenido de <http://www.bdigital.unal.edu.co/4748/2/nelcyyazminninoalfonso.2011.parte2.pdf>
- Brown, A. R. (1986). *SEG*. Obtenido de Interpretation of three-dimensional seismic data (7 edition), Memoir 42. American Association of Petroleum Geologists. Tulsa, Oklahoma, USA.: <http://www.seg.org/documents/10161/74355/114TOC.pdf>
- Chopra, S. (2002). Coherence Cube and beyond. *first break volume 20.1*, 27-33.
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2012). Seismic attribute expression. *RECORDER, CSEG*, 44-51.
- Diaz, J. (s.f.). *Los arrecifes coralinos del caribe colombiano*. Santa Marta : INVEMAR. Instituto Geologico, Minero y Metalurgico. (1995). *Carta geológica nacional*. Lima, Peru: Serie A.
- KAROON Gas Australia Ltda. (s.f.). Obtenido de Onshore Marañon Basin: <http://www.karoongas.com.au/projects/on-shore-maranon-basin/>
- Kjemperud, A. (2015). Obtenido de Risk Analysis and Exploration Economics.: <http://www.ccop.or.th/ppm/document/CAWS4/Risk%20and%20Exploration%20economy.pdf>
- La comunidad petrolera . (2009). Obtenido de Sistema petrolero: <http://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/sistema-petrolera.html>

---

La comunidad petrolera. (2009). Obtenido de Calculo volumétrico de hidrocarburos:  
<http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/clculo-volumetrico-de-hidrocarburos.html>

Logicom E&P. (s.f.). Obtenido de REP- The Reserves Evaluation Programme :  
<http://www.logicomep.com/rep-the-reserves-evaluation-programme/>

Luizaga, R. (s.f.). Obtenido de Registro Sonico :  
<https://www.scribd.com/doc/151807802/REGISTRO-SONICO>

Madrid, M. (2013). *DST (Drill Stem Test)*. Obtenido de Portal del petroleo:  
<http://www.portaldelpetroleo.com/2013/08/dst-drill-stem-test.html>

Magoon, L. B., & W. G. Dow, e. (1994). The petroleum system—from source to trap . *AAPG Memoir 60*, 3-24.

Martinez, H. (1997). Obtenido de Interpretacion y evaluacion de registros petrofisicos en la exploracion petrolera: <https://es.slideshare.net/ricardoromero3192/37659621-manualinterpregistros>

Minaya, I. B. (2008). Modelado de los sistemas petroleros en las cuencas subandinas del Perú. *Trabajo de grado ingeniero geólogo*. Lima, Peru: Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de ingeniería geológica, minera y metalúrgica.

Ministerio de Minas y Energía, P. (s.f.). Obtenido de Minem:  
[http://www.minem.gob.pe/ministerio/pub\\_atlas2001.asp](http://www.minem.gob.pe/ministerio/pub_atlas2001.asp)

Pacific E&P. (2016). *Marañon Basin, Reporte interno*.

PARSEP. (2002 ). *Marañon Basin Technical Report*. vol 1.

---

Pereira, L., Azevedo, R., Pinheiro, L., & Abbassi, H. (2009). Tesis de grado Seismic Attributes in Hydrocarbon Reservoirs Characterization. Oporto, Portugal: Universidad de Aveiro.

PERUPETRO. (2000). Part I: A Geochemical Assessment of Genetic Oil-Types, Migration and Oil-Source Systems in the Greater Marañon Basin . En *Oil Generation in Sub Andean Basins of Peru* (pág. 30). Peru.

Schlumberger. (2017). Obtenido de check-shot survey:  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/check-shot\\_survey.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/check-shot_survey.aspx)

Schlumberger. (2017). Obtenido de Ondícula:  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/w/wavelet.aspx>

Schlumberger. (2017). Obtenido de Sismograma Sintético:  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/synthetic\\_seismogram.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/synthetic_seismogram.aspx)

Schlumberger. (2017). Obtenido de Resolucion:  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/resolution.aspx>

Schlumberger. (2017). Obtenido de TWT:  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/twt.aspx>

Schlumberger. (2017). Obtenido de Time Slice:  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/time\\_slice.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/t/time_slice.aspx)

Schlumberger. (2017). Obtenido de Spill point:  
[http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/spill\\_point.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/spill_point.aspx)

Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (Vol. 2. 1995.). Theory of seismic waves. En *Exploration Seismology* (págs. 32-37). Cambridge: Cambridge University Press.

---

SPE/WPC/AAPG/SPEE. (2009). Obtenido de Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos:  
[http://www.spe.org/industry/docs/spanish\\_PRMS\\_2009.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf)

Suslick, S. e. (2009). Petroleum Resources Management System, Uncertainty and risk analysis in petroleum exploration and production. *TERRÆ magazine*, 30-41. Obtenido de 2 SPE/WPC/AAPG, 2000. Petroleum Resources Management System, modificado por Suslick, Saul, et al. Uncertainty and risk analysis in petroleum exploration and production, 2009. *TERRÆ magazine*, 6(1):30-41

Talisman Energy. (2011). *Marañón, Regional Stratigraphic Study*. Lima, Peru.

Timoteo, D. (2015). *Potential Shale plays in Sub Andean Basins of Peru*. Obtenido de [http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2015/80450timoteo/ndx\\_timoteo.pdf.html](http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2015/80450timoteo/ndx_timoteo.pdf.html)

Veilleux, e. (2012). *Marañón basin modelling study*. Lima, Peru: Talisman.

Vela, Y. (2011). Modelado Geoquímica 1D de las cuencas subandinas peruanas y modelado 2D de las secciones balanceadas de las cuencas Marañón Huallaga y Ucayali. Lima, Peru: Trabajo de grado Ingeniero geólogo, Universidad Nacional Mayor de San Marcos. Facultad de ingenierías.

Wikipedia. (15 de abril de 2016). . Obtenido de Impedancia acústica:  
[https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Impedancia\\_ac%C3%BAstica&oldid=904789](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Impedancia_ac%C3%BAstica&oldid=904789)