



**Universidad Nacional Mayor de San Marcos**

**Universidad del Perú. Decana de América**

Dirección General de Estudios de Posgrado  
Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y  
Geográfica  
Unidad de Posgrado

**Evaluación de trampas prospectivas para determinar  
el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes  
en la cuenca Tumbes Onshore**

**TESIS**

Para optar el Grado Académico de Magíster en Geología con  
mención en Tectónica y Geología Regional

**AUTOR**

**Kiko Harold VALENCIA CÁRDENAS**

**ASESOR**

**Mg. Enrique GUADALUPE GÓMEZ**

Lima, Perú

2022



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

## Referencia bibliográfica

---

Valencia, K. (2022). *Evaluación de trampas prospectivas para determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes en la cuenca Tumbes Onshore*. [Tesis de maestría, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, Unidad de Posgrado]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

---

## Metadatos complementarios

<b>Datos de autor</b>	
Nombres y apellidos	Kiko Harold Valencia Cárdenas
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	23947137
URL de ORCID	<a href="https://orcid.org/0000-0003-1753-3439">https://orcid.org/0000-0003-1753-3439</a>
<b>Datos de asesor</b>	
Nombres y apellidos	Enrique Guadalupe Gómez
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	09191995
URL de ORCID	<a href="https://orcid.org/0000-0001-9583-8807">https://orcid.org/0000-0001-9583-8807</a>
<b>Datos del jurado</b>	
<b>Presidente del jurado</b>	
Nombres y apellidos	Ciro Sergio Bedia Guillén
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06130412
<b>Miembro del jurado 1</b>	
Nombres y apellidos	Jaime César Mayorga Rojas
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10369482
<b>Miembro del jurado 2</b>	
Nombres y apellidos	Marco Antonio Vásquez Flores
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	25607888
<b>Miembro del jurado 3</b>	
Nombres y apellidos	Enrique Guadalupe Gómez
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	09191995



<b>Datos de investigación</b>	
Línea de investigación	C.0.1.10. Recursos Energéticos
Grupo de investigación	No aplica.
Agencia de financiamiento	Sin financiamiento.
Ubicación geográfica de la investigación	Universidad Nacional Mayor de San Marcos Av. Venezuela s/n cuadra 34. Lima 1-Perú Ciudad Universitaria. UNMSM. Latitud: - 12.0605 Longitud: -77.0835
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2020 - 2021
URL de disciplinas OCDE	Geología <a href="https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#1.05.06">https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#1.05.06</a>  Geoquímica, Geofísica <a href="https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#1.05.04">https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#1.05.04</a>



## Acta de Sustentación de Tesis

### Sustentación Pública

En la Universidad Nacional Mayor de San Marcos – Lima, a los veinticinco días del mes de noviembre del año 2022, siendo las 12:00 horas, se reúnen los suscritos Miembros del Jurado Examinador de Tesis, nombrado mediante Dictamen N° 000680-2022-UPG-VDIP-FIGMMG/UNMSM del 23 de noviembre del 2022, con la finalidad de evaluar la sustentación oral de la siguiente tesis:

#### Título

**«Evaluación de trampas prospectivas para determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes en la cuenca Tumbes Onshore»**

Que, presenta el Bach. **Kiko Harold Valencia Cárdenas**, para optar el grado académico de **Magister en Geología** con mención en **Tectónica y Geología Regional**.

El Secretario del Jurado Examinador de la Tesis, analiza el expediente digital N° UNMSM-20200027841 del 15 de octubre del 2020, en el marco legal y Estatutario de la Ley Universitaria, acreditando que tiene todos los documentos y cumplió con las etapas del trámite según el «Reglamento General de Estudios de Posgrado», aprobado con Resolución Rectoral N° 04790-R-18 del 08 de agosto del 2018.

Luego de la Sustentación, se procede con la calificación de la Tesis, de acuerdo al procedimiento respectivo y se registra en el acta correspondiente en conformidad al Art. 100 del precitado Reglamento, correspondiéndole al graduando la siguiente calificación:

#### **MUY BUENO (18)**

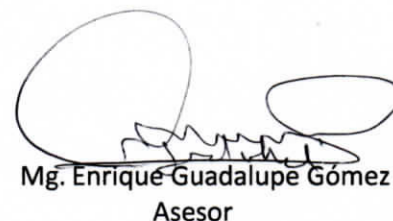
Habiendo sido aprobada la sustentación de la Tesis, el Presidente recomienda a la Facultad se le otorgue el grado académico de **Magister en Geología** con mención en **Tectónica y Geología Regional** al Bach. **Kiko Harold Valencia Cárdenas**.

Siendo las 13:00 horas, se dio por concluido al acto académico.

  
Dr. Ciro Sergio Bedía Guillen  
Presidente

  
Dr. Jaime César Mayorga Rojas  
Secretario

  
Mg. Marco Antonio Vásquez Flores  
Miembro

  
Mg. Enrique-Guadalupe Gómez  
Asesor



**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**  
Universidad del Perú. Decana de América  
**FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y GEOGRÁFICA**  
**UNIDAD DE POSGRADO**

Lima, 17 de Octubre del 2022

**INFORME N° 000123-2022-UPG-VDIP-FIGMMG/UNMSM**

**INFORME DE ORIGINALIDAD**

**DIRECTOR DE LA UNIDAD DE POSGRADO**

Dr. Carlos Del Valle Jurado

**OPERADOR DEL PROGRAMA INFORMÁTICO DE SIMILITUDES**

Tec. Stephanie Elizabeth Pastor Reyes

**DOCUMENTO EVALUADO:**

Tesis para optar el grado académico de magíster en Geología Con mención En Tectónica Y Geología Regional titulado: **“EVALUACIÓN DE TRAMPAS PROSPECTIVAS PARA DETERMINAR EL POTENCIAL EXPLORATORIO DE HIDROCARBUROS REMANENTES EN LA CUENCA TUMBES ONSHORE”**

**AUTOR DEL DOCUMENTO:**

BACH. KIKO HAROLD VALENCIA CÁRDENAS

**FECHA DE RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO:**

17/10/2022

**FECHA DE APLICACIÓN DEL PROGRAMA INFORMÁTICO DE SIMILITUDES:**

17/10/2022

**SOFTWARE UTILIZADO**

Turnitin

**CONFIGURACIÓN DEL PROGRAMA DETECTOR DE SIMILITUDES**

- Excluye textos entrecorridos
- Excluye fuentes para buscar similitud
- Excluye Bibliografía
- Excluye cadenas menores a 35 palabras

**PORCENTAJE DE SIMILITUDES SEGÚN PROGRAMA DETECTOR DE SIMILITUDES**

Seis por ciento (06 %)

**FUENTES ORIGINALES DE LAS SIMILITUDES ENCONTRADAS**

- |                             |     |
|-----------------------------|-----|
| • cybertesis.unmsm.edu.pe   | 1%  |
| • www.petrotecnica.com.ar   | 1%  |
| • cybertesis.uni.edu.pe     | 1%  |
| • encuentroenergia.mx       | <1% |
| • es.unionpedia.org         | <1% |
| • glossary.oilfield.slb.com | <1% |
| • repositorio.uis.edu.co    | <1% |





**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**  
Universidad del Perú. Decana de América  
**FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y GEOGRÁFICA**  
**UNIDAD DE POSGRADO**

• <a href="http://www.perupetro.com.pe">www.perupetro.com.pe</a>	<1%
• <a href="http://www.gob.mx">www.gob.mx</a>	<1%
• <a href="http://repositorio.upecen.edu.pe">repositorio.upecen.edu.pe</a>	<1%
• <a href="http://repositorio.unp.edu.pe">repositorio.unp.edu.pe</a>	<1%
• <a href="http://dspace.ucuenca.edu.ec">dspace.ucuenca.edu.ec</a>	<1%
• <a href="http://doku.pub">doku.pub</a>	<1%
• <a href="http://sedesol.gob.mx">sedesol.gob.mx</a>	<1%
• <a href="http://horizon.documentation.ird.fr">horizon.documentation.ird.fr</a>	<1%
• <a href="http://repositorio.unsa.edu.pe">repositorio.unsa.edu.pe</a>	<1%
• <a href="http://epdf.tips">epdf.tips</a>	<1%

### **OBSERVACIONES**

Ninguna

### **CALIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD**

Documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones

- **17/10/2022**

**CARLOS DEL VALLE JURADO**  
**DIRECTOR DE LA UNIDAD DE POSGRADO**

CC:

*CDJ/spr*



## **DEDICATORIA**

Mi agradecimiento especial y dedicatoria a mi esposa Johana, a mi hija Fernanda y a mi hijo Julián, por su amor, paciencia y soporte durante la realización y culminación de este estudio. A ellos va dedicado este proyecto.

Este trabajo también va dedicado a la memoria de mis padres Santos y Rosa por todo su legado de enseñanzas hacia mí como persona.

## **AGRADECIMIENTOS**

Deseo expresar mis agradecimientos a mis asesores de tesis Mg Enrique Guadalupe y Mg. Juan Chung por su orientación, revisión y observaciones realizadas para la culminación de la tesis.

Mi agradecimiento también a Perupetro S.A. por permitir la revisión y uso de información del Banco de Datos a través de su política de licencia de uso de información técnica.

“Algunos ven las cosas como son y se preguntan ¿por qué?, Yo veo las cosas como no han sido nunca y me pregunto ¿por qué no?”

George Bernard Shaw

## RESUMEN

A través de la interpretación geológica de sísmica de reflexión, integrada con información de registros eléctricos de pozos y geología de superficie, se ha podido determinar un potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes para la cuenca Tumbes Onshore.

Se logró identificar y evaluar doce trampas con posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos y que por consiguiente tienen prospectividad exploratoria; también se ha determinado que, en el área de estudio, ocurren todos los elementos y procesos de un sistema de petróleo activo, que a su vez presentan condiciones favorables respecto de cada trampa identificada. Así mismo, se realizó un análisis de la evolución estructural del área preparando la horizontalización de reflectores sísmicos y paleomapas, cuyos resultados indican que las trampas presentan sincronismo favorable para que contengan carga de hidrocarburos.

La evaluación de los volúmenes de hidrocarburos (petróleo y gas) en sitio, así como de recursos prospectivos, se realizó considerando la metodología de estimación probabilística. El resultado del cálculo para el caso de petróleo en las doce trampas, da un volumen total de petróleo original en sitio es de 304 millones de barriles de petróleo como valor promedio (Mean) y los recursos prospectivos asociados a dichas trampas suman un total de 61 Millones de Barriles de Petróleo de valor promedio (Mean).

El resultado del cálculo para el caso de gas no asociado en las doce trampas, da un volumen de gas original en sitio de 512 Billones de Pies Cúbicos de Gas como valor promedio (Mean), mientras que los recursos prospectivos asociados a dichas trampas dan un total de 411 Billones de Pies Cúbicos de Gas como valor promedio (Mean).

Se realizó también la evaluación de Riesgo Geológico basado en conceptos exploratorios asociados a sistemas de hidrocarburos y el análisis detallado de sus elementos y procesos.

Con los volúmenes estimados y la probabilidad de ocurrencia de cada trampa, se ha preparado un ranking de prospectos, que puede ser tomado como un portafolio de exploración inicial que sirva de guía para elaborar evaluaciones económicas completas para cada trampa prospectiva en base a lo cual se preparen programas de perforación exploratoria orientados a tener nuevos descubrimientos e incrementar la producción.

**Palabras Clave:** Cuenca Tumbes Onshore, Potencial Exploratorio, Trampas Prospectivas, Sísmica.



## ABSTRACT

Through geological integrated interpretation, using seismic reflection, electrical well logs and surface geology, it has been possible to determine a remaining hydrocarbon exploratory potential for the Tumbes Onshore basin.

It has been possible to identified and evaluated twelve traps with possibility of containing hydrocarbons accumulations and therefore having exploratory prospectivity; it has also been determined that, in the study area, all the elements and processes of one active petroleum system occurs, which have favorable conditions regarding to each identified trap. Likewise, a structural evolution analysis of the area was performed, preparing seismic reflectors flattennings and paleomaps, whose results indicates that prospective traps present favorable synchronism to have hydrocarbon charge.

The in-situ hydrocarbon (oil and gas) volumes estimation, as well as the prospective resources calculation, were performed considering the probabilistic estimation methodology. The results of the calculation for oil case, for the twelve traps, gives a total volume of original oil in place of 304 million Barrels of Oil as the Mean value and prospective resources associated of 61 million of Barrels of Oil as the Mean value. The results of the calculation for non-associated gas case, for the twelve traps, gives a total volume of the original gas in place of 512 billion Cubic Feet of Gas as the Mean value, while the prospective resources associated gives a total of 411 billion Cubic Feet of Gas as the Mean value.

The Geological Risk assessment was also performed based on exploratory concepts associated with hydrocarbon systems and the detailed analysis of its elements and processes.

Using the calculated volumes and the estimated chance of success for each trap, a ranking of prospects has been prepared, which can be used as an initial exploration portfolio that serves as a guide to prepare complete economic evaluations for each prospective trap, based on which, it could be prepared exploratory drilling programs that could allow having new discoveries and increasing the current production.

**Keywords:** Onshore Tumbes Basin, Exploratory Potential, Prospective Traps, Seismic.

## ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA .....	ii
AGRADECIMIENTOS .....	iii
RESUMEN .....	v
ABSTRACT.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS .....	xvii
<b>CAPITULO 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>	<b>1</b>
1.1. SITUACION PROBLEMÁTICA.....	1
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	4
1.2.1 PROBLEMA GENERAL.....	4
1.2.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS.....	4
1.3. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION .....	5
1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION .....	5
1.3.1 OBJETIVO GENERAL .....	5
1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	6
<b>CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>7</b>
2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....	7
2.1.1 ANTECEDENTES INTERNACIONALES .....	8
2.1.2 ANTECEDENTES NACIONALES.....	12
2.2 BASES TEORICAS.....	14
2.2.1 DEFINICIÓN DE TRAMPA .....	15
2.2.2 CLASIFICACIÓN DE TRAMPAS.....	16
2.2.3 PROSPECTO Y PLAY .....	18
2.2.4 SISTEMA DE PETRÓLEO .....	19
2.2.5 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.....	20
2.2.6 REGISTRO ELECTRICO.....	22
2.2.7 POTENCIAL.....	23
2.2.8 EXPLORATORIO .....	23
2.2.9 HIDROCARBURO .....	23
2.2.10 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO .....	24
2.2.11 RECURSOS PROSPECTIVOS.....	24

2.3 MARCO CONCEPTUAL.....	24
CAPITULO 3. HIPOTESIS Y VARIABLES .....	26
3.1 HIPOTESIS GENERAL .....	26
3.2 HIPOTESIS ESPECÍFICAS .....	26
3.3 IDENTIFICACION DE LAS VARIABLES .....	27
3.4 OPERACIONALIZACION DE LAS VARIABLES.....	27
3.5 MATRIZ DE CONSISTENCIA.....	29
CAPITULO 4. METODOLOGÍA.....	30
4.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN.....	30
4.2. UNIDAD DE ANALISIS.....	30
4.3. POBLACION DE ESTUDIO.....	30
4.4. TAMAÑO DE MUESTRA .....	32
4.5. SELECCIÓN DE MUESTRA.....	32
4.6. TECNICAS DE RECOLECCION DE DATOS .....	33
4.7. ANALISIS E INTERPRETACION DE LA INFORMACION .....	33
CAPITULO 5. RESULTADOS Y DISCUSION .....	35
5.1 MARCO GEOLOGICO.....	35
5.1.1 GENERALIDADES.....	35
5.1.2 UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DE LA CUENCA TUMBES .....	36
5.1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA TUMBES .....	36
5.1.4 TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL AREA.....	38
5.2 SISTEMA DE PETROLEO. DE LA CUENCA TUMBES.....	40
5.2.1 ELEMENTOS .....	40
5.2.2 PROCESOS.....	44
5.3 YACIMIENTOS DESCUBIERTOS .....	48
5.3.1 YACIMIENTO ZORRITOS .....	48
5.3.2 YACIMIENTO COPÉ .....	49
5.3.3 YACIMIENTOS DE CARPITAS .....	51
5.3.4 CAMPO CARACOL.....	52
5.3.5 CAMPO PIEDRA CANDELA.....	53
5.4 ANALISIS, INTERPRETACION Y DISCUSION DE RESULTADOS .....	54
5.5 TIPOS DE TRAMPAS PROSPECTIVAS.....	63
5.5.1 TRAMPA TIPO BLOQUE ALTO FALLADO CON SELLO POR YUXTAPOSICIÓN DIRECTA.....	64

5.5.2 TRAMPA TIPO BLOQUE BAJO FALLADO CON SELLO POR ARRASTRE DE FALLA (FAULT GAUGE).....	65
5.5.3 - ESTRUCTURAS TIPO BLOQUE BAJO FALLADO SIN CIERRE .....	68
5.6 TRAMPAS PROSPECTIVAS IDENTIFICADAS .....	69
5.6.1 TRAMPA PROSPECTIVA ZORRITOS SUR OESTE.....	69
5.6.2 TRAMPA PROSPECTIVA ZORRITOS SUR.....	70
5.6.3 TRAMPA PROSPECTIVA COPE SUR.....	70
5.6.4 TRAMPA PROSPECTIVA CHARAN .....	71
5.6.5 TRAMPA PROSPECTIVA PAPAYAL.....	72
5.6.6 TRAMPA PROSPECTIVA SALADO.....	74
5.6.7 TRAMPA PROSPECTIVA CURO SOMERO .....	75
5.6.8 TRAMPA PROSPECTIVA CURO-PROFUNDO .....	76
5.6.9 TRAMPA PROSPECTIVA CANCAS SOMERO .....	78
5.6.10 TRAMPA PROSPECTIVA CANCAS PROFUNDO.....	80
5.6.11 TRAMPA PROSPECTIVA PUNTA SAL .....	82
5.6.12 TRAMPA PROSPECTIVA VEGAS.....	83
5.7 CLASIFICACION DE TRAMPAS IDENTIFICADAS EN LA CUENCA TUMBES ONSHORE.....	84
5.8 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA DE ESTUDIO Y SINCRONISMO DE LAS TRAMPAS .....	85
5.8.1 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA CENTRAL DE LA CUENCA TUMBES ONSHORE .....	90
5.8.2 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA NORTE DE LA CUENCA TUMBES ONSHORE .....	95
5.8.3 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA SUR DE LA CUENCA TUMBES ONSHORE .....	98
5.9 DETERMINACION DEL POTENCIAL EXPLORATORIO REMANENTE.....	100
5.9.1 ESTIMACION VOLUMETRICA.....	100
5.9.2 ESTIMACION DE HIDROCARBUROS ORIGINAL EN SITIO Y DE RECURSOS PROSPECTIVOS .....	101
5.9.3 METODOLOGIA DE EVALUACION DE RIESGO GEOLÓGICO .....	104
5.10 RIESGO GEOLÓGICO DE LAS TRAMPAS PROSPECTIVAS .....	107
5.11 PRUEBA DE HIPOTESIS.....	108
5.11.1 LA PRUEBA DE LA HIPOTESIS GENERAL .....	108
5.11.2 PRUEBAS DE LAS HIPOTESIS ESPECIFICAS .....	108
5.12 PRESENTACION DE RESULTADOS .....	112
5.13 RANKING DE PROSPECTOS – PORTAFOLIO DE EXPLORACION .....	113

CONCLUSIONES .....	115
RECOMENDACIONES .....	117
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....	118

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa de ubicación de la cuenca Tumbes, en tierra se muestra el mapa geológico (tomado Ingemmet, 2014) y hacia el mar un mapa gravimétrico de anomalías de Bouger (tomado de Wintermoon 2010).

Figura 2: Mapa de ubicación de la sísmica 3D, sísmica 2D y pozos perforados en la cuenca Tumbes Onshore que conforman la población de estudio.

Figura 3: Columna estratigráfica de la cuenca Tumbes, indicando en círculo amarillo las rocas reservorios y en bandera negra-roja las rocas madres de la cuenca.

Figura 4: Mapa Estructural en tiempo del Basamento y líneas sísmicas 3D del área central de la cuenca Tumbes onshore. Se puede observar la configuración estructural de la zona central del área de estudio.

Figura 5: Gráfico de frecuencias y distribución probabilística tipo Lognormal de contenido de materia orgánica de la Fm. Heath en la cuenca Tumbes y su clasificación de roca madre indicando como valor estadístico promedio 0.93% de TOC.

Figura 6: Diagrama de Van Krevelen modificado (a la derecha) donde se muestra predominancia de tipo de Kerógeno II y III y gráfico de Potencial Total de Generación (a la izquierda) donde indica que la Fm. Heath de la cuenca Tumbes tiene moderada a buena calidad y potencial total de generación de roca madre.

Figura 7: Relación de Ventana de Petróleo, gráfico madurez térmica de pirólisis Tmax versus índice de productividad que muestra que en general, salvo algunos casos, el resto de muestras se encuentran en estado de madurez cercano a la ventana de petróleo, pero todavía inmaduros.

Figura 8: Sección Estratigráfica longitudinal (O-E) usando registros eléctricos de Pozos exploratorios donde se puede ver las formaciones Reservorios objetivo de la cuenca Tumbes onshore.

Figura 9: Línea sísmica arbitraria (O-E) con amarre de pozos exploratorios donde se puede ver la correlación sísmo estratigráfica de la cuenca Tumbes onshore.

Figura 10: Comparación de biomarcadores Terpanos m/z 191 (Modificado de Fildani et al 2005). a) Petróleo representativo de la (zona norte) de la cuenca Talara, llamado Talara 1. b) Extracto de petróleo de muestra de rocas del pozo Piedra Redonda C-13X del intervalo de la Formación Heath. c) Mapa de ubicación. d) Extracto de hidrocarburo de muestra de roca de fondo marino (piston core) de la cuenca Tumbes offshore (KEI 2015). Se observa también buena correlación geoquímica de dichos análisis entre sí.

Figura 11: Mapa esquemático de madurez térmica de la Formación Heath (modificado de KEI 2015), donde se observa la ubicación de dos probables cocinas de generación de hidrocarburos de la cuenca Tumbes en base a interpretación sísmica, geológica y gravimétrica. También se observa línea sísmica regional (modificada de Perupetro 2005) que corta y muestra el borde sur de la denominada Cocina 2. La denominada

Cocina 1 podría haber cargado también los yacimientos, de al menos el borde norte, de la cuenca Talara.

Figura 12: Mapa de ubicación de los yacimientos Zorritos y Copé.

Figura 13: In Line 11040 (NO-SE) de la sísmica 3D de la cuenca Tumbes onshore. Se muestra la configuración estructural del campo Copé con la proyección del pozo RT-10. Se observa un fallamiento intenso en varios sub bloques estructurales, la trampa está dada entre la Falla 3 por el norte hasta la Falla 5 por el sur.

Figura 14: Cross Line 50262 (SO-NE) de la sísmica 3D de la cuenca Tumbes onshore. Se muestra la configuración estructural del campo Copé con la proyección de algunos pozos del campo.

Figura 15: Mapa de Producción acumulada de Petróleo del reservorio Verdún en los yacimientos de Carpitás, campos Punta Bravo, Carpitás Oeste y Carpitás Este (Petromont SAC 2009).

Figura 16: Mapa Estructural en profundidad del reservorio Máncora Superior de la estructura Caracol.

Figura 17: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Máncora Inferior de estructura Piedra Candela.

Figura 18: Sismograma sintético preparado con los registros de densidad y sónico del Pozo Cope Sur-5X con su respectivo amarre a la traza sísmica del 3D de la cuenca Tumbes onshore.

Figura 19: Cross Line 1880 (NO-SE) de la sísmica 3D de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección perpendicular a la estructuración. Se aprecia el sistema estructural de la Falla Tronco Mocho (en color celeste) y la Falla Zorritos 2 (en morado).

Figura 20: Línea sísmica 3D arbitraria (SO-NE) de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección paralela a la estructuración. Se aprecia el sistema estructural de la Falla Tronco Mocho (en color celeste) y la Falla Zorritos 2 (en morado).

Figura 21: Línea sísmica 2D: BPZ-20, del área sur de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección perpendicular a la estructuración.

Figura 22: Línea sísmica 2D: BPZ-11, del área noreste de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección perpendicular a la estructuración.

Figura 23: Mapa estructural en tiempo doble (TWT) de Basamento de la cuenca Tumbes Onshore, usando las diferentes campañas de sísmica registrada en el área

Figura 24: Esquema de una Trampa Tipo Bloque Fallado con sello por Yuxtaposición Directa

Figura 25: Esquema mostrando la falla Carpitás funcionando como sello por yuxtaposición del reservorio Verdún frente a las arcillas de la Fm Heath en el campo Carpitás Este, perforados por los pozos AM-125 y C4.

Figura 26: Compilación de sellos de fallas y observaciones de fugas de la provincia de Brent, norte del Mar del Norte. Las barras verticales representan el rango de Shale Gouge Ratio en fallas individuales. Las fallas se caracterizan como "sellado" (rojo) o "fuga" (verde) dependiendo de si hay un cambio de contacto de hidrocarburo a través de la falla. Los valores de SGR del 15 al 20 % proporcionan un umbral entre el sellado y el comportamiento de fugas (si se produce una ventana de yuxtaposición con  $SGR < 15\%$ , la falla tiene fugas). Las barras amarillas indican dos fallas que soportan diferencias OWC de  $<15$  m, a una profundidad de enterramiento de 3200 m. el recuadro muestra las profundidades de enterramiento para la misma secuencia de fallas. Sin embargo, se ha colocado una línea en SGR 35%, a partir de la cual ninguna falla ha tenido fuga de hidrocarburos (Modificado de Yielding 2002).

Figura 27: Esquema de una Trampa Tipo Bloque Fallado con sello por arrastre de falla (Fault Gauge) con un Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla (SGR) mayor al 35%.

Figura 28: Tipos de entrapamientos en dirección del buzamiento de las capas relativo al plano de falla (Biddle & Wielshowsky, 2003).

Figura 29: Esquema de una estructura Tipo Bloque Fallado sin sello por arrastre de falla (Fault Gauge) por tener un Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla (SGR) inferior al 35%.

Figura 30: Mapa estructural en profundidad del reservorio Máncora Superior y línea sísmica 3D (NO - SE) mostrando la configuración en subsuelo de la trampa Zorritos Suroeste. El horizonte mapeado es el color celeste.

Figura 31: Mapa estructural en profundidad del reservorio Zorritos Inferior y línea sísmica 3D (NO - SE) mostrando la configuración en subsuelo de la trampa Zorritos Sur. El horizonte mapeado es el color amarillo.

Figura 32: Línea sísmica 3D en sentido NO a SE y Mapa estructural del Reservorio Zorritos Inferior (color verde) mostrando la configuración en subsuelo de la trampa Cope Sur (K. Valencia 2019).

Figura 33: In Line de sísmica 3D y Mapa estructural del horizonte Lower Máncora (color rosado en la línea) de la trampa Charán (K. Valencia 2017).

Figura 34: Cross Line de sísmica 3D y Mapa estructural del horizonte Lower Máncora (color rosado en la línea) de la trampa Charán. (K. Valencia 2017).

Figura 35: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Papayal mostrando una culminación estructural y posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).



Figura 36: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Papayal mostrando otra culminación estructural y posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

Figura 37: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Papayal mostrando una tercera culminación estructural y posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

Figura 38: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Salado mostrando una posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

Figura 39: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curo Somero mostrando una posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

Figura 40: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curo Somero mostrando otra posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

Figura 41: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curo Profundo mostrando una posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

Figura 42: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curo Profundo mostrando otra posible locación exploratoria.

Figura 43: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando la culminación más al oeste y una posible locación exploratoria (K.Valencia 2017).

Figura 44: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando otra culminación estructural y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

Figura 45: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando otra culminación estructural más al este y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

Figura 46: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando la culminación estructural más al este y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

Figura 47: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Cancas profundo mostrando la culminación estructural más al oeste y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

Figura 48: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Cancas profundo mostrando la culminación estructural central y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

Figura 49: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Cancas profundo mostrando la culminación estructural más al este y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

Figura 50: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Punta Sal mostrando una posible locación exploratoria (K.Valencia 2017).

Figura 51: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Upper Máncora (color celeste en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Vegas mostrando una posible locación exploratoria.

Figura 52: Carta de Eventos del Sistema de Petróleo de la cuenca Tumbes donde se aprecia que los procesos de generación/migración de hidrocarburos de la Roca madre Heath se da a partir de fines del Mioceno.

Figura 53: Mapas Estructurales en tiempo doble de cuatro horizontes sísmicos interpretados en la zona Sur del área de estudio que cuenta con Sísmica 2D.

Figura 54: Mapas Estructurales en tiempo doble de tres horizontes sísmicos interpretados en la zona Centro del área de estudio que cuenta con Sísmica 3D.

Figura 55: Mapas Estructurales en tiempo doble del Basamento y del Mbo. Máncora superior, interpretados en la zona Norte del área de estudio que cuenta con Sísmica 2D.

Figura 56: Evolución estructural en sentido N-S de la zona centro norte del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica 3D arbitraria.

Figura 57: Evolución estructural en sentido SO-NE de la zona central del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica arbitraria 3D.

Figura 58: Mapas Isócronos de la zona central del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore mostrando evolución estructural del área durante el Oligoceno.

Figura 59: Evolución estructural en sentido NO-SE de la zona noreste del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica 2D.

Figura 60: Mapa Isócrono de la zona norte del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore mostrando las zonas estructuralmente altas del basamento en color rojo al tiempo del Oligoceno.

Figura 61: Evolución estructural en sentido NO-SE de la zona Suroeste del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica 2D.

Figura 62: Imagen satélite con la ubicación de campos descubiertos y Trampas prospectivas de la cuenca Tumbes Onshore.

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Operacionalización de las Variables.

Tabla 2: Población de estudio referido a campañas de sísmica 2D y 3D registrada en la cuenca Tumbes Onshore y usada en el presente estudio.

Tabla 3: Niveles de Clasificación de Trampas identificadas en la cuenca Tumbes Onshore. (en base a Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000))

Tabla 4: Clasificación de Trampas identificadas en la cuenca Tumbes Onshore.

Tabla 5: Petróleo Original en sitio calculados en Millones de Barriles de Petróleo, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

Tabla 6: Recursos Prospectivos calculados en Millones de Barriles de Petróleo, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

Tabla 7: Gas Original en sitio calculados en Billones de Pies Cúbicos, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

Tabla 8: Recursos Prospectivos, caso Gas, calculados en Billones de Pies Cúbicos, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

Tabla 9: Elementos Geológicos y sus respectivos Componentes a ser evaluados para el Análisis de Riesgo Geológico a través de la estimación de la Probabilidad de Hallazgo.

Tabla 10: Explicación de la valoración de las Expresiones Subjetivas (entre rangos de 0 y 1) en la asignación de la Evaluación de Riesgo Geológico y la Probabilidad de Hallazgo o Chance of Success (COS).

Tabla 11: Evaluación de Riesgo Geológico y asignación del Chance of Success (COS) o Probabilidad de Hallazgo para las doce trampas prospectivas evaluadas.

Tabla 12: Portafolio de Trampas Prospectivas y los Recursos Prospectivos Riesgados asociados a cada una de ellas.

## **CAPITULO 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1. SITUACION PROBLEMÁTICA**

La cuenca Tumbes, es una cuenca sedimentaria que involucra unidades estratigráficas Cenozoicas y se emplaza principalmente en la región costa afuera (Offshore) de las Regiones de Piura y Tumbes en el Noroeste del Perú. Un porcentaje menor de la cuenca se ubica en continente (Onshore) dentro de los límites de la región Tumbes prolongándose inclusive hacia Ecuador.

La exploración por hidrocarburos en la cuenca Tumbes Onshore se remonta hasta el año 1865 cuando se perfora el primer pozo exploratorio de Perú, en la localidad de Zorritos, donde posteriormente en 1884 se fundaría el “Establecimiento Industrial de Petróleo de Zorritos” (Unipetro 1999). Por otra parte, la exploración del Offshore de cuenca Tumbes, comenzó en 1971 con la perforación del pozo Barracuda y en 1972 con el pozo Albacora que descubrió petróleo, gas y condensado, cerca de la frontera marítima con Ecuador.

En la porción de territorio ubicada en continente (Onshore) de la cuenca Tumbes, se han descubierto a la fecha los yacimientos de petróleo de Zorritos, Copé y Carpitás además de los campos de gas natural de Caracol y Piedra Candela; con lo cual está demostrada la filiación hidrocarburífera de dicha área. Sin embargo, está aún abierta la posibilidad de demostrar las probabilidades de albergar trampas prospectivas adicionales con posibilidades de contener acumulaciones de hidrocarburos que justifiquen su potencial exploratorio remanente.

Fernández, Martínez, Hermoza, Calderón & Galdós (2005) consideran para la cuenca Tumbes una tectónica gravitacional y extensional que generó: estructuras prospectivas del tipo anticlinales asociados a roll-overs, trampas estratigráficas asociadas a una

discordancia mayor del Mioceno medio con reservorio principal de ambientes marino profundo y turbiditas de la formación Cardalitos. basados en lo cual le confieren un alto potencial de hidrocarburos todavía no descubiertos para la cuenca Tumbes.

Perupetro (2005), confiere un excelente potencial exploratorio a toda la cuenca Tumbes, identificó 4 prospectos, 6 leads y 3 oportunidades exploratorias en la cuenca Tumbes offshore usando conceptos exploratorios relacionados a la combinación e interacción de estratigrafía y tectónica, asociadas al mayor período de deformación de la cuenca Tumbes (Plioceno), formando las principales estructuras de roll-over. Afirman también que los prospectos y leads dentro de la sección estratigráfica Pre-Cardalitos (Mioceno Medio) se presentan como una combinación de truncaciones estratigráficas contra la discordancia y un componente estructural positivo.

Por otra parte, Leyva & Daudt. (2003) identificaron dos tipos diferentes de generación de trampas y situaciones potencialmente interesantes en la parte norte de la cuenca Talara (Lote X), que es un área vecina a la cuenca Tumbes. La primera de ellas relacionada a áreas donde fallas lístricas regionales desencadenaron la generación de estructuras rotadas (roll over gravitacionales) en el bloque colgante, que presentan un incremento de la frecuencia de pequeñas fallas subordinadas ubicadas en la zona superior de dichos anticlinales de baja amplitud. Y el segundo grupo de trampas asociadas a cuerpos de rocas reservorios conglomerádicos del Eoceno Inferior que fueron fallados e inclinados por la actividad tectónica y que adicionalmente presentan fracturas naturales en la vecindad a las fallas principales.

Por otro lado, Valencia & Llerena (2018) definieron una serie de trampas estructurales Tipo Bloque Fallado con sello por yuxtaposición directa para el reservorio Paleozoico naturalmente fracturado de la vecina cuenca Talara; dicho play exploratorio (tipo de trampas prospectivas) se encuentran en toda la cuenca; corresponden a un bloque alto de un pliegue fallado, donde el entrapamiento está controlado por una falla normal antitética que buza hacia un flanco y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento. Las rocas sello de dichos bloques fallados son sedimentos pelíticos del Mesozoico (Fm. Redondo) o del Cenozoico (Fm. Talara). Dicho play exploratorio representa un potencial exploratorio muy importante no sólo para la cuenca Talara sino también para todo el noroeste peruano incluida la vecina cuenca Tumbes.

En general siempre se ha asociado a los yacimientos de petróleo y gas del noroeste peruano (cuencas Tumbes y Talara principalmente) a reservorios Cenozoicos en trampas con componente de bloques fallados, pero sólo hay escasos estudios documentados y/o publicados que muestren detalles del tipo de entrapamiento, ello se debería a que, en general la sísmica adquirida, en su mayoría, no tiene una buena resolución suficiente en amplios sectores del nor-oeste peruano; además que los lotes en explotación son en su mayoría parcelas pequeñas, por lo cual el desarrollo de los yacimientos ha estado basado principalmente a la correlación de subsuelo usando la información litológica y de registros eléctricos de pozos exploratorios y de desarrollo allí perforados.

Una trampa prospectiva puede ser definida como un arreglo geométrico de rocas que permita acumulaciones significativas de hidrocarburos en subsuelo. La identificación de la trampa es el primer paso en la evaluación de un prospecto y una parte importante en la determinación de un programa de exploración en la industria de hidrocarburos.

Las trampas prospectivas por hidrocarburos son el producto de la interacción de varios elementos y procesos geológicos ocurridos a través del tiempo, tienen determinadas forma, tamaño, geometría, cierre y áreas de drenaje. Aun cuando las trampas de una determina área o cuenca, generalmente comparten algunas similitudes, estas pueden ser separadas y/o clasificadas con el objetivo de delinear conceptos exploratorios que permitan elaborar una estrategia de selección, que sirva de soporte técnico de una eventual perforación exploratoria de al menos una trampa de cada tipo (la más representativa, la menos riesgosa, la más grande, etc.), con el objetivo de probar el potencial hidrocarburífero remanente, en este caso de la cuenca Tumbes Onshore.

Con seguridad, las compañías operadoras actuales y/o anteriores de los lotes petroleros ubicados en la cuenca Tumbes Onshore deben haber realizado interpretaciones sobre la sísmica existente, sin embargo, no hay publicaciones accesibles que demuestren ello y, por otra parte, al ser los lotes licenciados de dimensiones pequeñas, sólo cubren parcialmente la cuenca, y por ello los estudios de las operadoras seguramente involucran áreas restringidas a la dimensión de sus lotes.

Esta situación pretende ser analizada y resuelta en base a una nueva interpretación actualizada de la sísmica 2D y 3D adquirida en esta parte de la cuenca, integrada con la información geológica de los pozos exploratorios y de desarrollo perforados previa y posteriormente a la adquisición sísmica. Esta interpretación permitirá identificar trampas prospectivas por hidrocarburos adicionales y realizar una estimación volumétrica de los hidrocarburo en sitio, así como de los Recursos Prospectivos, los mismos que para este estudio representan la estimación del potencial exploratorio remanente en esta área de la cuenca. Esto servirá para justificar eventuales actividades exploratorias adicionales relacionadas a futuras perforaciones exploratorias y el subsecuente eventual descubrimiento, incremento de reservas y producción en las trampas prospectivas identificadas.

## **1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

### **1.2.1 PROBLEMA GENERAL**

¿En qué medida, con la evaluación de trampas prospectivas, se podrá determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes en la cuenca Tumbes onshore?

### **1.2.2 PROBLEMAS ESPECÍFICOS**

- ¿De qué manera, con la evaluación sísmico - geológica se podrá determinar la ocurrencia de trampas prospectivas por hidrocarburos en la cuenca Tumbes onshore?
- ¿Cómo la evaluación de otros elementos y procesos del sistema de petróleo podrá contribuir a determinar la prospectividad exploratoria por hidrocarburos?
- ¿De qué manera, el análisis de la configuración estructural de subsuelo y su evolución en el tiempo, contribuirá en la determinación de la prospectividad de las trampas presentes en la cuenca Tumbes onshore?



- ¿En qué medida, con la evaluación de trampas prospectivas, se podrá calcular los volúmenes de hidrocarburos en sitio y de los recursos prospectivos alojados en dichas trampas?
- ¿En qué medida, el cálculo de volúmenes de hidrocarburos de las trampas prospectivas permitirá determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes onshore?

### **1.3. JUSTIFICACION DE LA INVESTIGACION**

El presente trabajo de investigación se justifica debido a los siguientes aspectos fundamentales:

- La necesidad de efectuar un análisis actualizado de la configuración estructural del área de estudio, que permita la identificación y la evaluación de trampas con potencial de contener acumulaciones adicionales de hidrocarburos.
- Una vez identificadas y evaluadas las trampas prospectivas adicionales, se realizará la estimación volumétrica de hidrocarburos en sitio y de recursos prospectivos con lo cual se podrá determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes del área de estudio.
- Difundir los resultados como aportes tanto para los entes gubernamentales y compañías privadas relacionadas con las actividades de exploración por hidrocarburos para que puedan usarlos de insumo, ya sea para promocionar contratos de exploración en el área, o para planificar programas de exploración posteriores que consideren la justificación de nuevos pozos exploratorios orientados a descubrir reservas adicionales y/o incrementar los volúmenes de producción de hidrocarburos.

### **1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACION**

#### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore mediante el estudio de trampas prospectivas identificables en la interpretación sísmica.

### 1.3.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Determinar la ocurrencia de trampas con posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca Tumbes Onshore a través de la interpretación sísmica – geológica.
- Determinar si las condiciones de otros elementos y procesos del sistema de petróleo presentan condiciones favorables respecto de la pospectividad de las trampas.
- Preparar una evolución estructural del área y de las trampas prospectivas para evaluar la presencia de sincronismo favorable para que las trampas contengan carga de hidrocarburos y por consiguiente tengan prospectividad.
- Calcular los volúmenes de hidrocarburos en sitio y de recursos prospectivos de las trampas identificadas.
- Determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore.

## CAPITULO 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

El presente estudio se enfoca en la evaluación de trampas prospectivas por hidrocarburos en la cuenca Tumbes onshore. La cuenca Tumbes es una cuenca tipo *strike slip*, originada por un complejo sistema de fallas de rumbo, que se observa como una depresión tectónica, con una tendencia de dirección NE-SO, desarrollada durante el Neógeno ubicada tanto en tierra (Onshore) como costa afuera (Offshore). El área de estudio (Tumbes onshore), está emplazada en continente en la región oriental de la cuenca Tumbes (Figura 1).

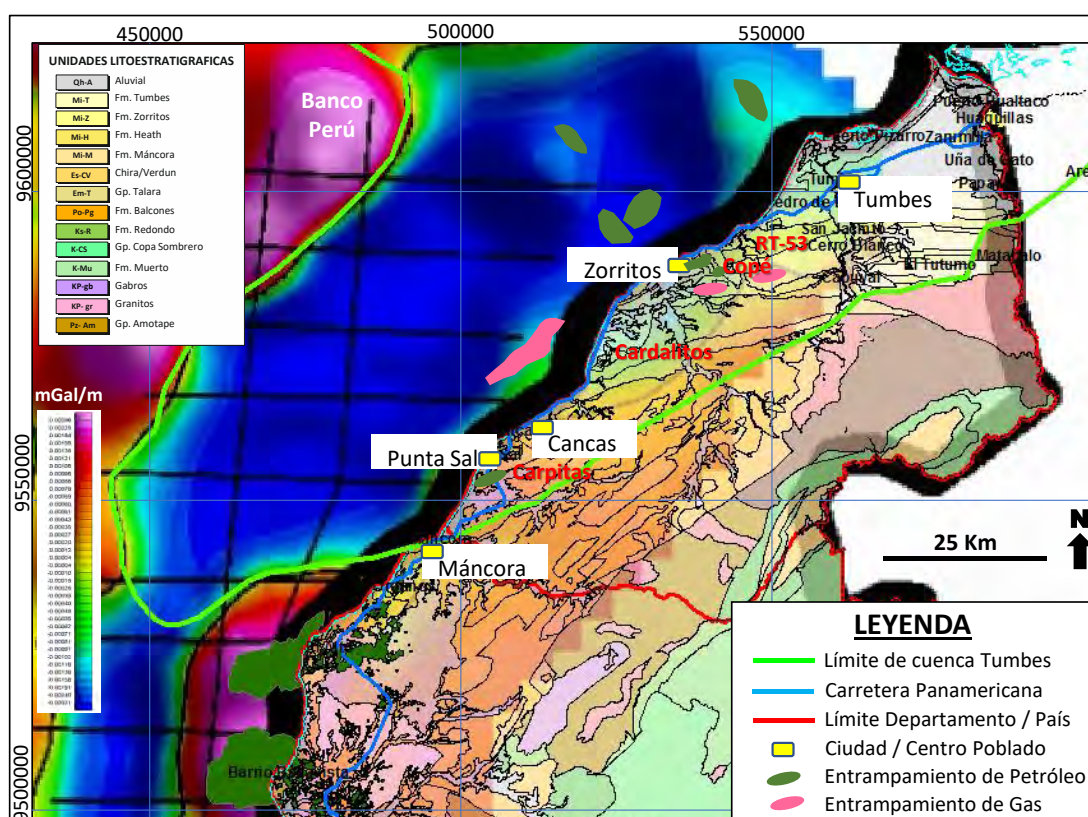


Figura 1: Mapa de ubicación de la cuenca Tumbes, en tierra se muestra el mapa geológico (tomado Ingemmet, 2014) y hacia el mar un mapa gravimétrico de anomalías de Bouger (tomado de Wintermoon 2010).

### 2.1.1 ANTECEDENTES INTERNACIONALES

Como antecedentes de estudios internacionales revisados durante la preparación del presente trabajo, se han revisado tres trabajos que se explican a continuación.

Yielding, G. (2002) publicó el trabajo: Shale Gouge Ratio - Calibration by Geohistory in Hydrocarbon Seal Quantification edited by A.G. Koestler and R. Hunsdale. NPF Special Publication 11, pp. 1–15, Published by Elsevier Science B.V., Amsterdam. Norwegian Petroleum Society (NPF). Donde elaboró un algoritmo de calibración del Shale Gauge Ratio (Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla), en un estudio realizado en la provincia de Brent de la cuenca del Mar del Norte para la evaluación de trampas que tienen sellado contra falla.

El objetivo del estudio fue analizar la predictibilidad del sello contra falla de trampas de hidrocarburos en secuencias clásticas (arena / lutita). Es así que, se ocupa de analizar la relación *Shale Gauge Ratio (SGR)* de los datos experimentales, con datos de núcleos y de afloramientos. También evalúa sobre cuál sería el valor umbral de SGR se requiere para establecer un sello 'estático', capaz de mantener la integridad de la trampa a través del tiempo geológico, entre otros.

La metodología utilizada fue no experimental y de investigación aplicada. El autor indica que, es de primordial importancia analizar el patrón de yuxtaposición de las unidades en la falla. En muchas trampas, el sello de yuxtaposición de lutita contra arena es un componente principal de la geometría de la trampa. Sin embargo, las áreas de yuxtaposición de litologías de arena contra arena también pueden contribuir a la formación de la trampa debido a la presencia de rocas de falla, con contenido de material fino presente en la columna estratigráfica desplazada, que impiden el flujo de fluidos. La generación de rocas de falla está íntimamente ligada al deslizamiento de diferentes litologías entre sí.

El autor también establece que la suposición básica del algoritmo SGR es que la composición del gauge de la falla se rige por la composición general de las rocas de la pared que se han deslizado más allá de ese punto de la falla. La falla a través de areniscas limpias genera cataclasitas, mientras que el arrastre de capas de arcillas o

lutitas a lo largo de la falla genera manchas de arcilla. El análisis del afloramiento y las observaciones experimentales sugieren que el algoritmo efectivamente hace una buena estimación de la composición de la zona de falla.

Como resultados del estudio, el autor indica que el análisis del SGR es un método robusto para predecir la distribución general de los tipos de rocas falladas en el plano de una falla mapeada en secuencias clásticas mixtas. Así, un valor de SGR entre el 15 y el 20 % representa un valor umbral entre las fallas de sellado (valores mayores a ese rango) y las de no sellado (valores menores a dicho rango).

Dicho concepto es muy importante para la cuenca Tumbes onshore y en general para el Noroeste peruano, puesto que allí se encuentran tipos de trampa que en la mayoría de casos tienen cierre contra falla en secuencias clásticas.

Por otra parte, Tamunoibeles, J., Esenenjor, P. & Igweajah, J. (2019), publicaron el trabajo titulado: Exploration Potential and Risk Analysis of the Charlie Field Onshore Niger Delta. *International Journal of Scientific Research and Engineering Development* – Volume 2 Issue 6, Nov-Dec 2019.

Dicha investigación se llevó a cabo para analizar el riesgo geológico asociado e involucrado en la exploración de los yacimientos de hidrocarburos dentro del campo Charlie, en la costa del delta del Níger.

La metodología utilizada fue no experimental y de investigación aplicada. Los autores adoptaron el siguiente flujo de trabajo. adquisición de datos en formato digital (registros de pozo y sísmica 3D); carga de datos en software comercial; control de calidad de datos; acondicionamiento de registros eléctricos, construcción del marco estratigráfico, determinación de propiedades petrofísicas de reservorios; análisis de reflectividad de datos sísmicos y determinación de polaridad; modelado de sismogramas sintéticos, amarre de pozos y generación de relaciones de profundidad de tiempo; interpretación estructural y estratigráfica. Interpolación y generación de mapas de estructuras en tiempo, análisis de atributos sísmicos; modelado de velocidad y conversión de profundidad de mapas estructurales. Evaluación de prospectos y leads

prospectivos, análisis de riesgo; determinación volumétrica, evaluación económica de los prospectos; recomendaciones.

De acuerdo a los autores, los resultados muestran que dos reservorio (A y J) fueron seleccionados para una mayor investigación, ello en función a su calidad / espesor de arena y la presencia de hidrocarburos. La caracterización petrofísica mostró porosidad efectiva promedio, permeabilidad y saturación de agua de 29%, 2218.38 mD y 27% en el Reservorio A; y 26%, 2286.33 mD y 31% en el Reservorio J. Esto indica que dichos reservorios tienen excelente calidad como tales.

Los volúmenes de hidrocarburos fueron estimados para los casos P10, P50 y P90 (escenarios conservador, caso base y mejor escenario). Para el caso base P50, el Prospecto 1 en el Reservorio J da un volumen de petróleo in situ de 1023 MMBO y el Prospecto 2 da un volumen de 106 MMBO petróleo in situ. Para el Reservorio A, el Prospecto 1 da un valor de 625 MMBO de petróleo in situ, además de 175 MMBO 176 MMBO para los prospectos 2 y 3 respectivamente. La evaluación económica utilizando un factor de riesgo geológico del 20 %, un costo de producción en tierra de 31.6 USD/Barril, un factor de recuperación del 35 % para los yacimientos del delta del Níger y el precio del petróleo en 63 USD/Barril mostró que todos los prospectos son económicamente rentables.

Finalmente, se revisó el trabajo de Scazziota F. (2011), quien publicó el trabajo titulado: Geología, estructura y análisis del potencial exploratorio en el bloque Lago Pellegrini, cuenca Neuquina, Río Negro. VIII. Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos de Mar del Plata -Argentina.

El objetivo de dicho trabajo fue estudiar la estructura del bloque Lago Pellegrini y su evolución tectónica mediante la interpretación sísmica 3D e información de pozos; también analizar los sistemas petroleros activos en yacimientos vecinos, con el fin de evaluar el potencial exploratorio de dicho bloque.

La metodología usada fue no experimental y de investigación aplicada. Realizaron la interpretación sísmica estratigráfica/estructural para obtener los mapas estructurales e

isócronos del área, analizando también los atributos sísmicos de amplitud, fase, frecuencia y semblanza que permitan contribuir con la interpretación estructural por la buena definición del fallamiento presente en los niveles interpretados, así como analizar los volúmenes de frecuencia (técnica de descomposición espectral) para identificar anomalías de amplitud o corroborar aquellas obtenidas previamente mediante la extracción del atributo sobre la superficie interpretada o extracción de amplitud rms por ventanas de tiempo.

Por otra parte, sólo describe comparativamente, la presencia en el área, de un sistema petrolero activo cuya roca madre se atribuye a las pelitas marinas basales de la Formación Los Molles (Jurásico inferior) con reservorios en el Grupo Cuyo Inferior a Medio (Jurásico Medio/Inferior); con otro sistema petrolero descrito para el yacimiento vecino Loma Negra que corresponde a una roca madre lacustre (pelitas del Precuyano Inferior - Triásico medio/superior) con reservorios en niveles clásticos asignados al Precuyano Superior (Triásico superior) y formación Lajas Inferior (jurásico Superior).

Como resultado de dicha evaluación, el autor indica que la interpretación detallada de la sísmica 3D y la obtención de mapas de espesores permitieron una mejor comprensión de la estructura y de la evolución tectónica del área.

Realizó extracción y análisis de atributos sísmicos (amplitud, frecuencia, semblanza) que permitieron la definición de prospectos exploratorios e identificación de plays para los distintos intervalos de interés como el Grupo Mendoza Inferior (Jurásico Superior/Cretácico Inferior), Grupo Cuyo (Jurásico Medio/Superior) y ciclo Precuyano Superior (Triásico Superior). Identificó dos áreas que concentran el mayor potencial exploratorio, ubicadas en el extremo noreste y en el sector sudoeste del bloque. La primera, al Noreste, presentando los objetivos menos profundos (hasta 4.200 m), con diferentes tipos de trampas en la vía de migración del hidrocarburo cuyano. La segunda, más profunda (hasta 5.300 m), se ubica al Sudoeste en el ámbito del depocentro, probablemente en proximidad de la roca generadora marina (formación Los Molles) y con la presencia de cuerpos sedimentarios de importantes dimensiones que constituyen potenciales reservorios en el Grupo Cuyo Inferior. Pero no llegó a hacer cálculos o estimaciones volumétricas de las trampas prospectivas identificadas.

## 2.1.2 ANTECEDENTES NACIONALES

Así mismo, como antecedentes de estudios previos realizados en el noroeste peruano y la cuenca Tumbes, que incluyen la evaluación de su potencial prospectivo en general y/o la evaluación de prospectos, se han revisado tres trabajos que explican a continuación.

Con el objetivo de realizar la evaluación del sistema petrolero y el potencial exploratorio de la cuenca Tumbes/Progreso; Higley, D. (2004), publicó el trabajo titulado: *The Progreso Basin Province of Northwestern Peru and Southwestern Ecuador: Neogene and Cretaceous-Paleogene, Total Petroleum System. Report of the World Energy Project for the US Geological Survey.*

La metodología utilizada fue no experimental y de investigación aplicada. Donde después de una revisión de toda la información disponible a esa fecha, evaluó como una provincia geológica a la Cuenca Progreso (Ecuador)-Tumbes (Perú) desde el punto de vista estructural y de su historia exploratoria. El principal foco del estudio se centra en el capítulo denominado ocurrencias de petróleo donde evalúa los elementos y procesos del sistema de petróleo, así como la evaluación de la producción acumulada y los recursos aun no descubiertos en la cuenca.

Como resultados de dicho estudio, basado en los datos de yacimientos descubiertos y su producción acumulada a dicha fecha, realizó un estimado de *undiscovered oil, gas and gas liquid resources* (hidrocarburos aun no descubiertos de petróleo, gas y líquidos de gas natural) para toda la cuenca Tumbes/Progreso, cuyo valor promedio asciende a 237 millones de barriles de petróleo (MMBP), 695 billones de pies cúbicos de gas (BCFG) y 32 Millones de barriles de líquidos de gas natural (MMBLGN). Si bien es cierto dichos datos fueron estimados para toda la extensión de la cuenca, consideró principalmente el área offshore (mar adentro) tanto de parte peruana como la ecuatoriana.

Perupetro S. A. (2005), publicó el informe titulado: *Tumbes and Talara Basins Hydrocarbon Evaluation. By Basin Evaluations Group. Exploration Department.*



El objetivo principal de dicho informe fue iniciar el reconocimiento del potencial de reservas de hidrocarburos no descubiertas en las cuencas de Talara y Tumbes. Así mismo, los autores indican que el énfasis de dicho trabajo estuvo aplicado en la recopilación de datos sísmicos y de pozos, el control de calidad, la corrección de los datos y la presentación del marco estratigráfico y estructural de la cuenca, por lo que consideran un excelente punto de partida para continuar con evaluaciones más detalladas de la cuenca.

La metodología utilizada también fue no experimental y de investigación aplicada; usaron software comercial tanto interpretación sísmica, para correlación de pozos y construcción de mapas.

Como resultados del estudio, indican que el estilo estructural de la cuenca Tumbes, es en gran parte el resultado de una inclinación regional del noroeste asociada a la Falla principal del Banco Perú, que es el borde sur de la zona de Megashear Dolores-Guayaquil que dio lugar a estructuras tectónicas gravitacionales asociadas a fallas normales lítricas, que en muchos casos representan trampas prospectivas por hidrocarburos

Respecto a su potencial exploratorio, este reporte de Perupetro (2005) indica que, en toda la cuenca, se han observado en la sísmica de reflexión 2D y 3D, numerosas estructuras asociadas a la tectónica gravitacional y extensional que generó trampas prospectivas del tipo anticlinales asociados a roll-overs, algunos bloques fallados y rotados, y trampas estratigráficas asociadas a una discordancia mayor del Mioceno medio con reservorio principal de ambientes marino profundo y turbiditas de la formación Cardalitos. En el reporte de la cuenca, identifican 13 oportunidades exploratorias, entre prospectos, leads y áreas de interés para la cuenca Tumbes offshore, usando conceptos exploratorios mencionados líneas arriba, en base a lo cual afirman que la cuenca tiene excelente potencial, pero no publican algún estimado de recursos prospectivos.

Por otra parte, Leyva, J., & J. Daudt. (2003) publicaron el trabajo: Tectonic Influence in Trap Generation during The Early Eocene, Talara Forearc Basin, NW Perú: A Case

Study of the Mogollón Formation; VIII Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas; donde analizan la actividad tectónica evidenciada en los entrapamientos de hidrocarburos del área.

Este trabajo tuvo como objetivo la evaluación del potencial de desarrollo y exploración de los Lotes X y XVI, ubicados en la parte Norte de la cuenca Talara, contaron para ello con la integración de datos de pozos en secciones transversales regionales, con datos sísmicos y de producción que les permitió observar una compleja interacción de fallas, que dieron indicios de cómo evolucionó el mecanismo de entrapamiento durante diferentes períodos de actividad tectónica.

La metodología utilizada también fue no experimental y de investigación aplicada. Comprendió el uso de datos de pozos para construir un modelo estructural generalizado, que fue posteriormente correlacionado con la evaluación sísmica en algunas áreas. Sin embargo, debido a la baja calidad de la sísmica, en algunos lugares fue imposible correlacionar el marco estructural basado en pozos y el marco estructural basado en sísmica. También usaron datos de núcleos convencionales y geología de superficie para una primera fase de mapear las características o lineaciones estructurales más importantes.

Como resultados del estudio, los autores identificaron dos tipos diferentes de generación de trampas y situaciones potencialmente interesantes. La primera de ellas relacionada a áreas donde fallas lítricas regionales desencadenaron la generación de estructuras rotadas (roll over gravitacionales) en el bloque colgante, que presentan un incremento de la frecuencia de pequeñas fallas subordinadas ubicadas en la zona superior de dichos anticlinales de baja amplitud. Y el segundo grupo de trampas asociadas a cuerpos de rocas reservorios conglomerádicos del Eoceno Inferior que fueron fallados e inclinados por la actividad tectónica y que adicionalmente presentan fracturas naturales en la vecindad a las fallas principales.

## **2.2 BASES TEORICAS**

## **2.2.1 DEFINICIÓN DE TRAMPA**

Magoon y Dow (1994), definen una trampa como “cualquier arreglo geométrico de rocas, sin importar su origen, que permitan acumulaciones significativas de petróleo o gas o ambos en subsuelo” (p. 219). Dichos autores enfatizan que la identificación de la trampa es el primer paso en la evaluación de un prospecto y una parte importante en la determinación de un programa de exploración. También afirman que el éxito exploratorio futuro dependerá incrementalmente de la mejoría del conocimiento y la comprensión de cómo las trampas fueron formadas y una apreciación de numerosas variedades de tipos de trampas existentes.

Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000), indican que, “una trampa consiste en una disposición geométrica de rocas permeables (reservorio) y menos permeables (sello) que, cuando se combinan con las propiedades físicas y químicas de los fluidos del subsuelo, pueden permitir la acumulación de hidrocarburos” (p. 2-5). Así mismo dichos autores definen los elementos, los límites y el cierre de una trampa, entre otras cosas.

Una trampa puede o no contener petróleo o gas. Los yacimientos o campos, son trampas que contienen petróleo o gas.

### **2.2.1.1 Elementos de una Trampa.**

De acuerdo a Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000), cada acumulación de hidrocarburos en subsuelo está compuesta por tres elementos principales de entrapamiento que son, el reservorio de la trampa donde se almacenan y pueden fluir los hidrocarburos acumulados, el sello de la trampa, que es la barrera impermeable que interfiere con la migración de hidrocarburos desde el reservorio y los fluidos de la trampa (contrastes físicos y químicos, especialmente las diferencias en miscibilidad, solubilidad y densidad) entre los fluidos comunes del reservorio (principalmente agua, petróleo y gas) que permiten que los hidrocarburos migren, se segreguen y se concentren en el reservorio sellado.

### **2.2.1.2 Límites de una Trampa**

Los bordes de la trampa definen los límites de la trampa y generalmente consisten en: límites entre sólidos, como el contacto entre el reservorio y el sello y límites entre fluidos, como los contactos de petróleo-agua o gas-agua o gas-petróleo. La temperatura también puede controlar el límite de una trampa como se observa en las trampas de hidratos de gas. Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000).

### **2.2.1.3 Cierre de una Trampa**

De acuerdo a Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000), el cierre de la trampa es una medida de la capacidad de almacenamiento potencial o el tamaño de la trampa definida por los límites de la trampa. El cierre vertical es una medida del máximo potencial de la columna de hidrocarburos de la trampa. El cierre del área es una medida del área máxima de la acumulación potencial de hidrocarburos dentro de los límites de la trampa. El cierre volumétrico integra el cierre vertical y de área con espesor neto, la porosidad y la saturación de hidrocarburos para proporcionar el volumen de la acumulación potencial de hidrocarburos dentro de los límites de la trampa.

## **2.2.2 CLASIFICACIÓN DE TRAMPAS**

Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000), señalan que todos los esquemas de clasificación tienen una base a partir de la cual están organizados. Algunos son más organizados y sistemáticos que otros. La base utilizada para la clasificación depende del propósito de la clasificación. Las bases para determinado esquema son los elementos geológicos críticos para encontrar trampas similares.

Un esquema significativo de clasificación de trampas debe considerar las propiedades del reservorio, el sello y si es posible también el fluido y cómo estas propiedades se relacionan entre sí para formar el cierre. Dado que un cierre está definido por los límites de la trampa, un esquema de clasificación se basaría en la geometría, composición, y génesis de los límites de trampa.

El objetivo principal de un esquema de clasificación de trampas sería contribuir con los exploradores para encontrar más trampas de petróleo o gas. Un esquema de clasificación bien construido puede servir para otros propósitos, como proporcionar un medio por el cual las trampas se pueden organizar y catalogar de manera ordenada. Una vez organizados adecuadamente, los diversos tipos de trampas pueden analizarse y compararse entre sí para proporcionar información valiosa para la exploración y el desarrollo de otras con características similares. Además, un buen esquema de clasificación proporciona una terminología estandarizada que se puede utilizar para comunicar información a otros sobre las acumulaciones de petróleo y gas.

Vincelette R., Beaumont E, & Foster N. (2000) analizaron varios esquemas de clasificación y la usaron como base para proponer esquemas de clasificación de trampas. De particular interés fue el esquema de clasificación biológica utilizado para catalogar y describir plantas y animales. Primero propuesto por Aristóteles y luego ampliado y mejorado por Linneo, este sistema ha resistido la prueba del tiempo. Aunque se han propuesto esquemas competitivos y las modificaciones al esquema son la base de debates técnicos, el esquema ha proporcionado un método valioso para organizar y estudiar organismos.

De acuerdo a dichos autores, un esquema de clasificación análogo, coloca las trampas en cuatro niveles clasificados, de general a específico:

1. Sistema
2. Régimen
3. Clase.      a) Subclase.    b) Estilo (si es necesario)
4. Familia     a) Subfamilia. b) Variedad (si es necesario)

La mayoría de los niveles y subniveles (descritos anteriormente) son necesarios para describir adecuadamente, en el esquema de clasificación, todos los diferentes elementos que caracterizan una trampa. Cada nivel tiene su propia base única para la clasificación. Los **sistemas** de trampas se basan en los elementos geológicos de control que crearon las trampas, los **regímenes** de trampas se basan en los procesos geológicos que causaron las trampas en cada sistema, las **clases** de trampas se basan en la

geometría y la composición de las trampas dentro de los regímenes de trampas y las **familias** de trampas se basan en la génesis o el origen de las trampas dentro de las clases de trampa.

Vincelette R., Beaumont E. & Foster N. (2000) indican que la ocurrencia común de trampas combinadas, que involucran muchos tipos y variedades diferentes de elementos de entrampamiento, requiere un esquema que permita tales variaciones. En consecuencia, un esquema de clasificación como el que se usa para organizar una colección de estampillas o monedas podría ser más útil, especialmente uno en el que se puedan usar una variedad de métodos flexibles de organización.

Dichos autores citan como ejemplo, las estampillas se pueden organizar o clasificar de muchas maneras diferentes: estampillas de un país, estampillas de todos los países durante un período determinado, estampillas de diferentes países con temas o colores similares, etc. Dependiendo de las necesidades del coleccionista de estampillas, la capacidad de buscar a través de un esquema de clasificación de estampillas y elegir cualquier combinación deseable sería una herramienta de investigación poderosa. De manera similar, un esquema flexible de clasificación de trampas debería permitir diferentes métodos de clasificación y catalogación de trampas de hidrocarburos, dependiendo de las necesidades del investigador. La intención es que el esquema de clasificación propuesto permita tal flexibilidad.

### **2.2.3 PROSPECTO Y PLAY**

Los nombres de Play y Prospecto son utilizados por los exploradores para presentar un argumento geológico que justifique la perforación de potenciales trampas de hidrocarburos.

Magoon y Dow (1994), indican que el término “Prospecto fue usado inicialmente por los geólogos de exploración para describir un rasgo estructural o estratigráfico actual que puede ser mapeado y perforado. Una serie de prospectos relacionados es un Play” (p. 7). Ellos puntualizan que “un prospecto es una trampa potencial que debe ser evaluada para ver si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos. La presencia de roca reservorio, roca sello, volumen de la trampa, carga de hidrocarburos y

sincronismo están usualmente involucradas en su evaluación”, mientras que indican que un Play puede ser “uno o más prospectos” (p. 7).

Rose & Associates (2007), definen como Play a “una familia de campos o prospectos, relacionados geológicamente, típicamente cargados de una fuente de petróleo común” (Appendix A – p. 12).

Vincelette R., Beaumont E. & Foster N. (2000) indican que se entiende que un Play consiste de uno o más Prospectos geológicamente relacionados, y un Prospecto es una trampa potencial que debe evaluarse mediante perforación para determinar si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos. Una vez que se completa la perforación, se elimina el término "Prospecto"; el sitio se convierte en un pozo seco o en un yacimiento (o campo) descubierto y cuando entre en producción comercial pasará a ser un yacimiento (o campo) productor.

#### **2.2.4 SISTEMA DE PETRÓLEO**

Magoon & Beaumont (2000) definen a un Sistema de Petróleo como “un concepto unificador que abarca todos los elementos y procesos dispares de la geología del petróleo. La aplicación práctica de un Sistema de Petróleo puede ser utilizada en exploración, evaluación de recursos y en investigación. ” (p. 3-5).

También indican que “un sistema de petróleo abarca una cocina de roca madre activa y todas las acumulaciones de petróleo y gas genéticamente relacionados a ella. Incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que exista una acumulación de petróleo y gas” (p. 3-5).

Magoon y Dow (1994) definen que “los elementos esenciales de un sistema petrolero incluyen a la roca madre, la roca reservorio, la roca sello y las rocas de sobrecarga, y que los procesos son la formación de la Trampa y la posterior Generación-Migración-Acumulación de hidrocarburos. Los elementos esenciales deben estar emplazados en tiempo y espacio de tal manera que los procesos requeridos para formar una acumulación de hidrocarburos puedan ocurrir” (p. 3).

Existe un sistema de petróleo donde se sabe que ocurren todos estos elementos y procesos, o se cree que tienen una probabilidad razonable de ocurrir.

### 2.2.5 INTERPRETACIÓN SÍSMICA

Liner C. & McGilvery T. (2019) indican que “la aplicación de la técnica sísmica a la exploración de petróleo ha evolucionado mucho más allá de su énfasis original en la formación de imágenes de la estructura del subsuelo. Los conjuntos de datos regionales son clave para comprender el estilo estructural a escala de la cuenca y la ciclicidad del llenado de la cuenca. La interpretación sísmica respalda la evaluación de todos los elementos de los sistemas petroleros convencionales” (p. 57).

Chelotti et al (2020) indican que “debe tenerse siempre presente que los horizontes reflectores representan contrastes de impedancia acústica, tanto mayores cuanto mayor sea la diferencia del producto entre la densidad y la velocidad de cada medio respecto al que se encuentra al otro lado de la interfaz, y en tal caso mayor será la amplitud resultante. Los cambios litológicos de toda índole casi siempre promueven contrastes en las impedancias” (p. 3).

La interpretación sísmica consiste en contar la historia geológica contenida en los datos sísmicos, a través de la correlación de las características que vemos en los datos sísmicos con elementos geológicos tal como los conocemos.

Para realizar la interpretación sísmica Chelotti et al (2020) sugiere que “lo más conveniente es partir del punto con mejores datos de correlación sísmico-geológica, por ejemplo, un pozo con VSP o prueba de velocidad convencional y/o sismograma sintético. Ahí elegir dos o tres reflectores continuos con importante significación geológica y/o prospectiva e iniciar el picado o rayado de los reflectores” (p. 9)

Las estrategias de interpretación tienen algunas variaciones. En áreas nuevas, sin pozos, usualmente se asignan las interfaces reflectivas a ciertos topes formacionales o secuenciales conocidos en afloramientos o regionalmente; sin embargo, Chelotti et al (2020) indica que “resulta fundamental contar con datos de acústica o sísmica de pozo, para posicionarse con certidumbre al menos en esa unidimensionalidad del pozo, para



después extenderse con alguna confianza en el espacio bi o tridimensional que provee la sísmica disponible” (p. 3).

#### **2.2.5.1 Interpretación estructural**

Para la interpretación estructural se identifican las fallas, los pliegues, las tendencias y buzamientos como características estructurales, además de la subsidencia y/o levantamientos eventualmente presentes en el área de estudio.

Chelotti et al (2020), indican que “si en el área ya se han perforado pozos, puede hacerse un primer abordaje tendiente a definir el modelo estructural. La identificación de tramos estratigráficos faltantes o repetidos permite localizar fallas directas o inversas, respectivamente. Así se podrán delimitar los bloques a estudiar luego con detalle. Es importante determinar si hubo control tectónico en los procesos sedimentarios, es decir si fueron coetáneos y consecuentemente la ubicación de los reservorios está condicionada por la estructura” (p 8).

Durante el avance inicial se van interpretando las fallas mayores en una primera etapa y posteriormente se le da el mayor detalle posible. Posteriormente se realiza el mapeo estructural completo.

#### **2.2.5.2 Interpretación Estratigráfica**

Para la interpretación estratigráfica se identifican las discordancias, límites de secuencias, elementos arquitecturales indicadores de ambientes, facies, o inclusive litología asociada a cierto tipo de patrón sísmico.

Rauch-Davies, M. (2005) indica que “en un perfil sísmico vertical, una pequeña anomalía de amplitud puede indicar una característica estratigráfica. Es muy difícil de detectar en este tipo de pantalla. Una visualización horizontal revela la extensión espacial de una anomalía estratigráfica” (p. 59-D2).

Para una buena identificación de reflectores, Liner C. (2000) refiere que “ya sea utilizando VSP, sismograma sintético o superposición de registros, el paso

final es comparar dicho elemento con las trazas sísmicas en la vecindad del pozo y encontrar un ajuste” (p. 12-18).

Lo más usual es, partir del punto con mejores datos de correlación sísmico-geológica, por ejemplo, un pozo con una prueba de velocidad sísmica y con un sismograma sintético preparado, allí elegir varios reflectores continuos con importante significación geológica y/o prospectiva, y desde allí llevar la interpretación en dirección a algún otro pozo con datos entre sísmica y geología, si lo hubiera, y hacia el resto del área de estudio.

Por otra parte, la sísmica también puede ser analizada o interpretada desde un punto de vista más cuantitativo que involucre el análisis de los Atributos Sísmicos que ayudan a reconocer y caracterizar las entidades estratigráficas a través de las respuestas sísmicas de sus propiedades sísmicas intrínsecas.

Schlumberger (2022) define que un atributo es “ Una propiedad cuantificable de los datos sísmicos, tal como la amplitud, el buzamiento, la frecuencia, la fase y la polaridad. Los atributos pueden ser medidos en un instante de tiempo o a lo largo de una ventana de tiempo, y pueden medirse en una sola traza, en un conjunto de trazas o en una superficie interpretada de los datos sísmicos”  
<https://glossary.slb.com/en/terms/a/attribute>.

Sin embargo, para el presente estudio y por tratarse entre otras cosas, de sísmica de diferentes campañas, calidades y parámetros tanto de adquisición como de procesamiento, sólo se ha priorizado la interpretación estratigráfica y estructural sin profundizar en los análisis de los atributos sísmicos.

## **2.2.6 REGISTRO ELECTRICO**

Schlumberger (2022) lo define como “un registro obtenido utilizando un cable eléctrico. En este sentido, el término se refiere a cualquier registro adquirido con cable, independientemente de que mida una magnitud eléctrica o no. El término se remonta a los primeros días de la técnica de adquisición de registros, en los que los únicos registros eran el registro de potencial espontáneo y el registro de resistividad,

obtenidos con los dispositivos de electrodos convencionales”.  
[https://glossary.slb.com/es/terms/e/electrical\\_log](https://glossary.slb.com/es/terms/e/electrical_log).

Los registros eléctricos son técnicas geofísicas in situ, que se realizan en las operaciones petroleras para obtener una mayor información de los parámetros físicos y geológicos de las formaciones atravesadas por el pozo, tales como: resistividad de las rocas, litología y porosidad de las mismas, cantidad de petróleo móvil, saturación de agua en formación, etc.

### **2.2.7 POTENCIAL**

Según la Real Academia Española, una de las acepciones del término Potencial se refiere a “Que puede suceder o existir, en contraposición de lo que existe”, esta es justamente la acepción de dicho término que se aplica en el presente trabajo de investigación.

### **2.2.8 EXPLORATORIO**

Según Schlumberger (2022), la palabra exploratorio se refiere a “la fase inicial de las operaciones petroleras, que incluye la generación de un área prospectiva o de una extensión productiva, o ambas, y la perforación de un pozo de exploración. Las fases de evaluación, desarrollo y producción se implementan luego del éxito de la fase de exploración”. <https://glossary.slb.com/es/terms/e/exploratory>.

### **2.2.9 HIDROCARBURO**

Según Schlumberger (2022), el término Hidrocarburo se refiere a “un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano [CH<sub>4</sub>], pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos. Las moléculas pueden tener forma de cadenas, cadenas ramificadas, anillos u otras estructuras. El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos. Los hidrocarburos

más comunes son el gas natural, el petróleo y el carbón”.  
<https://glossary.slb.com/es/terms/h/hydrocarbon>.

### **2.2.10 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO**

Rose & Associates (2007) indica que son “aquellas cantidades totales de petróleo que se estima existen originalmente en acumulaciones naturales. El POES se puede subdividir en petróleo descubierto inicialmente en el lugar y petróleo no descubierto inicialmente en el lugar. Se reconoce que todas las cantidades de POES pueden constituir recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la proporción que puede recuperarse puede estar sujeta a una incertidumbre significativa y cambiará con variaciones en las circunstancias comerciales y desarrollos tecnológicos.” (Appendix G p. 43).

### **2.2.11 RECURSOS PROSPECTIVOS**

Rose & Associates (2007) lo define como “aquellas cantidades de hidrocarburos que se estiman, en una fecha determinada, como potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas” (Appendix G p. 44).

De las definiciones anteriores resumiremos que, para la presente investigación, el Potencial Exploratorio de Hidrocarburos se refiere a ciertas características especiales, de la geología de exploración por hidrocarburos, dadas de tal manera que el resultado de su evaluación integral y estimación de volúmenes, es susceptible y probable de tener existencia.

## **2.3 MARCO CONCEPTUAL**

**Datos Sísmicos de Pozo:** Datos sísmicos medidos con receptores, fuentes o ambos dispositivos en un pozo, tales como los levantamientos de tiros de pruebas de velocidad, los perfiles sísmicos verticales (VSPs), los datos sísmicos entre pozos o la generación de imágenes de un solo pozo. Mediante la medición directa de la velocidad acústica de cada formación encontrada en un pozo, los registros de pozos y los datos

sísmicos de pozos pueden correlacionarse con más facilidad con los datos sísmicos de superficie. [https://glossary.slb.com/es/terms/b/borehole\\_seismic\\_data](https://glossary.slb.com/es/terms/b/borehole_seismic_data).

**Fault Gauge:** Sustancia arcillosa de grano fino conocida como gubia de falla; cuando la roca triturada es de grano relativamente grueso, se denomina brecha de falla. Ocasionalmente, los lechos adyacentes al plano de falla se pliegan o doblan para resistir el deslizamiento debido a la fricción. <https://www.britannica.com/science/fault-gouge>.

**Roca Madre:** Unidad de roca que contiene suficiente cantidad de materia orgánica con apropiada composición química para generar y expulsar, biogénicamente o termogénicamente, petróleo o gas. Elemento esencial de un sistema de petróleo. Magoon y Dow (1994).

**Roca Reservorio:** Un volumen de roca en subsuelo, que tiene suficiente porosidad y permeabilidad para permitir la migración y acumulación de petróleo o gas en condiciones de trampa adecuadas. Elemento esencial de un sistema de petróleo. Magoon y Dow (1994).

**Roca Sello:** Una lutita u otra roca impermeable que actúa como barrera para el paso del petróleo o gas que migra en el subsuelo; se superpone a la roca reservorio para formar una trampa o conducto. Elemento esencial de un sistema de petróleo. Magoon y Dow (1994).

## **CAPITULO 3. HIPOTESIS Y VARIABLES**

### **3.1 HIPOTESIS GENERAL**

La cuenca Tumbes, en su porción de territorio ubicada en continente (Onshore), posee potencial exploratorio que puede analizarse mediante evaluación de trampas prospectivas que permitan determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes.

### **3.2 HIPOTESIS ESPECÍFICAS**

La cuenca Tumbes Onshore, posee características geológicas favorables para albergar arreglos geométricos de rocas en subsuelo que puedan ser definidas como trampas prospectivas por hidrocarburos.

En la cuenca Tumbes onshore están presentes los elementos esenciales y procesos de al menos un sistema de petróleo activo cuyas condiciones se presentan favorables para seguir explorando por trampas adicionales.

La evolución estructural de las trampas y el sincronismo de eventos del sistema petrolero presente, permiten inferir que ellas tuvieron carga de hidrocarburos y una probabilidad razonable de éxito para explorar por nuevas acumulaciones de hidrocarburos.

Existen trampas adicionales cuya evaluación técnica geológica permitirá realizar la estimación volumétrica de hidrocarburos asociados a ellas.

El potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore puede ser evaluado a través de su evaluación sísmica - geológica, el cálculo de volúmenes de hidrocarburos en sitio, así como de recursos prospectivos que permiten justificar actividades exploratorias adicionales orientadas a descubrir y producir dichos recursos.

### **3.3 IDENTIFICACION DE LAS VARIABLES**

Variable Independiente: Trampas Prospectivas.

Variable Dependiente: Potencial exploratorio de hidrocarburos.

### **3.4 OPERACIONALIZACION DE LAS VARIABLES**

A continuación, se detalla en una tabla, la operacionalización de las variables descritas.

Tabla 1: Operacionalización de las Variables.

Variable	Definición Conceptual	Definición Operacional	Dimensiones	Indicadores	Unidad de Medida	Escala
<b>Trampas Prospectivas</b>	Trampa es un arreglo geométrico de rocas, sin importar su origen, que permitan acumulaciones significativas de petróleo y/o en subsuelo.	Prospecto es un rasgo estructural o estratigráfico actual que puede ser mapeado y perforado.	Características estratigráficas	Correlación sísmica de Horizontes representativos (tope y base) de reservorios	Espesor de reservorio (m. o pies).	De Intervalo
			Características estructurales	Correlación de fallas, pliegues, bloques fallados. Mapas	Profundidad de reservorio (m. o pies).	De Profundidad
	Disposición geométrica de rocas permeables (reservorio) y menos permeables (sello) que, cuando se combinan con las propiedades físicas y químicas de los fluidos del subsuelo, permiten una acumulación de hidrocarburos	Prospecto es una trampa potencial que debe ser evaluada para ver si contiene cantidades comerciales de hidrocarburos.	Características de las Trampas	Límites y cierres actuales de las trampas	Cierre vertical (m. o pies) Cierre del área (m. o pies)	De Intervalo
<b>Potencial exploratorio de Hidrocarburos</b>	Potencial significa: Que puede suceder o existir, en contraposición de lo que existe	Presencia de elementos esenciales del sistema de Petróleo.	Elementos del Sistema Petróleo	Roca Madre, Roca Reservorio, Roca Sello.	Tipos de Rocas	Nominal
	Exploratorio es la fase inicial de las operaciones petroleras, que incluye la generación de un área prospectiva o de una extensión productiva, o ambas.	Evaluación de Procesos del sistema de Petróleo.	Características del sistema de petróleo del área.	Evolución estructural y Sincronismo de las Trampas	Preservación del cierre de la trampa después de la carga (m o pies)	De Intervalo
	Hidrocarburo es un compuesto orgánico natural, que comprende el hidrógeno y el carbono. Los hidrocarburos pueden ser tan simples como el metano, pero en muchos casos corresponden a moléculas altamente complejas y pueden presentarse como gases, líquidos o sólidos	Estimación de volúmenes de hidrocarburos en sitio y de Recursos Prospectivos.  Determinación del Potencial Exploratorio de Hidrocarburos Remanentes	Volumen de Petróleo y/o gas originalmente atrapado	Estimación de volúmenes de hidrocarburos originales en sitio	Millones de Barriles de petróleo o Billones de Pies Cúbicos de gas.	De Volumen
		Volumen de petróleo y/o gas, posible de ser recuperado o producido.	Estimación de Recursos Prospectivos	Millones de Barriles de petróleo o Billones de Pies Cúbicos de gas.	De Volumen	



### 3.5 MATRIZ DE CONSISTENCIA

TITULO	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES
Evaluación de Trampas Prospectivas para la Determinación del Potencial Exploratorio de Hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore	<b>PROBLEMA GENERAL</b> ¿En qué medida, con la evaluación de trampas prospectivas, se podrá determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes en la cuenca Tumbes Onshore?	<b>OBJETIVO GENERAL</b> Determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore mediante el estudio de trampas prospectivas identificables en la interpretación sísmica.	<b>HIPOTESIS GRAL:</b> La cuenca Tumbes, en su porción de territorio ubicada en continente (Onshore), posee potencial exploratorio que puede analizarse mediante evaluación de trampas prospectivas que permitan determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes.  <b>HIP. ESPECÍFICAS:</b> La cuenca Tumbes Onshore, posee características geológicas favorables para albergar arreglos geométricos de rocas en subsuelo que puedan ser definidas como de trampas prospectivas por HCs. En la cuenca Tumbes onshore están presentes los elementos esenciales y procesos de al menos un sistema de petróleo activo	<b>VARIABLE INDEPENDIENTE (x)</b> Trampas Prospectivas	Características estratigráficas	Correlación sísmica de Horizontes representativos (top y base) de reservorios
					Características estructurales	Correlación de fallas, pliegues, bloques fallados.  Mapas estructurales y de espesores
<b>PROBLEMAS ESPECÍFICOS:</b>		<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS:</b>			Características de las Trampas	Límites y cierres de las trampas
1. ¿De qué manera, con la evaluación sísmico - geológica se podrá determinar la ocurrencia de trampas prospectivas por hidrocarburos en la cuenca Tumbes onshore? 2. ¿Cómo la evaluación de otros elementos y procesos del sistema de petróleo podrá contribuir a determinar la prospectividad exploratoria por hidrocarburos? 3. ¿De qué manera, con el análisis de la configuración estructural de subsuelo y su evolución en el tiempo, contribuirá en la determinación de la prospectividad de las trampas presentes en la cuenca Tumbes onshore? 4. ¿En qué medida, con la evaluación de trampas prospectivas, se podrá calcular los volúmenes de hidrocarburos en sitio y de los recursos prospectivos alojados en dichas trampas? 5. ¿En qué medida, el cálculo de volúmenes de hidrocarburos de las trampas prospectivas permitirá determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes onshore?	1. Determinar la ocurrencia de trampas con posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos en la cuenca Tumbes Onshore a través de la interpretación sísmica – geológica. 2. Determinar si las condiciones de otros elementos y procesos del sistema de petróleo presentan condiciones favorables respecto de la prospectividad de las trampas. 3. Preparar una evolución estructural del área y de las trampas prospectivas para evaluar la presencia de sincronismo favorable para que las trampas contengan carga de hidrocarburos y por consiguiente tengan prospectividad. 4. Calcular los volúmenes de hidrocarburos en sitio y de recursos prospectivos de las trampas identificadas y mapeadas. 5. Determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore.	cuyas condiciones se presentan favorables para seguir explorando por trampas adicionales. La evolución estructural de las trampas y el sincronismo de eventos del sistema petrolero presente, permiten inferir que ellas tuvieron carga de hidrocarburos y una probabilidad razonable de éxito para explorar por nuevas acumulaciones de hidrocarburos. Existen trampas adicionales cuya evaluación técnica geológica permitirá realizar la estimación volumétrica de hidrocarburos asociados a ellas. El potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore puede ser evaluado a través de su evaluación geológica, el cálculo de volúmenes de hidrocarburos en sitio, así como de recursos prospectivos que permiten justificar actividades exploratorias adicionales orientadas a descubrir y producir dichos recursos.	<b>VARIABLE DEPENDIENTE (y):</b> Potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes.	Presencia de Elementos del Sistema Petróleo	Roca Madre, Roca Reservorio, Roca Sello	
				Características del sistema de petróleo del área.	Evolución estructural del área y Sincronismo de las Trampas.	
				Volumen de Petróleo y/o gas originalmente entrampado	Estimación volumétrica de hidrocarburos originales en sitio	
				Volumen de petróleo y/o gas, posible de ser recuperado o producido.	Volúmenes de Recursos Prospectivos y Determinación del Potencial Exploratorio remanente.	

## **CAPITULO 4. METODOLOGÍA**

### **4.1. TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN**

Para la presente investigación se usó el **Método - Analítico Inductivo** donde se toma como punto de inicio lo desconocido y mediante el análisis de la información geológica / geofísica que conduce a la interpretación de subsuelo, la elaboración de mapas de contornos de subsuelo y la reconstrucción estructural se llega a identificar trampas prospectivas por hidrocarburos.

Ello implica que el método también es de **Investigación Aplicativa, No experimental, transeccional y de diseño causal**. Es subjetiva, en base a información previa, se genera una hipótesis con el fin de comprobar la existencia en subsuelo de trampas y la posterior estimación volumétrica de los recursos prospectivos asociados que resultarán en la determinación de un potencial prospectivo del área.

### **4.2. UNIDAD DE ANALISIS**

La investigación se centra en el subsuelo, de la porción de territorio ubicado en continente de la cuenca Tumbes, denominada para este estudio Cuenca Tumbes Onshore. La cual está localizada en la región Tumbes, en el noroeste del Perú y cuya extensión aproximada es de 2115 Km<sup>2</sup> (Figuras 1 y 2).

### **4.3. POBLACION DE ESTUDIO**

Para este fin se usaron datos de subsuelo de 5 campañas de sísmica de reflexión adquirida en el área de estudio, las cuales están compuestas por 79 líneas de sísmica

2D que suman aproximadamente 1031 km lineales y un registro sísmico 3D que cubre 370 Km<sup>2</sup> (Tabla 2).

Tabla 2: Población de estudio referido a campañas de sísmica 2D y 3D registrada en la cuenca Tumbes Onshore y usada en el presente estudio.

	Operador	Cía. Contratista	Año	Nro de Líneas	Tipo de registro	Km lineales	Km2
1	Petroperú S.A.	Petty Ray	1971	17	2D	234	
2	GMP	Sojuzkarta	1992/94	25	2D	297	
3	BPZ	PGS	2007	20	2D	186	
4	BPZ	Geokinetics	2010	17	2D	314	
		<b>Total sísmica 2D</b>		<b>79</b>		<b>1031</b>	
5	BPZ	Geokinetics	2011		3D		370
		<b>Total sísmica 3D</b>		<b>1 Cubo</b>			<b>370</b>

Dicha información se desglosa en: un volumen sísmico 3D adquirido por BPZ Energy el año 2011 y cuatro campañas de adquisición de sísmica 2D (Tabla 2, Figura 2), uno correspondiente a Petroperú del año 1971 al norte del área con 17 líneas que suman aproximadamente 234 Km, otra campaña adquirida por GMP entre los años 1992 a 1994 en la zona central y zona sur del área, con 25 líneas que suman un total de 297 Km, una campaña en la zona norte, adquirida por la compañía BPZ el año 2007, donde se registraron 20 líneas sísmicas que suman un total de 189 Km lineales y otra última campaña, también de BPZ en la zona sur de la cuenca, donde se adquirió aproximadamente 314 km lineales de sísmica 2D.

Del mismo modo, se usará adicionalmente información de registros eléctricos de cuarenta pozos exploratorios perforados previamente en el área por distintos operadores (Figura 2). Se cuenta también con el registro de sísmica de pozo VSP adquirido en el pozo Piedra Candela -3X ubicado dentro del área con sísmica 3D. Además, se integró también datos de geoquímica orgánica tanto de muestras de afloramientos como de muestras de pozos perforados en la cuenca Tumbes.

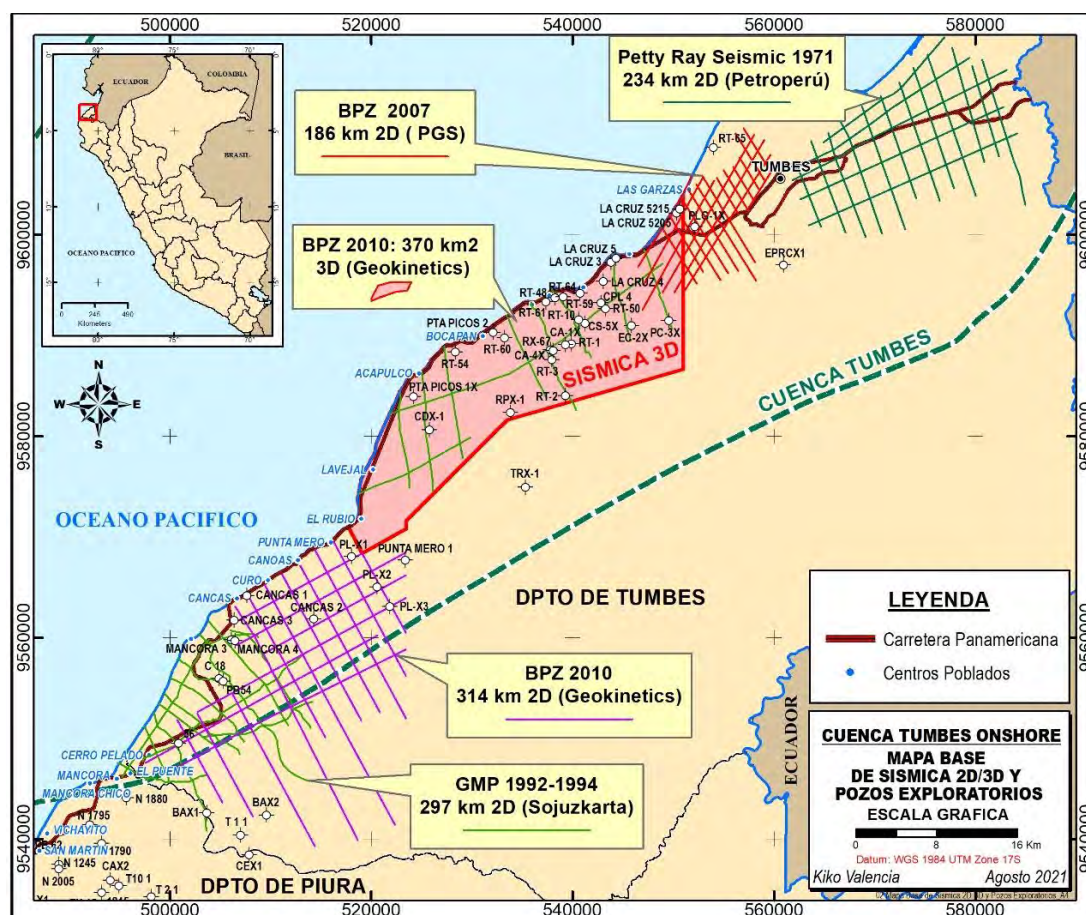


Figura 2: Mapa de ubicación de la sísmica 3D, sísmica 2D y pozos perforados en la cuenca Tumbes Onshore que conforman la población de estudio.

#### 4.4. TAMAÑO DE MUESTRA

El tamaño del muestreo corresponde a uno intencional o de conveniencia para este tipo de estudio. Siendo la extensión del área de la cuenca Tumbes Onshore de aproximadamente 2115 Km<sup>2</sup>; la cobertura de la sísmica 2D y 3D existente abarca aproximadamente el 65% de la superficie de dicha área (Figura 2) donde se encuentran también distribuidos los 40 pozos exploratorios; en este caso el tamaño de la muestra es igual a la población.

#### 4.5. SELECCIÓN DE MUESTRA

Por conveniencia, se ha elegido usar toda la información de sísmica 2D y 3D existente en el área, así como todos los datos de pozos del área, ello debido a que dicha cobertura involucra la mayor parte de la cuenca Tumbes Onshore.

#### **4.6. TECNICAS DE RECOLECCION DE DATOS**

La técnica utilizada fue la observación detallada y minuciosa de la información sísmica registrada en las cinco campañas de adquisición y procesamiento, así como los datos de los 40 pozos exploratorios perforados por las diferentes empresas operadoras.

Es así que, inicialmente se recibieron los archivos digitales de la sísmica en formato digital SEG Y y los archivos de registros eléctricos de los pozos en formato digital LAS. Por otra parte, también revisaron archivos digitales de los mapas geológicos del área (formatos SHP) y de imágenes de satélite (formatos TIFF), los mismos que también fueron e integrados para su interpretación subsecuente. Toda la recolección de datos fue realizada en etapa de gabinete usando estaciones de trabajo.

#### **4.7. ANALISIS E INTERPRETACION DE LA INFORMACION**

El análisis y la interpretación de la información se realizaron siguiendo un flujo de trabajo que al inicio involucró la actividad de carga y levantamiento de datos en estaciones de trabajo en el software Kingdom Suite 8.8. Se cargó toda la información de sísmica y de registros eléctricos de pozos, así como de mapas geológicos e imágenes de satélite. Posteriormente se realizó la interpretación de horizontes sísmicos representativos del tope y/o la base de las formaciones objetivo, que fueron calibradas usando un sismograma sintético de un pozo exploratorio; con ello se logró preparar los mapas estructurales regionales. Al inicio se trabajó en función del tiempo doble de viaje de la onda sísmica (en milisegundos) y posteriormente se hizo la conversión a profundidad en pies o metros.

Luego se identificaron áreas con prospectividad exploratoria, las cuales fueron mapeadas al detalle logrando definir e identificar trampas de hidrocarburos en los mapas estructurales detallados. Posteriormente se realizó la evolución estructural del área de estudio.

Se realizó también la evaluación de las características geoquímicas de la formación Heath, para evaluar su rol como Roca Madre del sistema de petróleo de la cuenca Tumbes.

Usando los datos de los mapas finales de cada trampa prospectiva, así como los parámetros de los reservorios objetivo, se realizó una estimación de los volúmenes de hidrocarburos en sitio y de recursos prospectivos de hidrocarburos involucrados en cada caso, para ello se usó el software Crystall Ball. Posteriormente se realizó el respectivo análisis de riesgo geológico para cada trampa prospectiva. Con dicha información se preparó un ranking de prospectos en base a lo cual se determinó el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de esta área, contribuyendo así con datos y evaluaciones actualizadas de la cuenca Tumbes onshore.

## **CAPITULO 5. RESULTADOS Y DISCUSION**

### **5.1 MARCO GEOLOGICO**

#### **5.1.1 GENERALIDADES**

La cuenca Tumbes es una cuenca Strike Slip que se observa como una depresión tectónica, con una tendencia de dirección SO-NE, desarrollada durante el Neógeno y ubicada tanto en tierra como costa afuera. Se prolonga hacia el norte en Ecuador como la cuenca de Progreso. Está limitada al Oeste por una cuña de complejos de subducción, hacia el Este se prolonga hacia un sistema de fallas lístricas que incluye las fallas Carpitas y Tronco Mocho y más al Este llega a las montañas de Amotape. El límite Noroeste de la cuenca incluye a la estructura llamada Banco Perú, el mismo que se describe como un montículo marino o tectónico alto de una notable expresión topográfica (aproximadamente 50 km<sup>2</sup> de superficie) en profundidades de agua inferiores a 100 m. y cuya composición y origen queda pendiente por establecer.

El área de estudio está ubicada en el Noroeste peruano, en la región Tumbes en tierra (Figura 1 y 2), siendo el flanco o borde Este de la cuenca, el mismo que está controlado por el Alto Zorritos - Piedra Redonda al Oeste y las Montaña de los cerros de Amotape al Este.

El estilo estructural de la cuenca Tumbes, es en gran parte el resultado de una inclinación regional del NO asociada a la Falla del Banco Perú, que es el borde sur de la zona de Megashear Dolores-Guayaquil. Esto ha dado lugar a estructuras tectónicas gravitacionales, que han generado pliegues con roll-over y estructuras de anticlinal y algunos bloques fallados y rotados. Estas estructuras están asociadas a fallas normales lístricas de dirección noreste.

### **5.1.2 UBICACIÓN Y EXTENSIÓN DE LA CUENCA TUMBES**

La cuenca Tumbes está localizada en el Noroeste del Perú, toda la cuenca mide aproximadamente 160 Km de largo y 60 Km de ancho, tiene un área aproximada de 14500 Km<sup>2</sup>. El área de estudio del presente trabajo (Tumbes Onshore) está ubicada en la región oriental de la cuenca Tumbes, tiene una extensión areal de aproximadamente 2115 Km<sup>2</sup>, la misma que se encuentra dentro de los límites de la región de Tumbes y geológicamente se encuentra controlada por el Alto Zorritos - Piedra Redonda al oeste y las Montañas de Amotape al este.

Es accesible por la carretera Panamericana Norte que va desde la ciudad de Lima y se desarrolla muy cerca al litoral peruano. Los centros poblados más importantes del área son Punta Sal, Zorritos y Tumbes.

### **5.1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA TUMBES**

Las rocas sedimentarias de la cuenca de Tumbes (Oligoceno a Plioceno) descansan en gran parte de la cuenca, sobre secuencias del Eoceno correspondientes a la extensión de la cuenca Talara y hacia los flancos por un “basamento” constituido por rocas del Paleozoico superior correspondientes al Grupo Amotape.

Los sedimentos de la cuenca de Tumbes corresponden a edades Oligocenas tardías, Miocenas y Pliocenas (Figura 3), donde se depositó una gruesa columna estratigráfica que aflora completamente y también han sido reconocidas por la perforación de pozos y los datos sísmicos amarrada con datos de pozos, tanto en tierra como costa afuera. Los sedimentos se depositaron por lo menos en seis secuencias estratigráficas que descansan en discordancia sobre rocas de edad Eocena o Paleozoica. El espesor de la columna Oligoceno a Plioceno varía entre 7100 m. en tierra hasta más de 8000 m. costa afuera, toda esta sección fue depositada en aproximadamente 30 millones de años.



La depositación de sedimentos comienza en el Oligoceno con la Formación Máncora seguida por la Formación Heath del Oligoceno tardío - Mioceno temprano. La Formación Máncora está compuesta principalmente por areniscas y algunas intercalaciones de lutitas, presenta una importante unidad basal llamada Miembro Plateritos que está compuesta por areniscas de cuarzo de grano grueso y conglomerados con matriz de arena friable de grano media a grueso, y lutitas de colores variados. Sobreyaciendo a la Fm. Máncora se depositó la Formación Heath compuesta por una secuencia de lutitas, ricas en materia orgánica, de color marrón oscuro a gris claro, niveles de limolitas y algunas calizas y margas en la parte superior; la Formación Heath recubre la Formación Máncora en contacto transicional. El espesor de ambas formaciones se engrosa considerablemente en tierra y se considera uno de los principales pares objetivos Reservorio-Sello en la cuenca de Tumbes.

La Formación Zorritos de edad Mioceno Superior constituye una secuencia sedimentaria que termina un período de rápida deposición gruesa con pequeños intervalos de tiempo. Esta formación se caracteriza por la deposición de areniscas y conglomerados de ambiente fluvial, deltaico y costero con lutitas de varios colores subordinados. Las areniscas de esta unidad tienen un buenas características de roca reservorio en la cuenca.

Hacia el tope de la Fm. Zorritos se observa rasgos erosión, lo que indicaría que estuvo expuesta durante un periodo de descenso del nivel del mar. Allí se depositaron valles incisos profundos y se distinguen los sedimentos de llenado del canal que corresponden a las lutitas de la Formación Cardalitos (Mioceno Superior). Estas lutitas se depositaron sobre una disconformidad erosiva muy distintiva, fácilmente distinguible en la cuenca por la proliferación de numerosos canales profundos. Sobreyaciendo a la Formación Cardalitos, sedimentos deltaicos y litorales de las formaciones Tumbes y Mal Pelo del Mioceno Tardío y Plioceno respectivamente, fueron depositados en discordancia. Cada una de estas formaciones muestra cierto grado de erosión o contacto discordante entre sí, constituyendo secuencias individuales. La Formación Tumbes se deposita en ambiente marino somero, donde se depositaron sedimentos clásticos de arenas finas y lutitas.

La Formación Mal Pelo se caracteriza por la deposición de una sección clástica potente. Esta secuencia muestra erosión local, sobre las áreas estructuralmente altas, de las formaciones subyacentes y muestra un desarrollo de deposición sintectónica sobre fallas del crecimiento.

ERATEMA	SISTEMA	EPOCA	FORMACION	ESPESOR (m)	LITOLOGIA	DESCRIPCION
C E N O Z O I C O	M I O C E N O	P L I O C / P L E I S T O C	LA CRUZ	?		Areniscas cuarzosas, rojizas amarillentas arcillosas. ? ?
			MAL PELO	2443		Areniscas gruesas conglomerádicas deleznales. DISCORDANCIA SUB PARALELA Conglomerados y Areniscas gruesas, parduzcos a rojizos, arcillosos, friables. DISCORDANCIA
		SUPERIOR	CARDALHOTOS	216		Lutita gris verdosa o marrón claro. DISCORDANCIA
			ZORRITOS	750		Areniscas gruesas, conglomerados, lutitas verde-rojizas.
		INFERIOR	HEATH	2149		Lutita marrón, con algunas intercalaciones delgadas de calizas. Lentes de areniscas y conglomerados bien seleccionados, limpios. Lutita marrón oscura, microcarbonosa. DISCORDANCIA PARALELA
SUPERIOR	MANCORA	964		Areniscas y conglomerados gris verdosos, rojizos, blanquesinos, arcillosos lulácecs, bentonítica, Estratificación cruzada. DISCORDANCIA ANGULAR		
	BASAMENTO METAMORFICO	?		Gneiss gris oscuro, textura cataclástica de cuarzo, feldespato y mica fuerte metamorfismo principalmente dinámico.		

Figura 3: Columna estratigráfica de la cuenca Tumbes, indicando en círculo amarillo las rocas reservorios y en bandera negra-roja las rocas madres de la cuenca.

#### 5.1.4 TECTÓNICA Y GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DEL AREA

El estilo estructural de la cuenca Tumbes es el resultado del basculamiento regional de dirección NO asociada a la Falla del Banco Perú, que es el borde sur del Megashear Dolores-Guayaquil de rumbo NE, donde ocurren estructuras tectónicas gravitacionales, que han generado estructuras tipo pliegues anticlinal con roll-over y

bloques fallados y rotados. Estas estructuras están asociadas a fallas normales lítricas de dirección.

Uno de los rasgos estructurales más importantes en la cuenca Tumbes onshore son las fallas mayores Zorritos y Tronco Mocho ambas de rumbo OSO (Figura 4), que generan el Mega bloque levantado Zorritos y el alineamiento estructural Caracol - Piedra Candela respectivamente, mientras que al sur de la falla Tronco Mocho se genera el mega bloque hundido llamado depocentro Cardalitos.

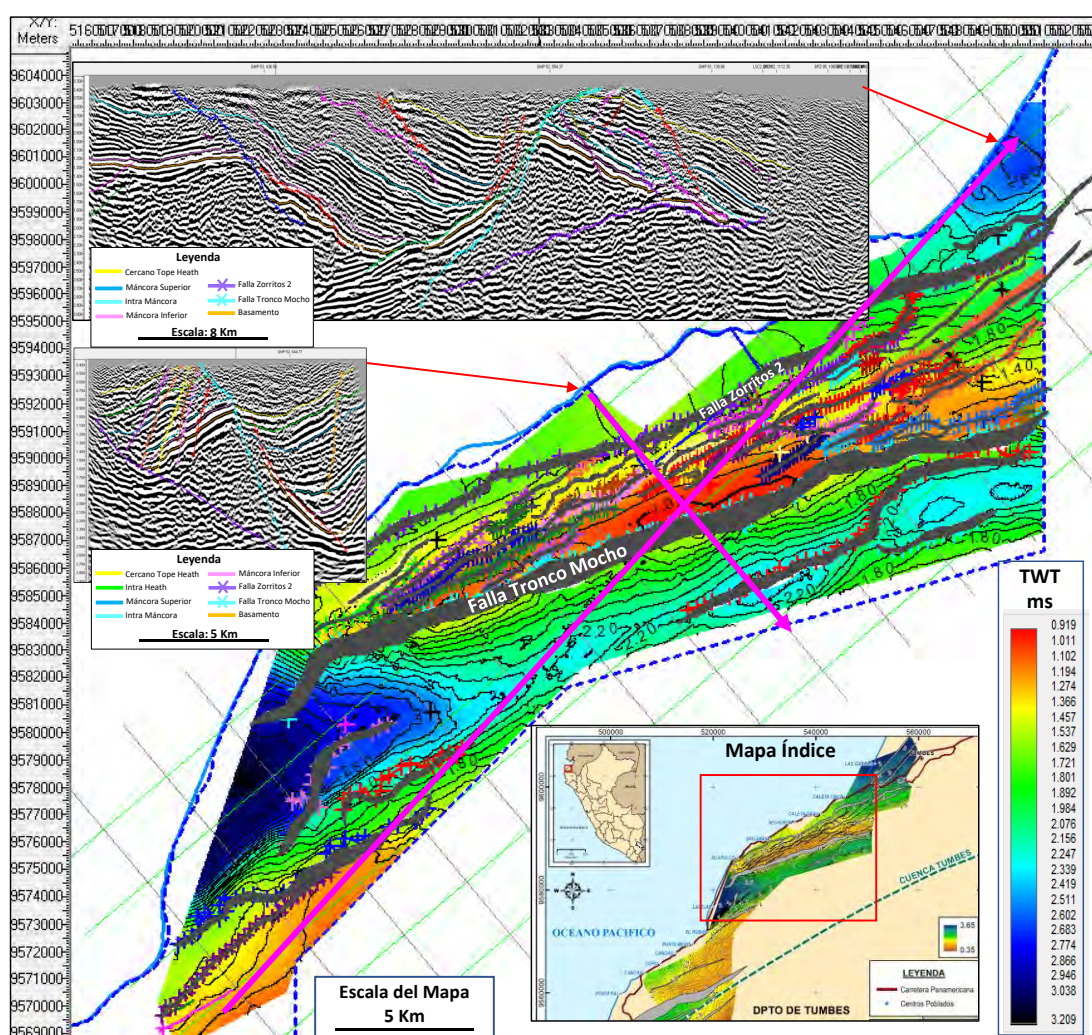


Figura 4: Mapa Estructural en tiempo del Basamento y líneas sísmicas 3D del área central de la cuenca Tumbes onshore. Se puede observar la configuración estructural de la zona central del área de estudio.

## 5.2 SISTEMA DE PETROLEO. DE LA CUENCA TUMBES

Para tener una mejor explicación de los hallazgos de hidrocarburos en la cuenca Tumbes, se interpreta que un sistema petrolero complejo, o más de uno, está presente involucrando las secuencias estratigráficas del Oligoceno y Mioceno.

Los análisis geoquímicos, las ocurrencias de hidrocarburos y el modelado de cuencas indican la presencia de cocinas activas en porciones profundas de la cuenca donde la roca madre alcanzó la madurez suficiente para generar y expulsar hidrocarburos. A continuación, se explican los elementos y procesos del sistema petrolero del área.

### 5.2.1 ELEMENTOS

**Roca Madre:** La Formación Heath del Oligoceno tardío - Mioceno temprano, es considerada como la Roca Madre potencial de la cuenca Tumbes. Está compuesta por lutitas de color marrón oscuro con buen contenido promedio de materia orgánica. Los niveles lutáceos de la Fm. Cardalitos (Mioceno Superior) y Mar Pelo (Plioceno) muestran algunos niveles con buena calidad de materia orgánica, pero se encuentran inmaduras en la mayor parte de la cuenca onshore.

Las muestras de afloramientos y de recortes de perforación de pozos exploratorios, de la Formación Heath son las rocas encontradas con mejores características geoquímicas de buena capacidad de potencial de generación de hidrocarburos (figuras 5 y 6). Dichas muestras tienen un valor de Contenido de materia Orgánica Total (TOC) promedio de aproximadamente 1%, con buenos picos de pirólisis de S<sub>2</sub>, con kerógenos presentes principalmente Tipo II y III, fueron depositados en condiciones marinas anóxicas con aporte terrígeno, ello basado en datos de pirólisis y cromatografía de extractos de hidrocarburos.

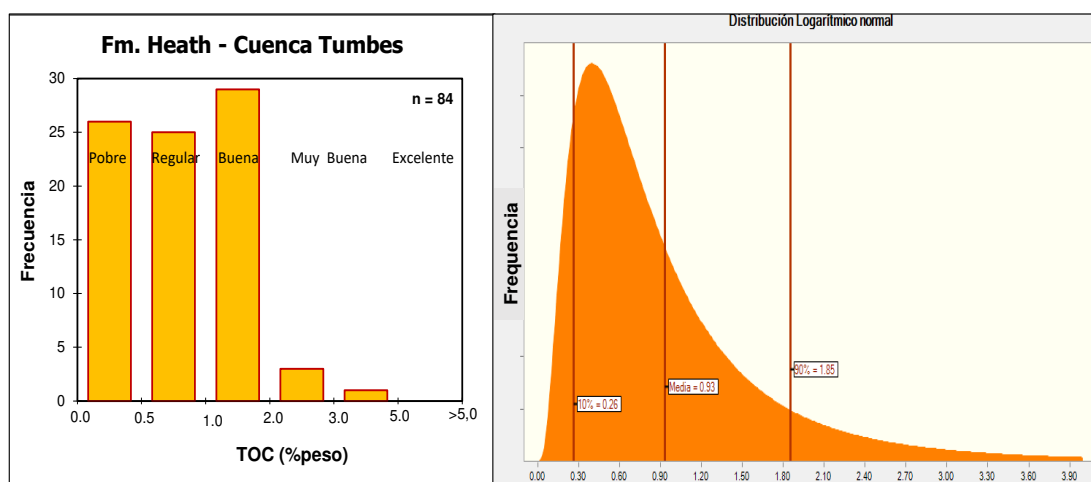


Figura 5: Gráfico de frecuencias y distribución probabilística tipo Lognormal de contenido de materia orgánica de la Fm. Heath en la cuenca Tumbes y su clasificación de roca madre indicando como valor estadístico promedio 0.93% de TOC.

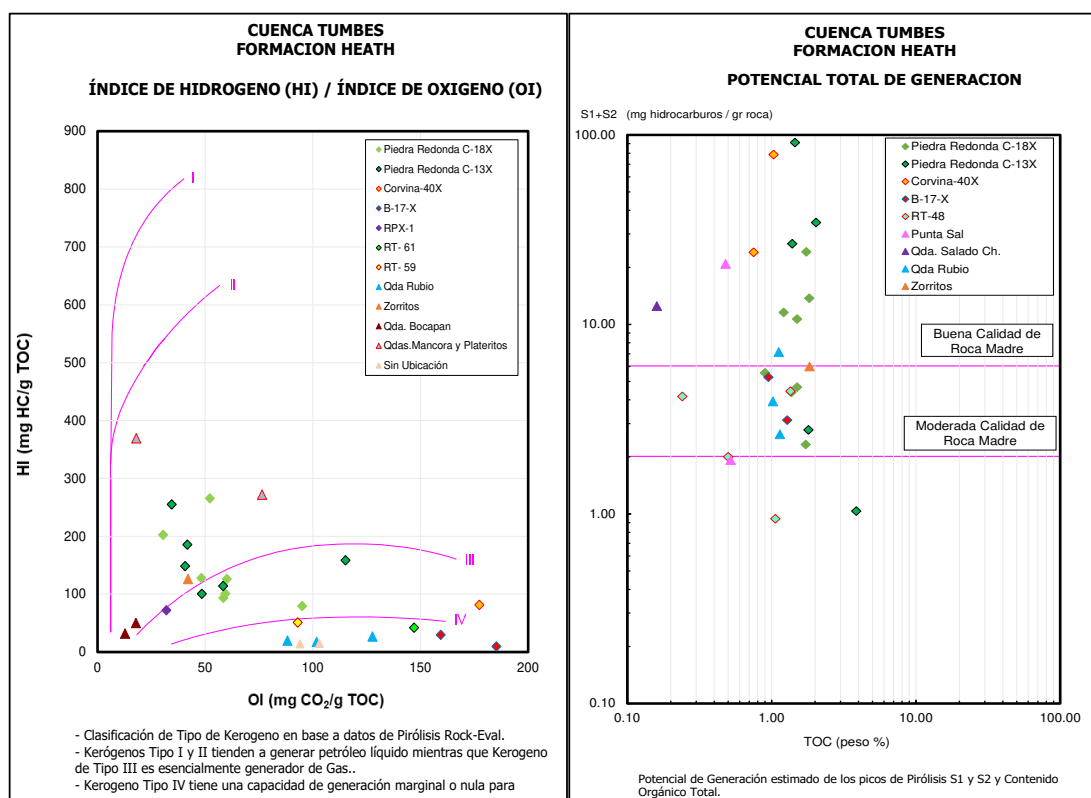


Figura 6: Diagrama de Van Krevelen modificado (a la derecha) donde se muestra predominancia de tipo de Kerógeno II y III y gráfico de Potencial Total de Generación (a la izquierda) donde indica que la Fm. Heath de la cuenca Tumbes tiene moderada a buena calidad y potencial total de generación de roca madre.

La madurez térmica fue analizada tomando los valores de Temperatura Máxima (Tmax) de la Pirolysis y el índice de producción; así se obtuvo el gráfico de Tmax vs. Índice de producción ( $S1/S1+S2$  de la Pirolysis) (Figura 7), el cual sugiere en general que la mayoría de muestras de la Formación Heath, en las zonas muestreadas, se



encuentran termalmente inmaduras respecto de la ventana de Petróleo, excepto por algunas muestras de pozos en offshore.

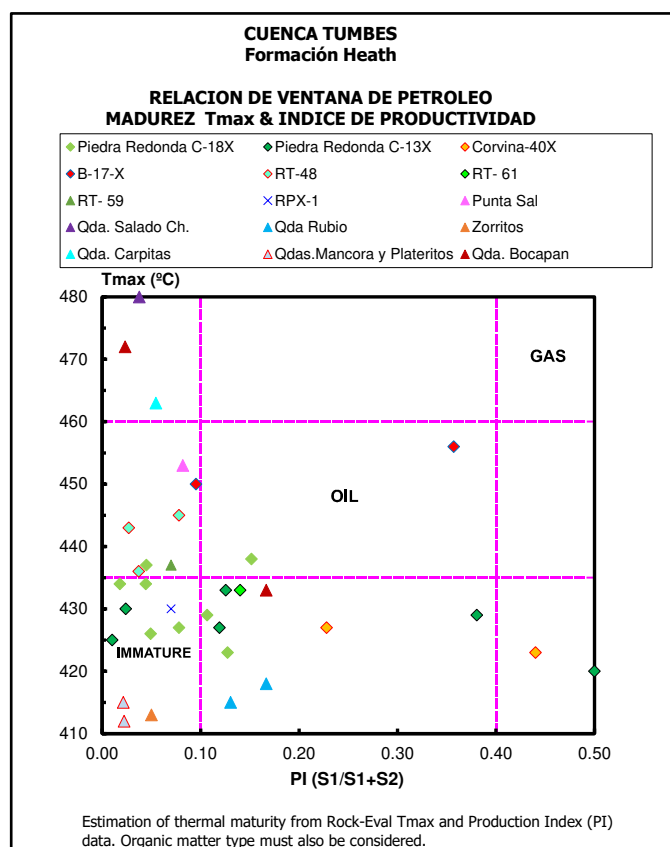


Figura 7: Relación de Ventana de Petróleo, gráfico madurez térmica de pirólisis Tmax versus índice de productividad que muestra que en general, salvo algunos casos, el resto de muestras se encuentran en estado de madurez cercano a la ventana de petróleo, pero todavía inmaduros.

Así mismo, se tiene disponible un dato de análisis de Reflectancia de Vitrinita ( $R_o$ ) de la Formación Heath, tomado en un afloramiento cercano al campo Zorritos, el mismo que tiene un valor de 0.48 %, lo que indica que, en dicho punto, se encuentra termalmente inmadura (menor a 0.6% de  $R_o$ ), lo cual es consistente con la mayoría de datos de Tmax de la pirólisis. Por otro lado, se observa que una muestra de recorte de perforación de la Formación Heath del pozo Piedra Redonda C-18X, ubicado mar adentro, aproximadamente 18 Km al Norte de la localidad de Punta Sal, colectada de la profundidad de 10290'-10310' (con TOC de 1.37%) indica un Tmax de 437°C en la pirólisis, lo cual indica un estado de madurez de ventana de petróleo (entre 435 a 450°C), lo que evidencia que, integrándolo con la información de sísmica y gravimetría, existe una zona más profunda y por consiguiente más madura para la Formación Heath, ubicada en offshore aproximadamente a 25 Km frente a las costas

de las localidad de Cancas, ideal para ser una de las Cocinas donde se generaron los hidrocarburos de la cuenca Tumbes.

**Roca Reservorio:** Las principales rocas reservorios de la cuenca Tumbes están relacionadas a areniscas de las formaciones Máncora, Zorritos y Tumbes. Todas estas formaciones tienen secuencias clásticas de considerable espesor en varios niveles, presentan variaciones de espesor y cambios de facies propios de cada ambiente depositacional. Los datos de pozos exploratorios de las areniscas de la Formación Máncora indican porosidades entre 13% a 18%; fueron depositadas en ambientes de abanicos de fondo marino y/o depósitos de turbiditas, por lo cual representa el principal reservorio objetivo.

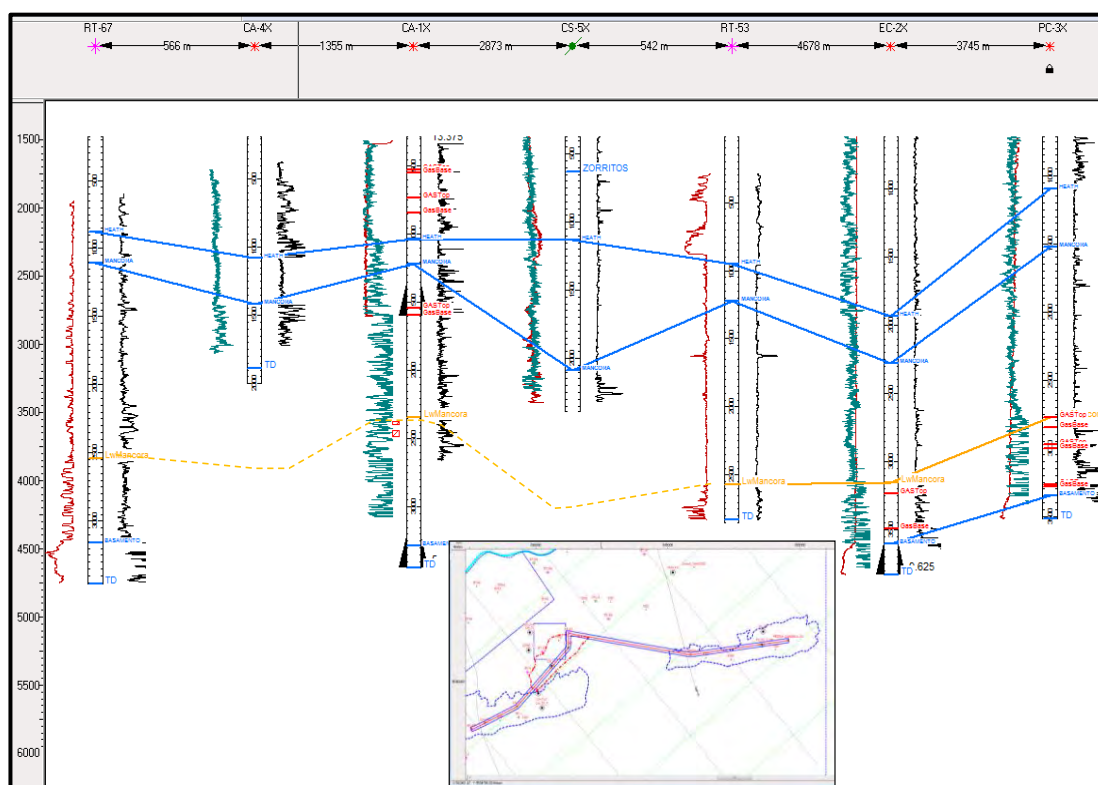


Figura 8: Sección Estratigráfica longitudinal (O-E) usando registros eléctricos de Pozos exploratorios donde se puede ver las formaciones Reservorios objetivo de la cuenca Tumbes onshore.

**Roca Sello:** La formación Heath es también la principal Roca Sello regional por sus características litológicas de lutita arcillosa, depositada en ambiente marino, impermeable que se superpone a la Formación Máncora (principal objetivo reservorio). Otra roca sello importante es la Formación Cardalitos y la Fm. Mal Pelo que sellarían los reservorios Zorritos Superior y Tumbes respectivamente.

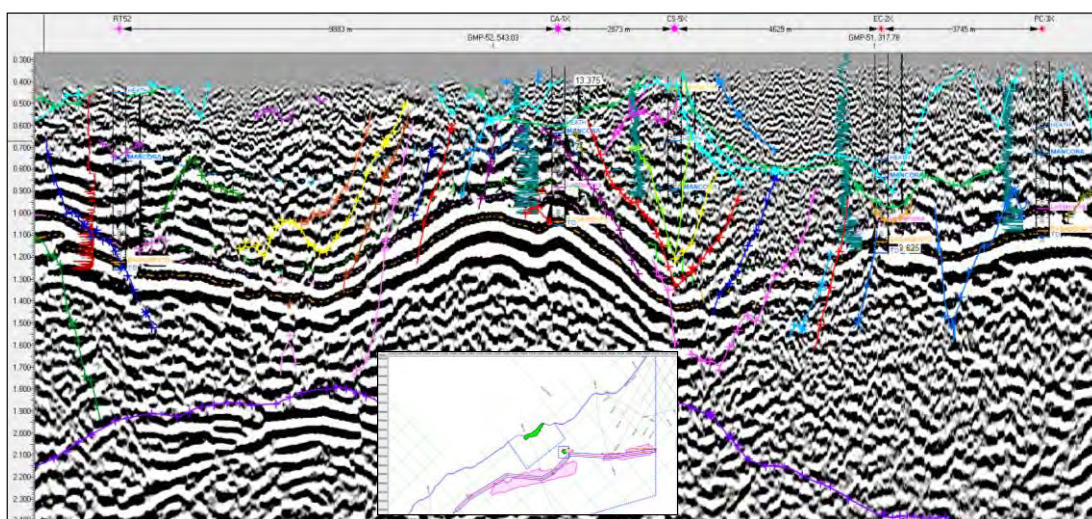


Figura 9: Línea sísmica arbitraria (O-E) con amarre de pozos exploratorios donde se puede ver la correlación sísmo estratigráfica de la cuenca Tumbes onshore.

### 5.2.2 PROCESOS

La mayoría de **Trampas** de esta parte de la cuenca corresponden al tipo de bloque fallado, es así que, el proceso de formación de trampas está controlado generalmente por una falla de salto normal y cierre por buzamiento hacia los otros tres flancos.

Respecto de los procesos de **Generación, Migración y Acumulación** del (los) sistema(s) de petróleo en la cuenca, diremos que la migración tiene un patrón complejo para explicar la ocurrencia y distribución de los hidrocarburos en la cuenca. La roca generadora y las rocas reservorios están presentes en la mayor parte de la columna estratigráfica preservada en tierra (onshore) y en todos los pozos (poco profundos) costa afuera perforados en la cuenca de Tumbes.

En el área de tierra de la cuenca (onshore), se tiene producción de petróleo en las Formaciones Zorritos y Heath (niveles delgados de intercalaciones de areniscas) en los campos Zorritos y Copé, así como producción de gas seco en la Formación Máncora de las acumulaciones Zorritos, Caracol y Piedra Candela.

Mientras que costa afuera (offshore), se descubrió petróleo y gas en la Formación Zorritos en el campo Albacora, también se produjo y probó sólo petróleo en las Formaciones Heath y Zorritos en el pozo Delfín, se probó petróleo en la Formación



Cardalitos en el pozo Barracuda y se produjo gas seco en pruebas extendidas en las Formaciones Máncora y Zorritos en los campos Piedra Redonda y Corvina, respectivamente.

Se advierte la presencia de algunas cocinas de hidrocarburos en las partes más profundas de la cuenca, ubicadas al Oeste y costa afuera (Figuras 10 y 11). La migración de hidrocarburos vendría desde esta área ubicada mar adentro hacia la porción de cuenca terrestre al este y al noreste, donde está demostrada la presencia de hidrocarburos. Se establecen distancias de migración laterales de menos de 50 km desde las áreas principales de la cocina o incluso distancias más cortas de otras posibles cocinas locales controladas por los complejos sistemas de fallas.

A la fecha no hay publicaciones que muestren una correlación petróleo – roca madre para la cuenca Tumbes. Algunos autores han intentado establecer una correlación positiva entre la potencial roca generadora Oligocena - Miocena (Formación Heath) y las acumulaciones de petróleo de la vecina cuenca Talara.

Fildani A. et al (2005) publicó un trabajo basado en análisis geoquímico de rocas, análisis de biomarcadores de 30 muestras de petróleo y 6 extractos de bitumen de rocas, donde concluye que, de acuerdo a la correlación de atributos de biomarcadores geoquímicos, las rocas generadoras se depositaron en una posición distal de un sistema deltaico (prodelta o costa afuera), sugiriendo que los depósitos de lutitas del Oligoceno o más jóvenes (como la Formación Heath) son las principales rocas generadoras de los petróleos de la cuenca Talara en base a la correlación de biomarcadores tricíclicos y tetracíclicos Terpanos m/z 191 de un petróleo representativo de la zona norte de la cuenca Talara con un extracto de rocas del pozo Piedra Redonda del intervalo de la Fm. Heath de la cuenca Tumbes (Figura 10).

Dicha interpretación considera un escenario de migración desde el Norte (cuenca Tumbes) hacia los reservorios del Eoceno (de la cuenca Talara), lo cual sería válido para los reservorios Neógenos de la cuenca Tumbes y sólo para el borde norte de la cuenca Talara; más no así para el centro-sur de la cuenca Talara, ya que allí existen barreras estructurales que impedirían una migración lateral muy extensa. Los otros 2 escenarios plantean rocas madres hipotéticas del Eoceno u Oligoceno (equivalentes a

la Formación Heath) que estarían depositados en zonas profundas tanto al oeste y como al este de las zonas productoras (de la cuenca Talara), lo cual no ha sido comprobada con pozos perforados hasta la fecha.

Existe también otro análisis geoquímico (KEI 2015) de extractos de hidrocarburos colectados de testigos a percusión (piston cores) de fondo marino cuyos biomarcadores geoquímicos muestran también correlación con el extracto recuperado de la Formación Heath en el pozo Piedra Redonda C-13X, lo cual muestra también correlación geoquímica positiva entre un petróleo y una roca madre dentro de la cuenca Tumbes.

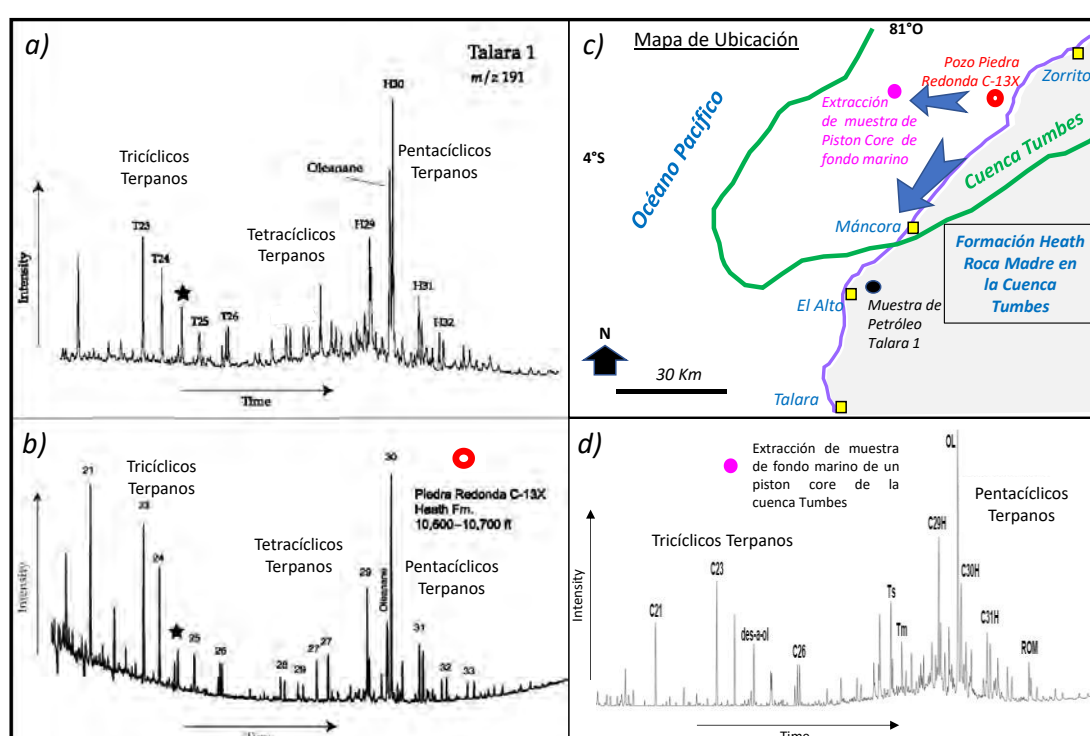


Figura 10: Comparación de biomarcadores Terpanos m/z 191 (Modificado de Fildani et al 2005). a) Petróleo representativo de la (zona norte) de la cuenca Talara, llamado Talara 1. b) Extracto de petróleo de muestra de rocas del pozo Piedra Redonda C-13X del intervalo de la Formación Heath. c) Mapa de ubicación. d) Extracto de hidrocarburo de muestra de roca de fondo marino (piston core) de la cuenca Tumbes offshore (KEI 2015). Se observa también buena correlación geoquímica de dichos análisis entre sí.

La tectónica interpretada, el modelado geo histórico y las ocurrencias de hidrocarburos indican la presencia de más de una cocina de hidrocarburos en el área costa afuera de la cuenca Tumbes donde la Formación Heath si ha alcanzado el estadio de madurez térmica suficiente para generar hidrocarburos (Figura 11).

Sin embargo, todas las ocurrencias de hidrocarburos conocidas en la cuenca Tumbes, están presentes donde la roca generadora Heath no está en condiciones de madurez adecuada para haber generado hidrocarburos. El mapa esquemático de madurez termal (Figura 11), muestra valores de reflectancia de vitrinita equivalente que indican la presencia de mejores condiciones de madurez en las porciones más profundas de la cuenca y mar adentro.

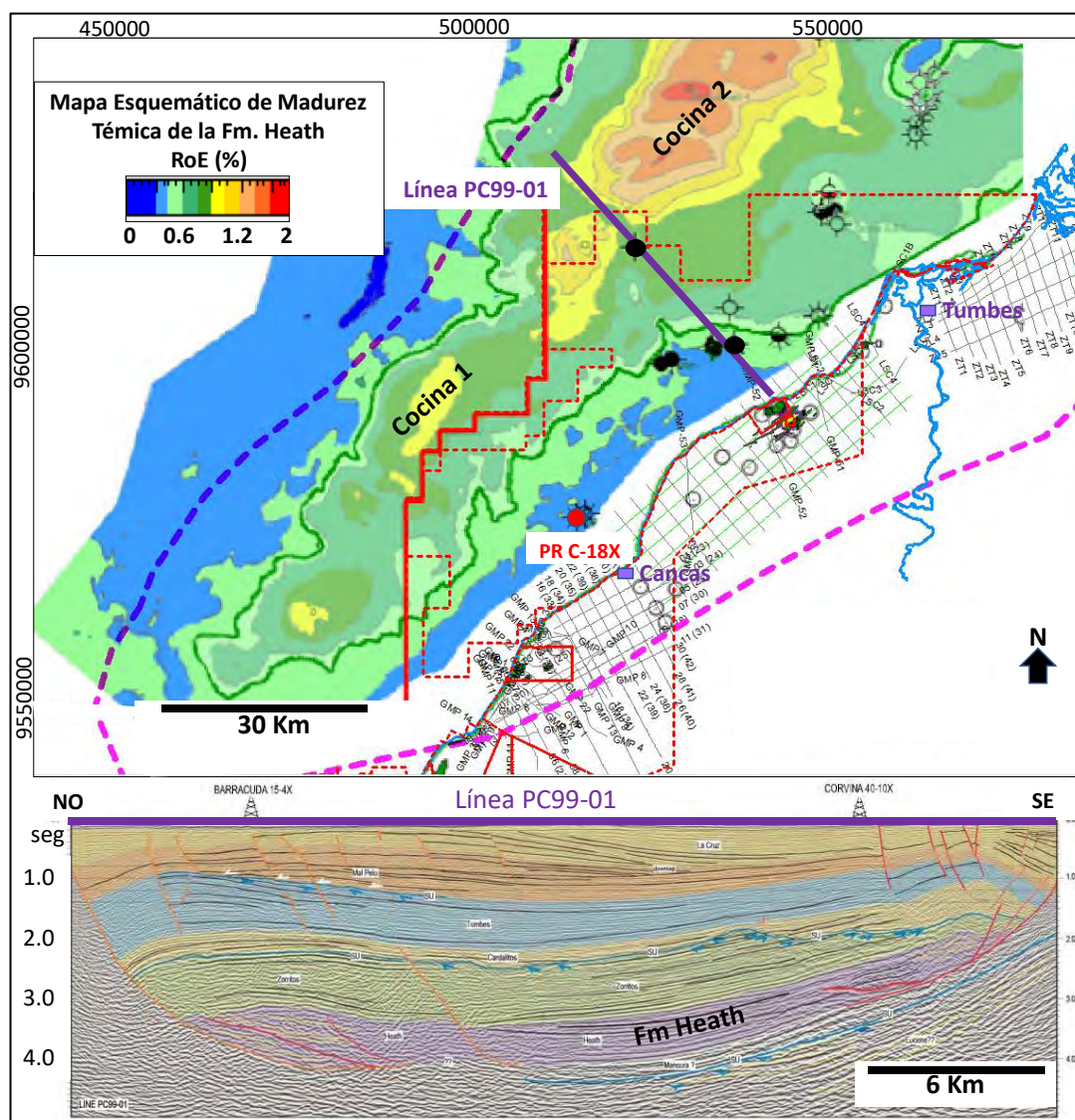


Figura 11: Mapa esquemático de madurez térmica de la Formación Heath (modificado de KEI 2015), donde se observa la ubicación de dos probables cocinas de generación de hidrocarburos de la cuenca Tumbes en base a interpretación sísmica, geológica y gravimétrica. También se observa línea sísmica regional (modificada de Perupetro 2005) que corta y muestra el borde sur de la denominada Cocina 2. La denominada Cocina 1 podría haber cargado también los yacimientos, de al menos el borde norte, de la cuenca Talara.

## 5.3 YACIMIENTOS DESCUBIERTOS

En la cuenca Tumbes Onshore se han descubierto un total de cinco acumulaciones de hidrocarburos, tres de ellas de petróleo llamadas Zorritos, Copé y Carpitás y otras dos acumulaciones son de Gas natural No Asociado, llamadas Caracol y Piedra Candela.

### 5.3.1 YACIMIENTO ZORRITOS

El yacimiento Zorritos está ubicado en la costa Noroeste del Perú, sobre la localidad del mismo nombre, en la provincia de Contralmirante Villar del departamento de Tumbes y forma parte del llamado Lote XX (Figura 12). La producción acumulada del campo es de aproximadamente 1.6 Millones de Barriles de petróleo.

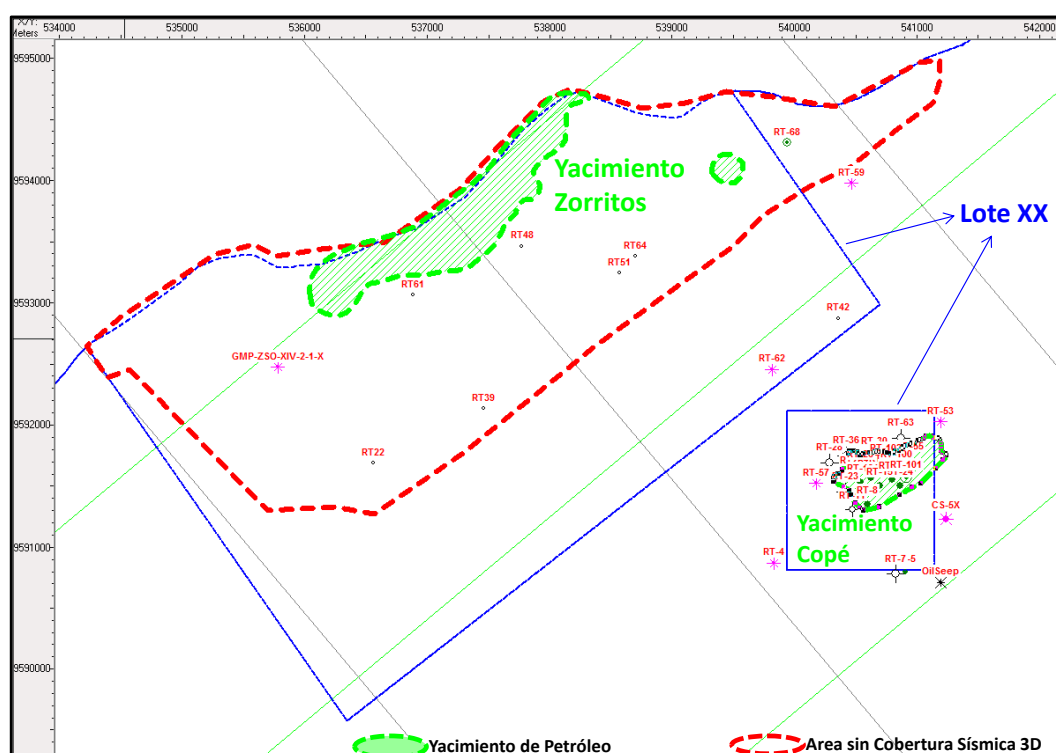


Figura 12: Mapa de ubicación de los yacimientos Zorritos y Copé.

El campo ha sido desarrollado a través de la extrapolación de la información proveniente de varias decenas de pozos perforados en el área. Por otra parte, el año 2011 el operador BPZ adquirió sísmica 3D en el vecino Lote XXIII, la misma que a su vez cubre parcialmente el Lote XX área Zorritos (Figura 12). Dicha sísmica 3D cubre aproximadamente el 45% de dicho lote, lo cual permite conocer el subsuelo de

dicha área e identificar otras trampas prospectivas con interés económico, que permitan la elaboración de un portafolio de exploración.

### **5.3.2 YACIMIENTO COPE**

El yacimiento Copé está ubicado en la costa Noroeste del Perú, en la parte media de la quebrada Tucillal, aproximadamente a 4 Km al SSE del puerto de Zorritos, en la provincia de Contralmirante Villar del departamento de Tumbes y forma parte del Lote XX (Figura 12). La producción acumulada del campo hasta 1963 fue de 147,143 BP (A. Sosa 1984) y hasta el cierre de sus operaciones en el año 1965 acumuló 157,920 BP (V. Sanz 1981) producidos por 13 pozos de desarrollo; siendo el Pozo RT-29 el de mejor producción acumulada con 30,030.4 Barriles de petróleo producido.

El campo ha sido desarrollado a través de la extrapolación de la información proveniente de una veintena de pozos perforados. Sin embargo, la interpretación de la sísmica 3D que cubre por completo el Lote XX, permite identificar mejor su configuración, de tal manera que la información se interpola con la consiguiente reducción drástica de la incertidumbre de la interpretación y su riesgo asociado.

Se interpretó un horizonte sísmico llamado Zorritos Inferior, (en color verde, Figuras 13 y 14), el mismo que es un reflector de amplitud positiva que representa el miembro arenoso de donde se obtuvo la producción principal del Campo Copé. El horizonte llamado Near Top Heath (color anaranjado) es el siguiente reflector sísmico de amplitud positiva por debajo del horizonte Zorritos Inferior.

Ambos horizontes están interpretados en toda la extensión del yacimiento y hacia áreas vecinas por los 4 flancos. Cabe mencionar que ambos horizontes son de buena a mediana calidad de reflector sísmico en el sector norte y central/este del área interpretada; mientras que, hacia el sur y oeste, ambos reflectores pierden calidad de señal debido principalmente a la presencia de un mayor número de fallas que complican la imagen estructural en dicha zona.



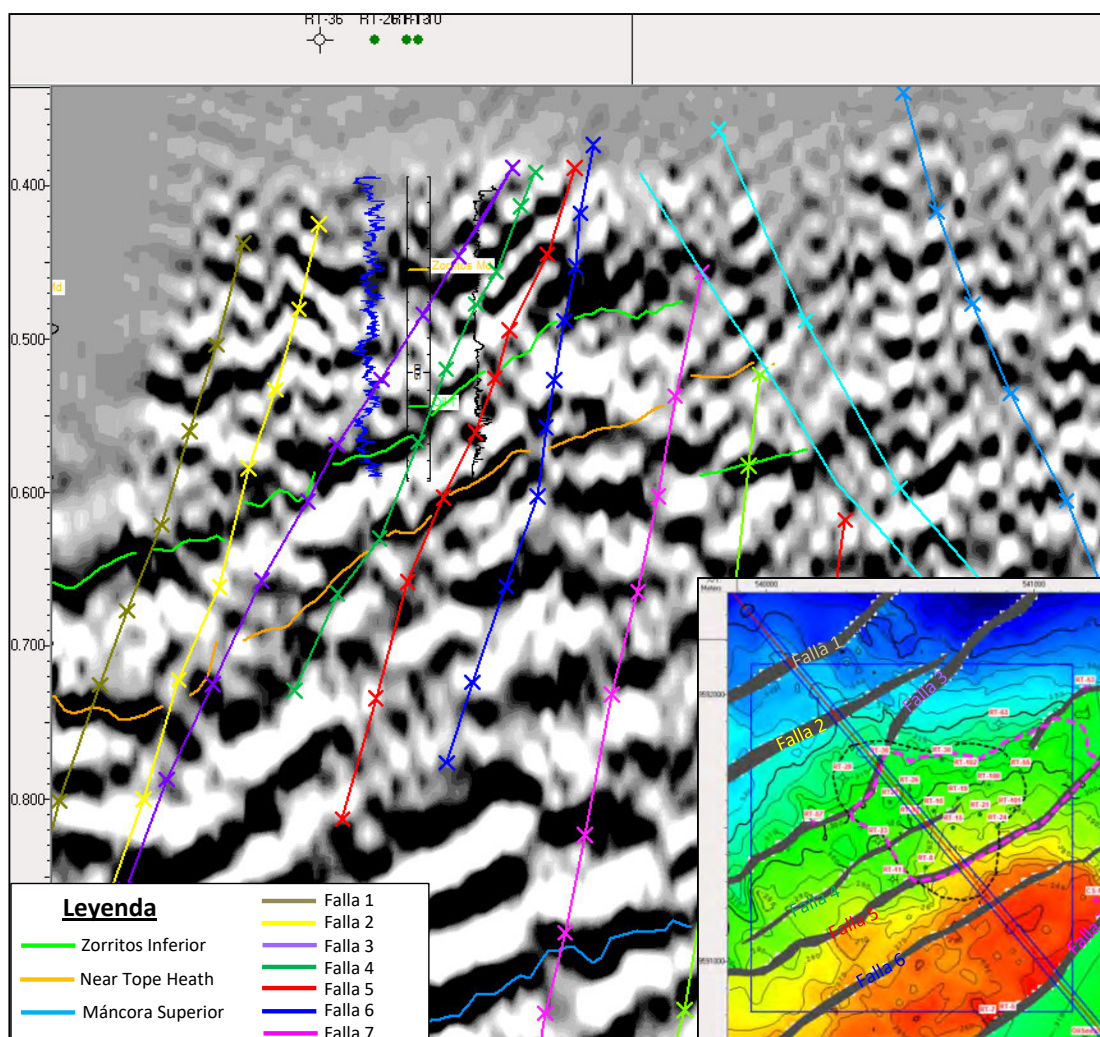


Figura 13: In Line 11040 (NO-SE) de la sísmica 3D de la cuenca Tumbes onshore. Se muestra la configuración estructural del campo Copé con la proyección del pozo RT-10. Se observa un fallamiento intenso en varios sub bloques estructurales, la trampa está dada entre la Falla 3 por el norte hasta la Falla 5 por el sur.

La estructura Copé, está definida como una culminación de un alineamiento estructural local, representa el bloque alto de un pliegue fallado, está controlado por una falla principal (llamada Falla 5 en color rojo, Figuras 13 y 14) de salto normal que buza hacia el ESE y por buzamiento hacia los otros tres flancos, sin embargo hacia el NO se puede observar que la Falla 3 (de color Morado) sería el límite Norte de la acumulación, puesto que en el bloque bajo al norte de esta falla ya se tienen 2 pozos secos: RT-28 y RT-36.

De la interpretación sísmica, se ha podido identificar que dicho alineamiento estructural muestra un fallamiento intenso en varios sub bloques estructurales que posiblemente tengan comportamiento de compartimentalización de fluidos.

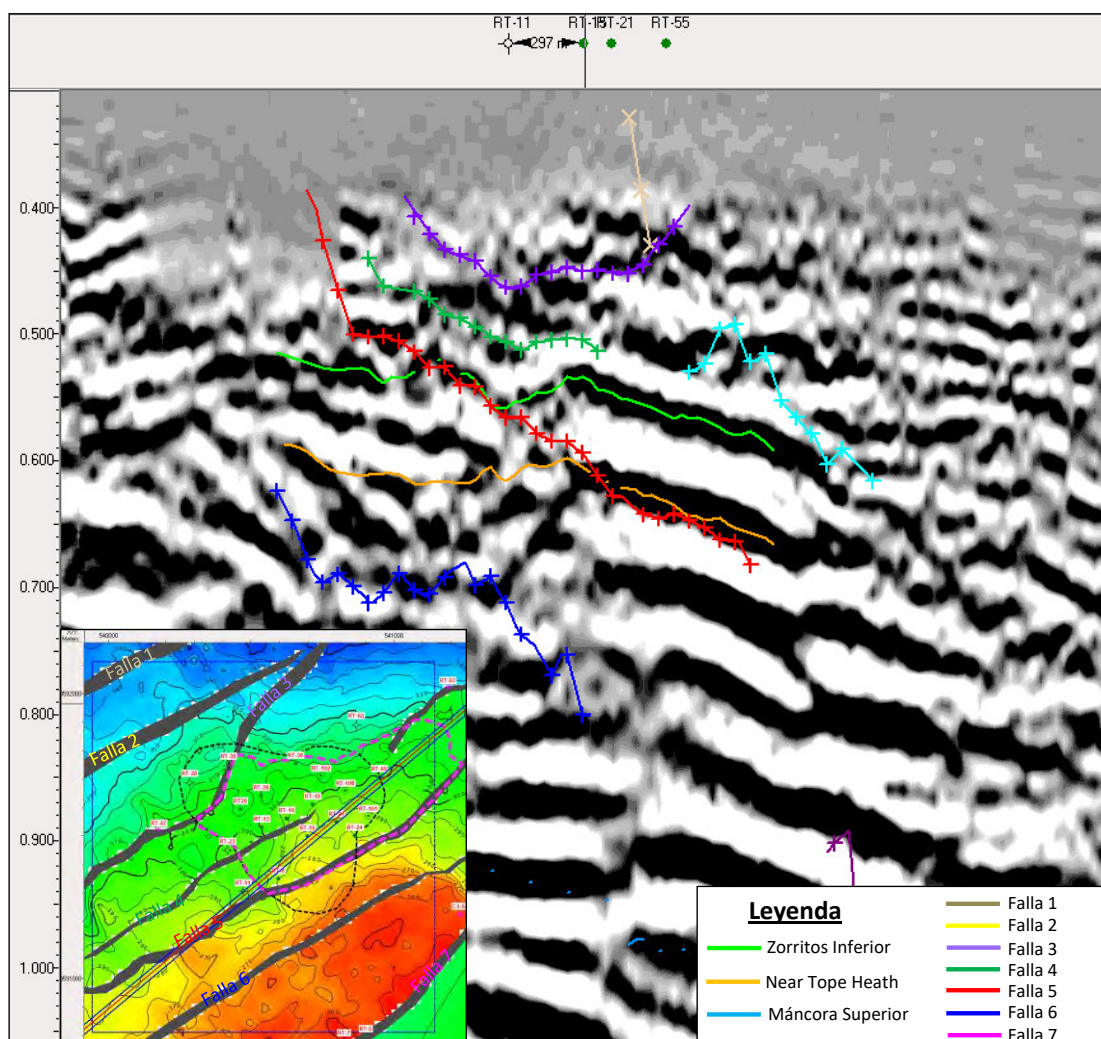


Figura 14: Cross Line 50262 (SO-NE) de la sísmica 3D de la cuenca Tumbes onshore. Se muestra la configuración estructural del campo Copé con la proyección de algunos pozos del campo.

### 5.3.3 YACIMIENTOS DE CARPITAS

Los yacimientos de Carpitas, están considerados dentro del límite Norte de la cuenca Talara de edad Eocena, sin embargo, se incluye en este grupo de yacimientos descubiertos debido a que se ubican infrayaciendo a las secuencias Oligoceno - Mioceno correspondientes a la cuenca Tumbes propiamente dicha, por lo que habrían recibido carga de hidrocarburos de la(s) cocina(s) de la cuenca Tumbes.

Carpitas, está subdividido en dos sub bloques estructurales que contiene al Campo Punta Bravo (al Oeste en la costa) y el campo Carpitas, dividido en Carpitas Este y Carpitas Oeste, donde se perforaron pozos de desarrollo que obtuvieron una

producción acumulada de 308,010 barriles hasta el año 1970 (Informe Técnico del Yacimiento Carpitás; 1984).

Del total de pozos, 45 de ellos, tiene producción en su mayoría de la Formación Verdún, y muy pocos de las Formaciones Mogollón, Talara, y Ostrea-Echino, (esta última con presencia de gas). En décadas pasadas inclusive hasta los 70's, se perforaron pozos por diferentes compañías como la EPF, CPL, IPC, en la quebrada Máncora y alrededores, así como en otros altos estructurales, como los pozos Barrancos, Máncora, Capilla, El Tunal y Cerezal entre otros, algunos llegaron a atravesar el tope del Paleozoico (Grupo Amotape).

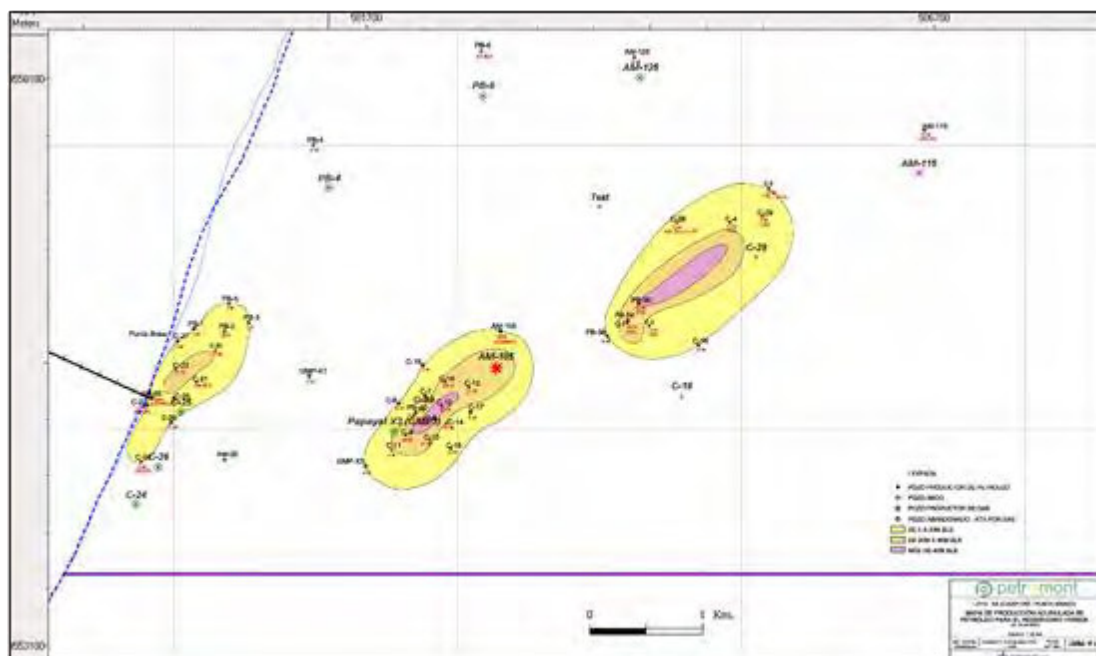


Figura 15: Mapa de Producción acumulada de Petróleo del reservorio Verdún en los yacimientos de Carpitás, campos Punta Bravo, Carpitás Oeste y Carpitás Este (Petromont SAC 2009).

### 5.3.4 CAMPO CARACOL

La estructura llamada Caracol, está definida como una culminación de un alineamiento estructural semi regional. El campo de Gas no asociado Caracol representa el bloque alto de un pliegue fallado, está controlado por una falla principal (Tronco Mocho) de salto normal que buza hacia el ESE y por buzamiento hacia los otros tres flancos, así



los estratos hacia ONO tienen aproximadamente 35 grados de buzamiento. El control estructural en dirección Norte es la falla Zorritos Sur y hacia el Sur es la falla Tronco Mocho que tiene un salto de falla mayor a 2000 pies.

En el Mapa estructural al Tope del reservorio Máncora Superior (Figura 16) se puede observar que el cierre vertical máximo de la estructura es de 215 pies, siendo el último contorno cerrado a -1355 pies bajo el nivel del mar, que en el pozo Caracol 1X sería a la profundidad aproximada de 1640' MD. El mismo que sería el punto de derrame de la estructura.

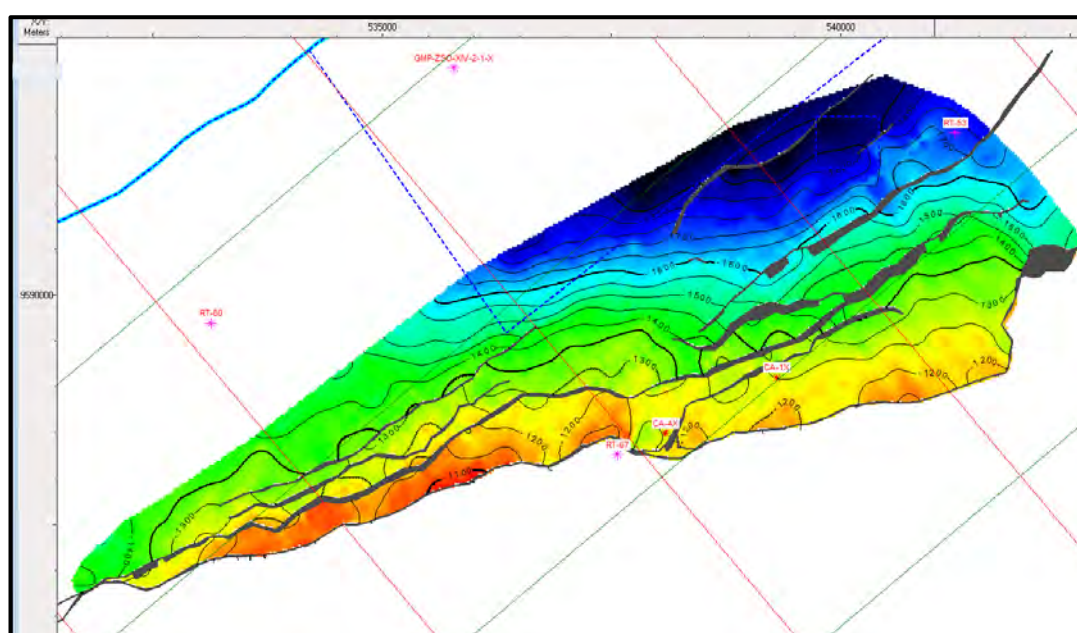


Figura 16: Mapa Estructural en profundidad del reservorio Máncora Superior de la estructura Caracol.

### 5.3.5 CAMPO PIEDRA CANDELA

La estructura llamada Piedra Candela, es la otra culminación importante del alineamiento estructural semi regional mencionado, se ubica aproximadamente a 5 Km al Este de la estructura Caracol. El campo de Gas no asociado Piedra Candela también representa un bloque alto de este pliegue fallado.

La estructura está controlada por la falla principal Tronco Mocho de salto normal que buza hacia el ESE y por buzamiento hacia los otros tres flancos, así los estratos hacia

ONO tienen aproximadamente 40 grados de buzamiento. El control estructural en dirección Norte es la falla Zorritos Sur y hacia el Sur es la falla Tronco Mocho que tiene un salto de falla mayor a 2000 pies. En el Mapa estructural el reservorio Máncora Inferior (Figura 17), se puede observar que el cierre vertical máximo de la estructura es de 350 pies, siendo el último contorno cerrado a -2275 pies bajo el nivel del mar.

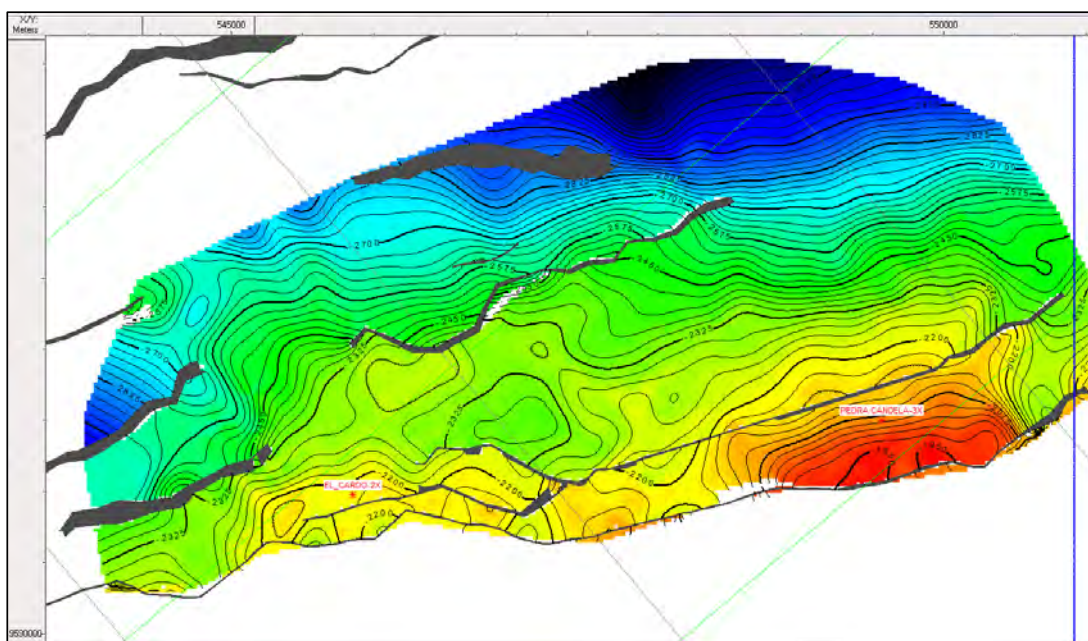


Figura 17: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Máncora Inferior de estructura Piedra Candela.

#### 5.4 ANALISIS, INTERPRETACION Y DISCUSION DE RESULTADOS

En el área de estudio se tienen 79 líneas sísmicas 2D adquiridas que suman aproximadamente 1031 km lineales y también un registro de sísmica 3D de aproximadamente 370 km<sup>2</sup>. Además, se cuenta con el registro de sísmica de pozo VSP adquirido en el pozo Piedra Candela - 3X.

Adicionalmente, se tiene información de registros litológicos y registros eléctricos de una veintena de pozos exploratorios perforados previamente en el área por distintos operadores, así como el registro de sísmica de pozo VSP adquirido en el pozo Piedra Candela - 3X ubicado dentro del área con sísmica 3D. A ello se ha integrado la información del Pozo Cope Sur -5X recientemente perforado por la compañía Upland,

el mismo que cuenta con registros eléctricos de densidad y sónico que han servido también para el amarre de sísmica a pozo.

El objetivo principal de la interpretación sísmica fue la determinar la configuración estructural de toda el área, así como tener un grado confiable de la correlación de fallas presentes en el área, para con dicha información evaluar el tamaño de las estructuras y posteriormente estimar el volumen de hidrocarburos en sitio, así como de recursos prospectivos.

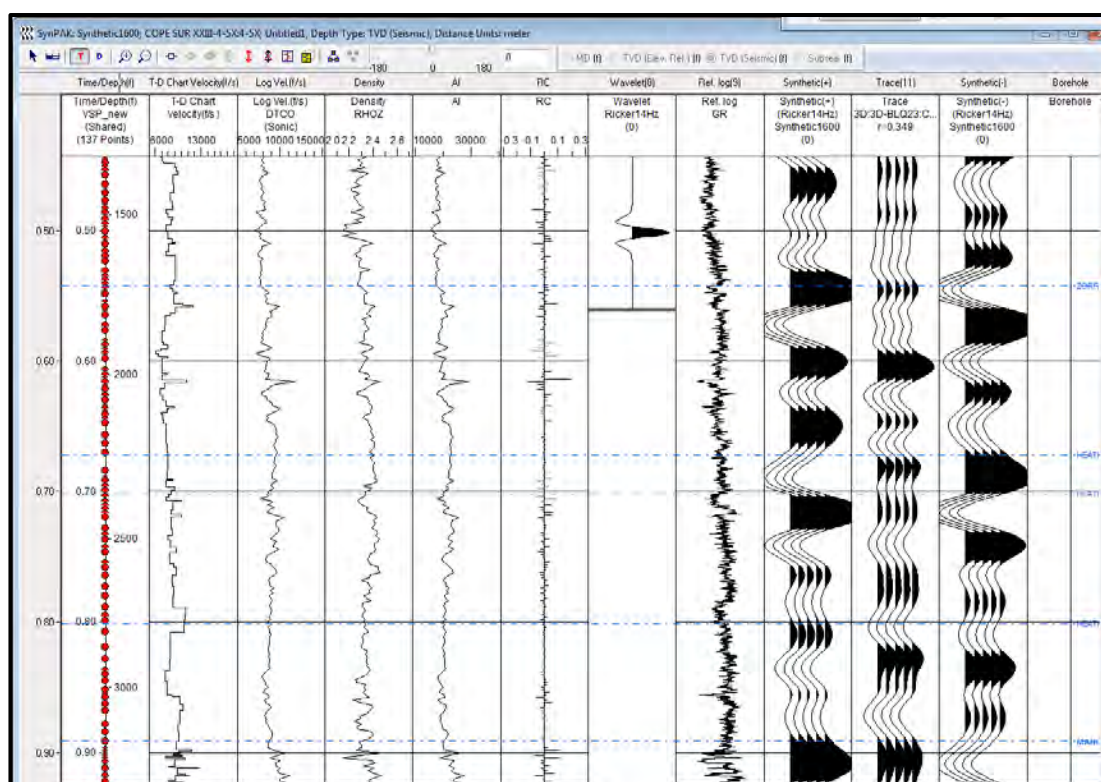


Figura 18: Sismograma sintético preparado con los registros de densidad y sónico del Pozo Cope Sur-5X con su respectivo amarre a la traza sísmica del 3D de la cuenca Tumbes onshore.

Para ello, en el área con cobertura de sísmica 3D se interpretaron cinco horizontes que corresponden a:

El horizonte de **Basamento (Tope de Paleozoico)** representado por un reflector positivo, de gran amplitud debido al buen contraste litológico entre rocas Cenozoicas y rocas muy duras, que ocasiona un fuerte cambio de impedancia. Este horizonte está

interpretado partiendo de una buena correlación desde el alineamiento estructural Caracol-Piedra Candela hacia otros sectores de la cuenca.

El horizonte llamado informalmente Near **Máncora Inferior** que es el siguiente reflector de amplitud positivo sobre el horizonte de basamento, el mismo que fue bien atado con el VSP del Pozo Piedra Candela 3X y representa el miembro arenoso que obtuvo producción de gas en las pruebas DST en dicho pozo. Este horizonte está interpretado con buen detalle para el área de la estructura El Cardo-Piedra Candela y de allí se interpoló hacia el norte y noreste dónde se advierte estructuración importante. Cabe mencionar que es un horizonte de buena a mediana calidad de reflector sísmico en el área interpretada.

El horizonte llamado informalmente **Intra Máncora** que es también un reflector de amplitud positivo y representa un reflector intermedio de la Fm. Máncora identificado en el área. Este horizonte está interpretado sobre la estructura Caracol y su prolongación al norte, al suroeste y al noreste. Cabe mencionar que es un horizonte de mediana calidad de reflector sísmico en el área interpretada.

El horizonte llamado informalmente Near **Máncora Superior** es también otro reflector de amplitud positivo y representa un reflector cercano al tope de la Fm. Máncora identificado en el pozo Caracol 1X. Este horizonte está interpretado con detalle para el área de la estructura Caracol y su prolongación hacia el norte, NO y NE del área donde se advierte estructuración importante y de allí se interpola al resto de la zona con cobertura sísmica. Cabe mencionar que es un horizonte de baja resolución y menor calidad de reflector sísmico del cubo sísmico 3D.

El horizonte llamado Near **Heath** es también otro reflector de amplitud positivo y representa un reflector cercano al tope de la Fm. Heath identificado en el pozo Caracol 1X. Este horizonte está interpretado para toda el área con recubrimiento sísmico 3D y la zona NE del área de estudio con recubrimiento 2D.

La interpretación sísmica fue realizada en tiempo y después convertida a profundidad, muestra como característica estructural principal la falla normal Tronco Mocho (de rumbo OSO) en cuyo bloque levantado se encuentran las trampas Caracol y Piedra

Candela donde se ubican los pozos perforados que descubrieron acumulaciones de hidrocarburos.

El bloque levantado tiene un rumbo general hacia el Nor-Oeste y la parte más levantada contra la falla Tronco Mocho, en la zona con cobertura de sísmica 3D, genera dos culminaciones estructurales importantes de rumbo OSO, que es donde se han perforado los cuatro pozos exploratorios, Caracol 1X, EL Cardo 2X, Piedra Candela 3X y Caracol 4.

Además de la falla Tronco Mocho que buza al SE y corta el Basamento y toda la columna sedimentaria; sobre el bloque levantado se observa la presencia de un sistema de fallas semi paralelas que buzanan hacia el Norte y que cortan en la mayoría de casos las formaciones Máncora y Heath, y en muchos casos el Basamento. Más al Norte se observa la presencia de otra falla principal llamada Zorritos 2 de orientación OSO.

Por otra parte, en el área sur con información de sísmica 2D, se han interpretado otros cuatro horizontes marcadores principales que corresponden a: el horizonte llamado Basamento o Near Paleozoico, el horizonte llamado Base Eoceno, el horizonte Near Tope Fm Mogollón y el horizonte Near Tope Fm Verdún. Un quinto horizonte fue identificado en algunas líneas para ser usado como un marcador estratigráfico en la interpretación, este correspondería a un nivel Intra Cretácico.

A continuación, se muestran líneas sísmicas representativas y un Mapa Estructural del Basamento (Paleozoico) que sirven de referencia para una mejor comprensión de la configuración estructural de subsuelo del área de estudio.



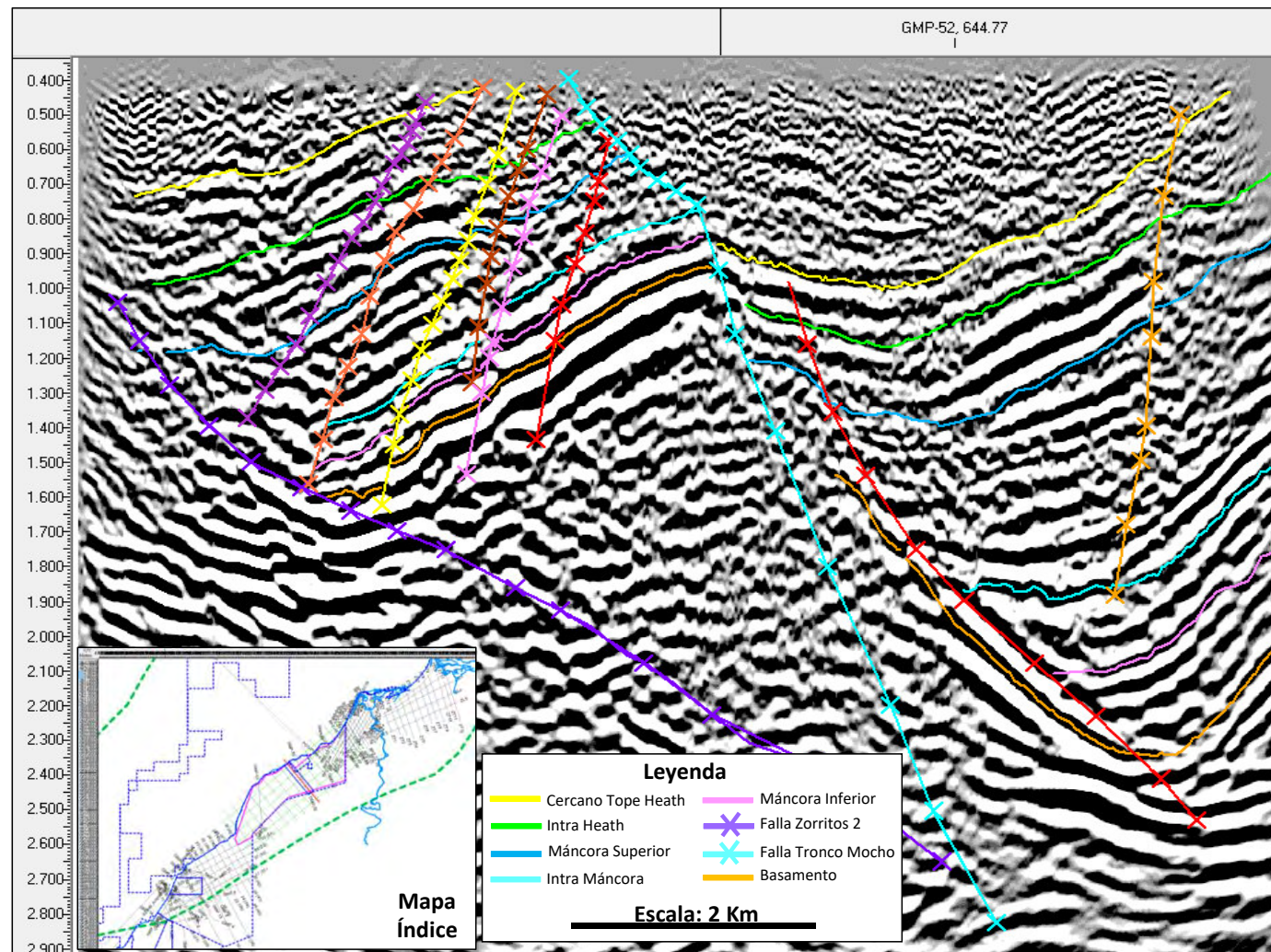


Figura 19: Cross Line 1880 (NO-SE) de la sísmica 3D de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección perpendicular a la estructuración. Se aprecia el sistema estructural de la Falla Tronco Mocho (en color celeste) y la Falla Zorritos 2 (en morado).



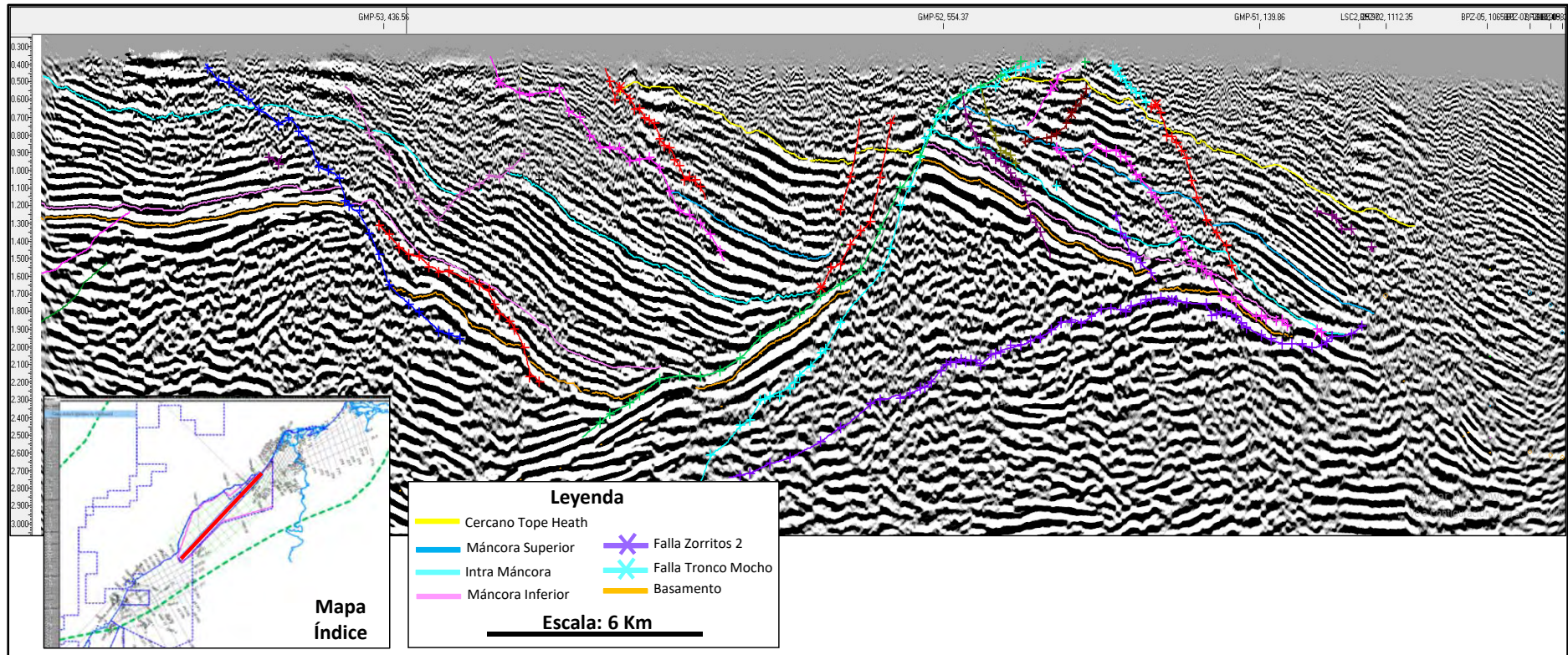


Figura 20: Línea sísmica 3D arbitraria (SO-NE) de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección paralela a la estructuración. Se aprecia el sistema estructural de la Falla Tronco Mocho (en color celeste) y la Falla Zorritos 2 (en morado).



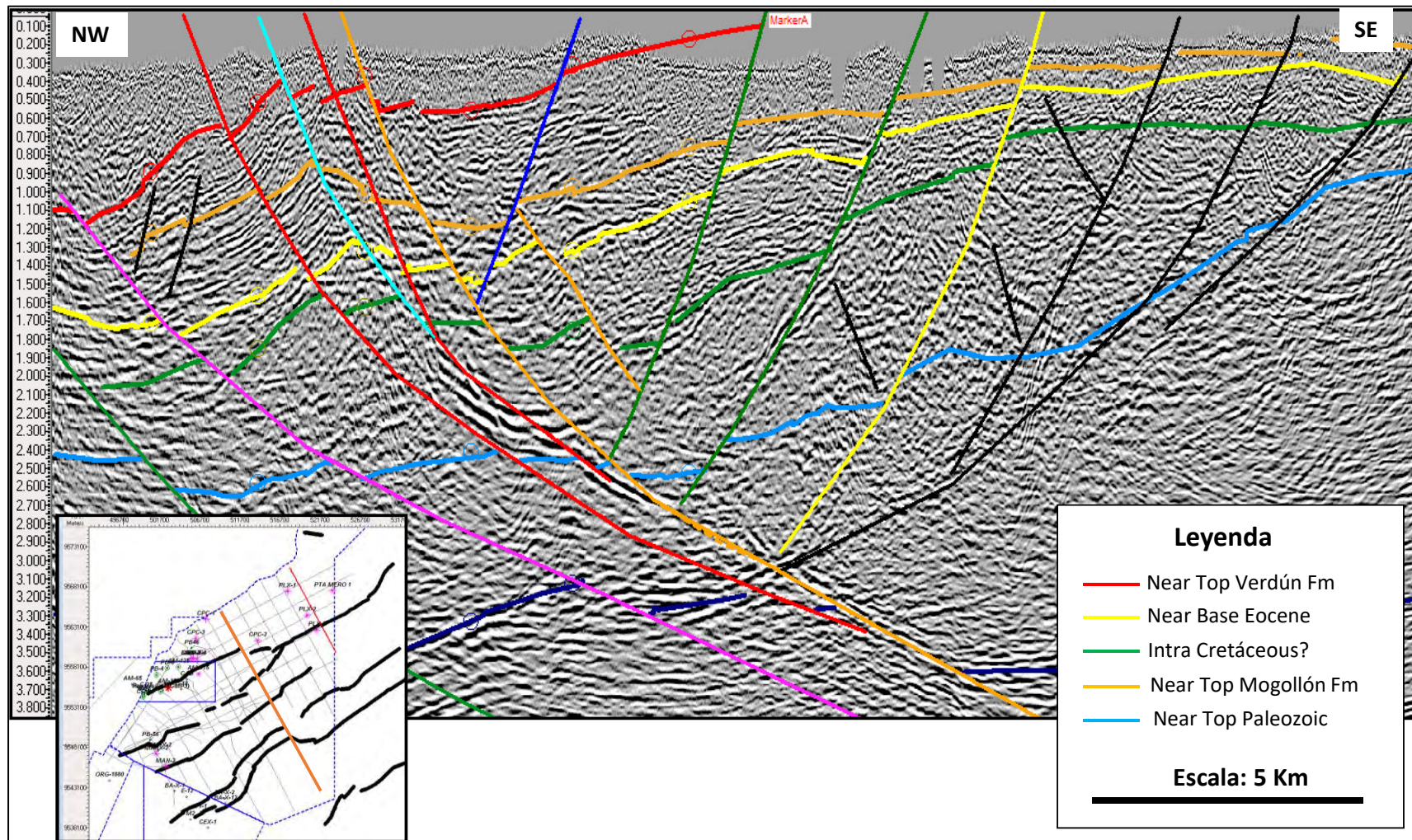


Figura 21: Línea sísmica 2D: BPZ-20 del área sur de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección perpendicular a la estructuración.



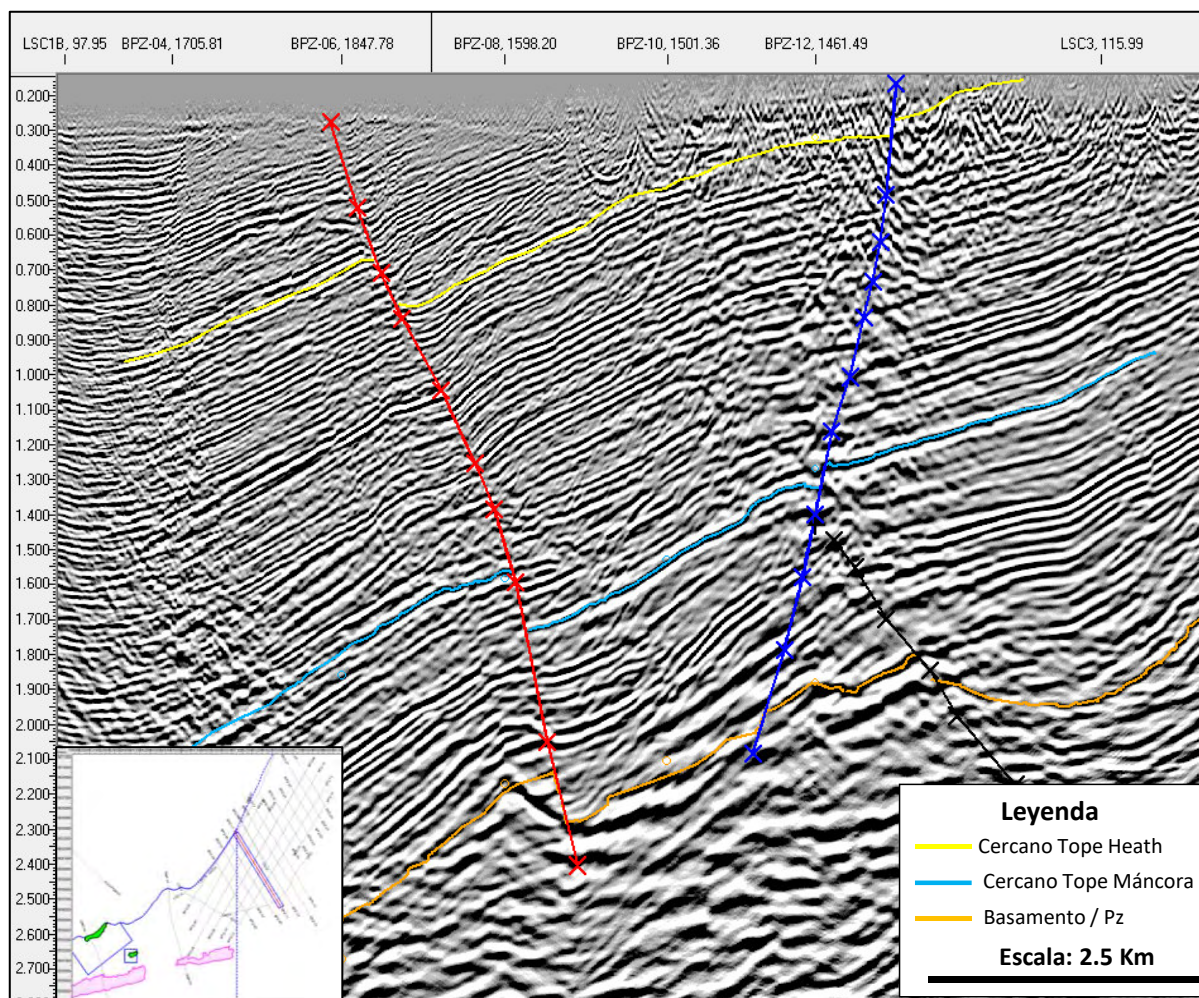


Figura 22: Línea sísmica 2D: BPZ-11 del área noreste de la cuenca Tumbes Onshore. Se observa la configuración estructural en dicha dirección perpendicular a la estructuración.

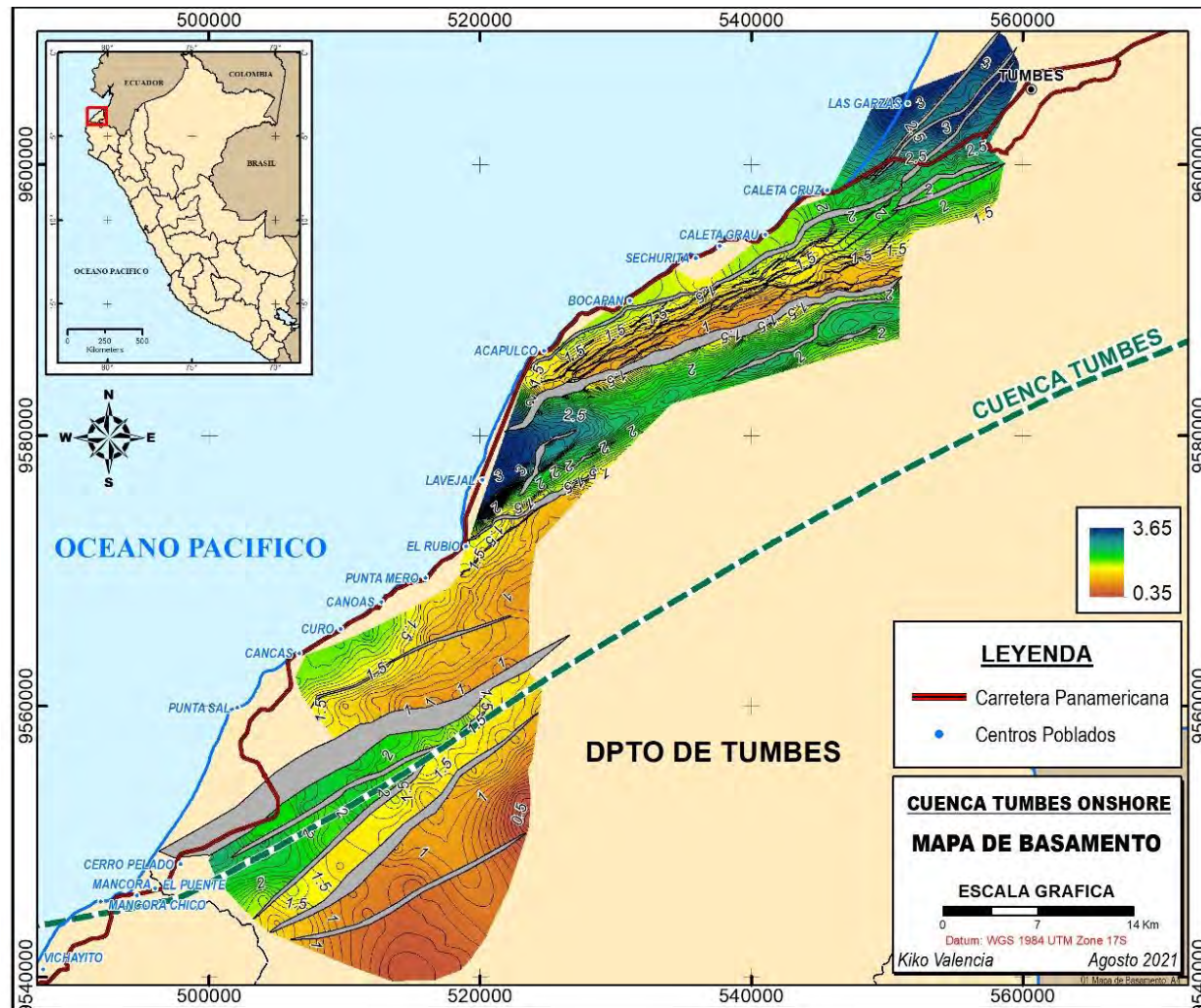


Figura 23: Mapa estructural en tiempo doble (TWT) de Basamento de la cuenca Tumbes Onshore, usando diferentes campañas de sismica registrada en el área.

## 5.5 TIPOS DE TRAMPAS PROSPECTIVAS

Como producto de la interpretación sísmica/geológica, se ha podido identificar al menos dos tipos de entrapamientos prospectivos, un tipo que se observa en general en toda el área de estudio, tanto con cobertura de sísmica 3D, así como en el área con cobertura de sísmica 2D, y el otro tipo que sólo se ha observado tanto en el área sur como en el área noreste de la zona de estudio que cuentan con cobertura de sísmica 2D.

Los dos tipos de trampas identificadas (Tabla 3) corresponden a un Sistema de Tipo Estructural, de Régimen cierre contra falla, cuya Clase Geométrica corresponden a bloque fallado, Sub Clase 1: Bloque alto (con sello por yuxtaposición directa) y Sub Clase 2: Bloque bajo (con gauge sello por arrastre de falla).

Tabla 3: Niveles de Clasificación de Trampas identificadas en la cuenca Tumbes Onshore. (en base a Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000))

Nivel de Clasificación	Base	Función/Definición	Trampas Identificadas en Tumbes Onshore
<b>Sistema</b>	Elemento de Control Geológico	Control dominante de la trampa-estructural, estratigráfica o fluídico	Trampas Estructurales
<b>Régimen</b>	Procesos	La forma dominante de formar parte o la totalidad del cierre de la trampa. Si la trampa es estructural, ¿el cierre se formó por plegamiento, falla o fractura? Si la trampa es estratigráfica, ¿el cierre se formó por procesos deposicionales, erosivos o diagenéticos? Si la trampa es fluídica, ¿el cierre se formó por presión, temperatura o procesos químicos?	Cierre contra Falla
<b>Clase</b>	Geometría y/o composición	Geometría: la forma externa y el tamaño de la trampa; también puede incluir la geometría de los elementos internos de la trampa. Composición: la composición del reservorio, sello o fluido que genera o define los límites de la trampa.	Pliegue o Bloque fallado. Sub Clase 1: Bloque Alto. Sub Clase 2: Bloque Bajo
<b>Familia</b>	Génesis	La forma en que surgió todo o parte del cierre de la trampa. Por ejemplo, para una trampa de carbonato marino aislada, ¿se formó el cierre debido a las relaciones de facies de yacimiento/sello de un arrecife, una barra de oolita o un canal de marea?	Fallamiento transtensional por tectónica Strike slip



Si bien es cierto que la sísmica usada para este proyecto tiene una calidad de resolución, entre regular a buena, que es útil para la definición estructural del subsuelo, ésta no tiene suficiente detalle de resolución a nivel estratigráfico. Así mismo, la escasez de pozos con amarre certero sísmica-pozo de cuerpos arenosos en grandes zonas del área de estudio, han sesgado en cierta forma el alcance de este estudio a evaluar las trampas estructurales y sólo revisar la posibilidad de atrapamientos estratigráficos de gran escala, los cuales no fueron identificados.

### 5.5.1 TRAMPA TIPO BLOQUE ALTO FALLADO CON SELLO POR YUXTAPOSICIÓN DIRECTA.

Este tipo de Trampas prospectivas se encuentran en todo el noroeste peruano incluidas las cuencas Tumbes y Talara; corresponden al tipo de bloque alto de un pliegue fallado, donde el atrapamiento está controlado por una falla normal antitética que buza hacia el SE y cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

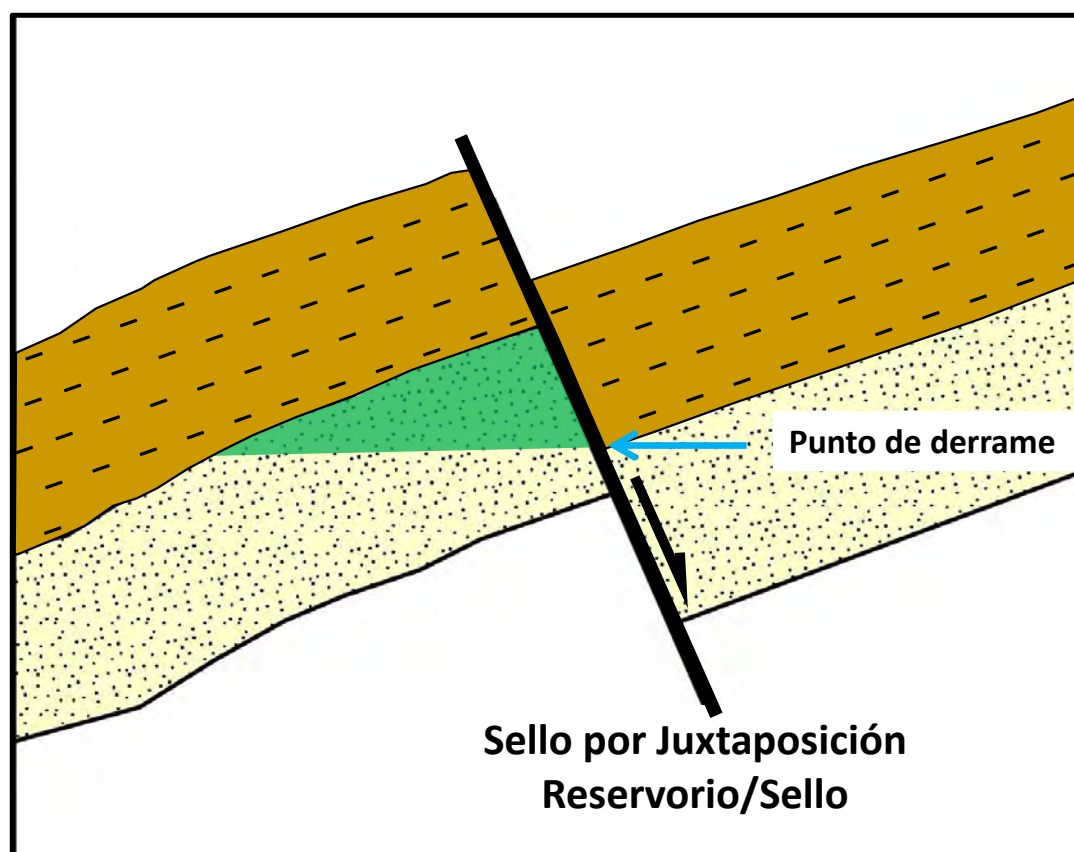


Figura 24: Esquema de una Trampa Tipo Bloque Fallado con sello por Yuxtaposición Directa

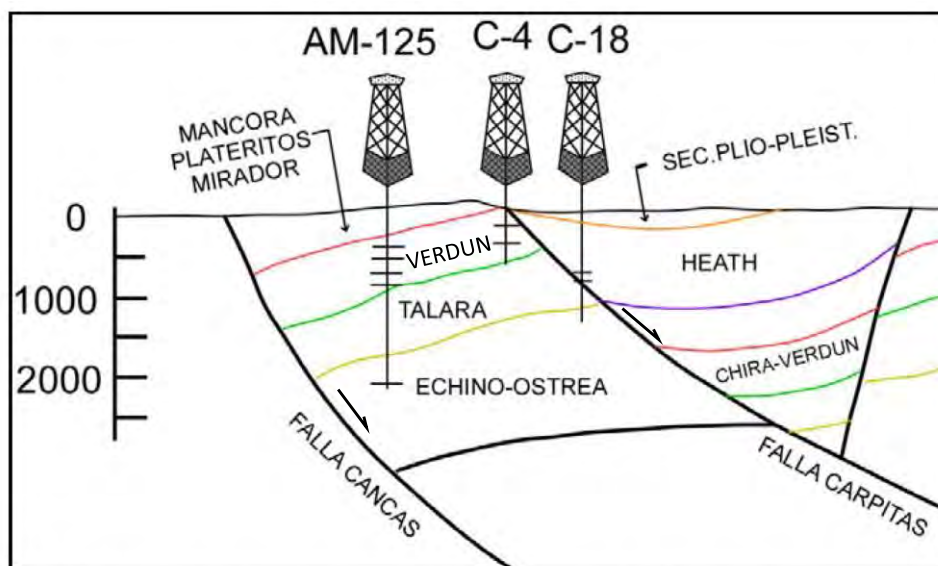


Figura 25: Esquema mostrando la falla Carpitás funcionando como sello por yuxtaposición del reservorio Verdún frente a las arcillas de la Fm Heath en el campo Carpitás Este, perforados por los pozos AM-125 y C4.

### 5.5.2 TRAMPA TIPO BLOQUE BAJO FALLADO CON SELLO POR ARRASTRE DE FALLA (FAULT GAUGE).

Este tipo de entrapamiento representa un bloque bajo de un pliegue fallado. La estructura está controlada por una falla principal normal homotética que buza hacia el NO y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento. Sin embargo, por ser un bloque bajo, es necesario que el cierre crítico sea ya contra el relleno de falla (fault gauge) o contra una lutita o arcillita, lo que permitiría poner en yuxtaposición el reservorio del bloque bajo enfrente del plano de falla compuesto con suficiente contenido de arcillas que lo impermeabilicen y le den su condición de sello. Para que ello sea posible, tiene que haber una cantidad de arcilla suficiente presente en la columna sedimentaria tanto en el reservorio objetivo como en las formaciones infra y supra yacientes.

Yielding (2002) elaboró un Algoritmo de calibración del Shale Gauge Ratio (Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla, en un estudio realizado en la provincia de Brent de la cuenca del Mar del Norte. La suposición básica del algoritmo SGR es que la composición del *gauge* de la falla se rige por la composición general de las rocas de la pared que se han deslizado más allá de ese punto de la falla. La falla a través de

areniscas limpias genera cataclasitas, mientras que el arrastre de capas de arcillas o lutitas a lo largo de la falla genera manchas de arcilla. El análisis del afloramiento y las observaciones experimentales sugieren que el algoritmo efectivamente hace una estimación justa de la composición de la zona de falla. El estudio indica que un valor de SGR entre el 15 y el 20 % representaba un valor umbral entre las fallas de sellado y las de no sellado (Figura 26).

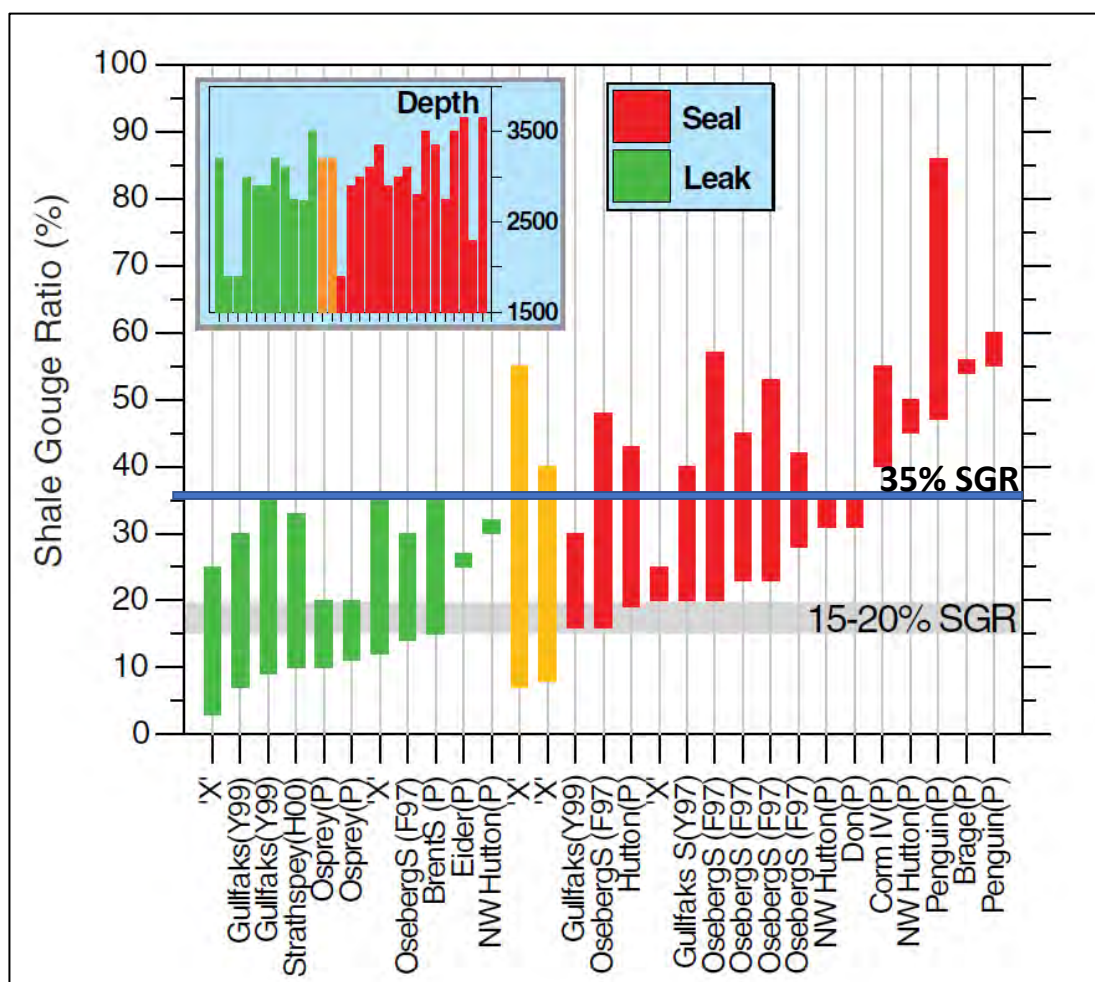


Figura 26: Compilación de sellos de fallas y observaciones de fugas de la provincia de Brent, norte del Mar del Norte. Las barras verticales representan el rango de Shale Gauge Ratio en fallas individuales. Las fallas se caracterizan como "sellado" (rojo) o "fuga" (verde) dependiendo de si hay un cambio de contacto de hidrocarburo a través de la falla. Los valores de SGR del 15 al 20 % proporcionan un umbral entre el sellado y el comportamiento de fugas (si se produce una ventana de yuxtaposición con SGR < 15 %, la falla tiene fugas). Las barras amarillas indican dos fallas que soportan diferencias OWC de <15 m, a una profundidad de enterramiento de 3200 m. el recuadro muestra las profundidades de enterramiento para la misma secuencia de fallas. Sin embargo, se ha colocado una línea en SGR 35%, a partir de la cual ninguna falla ha tenido fuga de hidrocarburos (Modificado de Yielding 2002).

No obstante, en dicha información se puede observar que valores de SGR entre 15 a 35% han tenido comportamientos tanto de fuga como de preservación, por lo cual se recomienda considerar mejor valores a partir de 35% sobre los cuales ninguna falla ha tenido fuga de hidrocarburos en dicho estudio.

Por consiguiente, en base a dicho estudio tomaremos la asunción empírica o teórica para el presente estudio de la cuenca Tumbes Onshore, que valores de SGR por debajo de 15% no son suficientes para que una falla sea sellante es decir permiten fuga y no entrapan, entre 15 a 35% es incierto y por encima de 35% si sellan eficientemente.

Este presupuesto se cumple dentro del área de estudio, puesto que para el reservorio Máncora se tiene rocas arcillosas tanto en la parte superior, formación Heath, como el miembro intermedio de la Fm. Máncora o, por ejemplo, en la zona sur para el reservorio Verdún, los arcillas al tope, de la Fm. Chira y a la base, a la Fm. Talara. En ambos casos con Ratios del material de Lutita triturada en el plano de falla (SGR) mayores al 35%.

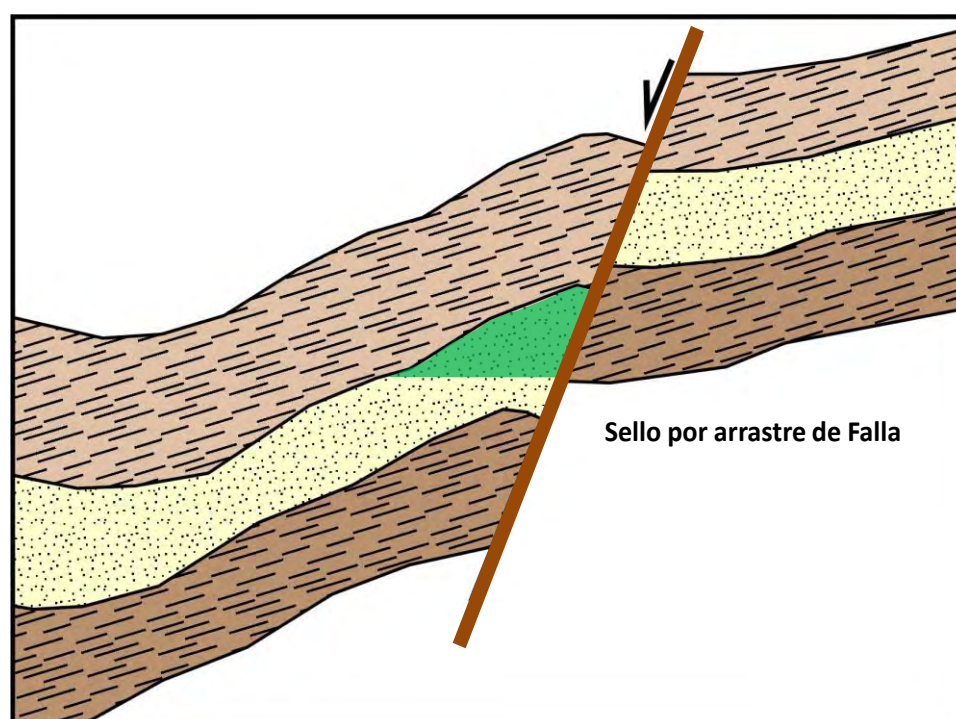


Figura 27: Esquema de una Trampa Tipo Bloque Fallado con sello por arrastre de falla (Fault Gauge) con un Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla (SGR) mayor al 35%.



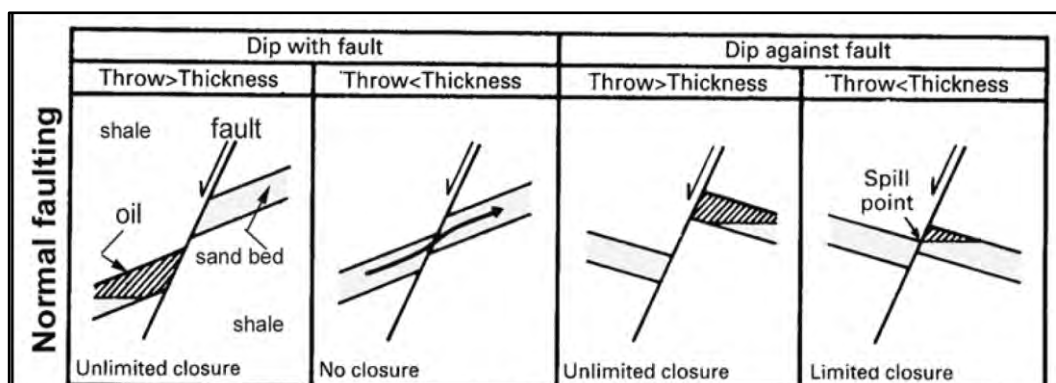


Figura 28: Tipos de entrapamientos en dirección del buzamiento de las capas relativo al plano de falla (Biddle & Wielshowsky, 2003).

### 5.5.3 - ESTRUCTURAS TIPO BLOQUE BAJO FALLADO SIN CIERRE

Este tipo de estructura es igual al anterior, es decir tipo bloque bajo de un pliegue fallado controlada por una falla principal normal homotética que buza hacia el NO y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento. Sin embargo, no presenta el cierre crítico contra el relleno de falla (fault gauge) por no haber suficiente contenido de arcilla en el par reservorio/sello. Este sería el caso donde no se cumpliría con tener un Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla (SGR) mayor al 35%.

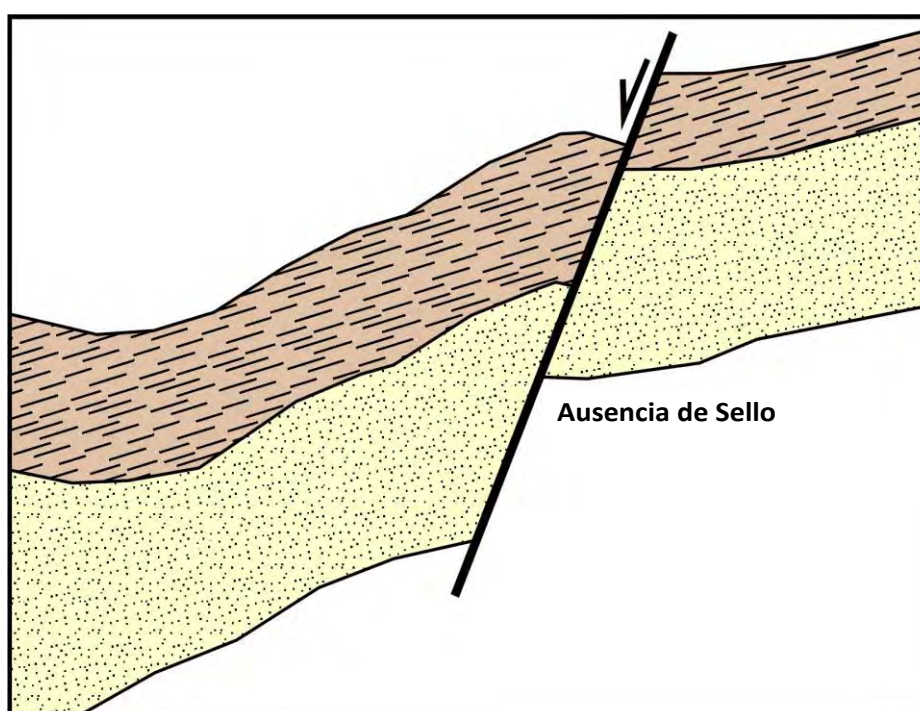


Figura 29: Esquema de una estructura Tipo Bloque Fallado sin sello por arrastre de falla (Fault Gauge) por tener un Ratio del material de Lutita triturada en el plano de falla (SGR) inferior al 35%.



## 5.6 TRAMPAS PROSPECTIVAS IDENTIFICADAS

Después de haber realizado la interpretación sísmica - geológica y todo el mapeo estructural correspondiente, se han identificado varias estructuras que pueden ser consideradas como trampas prospectivas debido a que cumplen los requisitos necesarios para ello. A continuación, se describen cada una de ellas.

### 5.6.1 TRAMPA PROSPECTIVA ZORRITOS SUR OESTE

La estructura denominada Zorritos Suroeste (Zorritos SO), se ubica en la parte central del área de estudio, aproximadamente a dos Km al sur del campo Zorritos, justamente ha sido nombrada así por su ubicación y cercanía a dicho yacimiento. Es una trampa tipo bloque fallado cuyo objetivo reservorio sería la Formación Máncora superior.

Tiene cobertura de sísmica 3D, donde se la observa como una estructura de bloque fallado asimétrico que mide 7 km de largo por 0.7 km de ancho y presenta una culminación. El área máxima de cierre mide 665 acres y el cierre vertical máximo es de 245 pies.

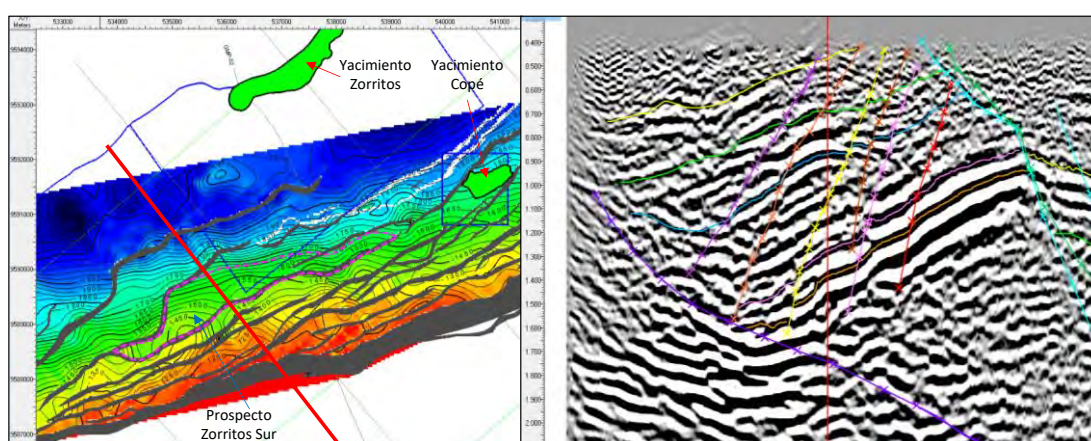


Figura 30: Mapa estructural en profundidad del reservorio Máncora Superior y línea sísmica 3D (NO - SE) mostrando la configuración en subsuelo de la trampa Zorritos Suroeste. El horizonte mapeado es el color celeste.

### 5.6.2 TRAMPA PROSPECTIVA ZORRITOS SUR

La estructura denominada Zorritos Sur (Zorritos S), se ubica en la parte Norte del área de estudio, aproximadamente a tres Km al SE del campo Zorritos, justamente ha sido nombrada así por su ubicación y cercanía a dicho yacimiento. Es una trampa tipo pliegue fallado cuyo reservorio objetivo sería la Formación Zorritos superior.

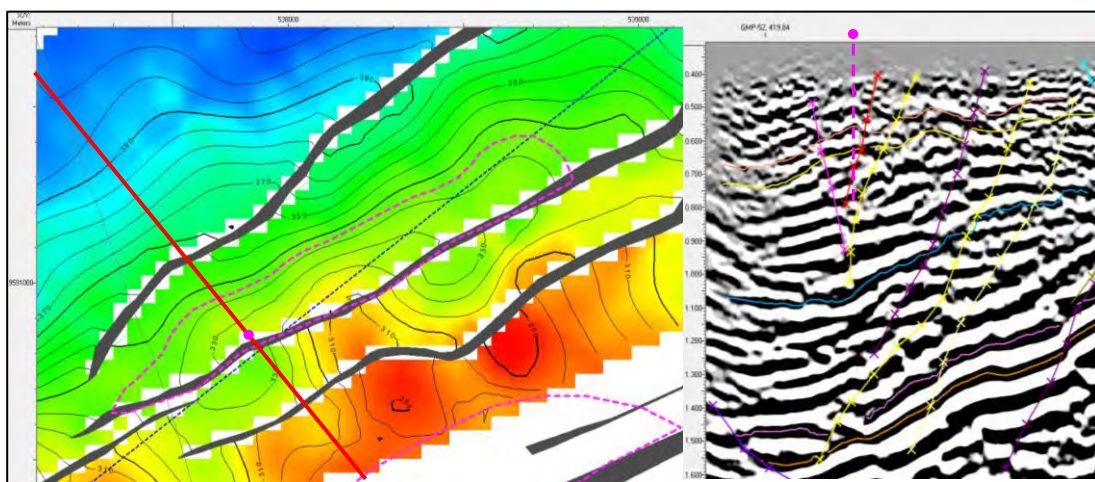


Figura 31: Mapa estructural en profundidad del reservorio Zorritos Inferior y línea sísmica 3D (NO – SE) mostrando la configuración en subsuelo de la trampa Zorritos Sur. El horizonte mapeado es el color amarillo.

Tiene cobertura de sísmica 3D, donde se la observa que es una pequeña estructura de pliegue fallado asimétrico que mide 1.5 km de largo por 0.3 km de ancho y presenta una culminación. El área máxima de cierre mide 90 acres y el cierre vertical máximo es de 50 pies.

### 5.6.3 TRAMPA PROSPECTIVA COPE SUR

Hacia el Sur Este de la estructura Copé, se han identificado dos bloques fallados adicionales, entre las fallas llamadas 5 y 6 y también entre las fallas 6 y 7 (Figuras 32 y 33), los mismos que tienen prospectividad exploratoria ya que se encuentran inmediatamente buzamiento arriba del campo productor Copé, lo cual supone una excelente ubicación para recibir la migración de petróleo alcanzó dichas áreas.

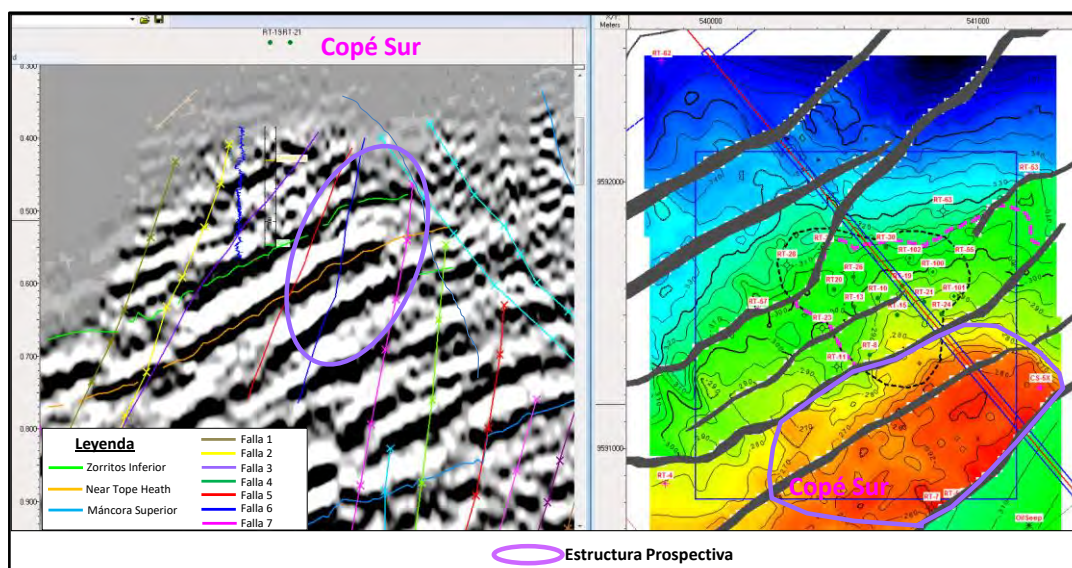


Figura 32: Línea sísmica 3D en sentido NO a SE y Mapa estructural del Reservorio Zorritos Inferior (color verde) mostrando la configuración en subsuelo de la trampa Cope Sur (K. Valencia 2019).

Tiene cobertura de sísmica 3D, donde se la observa como una estructura tipo bloque fallado que mide 2 km de largo por 0.7 km de ancho y presenta una culminación. El área máxima de cierre mide 285 acres y el cierre vertical máximo es de 90 pies.

#### 5.6.4 TRAMPA PROSPECTIVA CHARAN

Se ha identificado también a la estructura denominada Charán ubicada a 3.6 Km al NO del descubrimiento Piedra Candela. Está definida como un bloque fallado producto de la flexión de falla inversa que buza hacia el Norte.

Tiene cobertura de sísmica 3D, donde se la observa como una trampa tipo pliegue fallado que mide 1.3 Km de largo por 0.6 Km de ancho y tiene un área cerrada de aproximadamente 120 acres, a pesar de tener mayor cierre en su flanco NE, el cierre crítico hacia el SO muestra sólo un pequeño cierre vertical y después se abre en dicha dirección debido a que es una rampa de relevo entre dos fallas.



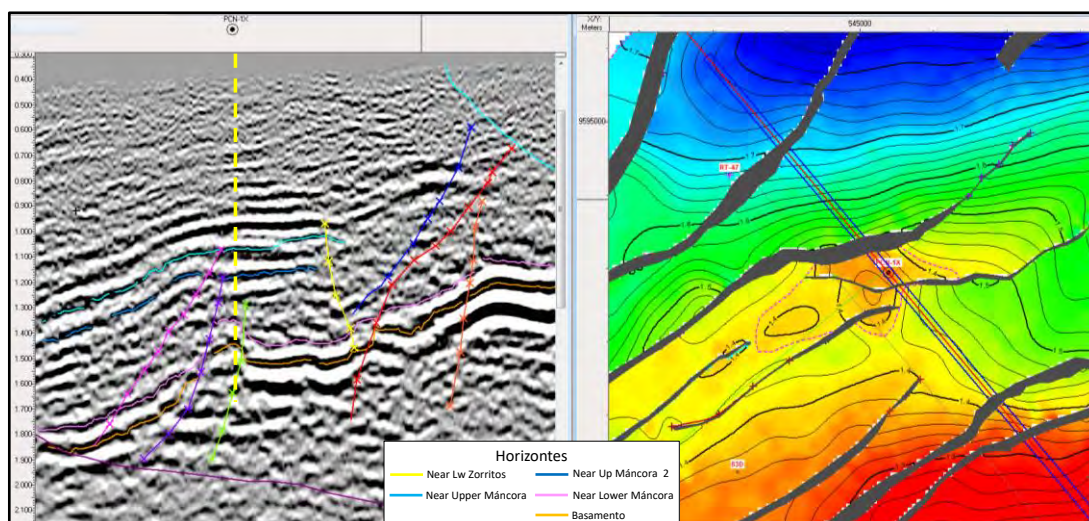


Figura 33: In Line de sismica 3D y Mapa estructural del horizonte Lower Máncora (color rosado en la línea) de la trampa Charán (K. Valencia 2017).

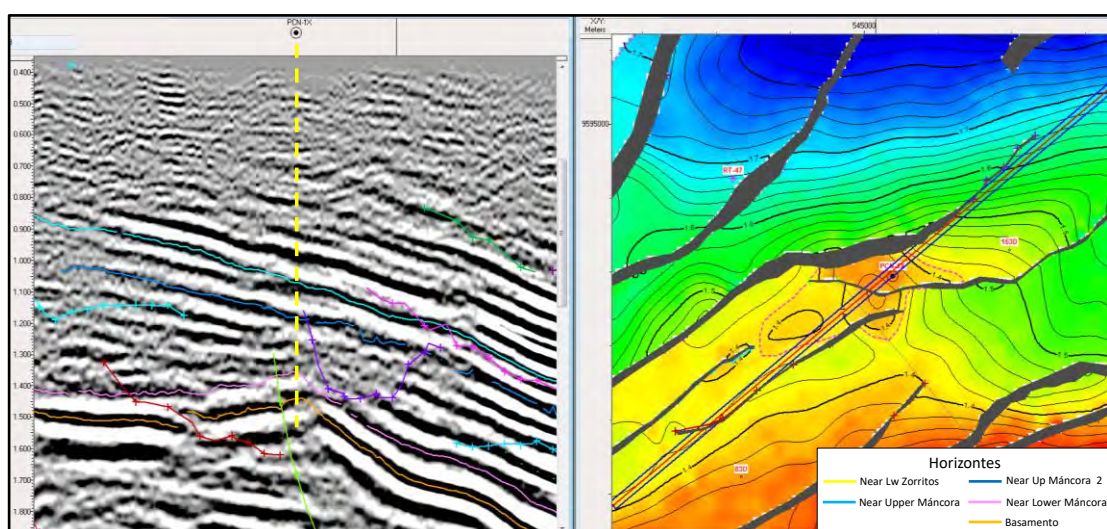


Figura 34: Cross Line de sismica 3D y Mapa estructural del horizonte Lower Máncora (color rosado en la línea) de la trampa Charán. (K. Valencia 2017).

### 5.6.5 TRAMPA PROSPECTIVA PAPAYAL

La estructura Papayal se ubica en la parte Sur área de estudio y corresponden al tipo de entrapamiento que representa un bloque bajo de un pliegue fallado semi regional. La estructura está controlada por una falla principal normal homotética que buza hacia el NO y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

Es una estructura asimétrica que mide 20 km de largo por 1 km de ancho y presenta hasta 5 culminaciones. El área máxima de cierre mide 3737 acres y el cierre vertical máximo es de 556 pies.



Tiene cobertura de 15 líneas sísmicas 2D, de dos campañas de adquisición, espaciadas entre 1.5 a 2 km de distancia. Se han identificado hasta cinco culminaciones las cuales pueden ser consideradas como probables localizaciones exploratorias cuyo reservorio objetivo es la formación Verdún. A continuación, se muestran tres de las cinco culminaciones mencionadas (Figuras 35, 36 y 37).

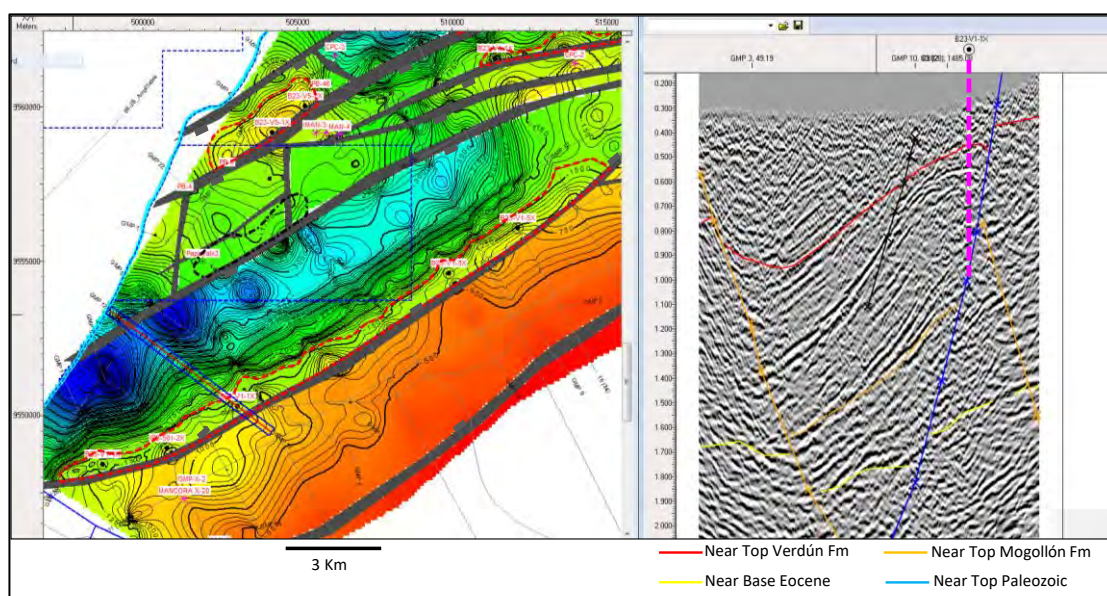


Figura 35: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Papayal mostrando una culminación estructural y posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

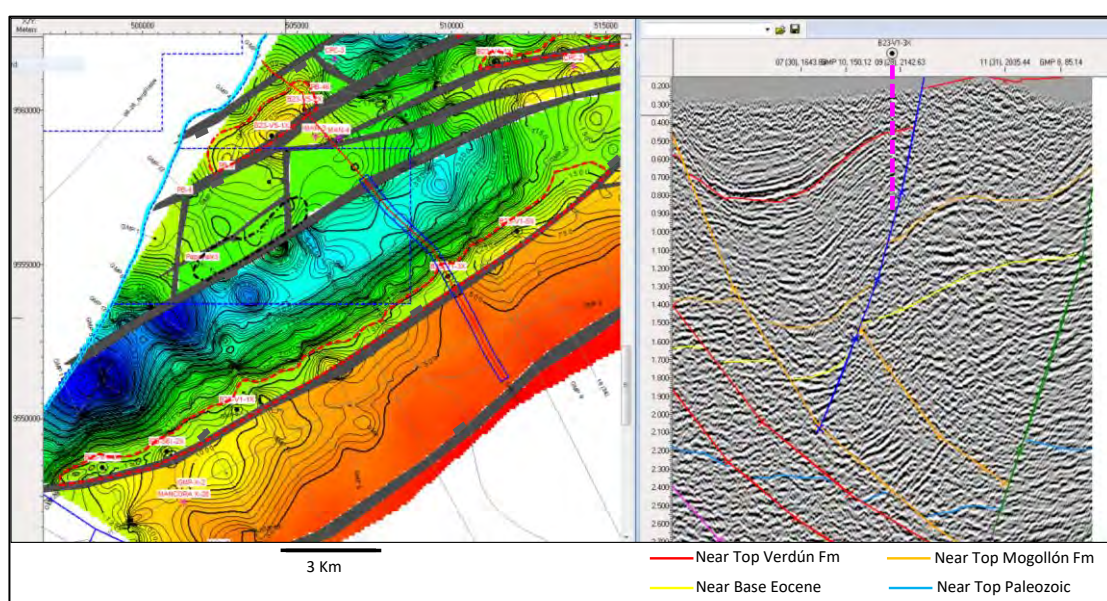


Figura 36: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Papayal mostrando otra culminación estructural y posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

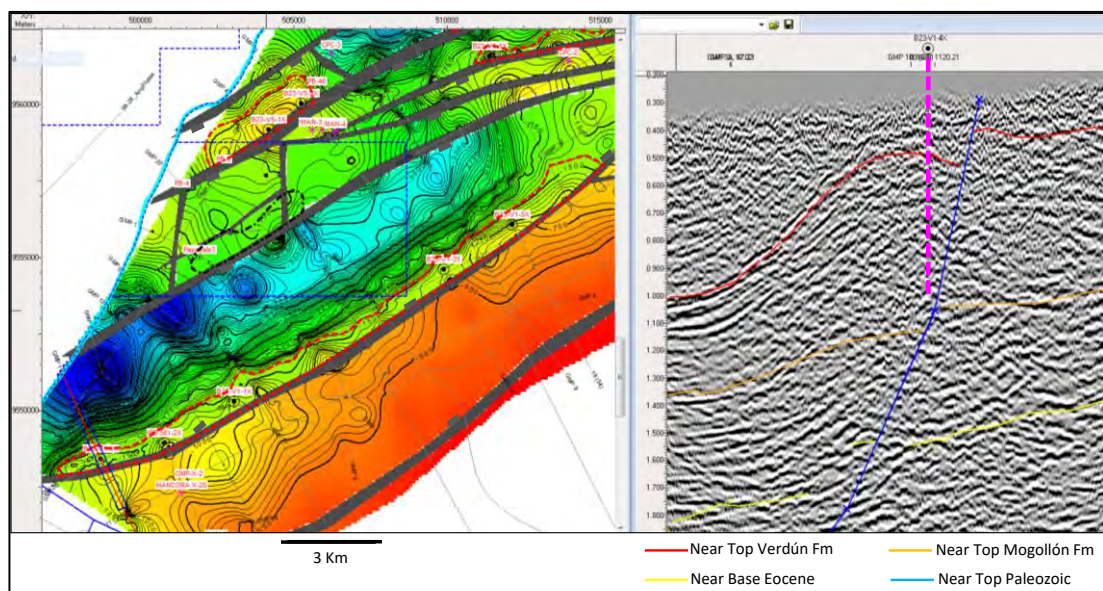


Figura 37: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Papayal mostrando una tercera culminación estructural y posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

#### 5.6.6 TRAMPA PROSPECTIVA SALADO

La estructura Salado se ubica en la parte Sur del área de estudio y corresponden al tipo de entrapamiento que representa un bloque bajo de un pliegue fallado. La estructura está controlada por una falla principal normal homotética que buza hacia el NO y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

Tiene cobertura de una sola línea sísmica 2D, pero se complementa con otras 4 líneas sísmicas 3D distantes a aproximadamente 2 km por cada lado. Es una estructura simétrica que mide 1.5 km de largo por 1.4 km de ancho y presenta una sola culminación. El área máxima de cierre mide 427 acres y el cierre vertical máximo es de 140 pies. El reservorio objetivo es la Fm. Verdún y se ha considerado una locación de pozo exploratorio para el ápice de esta estructura, la misma que se muestra a continuación en la figura siguiente.



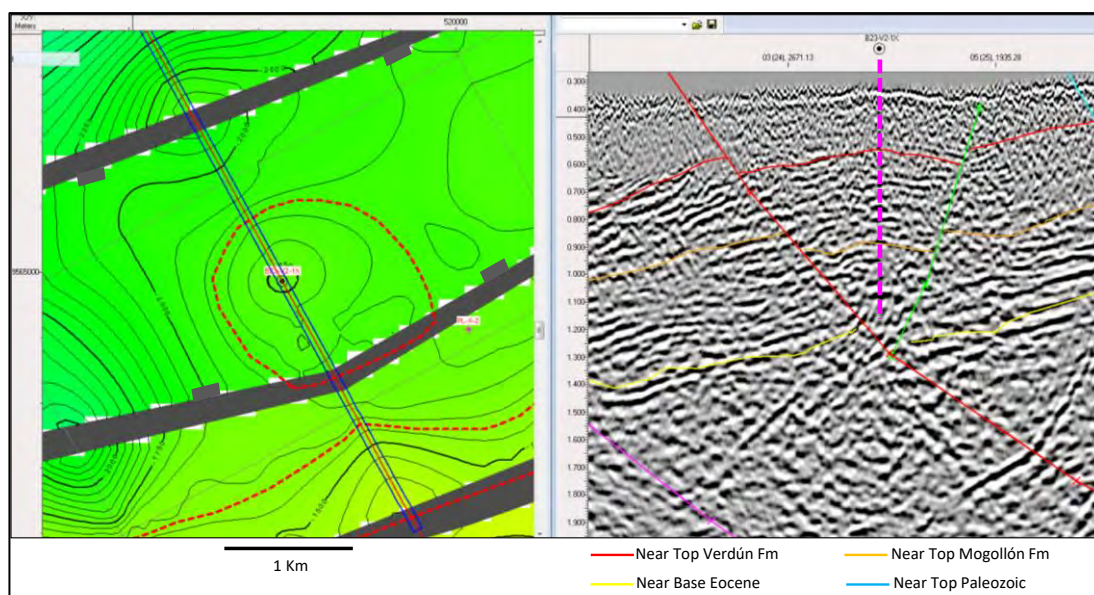


Figura 38: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Salado mostrando una posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

### 5.6.7 TRAMPA PROSPECTIVA CURO SOMERO

La estructura Curo Somero se ubica en la parte Centro-Sur del área de estudio y corresponden al tipo de bloque alto de un pliegue fallado, donde el entrapamiento estaría controlado por una falla normal antitética que buza hacia el SE y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

Tiene cobertura de 2 líneas sísmicas 2D espaciadas a dos km de distancia. Es una estructura asimétrica que mide 3.7 km de largo por 0.7 km de ancho y presenta dos culminaciones. El área máxima de cierre mide 485 acres y el cierre vertical máximo es de 492 pies. El reservorio objetivo es la Formación Verdún. Se han considerado dos locaciones de pozos exploratorios para los ápices de esta estructura, las mismas que se muestran a continuación en las figuras siguientes

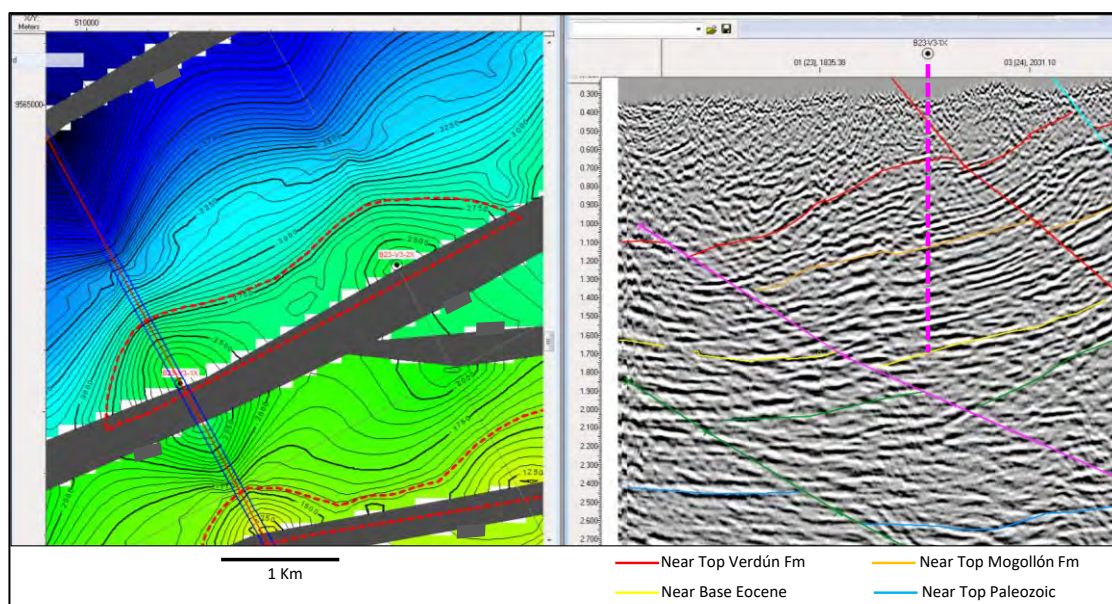


Figura 39: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curo Somero mostrando una posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

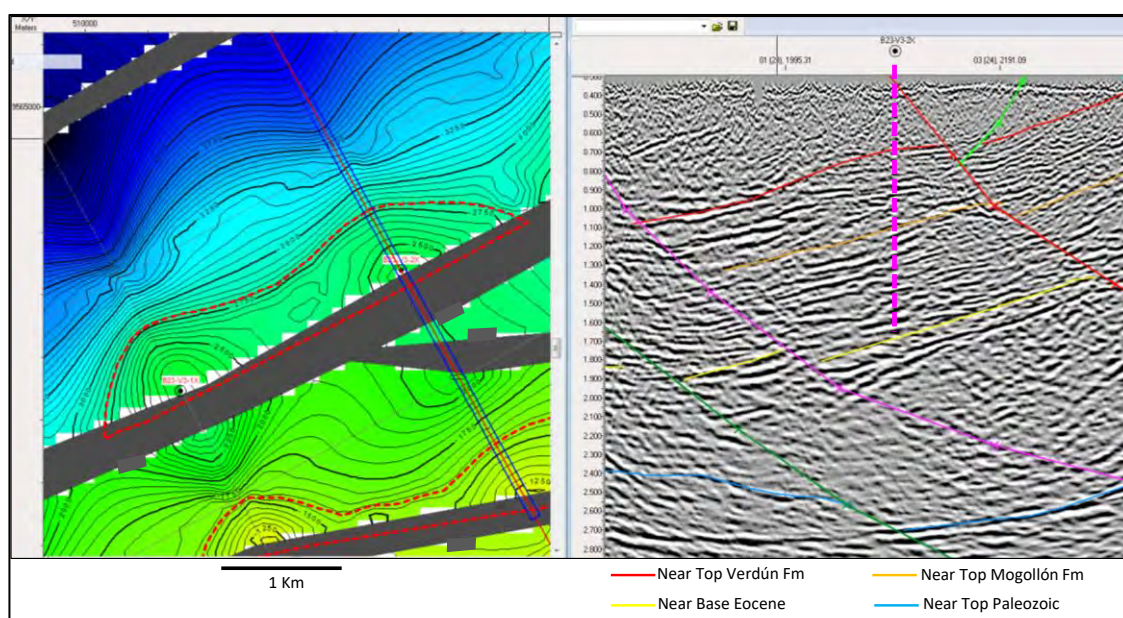


Figura 40: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curo Somero mostrando otra posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

### 5.6.8 TRAMPA PROSPECTIVA CURO-PROFUNDO

La estructura Curo Profundo se ubica en la parte Sur Oeste del área de estudio y corresponde al tipo de bloque alto de un pliegue fallado, donde el entrapamiento estaría controlado por una falla normal antitética que buza hacia el SE y en cuyos otros



tres flancos tienen cierre por buzamiento. Tiene cobertura de 2 líneas sísmicas 2D espaciadas a 2 km. Es una estructura asimétrica que mide 4 km de largo por 0.9 km de ancho y presenta dos culminaciones. El área máxima de cierre mide 734 acres y el cierre vertical máximo es de 790 pies. Se han considerado dos locaciones de pozos exploratorios en los ápices de la estructura, las mismas que se muestran a continuación en las figuras siguientes.

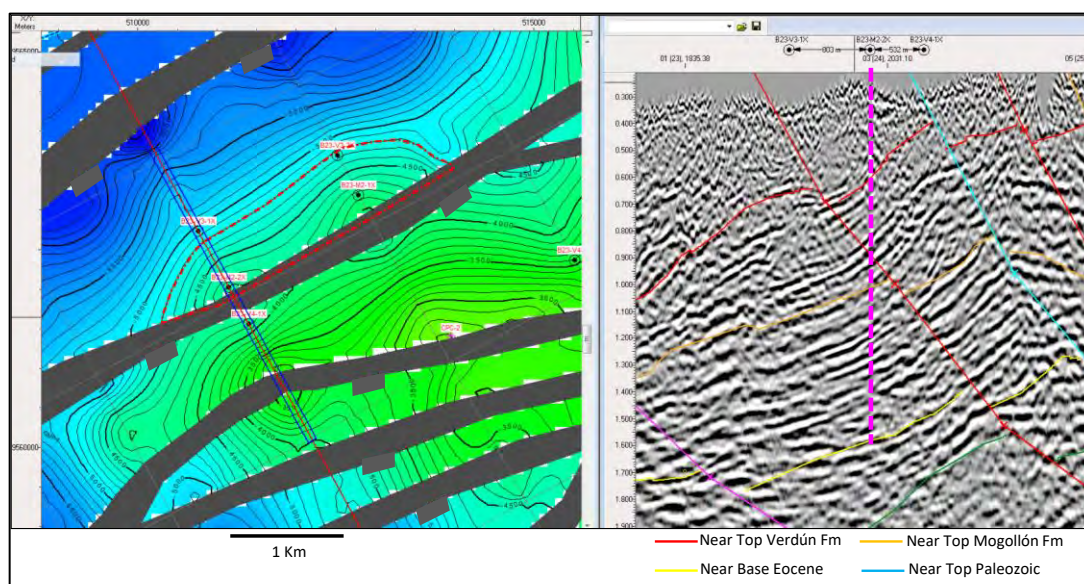


Figura 41: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curro Profundo mostrando una posible locación exploratoria (K. Valencia 2017).

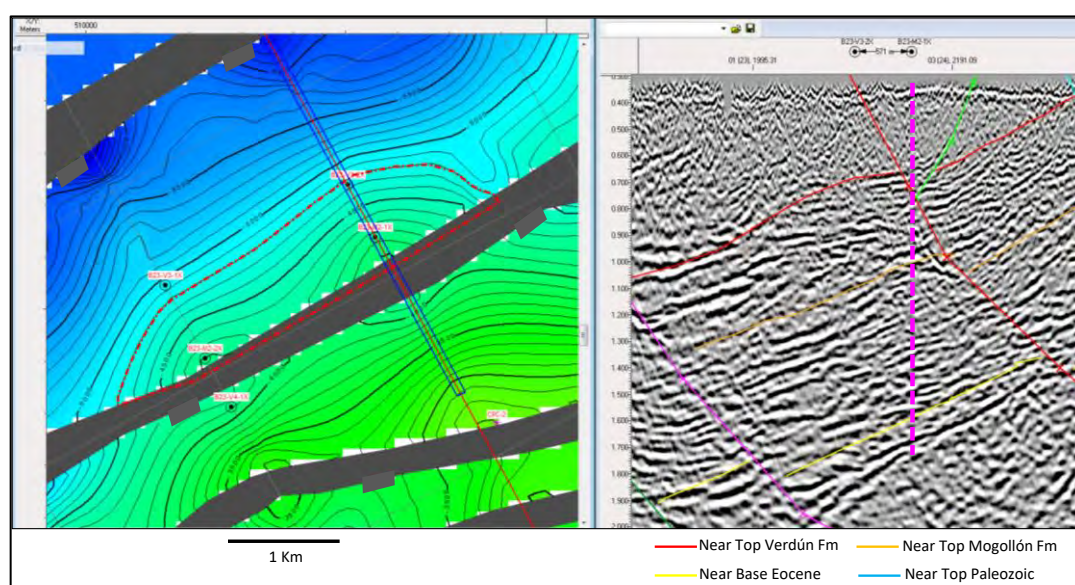


Figura 42: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Curro Profundo mostrando otra posible locación exploratoria.

### 5.6.9 TRAMPA PROSPECTIVA CANCAS SOMERO

La estructura Cancas Somero se ubica en la parte Centro-Sur del área de estudio y corresponden al tipo de bloque alto de un pliegue fallado, donde el entrapamiento estaría controlado por una falla normal antitética que buza hacia el SE y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

Tiene cobertura de 7 líneas sísmicas 2D espaciadas cada 2 km donde se define como una estructura asimétrica que mide 12 km de largo por 0.7 km de ancho y presenta cuatro culminaciones. El área máxima de cierre mide 1691 acres y el cierre vertical máximo es de 375 pies. Se han considerado hasta 4 locaciones de pozos exploratorios a ser para los cuatro ápices de la estructura, las mismas que se muestran a continuación en las siguientes figuras.

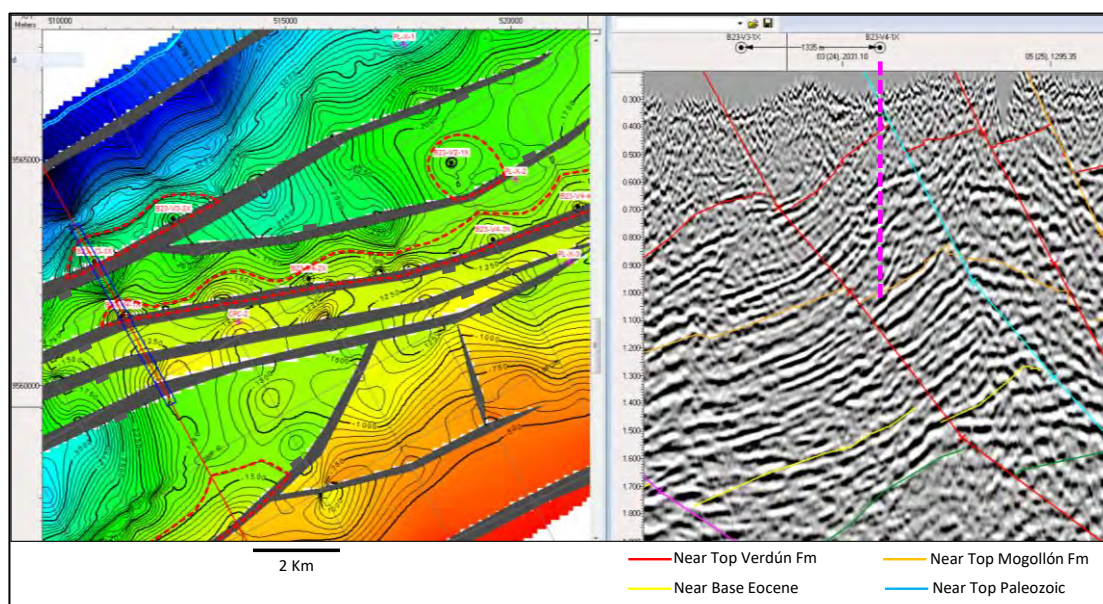


Figura 43: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tople Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando la culminación más al oeste y una posible locación exploratoria (K.Valencia 2017).



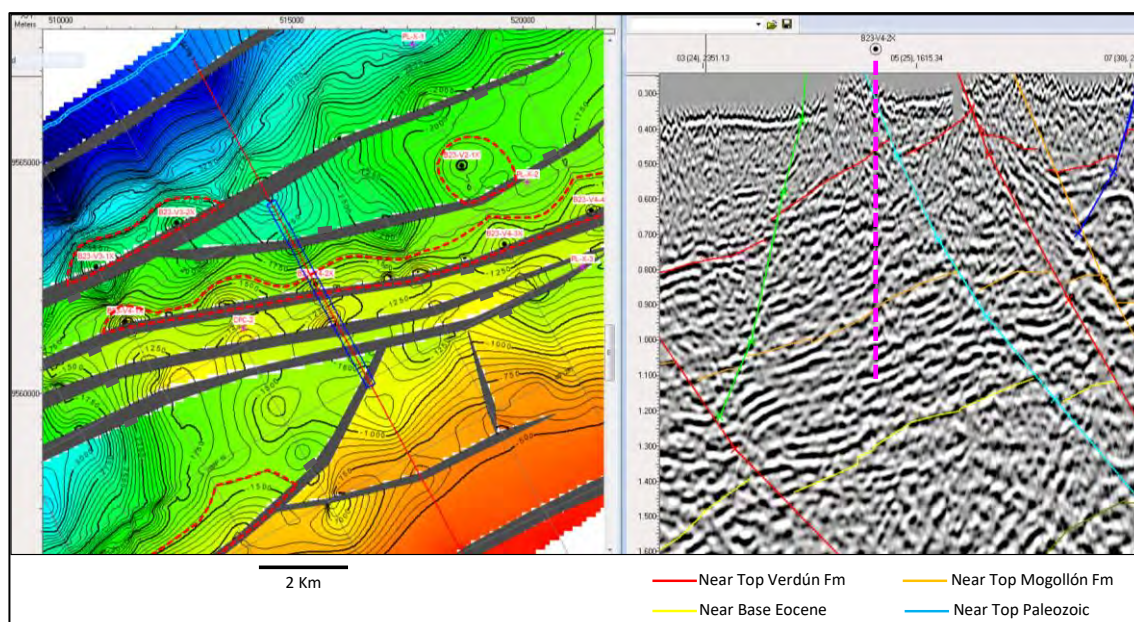


Figura 44: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando otra culminación estructural y una posible ubicación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

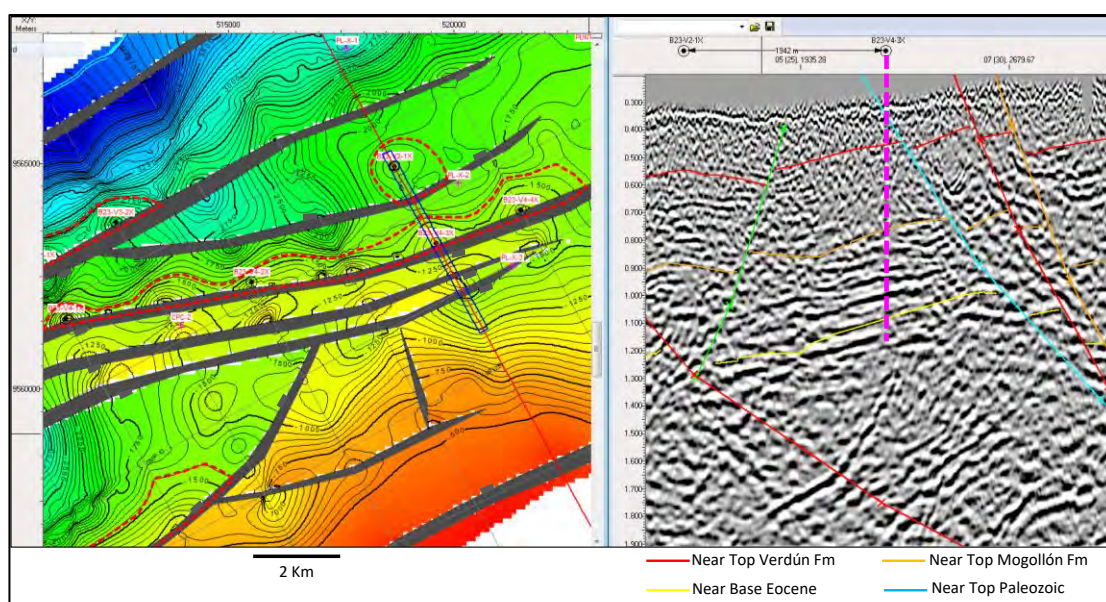


Figura 45: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Tope Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando otra culminación estructural más al este y una posible ubicación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

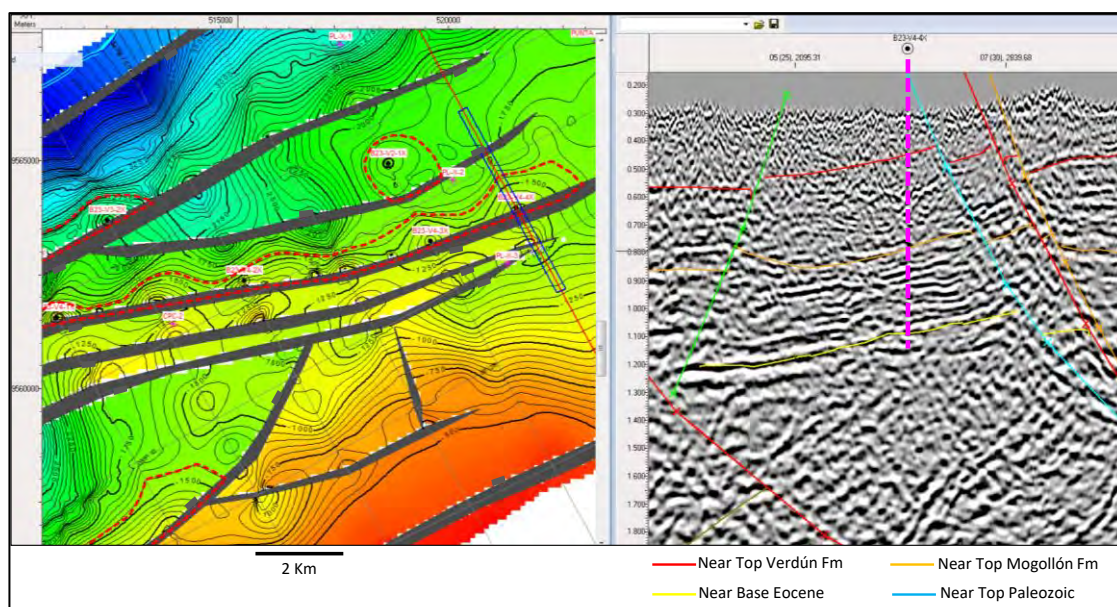


Figura 46: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y línea Sísmica 2D de la trampa Cancas Somero mostrando la culminación estructural más al este y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

#### 5.6.10 TRAMPA PROSPECTIVA CANCAS PROFUNDO

La estructura Cancas Profundo se ubica en la parte Sur Oeste área de estudio y corresponden al tipo de bloque alto de un pliegue fallado, donde el entrapamiento estaría controlado por una falla normal antitética que buza hacia el SE y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

Tiene cobertura de 7 líneas sísmicas 2D espaciadas cada 2 km donde se define como una estructura asimétrica que mide 5.4 km de largo por 0.6 km de ancho y presenta tres culminaciones (Figuras 47, 48 y 49). El área máxima de cierre mide 588 acres y el cierre vertical máximo es de 500 pies.



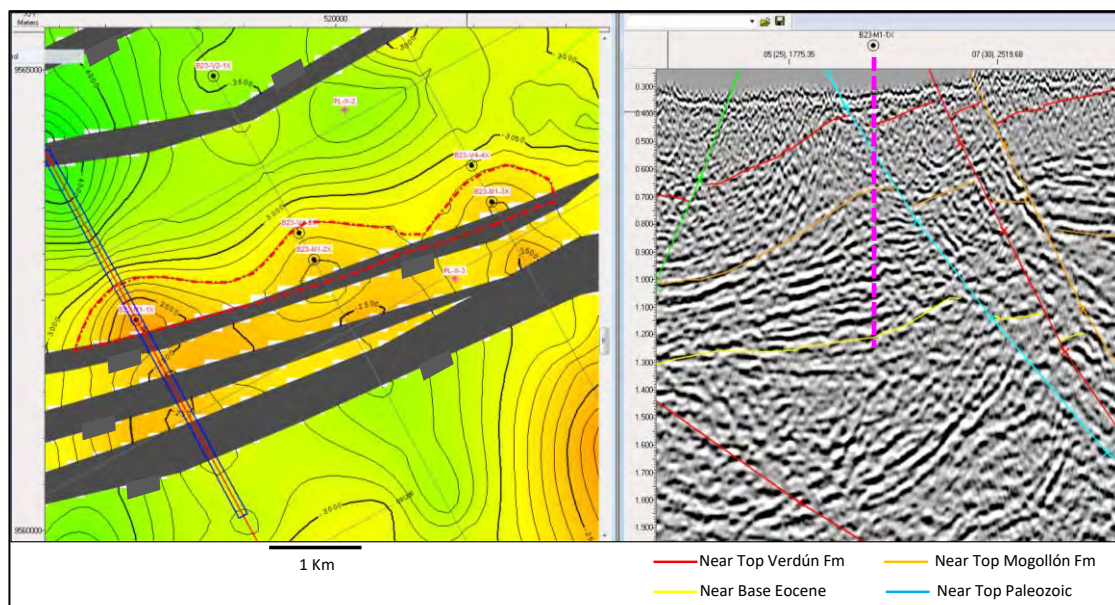


Figura 47: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Cancas profundo mostrando la culminación estructural más al oeste y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

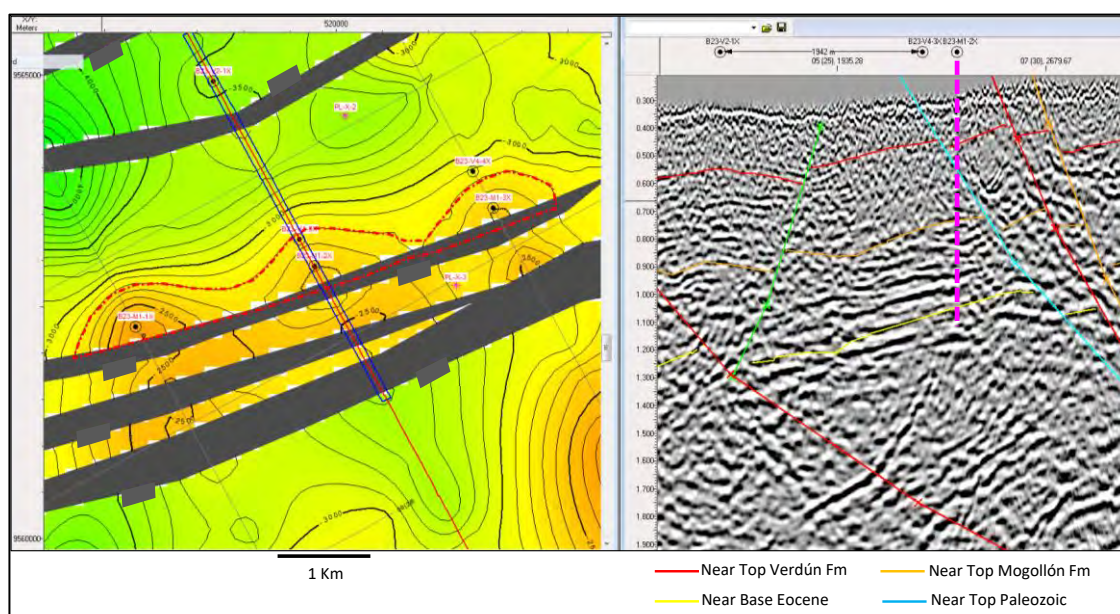


Figura 48: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Cancas profundo mostrando la culminación estructural central y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

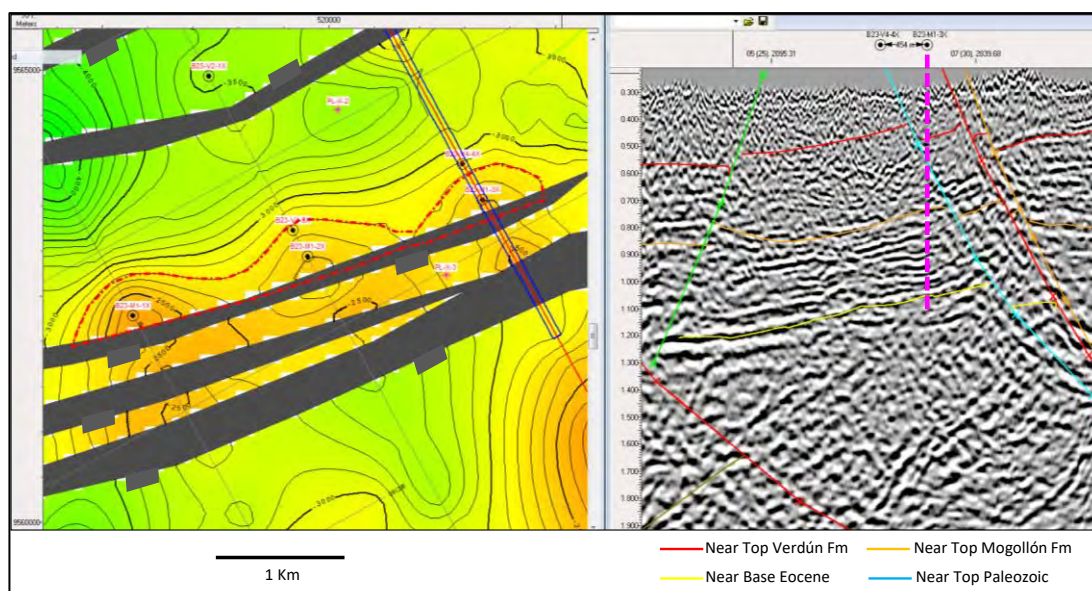


Figura 49: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Mogollón (color anaranjado en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Cancas profundo mostrando la culminación estructural más al este y una posible locación exploratoria sobre la misma (K.Valencia 2017).

#### 5.6.11 TRAMPA PROSPECTIVA PUNTA SAL.

La estructura Punta Sal se ubica en la parte Suroeste del área de estudio y corresponden al tipo de bloque alto de un pliegue fallado, donde el entrapamiento estaría controlado por una falla normal antitética que buza hacia el SE y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

Tiene cobertura de 3 líneas sísmicas 2D espaciadas cada 1.5 Km donde se observa que es una estructura asimétrica que mide 4 km de largo por 1 km de ancho y presenta dos culminaciones. El área máxima de cierre mide 1020 acres y el cierre vertical máximo es de 400 pies. Se han considerado dos locaciones de pozos exploratorios para esta estructura, a continuación, se muestra una de ellas sobre una zona estructuralmente favorable.



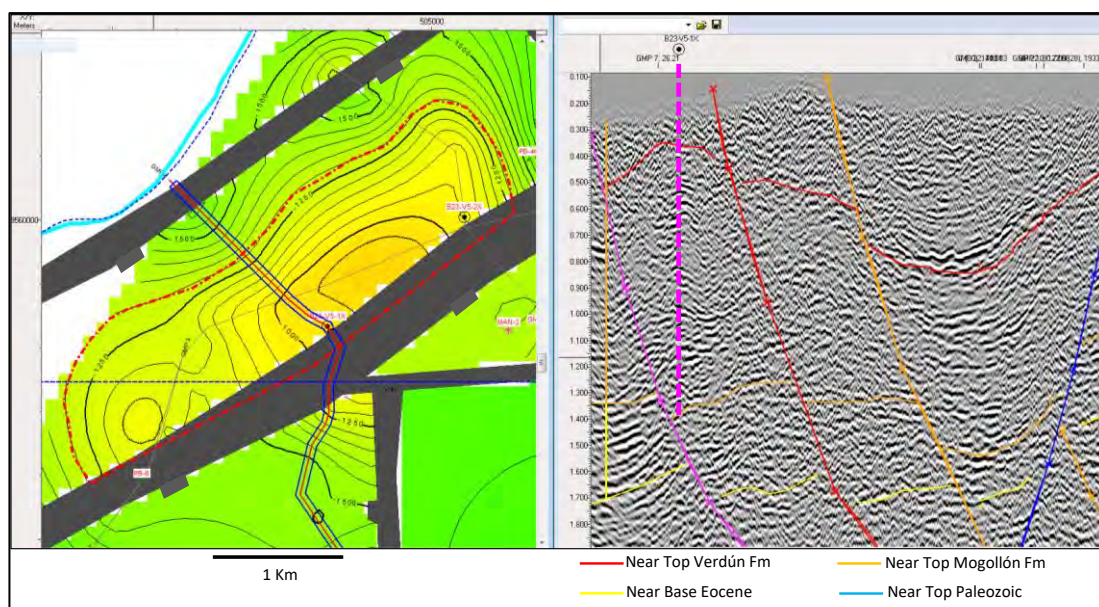


Figura 50: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Top Verdún (color rojo en la línea) y línea sísmica 2D de la trampa Punta Sal mostrando una posible locación exploratoria (K.Valencia 2017).

### 5.6.12 TRAMPA PROSPECTIVA VEGAS

La estructura Vegas se ubica en la parte Noreste del área de estudio y corresponde al tipo de bloque bajo de un pliegue fallado, donde el entrapamiento estaría controlado por una falla normal sintética que buza hacia el NO y en cuyos otros tres flancos tienen cierre por buzamiento.

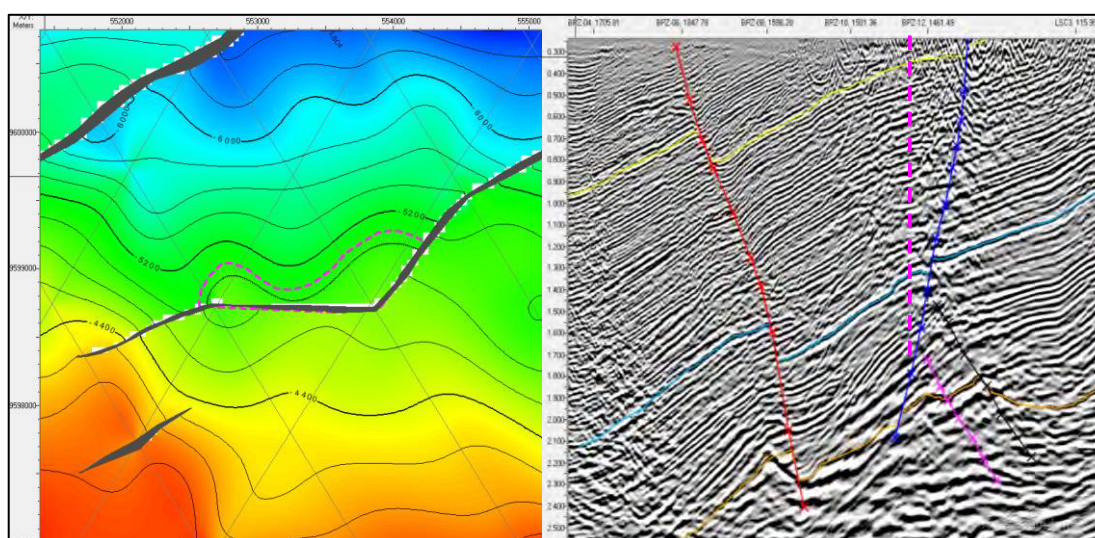


Figura 51: Mapa Estructural en profundidad del horizonte Near Upper Máncora (color celeste en la línea) y Línea Sísmica 2D de la trampa Vegas mostrando una posible locación exploratoria.

Tiene cobertura de 4 líneas sísmicas 2D que tiene espaciamiento de 1 km entre ellas donde se la observa como una estructura asimétrica que mide 1.7 km de largo por 0.45 km de ancho y presenta una culminación. El área máxima de cierre mide 130 acres y el cierre vertical máximo es de 290 pies. Se han considerado una locación de pozos exploratorios a ser consideradas para esta estructura, las misma que se muestra a continuación en la siguiente figura.

## 5.7 CLASIFICACION DE TRAMPAS IDENTIFICADAS EN LA CUENCA TUMBES ONSHORE

Tal como se ha descrito a cada una de ellas, se han identificado doce trampas prospectivas por hidrocarburos las cuales pueden ser clasificadas en función de sus características geológicas. El **Sistema Estructural** es el que define y origina todas las trampas identificadas. El **Régimen de cierre contra falla** es el proceso que controla las trampas de dicho sistema, Hay dos **Clases de Trampas** si se toma en cuenta la geometría de las mismas, una clase es el bloque fallado alto y la otra es el bloque fallado bajo, correspondiendo todas a una **familia** de trampas que tienen su génesis en el fallamiento transtensional y de salto normal dominante en toda el área de estudio. Así en base a las definiciones de Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000) se ha preparado una clasificación de las trampas identificadas en área de estudio. (Tabla 4).

Tabla 4: Clasificación de Trampas identificadas en la cuenca Tumbes Onshore.

Nivel de Clasificación		Definición de Trampas	Trampas Identificadas en Tumbes Onshore
<b>Sistema</b>		Trampa Estructural	Todas
<b>Régimen</b>		Cierre contra Falla	Todas
<b>Clase</b>	<b>Sub Clase 1</b>	Bloque fallado. Bloque Alto	Cope Sur, Piedra Candela N, Curo Somero, Curo Profundo, Cancas Somero, Cancas Profundo, Punta Sal
	<b>Sub Clase 2</b>	Bloque fallado. Bloque Bajo	Zorritos SO, Zorritos Sur, Papayal, Salado, Vegas
<b>Familia</b>		Fallamiento transtensional por tectónica Strike slip	Todas



## 5.8 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA DE ESTUDIO Y SINCRONISMO DE LAS TRAMPAS

Con el objetivo de evaluar la carga de hidrocarburos, una vez verificado que tanto la roca generadora, así como los otros elementos y procesos geológicos del sistema de petróleo se encuentren presentes en un área de influencia de las trampas identificadas, corresponde evaluar si al posible tiempo de migración, las trampas ya estaban emplazadas como tales. Esto es, evaluar si hay evidencias de sincronismo positivo o buen “timing”. Así, para tener sincronismo positivo se asume que una trampa efectiva que contiene reservorio y sello, ha estado presente y lista para ser cargada al tiempo de la migración, que en el caso de la cuenca Tumbes onshore, de acuerdo a los modelajes térmicos realizados, habría ocurrido a partir de fines del Mioceno e inclusive algunas zonas estarían en la actualidad todavía dentro de la ventana de generación de petróleo.

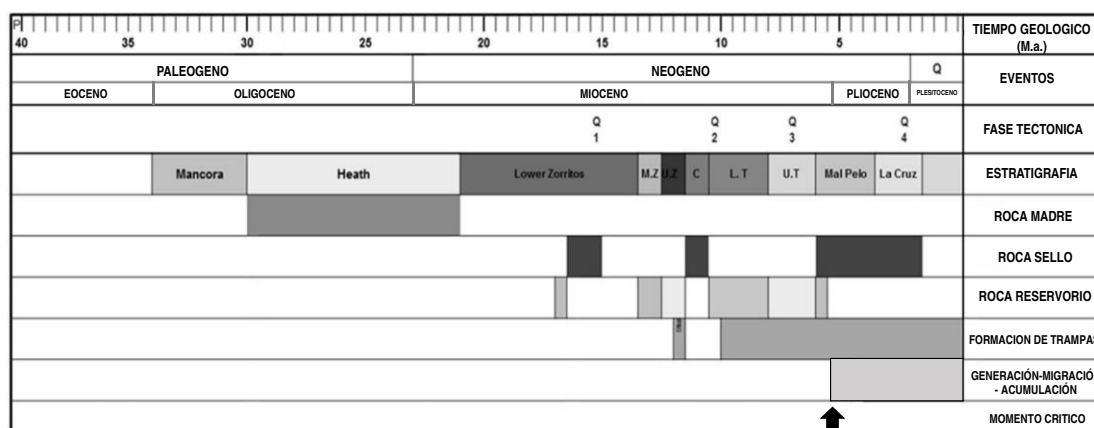


Figura 52: Carta de Eventos del Sistema de Petróleo de la cuenca Tumbes donde se aprecia que los procesos de generación/migración de hidrocarburos de la Roca madre Heath se da a partir de fines del Mioceno.

Para hacer un análisis confiable sobre el tiempo de formación de las trampas, se usó la información sísmica, con la cual inicialmente se interpretaron horizontes y se prepararon los mapas estructurales, de tal manera de reconstruir la evolución estructural de área mediante la posterior horizontalización (“flattenings”) de reflectores interpretados y la construcción de Mapas Isócronos entre los reflectores interpretados que son usados como paleomapas de horizonte más antiguo al tiempo del horizonte más moderno, preparándose de esta forma todos los mapas requeridos. Para

una mejor descripción del área de estudio se dividió el área en tres zonas, una al Sur (con cobertura de sísmica 2D), otra al Centro (con cobertura de sísmica 3D) y otra al Norte (con cobertura de Sísmica 2D).

En la zona Sur con cobertura de sísmica 2D, se tienen preparados cuatro mapas estructurales (Figura 53) que representan el Tope del Basamento (Paleozoico), el tope de la Fm. Mogollón, la Base del Eoceno y el tope de la Fm. Verdún. Allí se puede observar el fallamiento normal que incluye familias de falla de alto buzamiento antitético y homotético con una dirección en planta hacia el NE.

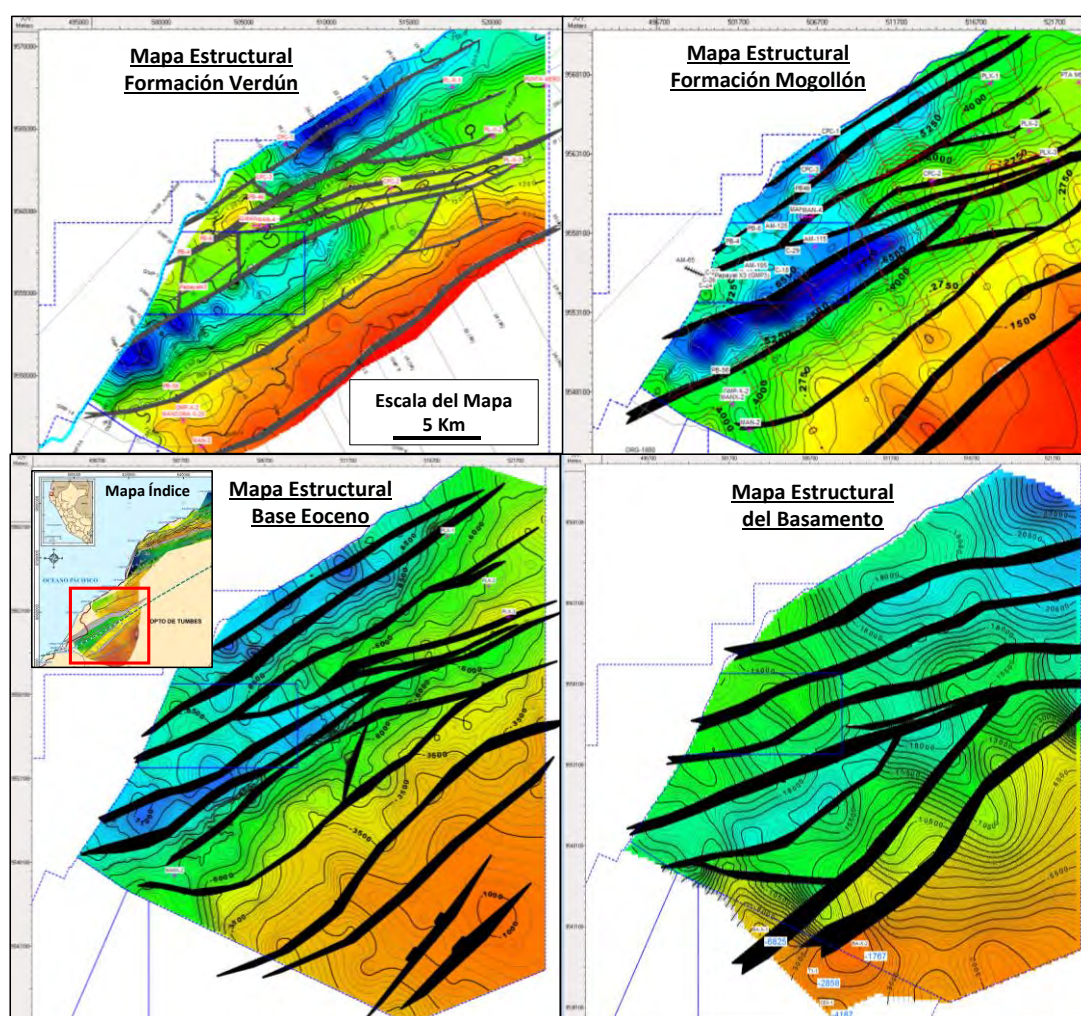


Figura 53: Mapas Estructurales en tiempo doble de cuatro horizontes sísmicos interpretados en la zona Sur del área de estudio que cuenta con Sísmica 2D.

En el Mapa estructural del Basamento, se puede observar que la zona más profunda o depocentro local se ubica hacia el NE del área. En el mapa de Base del Eoceno se aprecia que la zona más profunda se ubica hacia el NO, de manera similar que, hacia

los otros dos mapas, ello nos estaría indicando que ha habido una migración del depocentro desde el NE hacia el NO en esta zona sur.

Así también, se puede observar que regionalmente, la zona estructuralmente más alta siempre estuvo ubicada al SE del área mapeada y también localmente hacia el NO del área donde se ubican los campos de petróleo de Carpitas. Las fallas compartimentalizan segmentos de bloques fallados de diversa magnitud, pero en general de orientación SO-NE.

Por otra parte, hacia la zona central con cobertura de sísmica 3D, se muestran tres mapas estructurales (Figura 56) que representan el Tope del Basamento, El Tope del Miembro Inferior de la Fm. Máncora y el Tope del Miembro Superior de la Fm. Máncora. Allí, se puede observar el fallamiento normal que incluye las dos fallas principales normales antitéticas y de alto buzamiento (Tronco Mocho y Zorritos 2) cuya dirección vista en planta es OSO-ENE.

El Mapa Estructural del Basamento muestra que la zona estructuralmente más alta del área es el alineamiento local llamado Caracol, que tiene una orientación OSO-ENE y que se emplaza entre las fallas Zorritos 2 y Tronco Mocho y que hacia el norte del área profundiza con buzamiento moderado, mientras que hacia el sur cae abruptamente producto de la falla regional Tronco Mocho originando una zona profunda o depocentro sedimentario.

En los tres mapas (Figura 54) se observa nítidamente el alto estructural Caracol donde se tienen los descubrimientos de Gas natural no asociado en la estructura Caracol en el reservorio Máncora Superior y en las estructuras El Cardo y Piedra Candela en el reservorio Máncora Inferior.

Hacia la zona norte con cobertura de sísmica 2D, se muestran dos mapas de contornos estructurales (Figura 55) donde se puede observar la estructuración del área que incluye dos fallas principales de alto buzamiento, una falla antitética, que buza hacia el SE, que es la prolongación de la falla Zorritos 2 y otra falla de menor extensión que es homotética y buza hacia el NO. Ambas fallas vistas en planta también tienen una dirección preferente hacia el NE.



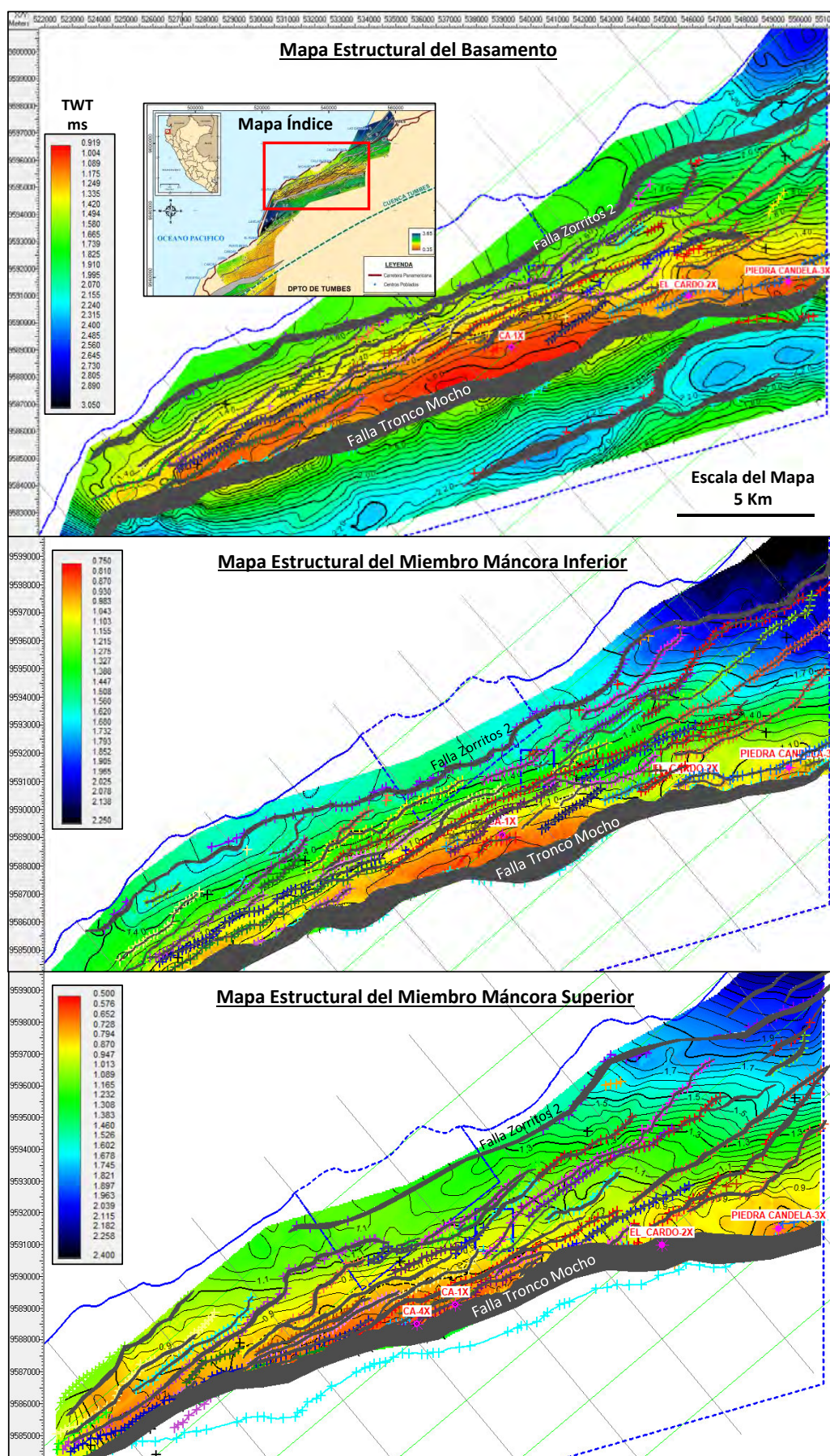


Figura 54: Mapas Estructurales en tiempo doble de tres horizontes sísmicos interpretados en la zona Centro del área de estudio que cuenta con Sísmica 3D.

Tanto el Mapa estructural del Basamento (Paleozoico) como el Mapa estructural al tope del miembro Superior de la Fm. Máncora muestran configuraciones similares respecto de las zonas más profundas ubicadas al NE del área, mientras que las zonas más altas o someras se ubican en general al Sur del área mapeada.

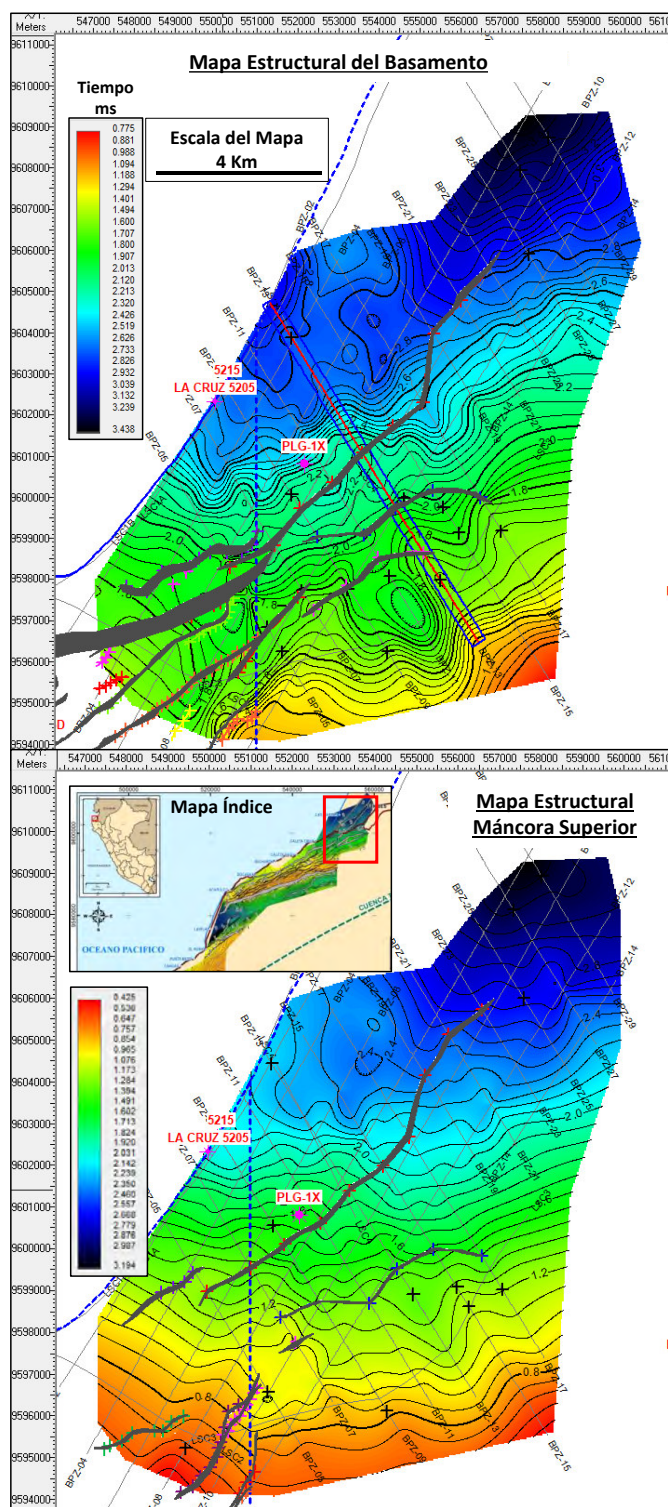


Figura 55: Mapas Estructurales en tiempo doble del Basamento y del Mbo. Máncora superior, interpretados en la zona Norte del área de estudio que cuenta con Sísmica 2D.

### **5.8.1 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA CENTRAL DE LA CUENCA TUMBES ONSHORE**

Se han preparado horizontalizaciones (flatenings) de líneas sísmicas clave (Figuras 56 y 57) y mapas isócronos semi regionales (Figura 60) del área central de la cuenca Tumbes onshore que cuenta con cobertura de sísmica 3D que muestran la evolución de las paleo tendencias estructurales hasta la actualidad tanto en el sentido N-S como en el sentido SO-NE.

Así, en la línea sísmica arbitraria Norte-Sur tomada del cubo 3D interpretado (Figura 56), se observan 4 estadios, un primer estadio al tiempo Oligoceno, durante la depositación de la Fm, Máncora, donde se observa que la configuración del Basamento era irregular con cierta tendencia a tener mayor espacio de depositación hacia el Sur.

Esa misma tendencia se mantiene tiempo de depositación del horizonte interpretado como Intra Heath y además ya se evidencia adelgazamiento hacia el Norte de la Falla Tronco Mocho, lo cual nos estaría indicando que esta falla ya habría estado activa desde ese tiempo.

En el tercer estadio mostrado en la Figura 56, que corresponde al tiempo de depositación del tope de la Fm. Heath (Mioceno Inferior), se observa claramente engrosamiento hacia el sur de las fallas Tronco Mocho y Zorritos 2 y adelgazamiento inmediatamente al norte de la falla Tronco Mocho.

En el estadio final que representa el tiempo presente se observa erosionada la Formación Zorritos suprayacente a la Fm Heath en la zona central cercana a la Falla principal; por su parte, se ve ya un salto de falla muy grande en el caso de la falla Tronco Mocho y mucho menos notorio en el caso de la falla Zorritos 2.

Por otra parte, en la línea sísmica arbitraria SO-NE tomada del cubo 3D interpretado (Figura 57), se observan 5 estadios de evolución estructural , una al tiempo Oligoceno, medio durante la depositación del miembro inferior de la Fm, Máncora, donde se observa que la configuración del Basamento era irregular, pero con la tendencia a tener



mayor espacio de depositación hacia el SO de la Falla Tronco Mocho, dicha tendencia se mantiene al tiempo de depositación del horizonte interpretado como Intra Máncora (2do estadio) y se evidencia adelgazamiento hacia el NE de la Falla Tronco Mocho.

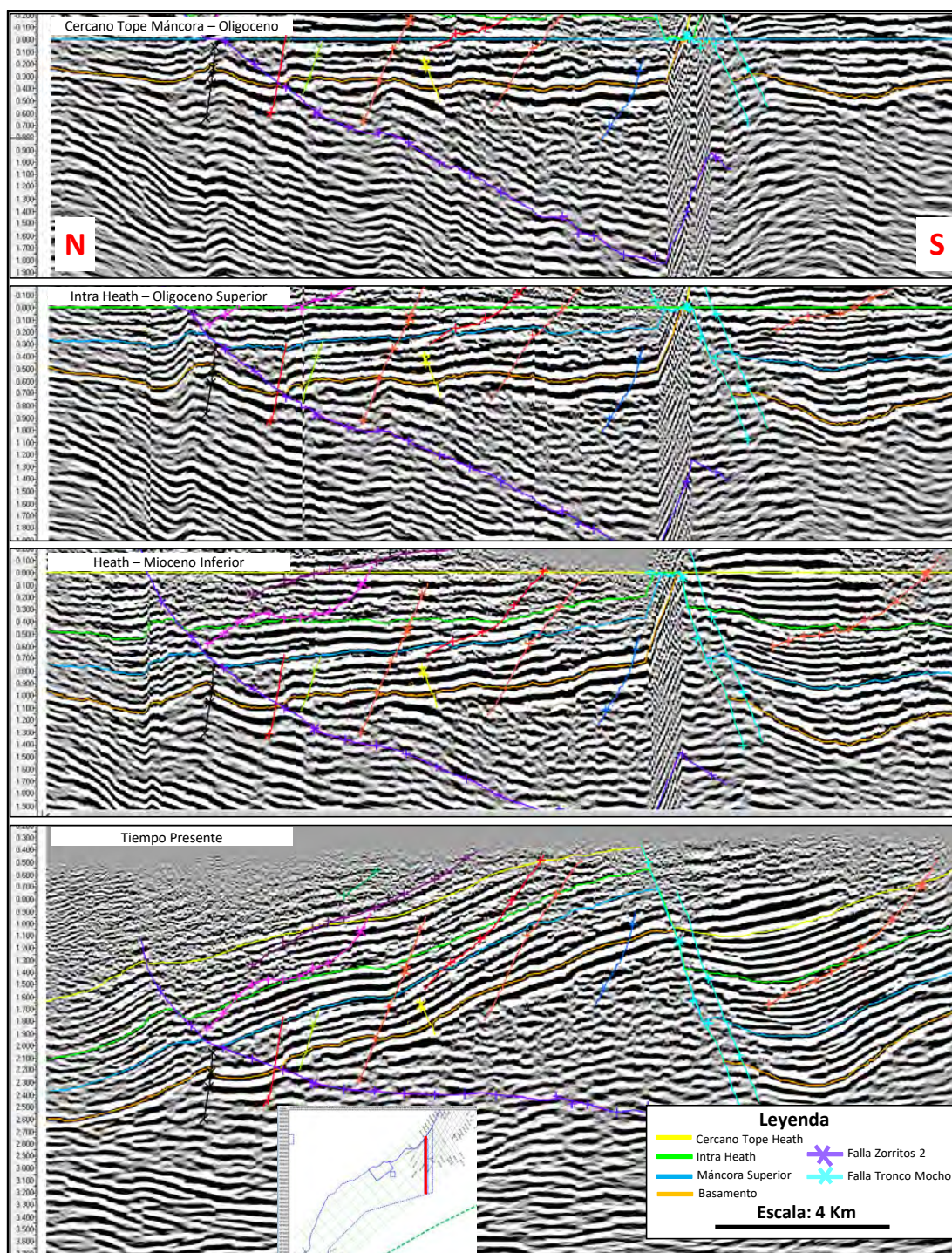


Figura 56: Evolución estructural en sentido N-S de la zona centro norte del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica 3D arbitraria.



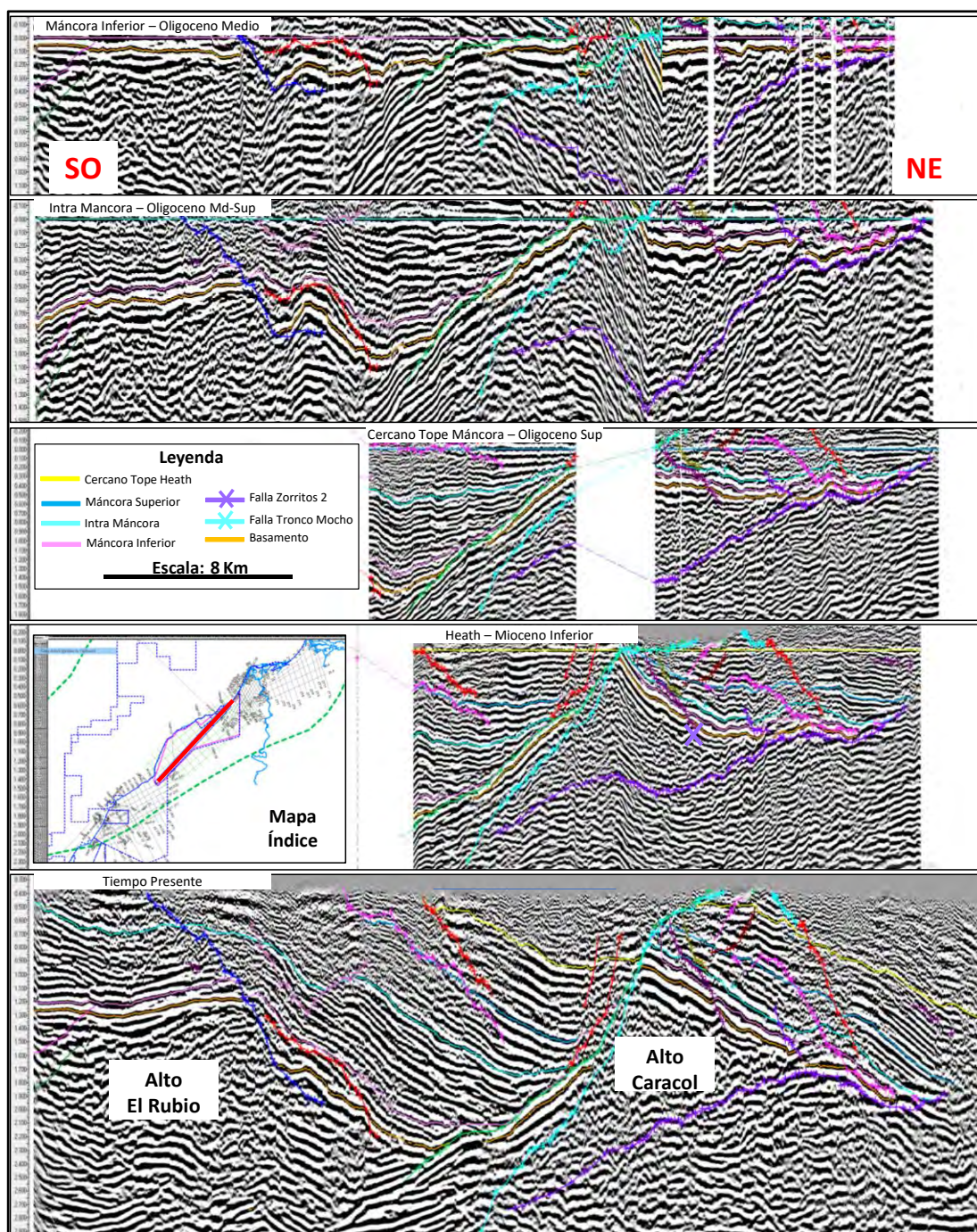


Figura 57: Evolución estructural en sentido SO-NE de la zona central del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica arbitraria 3D.

En el tercer estadio mostrado en la Figura 59, que corresponde al tiempo de depositación del tope de la Fm. Máncora (Oligoceno superior), se observa que engrosamiento sedimentario hacia el SO de la falla Tronco Mocho continúa y existe un adelgazamiento inmediatamente al NE de dicha falla, lo cual es un indicativo que esta falla era activa a dicho tiempo.



En el cuarto estadio, que corresponde al tiempo de depositación del tope de la Fm. Heath (Mioceno Inferior), se observa que engrosamiento hacia el SO tanto de la falla Tronco Mocho como de la Falla Zorritos 2 y existe un adelgazamiento entre ambas fallas principales, lo cual es un indicativo que ambas fallas eran activas a dicho tiempo.

En el quinto estadio que representa el tiempo presente se observa erosionada la Formación Zorritos, suprayacente a la Fm Heath en la zona central cercana a la Falla Tronco Mocho; pero que engrosa hacia los flancos del bloque estructural Caracol; por su parte, se ve un salto de falla muy grande en el caso esta falla hacia un depocentro local llamado Lavejal, el mismo que termina contra una falla antitética que la limita del alto denominado El Rubio.

De dichas horizontalizaciones se deduce que, el bloque alto Caracol estuvo siempre en una posición estructural privilegiada a partir del Mioceno inferior para recibir una carga de hidrocarburos de cualquier flanco, ya sea del Norte o del Sur. La edad aproximada de formación de las trampas, justamente estaría dado entre el Mioceno inferior y el Tiempo Presente de tal manera que habrían estado con Sincronismo favorable para recibir uno o más pulsos de migración a partir del Mioceno superior hasta el tiempo presente.

También se prepararon tres mapas isócronos semi regionales que muestran las paleo tendencias estructurales vistas en planta (Figura 58). En el caso del Primer Mapa, este representaría la configuración del Basamento al tiempo de depositación del Miembro inferior de la Fm. Máncora (Oligoceno Medio), allí se observa que en general no hay una tendencia marcada de estructuración.

El segundo mapa, representaría la configuración del Basamento al tiempo de depositación del Miembro Superior de la Fm. Máncora (Oligoceno Superior), allí se observa que en general hay una tendencia de estructuración favorable hacia la zona ENE del mapa. La misma tendencia es muy parecida cuando se revisa el tercer mapa representaría la configuración del Miembro Inferior de la Fm. Máncora (Oligoceno Medio) al tiempo de depositación del Miembro Superior de la Fm. Máncora (Oligoceno Superior), además de notarse ya los cierres estructurales de Caracol y Piedra Candela a este tiempo.

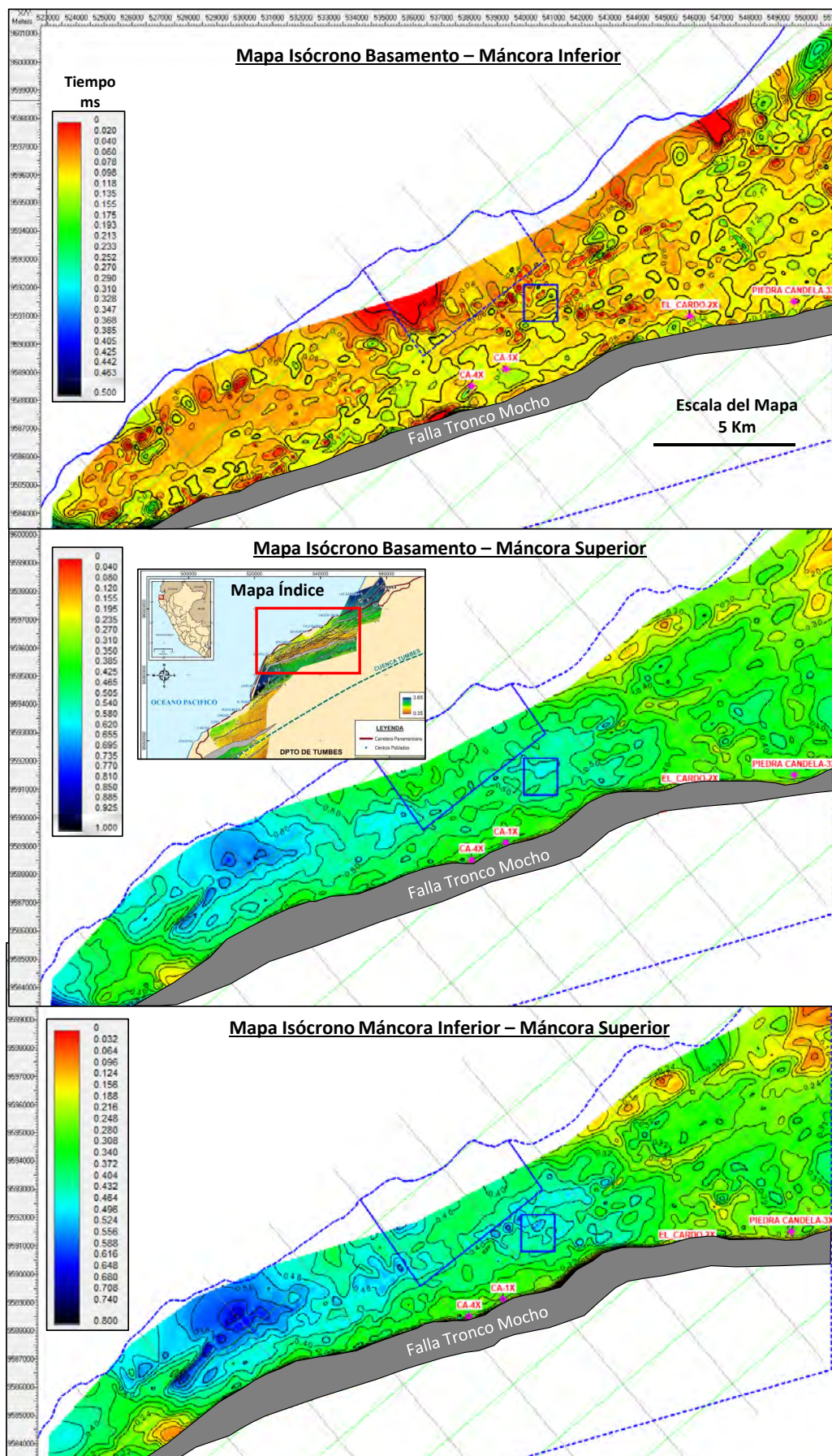


Figura 58: Mapas Isócronos de la zona central del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore mostrando evolución estructural del área durante el Oligoceno.



## 5.8.2 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA NORTE DE LA CUENCA TUMBES ONSHORE

En esta área, se han preparado tres horizontalizaciones (flatenings) de la línea sísmica representativa BPZ-11 (Figura 61), las mismas que muestran la evolución de las paleo tendencias estructurales hasta la actualidad en el sentido NO-SE.

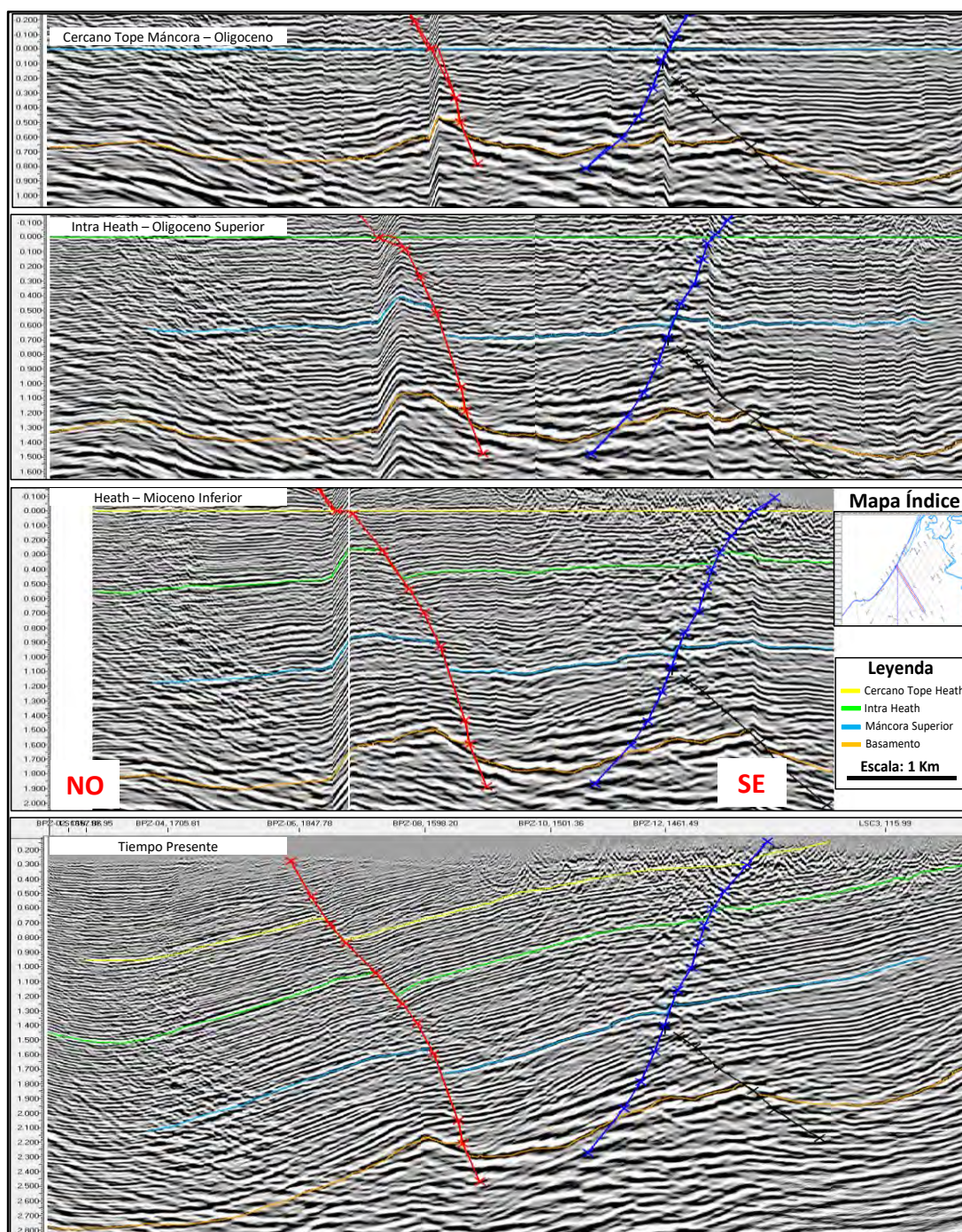


Figura 59: Evolución estructural en sentido NO-SE de la zona noreste del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore sobre línea sísmica 2D.

Se observa un primer estadio al tiempo Oligoceno, durante la depositación del Miembro Superior de la Fm, Máncora, donde se ve que la configuración del Basamento era irregular con cierta tendencia a tener mayor espacio de depositación hacia el SE.

Dicha tendencia parecida de mayor espacio de depositación, hacia el SE, se mantuvo al tiempo de depositación del horizonte interpretado como Intra Heath (Oligoceno Superior) como segundo estadio interpretado para esta zona donde se puede apreciar también que la falla buzante al sur ya estaba emplazada a ese tiempo.

En el tercer estadio que corresponde al tiempo de depositación del tope de la Fm. Heath (Mioceno Inferior), aparte de la tendencia de engrosamiento hacia al SE, se observa una tendencia similar de engrosamiento ligeramente mayor aún hacia el NO de la sección.

En el estadio final, que representa el tiempo presente se observa erosionada la Formación Zorritos suprayacente a la Fm Heath, erosión parcial de la propia Fm Heath hacia el SE y un engrosamiento sedimentario general hacia al NO como producto de la actividad tectónica relacionada a las fallas observadas en esta área.

Así mismo, se muestra un Mapa Isócrono entre el Basamento y el Miembro Superior de la Fm. Máncora de la zona norte del área de estudio (Figura 60). Este mapa representa un Paleomapa estructural que muestra la configuración estructural del Basamento al tiempo del Oligoceno; las zonas más altas o someras se ubicaban hacia el NE del área mientras que las zonas más bajas o profundas se ubicaban hacia el SO del área. También aquí se observa ya estructuración en la trampa prospectiva Vegas a dicho tiempo (Oligoceno).



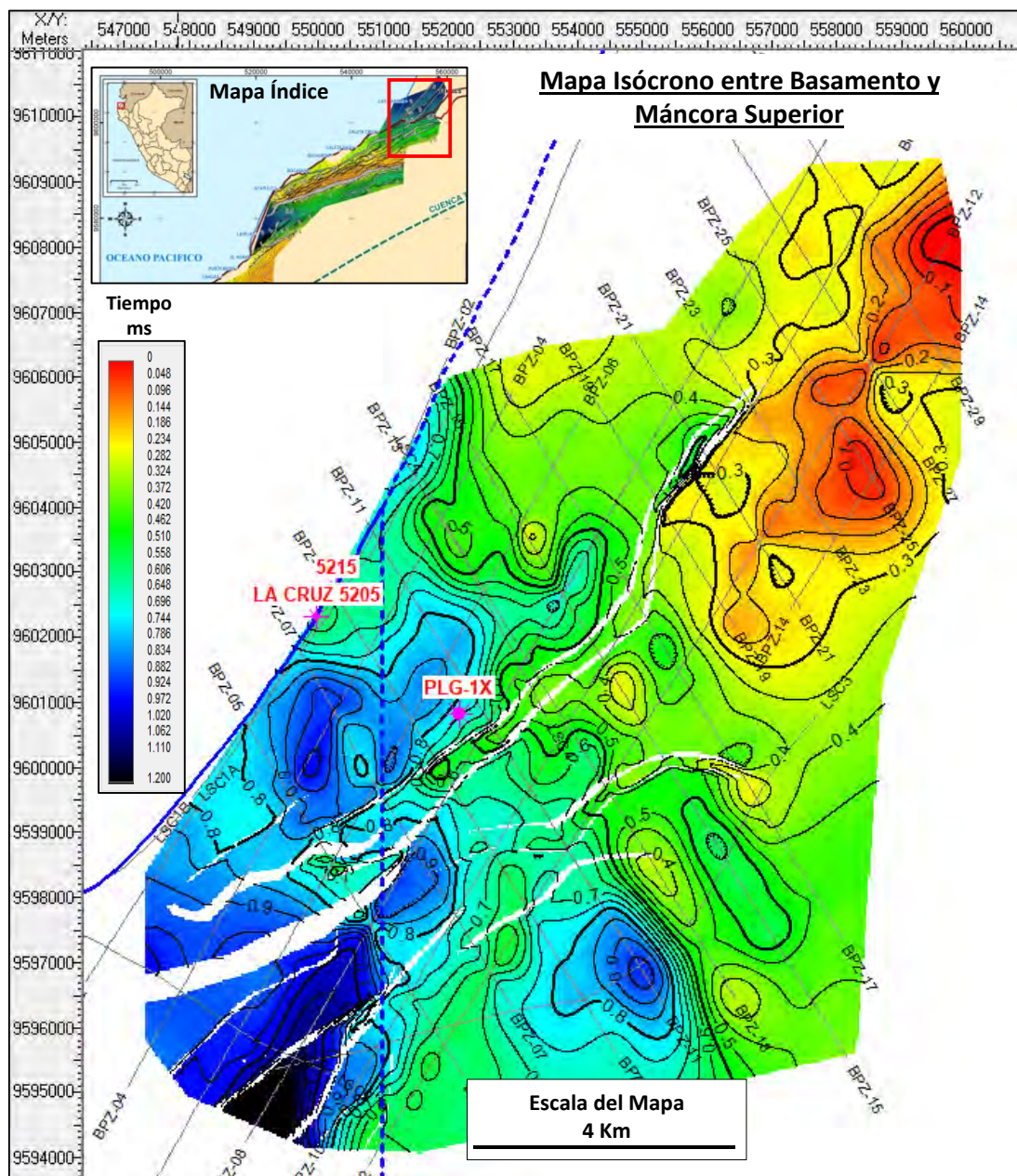


Figura 60: Mapa Isócrono de la zona norte del área de estudio de la cuenca Tumbes Onshore mostrando las zonas estructuralmente altas del basamento en color rojo al tiempo del Oligoceno.

### **5.8.3 EVOLUCION ESTRUCTURAL DEL AREA SUR DE LA CUENCA TUMBES ONSHORE**

Se han preparado tres horizontalizaciones (flatenings) de una línea sísmica representativa (Figura 61) del área sur de la cuenca Tumbes onshore que cuenta con cobertura de sísmica 2D, las mismas que muestran la evolución de las paleo tendencias estructurales hasta la actualidad en el sentido NO-SE

Así, en la línea sísmica 2D: BPZ-20 se observan 4 estadios, una al tiempo Base del Eoceno, donde se observa que la configuración del relleno sedimentario Cretáceo y del Paleoceno sobre el Basamento Paleozoico, se observa que hacia el Sur había menor espacio de depositación puesto que el Paleozoico estaba estructuralmente alto.

Esa misma tendencia se mantiene tiempo de depositación del horizonte interpretado como Mogollón (Eoceno Inferior) y además ya se aprecia un adelgazamiento hacia el SE, lo cual nos estaría indicando que la falla principal habría estado activa desde ese tiempo.

En el tercer estadio, que corresponde al tiempo de depositación del tope de la Fm. Verdún (Eoceno Superior), la tendencia de engrosamiento hacia la zona de la falla principal.

En el estadio final, que representa el tiempo presente, se observa hacia el SE del área de estudio, a la Formación Verdún y las formaciones suprayacentes erosionadas, mientras que hacia las zonas cercanas a la falla principal aflora y al NO de la misma, están erosionadas parcialmente las Formaciones Chira del Eoceno Superior, Máncora y Heath del Oligoceno / Mioceno.







## 5.9 DETERMINACION DEL POTENCIAL EXPLORATORIO REMANENTE

### 5.9.1 ESTIMACION VOLUMETRICA

La estimación volumétrica de Recursos Prospectivos fue hecha en base al Método Probabilístico. Esta metodología es una manera sofisticada e integrada de manejar sólidamente la incertidumbre inherente a los parámetros geológicos y geofísicos del campo en relación a la información disponible del mismo.

El análisis de volumen de hidrocarburos esta expresado como un producto de un número determinado de parámetros. Debido a la "Incertidumbre" de cada uno de estos parámetros individuales, los volúmenes de hidrocarburos pueden ser representados como una distribución estadística. La distribución es generalmente asumida como tipo Log normal.

En nuestro proceso la distribución representa el rango de hidrocarburos recuperables, en este caso Recursos Prospectivos que se esperan encontrar cuando se ejecute un plan de perforación exploratoria. Este método usa como datos de ingreso un rango para cada parámetro de valores de 10 y 90% (P10 y P90 respectivamente) de probabilidad de ocurrencia. Lo cual significa lo siguiente: P10 es el valor razonablemente máximo (valor optimista) que se le puede dar a un parámetro; y P90 es el valor razonablemente mínimo (valor pesimista) que se le puede dar a un parámetro. El P50, es un producto de la distribución del P10 y P90 al igual que el valor Mean (promedio), pero este último es el valor estadísticamente más representativo de una distribución log normal. Al tenerse información de sísmica y de algunos pozos perforados, los valores P10 y P90 tienen menor incertidumbre y mayor control de información por lo que, la distribución Lognormal es más cerrada respecto a que si careciera de ambos sets de datos o alguno de ellos.

Por otra parte, a pesar que, en teoría la distribución puede extrapolarse hasta el infinito, en las distribuciones de los parámetros geológicos, hay límites naturales, los mismos que son aplicados en base a la información geológica disponible. Por lo tanto, hay una necesidad de truncar las distribuciones log-normales en los lados más extremos.



Típicamente esta distribución es truncada en los valores P1 y P99. Esto significa que los valores mayores a P1 y menores a P99 son considerados como geológicamente posibles, pero extremadamente improbables.

Una consideración importante a tener en cuenta en este proceso es el uso del valor Mean (promedio), que es calculado automáticamente usando los datos de entrada de los valores de P10 y el P90, el Mean representa la considerable incertidumbre del conocimiento de los parámetros descritos y de las recursos calculadas.

Dado el nivel de incertidumbre que generalmente se tiene del llenado de las trampas y de las propiedades de rocas y fluidos a descubrir, se requiere utilizar metodologías estocásticas que se fundamentan en que cada parámetro y el resultado están representados por distribución probabilísticas.

**Distribuciones Probabilísticas de Los Parámetros:** Para representar el universo de valores de los parámetros, se crearon en el software *Crystal Ball*, Distribuciones Probabilísticas, las cuales se construyen definiendo el tipo de Distribución que se considere mejor representa al potencial la variable (distribución Normal, Lognormal, etc.) y dos valores conocidos de percentil. La metodología recomienda construir las distribuciones con los valores P90 y P10, excepto para los parámetros volumen de Roca, Área y espesor donde se puede utilizar las parejas P99-P1.

## **5.9.2 ESTIMACION DE HIDROCARBUROS ORIGINAL EN SITIO Y DE RECURSOS PROSPECTIVOS**

Para viabilizar la etapa final de un proceso de exploración por hidrocarburos con una perforación Exploratoria, el proceso de maduración requiere de una evaluación de los cálculos volumétricos tanto de los Hidrocarburos (petróleo o gas) Original en Sitio, así como el cálculo volumétrico de los Recursos Prospectivos de hidrocarburos que se esperan descubrir en cada trampa determinada técnicamente como prospecto. Así, se obtuvieron dichos cálculos para las 12 trampas identificadas (Tablas 5, 6, 7 y 8).

Tabla 5: Petróleo Original en sitio, calculado en Millones de Barriles de Petróleo, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

	<b>Trampa Prospectiva</b>	<b>P90 (MMBO)</b>	<b>P50 (MMBO)</b>	<b>P10 (MMBO)</b>	<b>Mean (MMBO)</b>
1	Papayal	30.26	83.01	227.72	<b>99.83</b>
2	Zorritos SO	22.72	45.74	87.25	<b>48.67</b>
3	Cancas Somero	11.62	30.94	81.52	<b>36.59</b>
4	Curo Profundo	14.10	31.59	68.53	<b>34.42</b>
5	Punta Sal	12.05	27.40	59.82	<b>30.86</b>
6	Curo Somero	5.69	13.70	32.30	<b>15.54</b>
7	Cancas Profundo	7.82	16.47	35.28	<b>18.19</b>
8	Las Vegas	3.41	6.57	11.89	<b>6.89</b>
9	Salado	2.53	5.26	10.74	<b>5.81</b>
10	Copé Sur	2.68	4.92	9.04	<b>5.24</b>
11	Zorritos Sur	0.78	1.14	1.62	<b>1.17</b>
12	Charán	0.56	1.05	1.98	<b>1.13</b>
	<b>Total</b>				<b>304.36</b>

Tabla 6: Recursos Prospectivos, caso Petróleo, calculado en Millones de Barriles de Petróleo, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

	<b>Tampa Prospectiva</b>	<b>P90 (MMBO)</b>	<b>P50 (MMBO)</b>	<b>P10 (MMBO)</b>	<b>Mean (MMBO)</b>
1	Papayal	5.75	16.15	46.07	<b>20.02</b>
2	Zorritos SO	4.33	9.18	18.04	<b>9.76</b>
3	Cancas Somero	2.21	6.08	16.45	<b>7.34</b>
4	Curo Profundo	2.65	6.11	14.10	<b>6.91</b>
5	Punta Sal	2.25	5.47	12.44	<b>6.19</b>
6	Curo Somero	1.08	2.70	6.59	<b>3.12</b>
7	Cancas Profundo	1.48	3.25	7.35	<b>3.65</b>
8	Las Vegas	0.65	1.28	2.43	<b>1.38</b>
9	Salado	0.46	1.03	2.17	<b>1.17</b>
10	Copé Sur	0.51	0.96	1.88	<b>1.05</b>
11	Zorritos Sur	0.14	0.22	0.35	<b>0.25</b>
12	Charán	0.10	0.21	0.42	<b>0.25</b>
	<b>Total</b>				<b>61.08</b>

Tabla 7: Gas Original en sitio, calculado en Billones de Pies Cúbicos, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

	<b>Trampa Prospectiva</b>	<b>P90 (BPCG)</b>	<b>P50 (BPCG)</b>	<b>P10 (BPCG)</b>	<b>Mean (BPCG)</b>
1	Papayal	93.32	177.19	284.58	<b>184.83</b>
2	Zorritos SO	49.49	66.19	86.77	<b>67.31</b>
3	Cancas Somero	34.33	64.13	102.53	<b>66.78</b>
4	Punta Sal	29.92	54.94	87.32	<b>56.90</b>
5	Curo Profundo	34.01	48.32	66.44	<b>49.51</b>
6	Curo Somero	15.34	28.63	45.29	<b>29.71</b>
7	Cancas-M1	13.13	19.53	27.61	<b>20.07</b>
8	Las Vegas	11.29	15.33	19.93	<b>15.51</b>
9	Salado	5.45	9.84	16.31	<b>10.44</b>
10	Copé Sur	5.33	6.97	9.23	<b>7.16</b>
11	Charán	1.74	2.39	3.17	<b>2.43</b>
12	Zorritos Sur	1.22	1.60	2.09	<b>1.63</b>
	<b>Total</b>				<b>512.28</b>

Tabla 8: Recursos Prospectivos, caso Gas, calculado en Billones de Pies Cúbicos, para todas las trampas identificadas en el área de estudio.

	<b>Trampa Prospectiva</b>	<b>P90 (BPCG)</b>	<b>P50 (BPCG)</b>	<b>P10 (BPCG)</b>	<b>Mean (BPCG)</b>
1	Papayal	72.54	138.08	224.97	<b>144.97</b>
2	Zorritos SO	37.87	51.77	69.45	<b>52.95</b>
3	Cancas Somero	26.36	50.15	81.09	<b>52.45</b>
4	Punta Sal	22.78	42.68	68.96	<b>44.64</b>
5	Curo Profundo	26.21	37.55	53.31	<b>38.83</b>
6	Curo Somero	11.84	22.21	35.71	<b>23.26</b>
7	Cancas Profundo	17.21	24.92	34.20	<b>25.50</b>
8	Las Vegas	8.59	12.01	16.01	<b>12.19</b>
9	Salado	4.20	7.68	12.73	<b>8.17</b>
10	Copé Sur	4.05	5.47	7.34	<b>5.61</b>
11	Charán	1.33	1.86	2.56	<b>1.91</b>
12	Zorritos Sur	0.93	1.25	1.69	<b>1.29</b>
	<b>Total</b>				<b>411.77</b>

### 5.9.3 METODOLOGIA DE EVALUACION DE RIESGO GEOLÓGICO

La metodología de estimación de Recursos Prospectivos está vinculada con la Evaluación de Riesgo Geológico. Este proceso está basado en conceptos de Sistemas de Hidrocarburos y conceptos exploratorios (Play Concept), así está fundamentado en el conocimiento geológico de un área determinada y del Prospecto en dichos términos, tomando en cuenta, para este caso, los siguientes Elementos: Roca Madre, Roca Reservorio, Migración, Trampa y Roca Sello. Cada uno de estos elementos y procesos son agrupados con variables independientes que tienen un rango de 0 a 1, cuyos valores expresan el nivel de confianza, los cuales finalmente serán multiplicados entre sí dando como resultado la Probabilidad de Hallazgo o Chance de Éxito (COS; siglas del inglés de Chance of Success) que finalmente representaría el Riesgo Geológico.

Con la evaluación de riesgo geológico se obtiene un valor de probabilidad de encontrar un volumen mínimo o más de hidrocarburos en un prospecto, y para ello se evalúa cronológicamente esta probabilidad de acuerdo a parámetros técnicos de carácter geológico y geofísico. Dicho valor se aplica posteriormente tanto en la jerarquización de los prospectos y en la evaluación económica con los cuales se constituye el portafolio de oportunidades exploratorias.

Tabla 9: Elementos Geológicos y sus respectivos Componentes a ser evaluados para el Análisis de Riesgo Geológico a través de la estimación de la Probabilidad de Hallazgo.

<b>ELEMENTOS GEOLOGICOS</b>	<b>COMPONENTES (SUB-ELEMENTOS)</b>
<b>ROCA MADRE</b>	Calidad / Cantidad
	Madurez
<b>ROCA RESERVORIO</b>	Calidad (PHI & K)
	Espesor / Continuidad
<b>MIGRACION</b>	Rutas de Migración
	Timing
<b>TRAMPA</b>	Cierre, Características de la Trampa
	Confianza en el mapeo
<b>SELLO</b>	Efectividad del Sello
	Preservación / Retención

### 5.9.3.1. ELEMENTOS Y COMPONENTES

Se definen cinco "**Elementos Geológicos**" correspondientes a los principales factores geológicos que se evalúan geo cronológicamente para validar la probabilidad de hallazgo. La evaluación se hace con base en el conocimiento y modelos, en la calidad de la base sísmica, en los datos históricos, o en las interpolaciones, e incluso con base en la experiencia de los evaluadores. Estos elementos son: **Roca Madre, Roca Reservorio, Migración, Trampa y Sello.**

Así mismo los "**componentes**" se definen como las partes integrantes de los elementos.

El elemento ROCA MADRE tiene como componentes a 1) La calidad y cantidad de roca madre con base en análisis geoquímico de la misma, la estadística de los descubrimientos en el área del prospecto, y correlaciones crudo/roca y 2) La madurez suficiente que haya alcanzado la roca madre dentro del área de influencia del prospecto.

El elemento ROCA RESERVORIO tiene como componentes a 1) las propiedades mínimas favorables en porosidad y permeabilidad para llegar a producir hidrocarburos y 2) la presencia de suficiente espesor neto y su continuidad lateral.

El elemento MIGRACION consiste en evaluar la capacidad de un sistema petrolífero dado para cargar las trampas. Se tiene como componentes a 1) Las rutas de Migración favorables que cargarían la trampa, así se analiza la probabilidad que, desde un área de cocina, los hidrocarburos efectivamente hayan migrado hacia el área de la trampa y 2) El Timing o sincronismo de que la posible migración ocurra cuando ya estaba formada la trampa, se asume como si hubiere existido una trampa efectiva respecto a reservorio y sello desde el momento de la formación de la trampa.

El elemento TRAMPA (Cierre estructural o cuerpo geométrico sellado) tiene como componentes a 1) la presencia de una posible trampa que involucre el volumen mínimo de roca en congruencia con los cálculos volumétricos, 2) El tipo y/o características de la trampa y 3) El nivel de confianza en el mapeo de la estructura, para lo cual se debe



evaluar si el “grid” de cubrimiento sísmico permite definir los puntos de derrame (spill points); la calidad de los datos sísmicos y la experiencia del interprete.

El elemento SELLO tiene como componentes a 1) la efectividad del sello y 2) La preservación post-acumulación de hidrocarburos o Retención, aquí se evalúan los posibles eventos que hayan podido ocurrir desde el tiempo de acumulación hasta el presente como la posible reactivación de fallas que puedan afectar el sello, levantamiento regional y subsiguiente erosión, basculamiento tectónico o isostático. En el caso de las trampas que hayan alcanzado profundidades someras, existe la posibilidad que ocurra biodegradación.

### **5.9.3.2. PROBABILIDAD DE HALLAZGO O CHANCE OF SUCCESS (COS)**

Es el valor que señala la probabilidad de la ocurrencia simultánea de los elementos que conllevan al descubrimiento de una acumulación de hidrocarburos, que se evidenciará mediante pruebas de flujo estabilizado. Los elementos del riesgo geológico se consideran independientes, y cada uno tendrá asignada una probabilidad individual las cuales serán multiplicadas para obtener la probabilidad de hallazgo.

Se entiende de bajo riesgo geológico, la probabilidad favorable de concurrencia de todos los elementos geológicos requeridos para la verificación del yacimiento. Se entiende de alto riesgo geológico, la probabilidad desfavorable de concurrencia de todos los elementos geológicos. En la calificación de los elementos, se utiliza el factor de riesgo, el cual tiende a 1.0 cuando existe una alta posibilidad de su existencia, y tiende a 0.1 cuando existe una alta posibilidad de su ausencia.

La Calificación dominante está relacionada con el componente de menor probabilidad de existencia, el cuál define el factor de riesgo crítico del elemento. A su vez, el elemento de menor factor de riesgo puede determinar la probabilidad de hallazgo del prospecto.

## 5.10 RIESGO GEOLÓGICO DE LAS TRAMPAS PROSPECTIVAS

Para que el análisis de Riesgo Geológico sea objetivo, se debe en cuenta las evidencias de cada elemento geológico y sus componentes. Así se genera un valor de probabilidad que refleje la confiabilidad en los datos y en el modelo geológico usado para respaldar cada uno de los elementos geológicos relevantes.

La información integrada e interpretada, constituye el conocimiento geológico y conforma el insumo para obtener los modelos geológicos con base en los cuales se debe evaluar el riesgo geológico. En la calificación de dicho criterio se usan las alternativas descritas en la Tabla 10.

Tabla 10: Explicación de la valoración de las Expresiones Subjetivas (entre rangos de 0 y 1) en la asignación de la Evaluación de Riesgo Geológico y la Probabilidad de Hallazgo o Chance of Success (COS).

Evaluación de Riesgo Geológico: expresiones subjetivas			
P	Escala General	Análogos o Modelos Teóricos	Modelos geológicos probados
1.0	La condición es <b>prácticamente o virtualmente segura</b> . La calidad y el control de los datos es excelente	Sólo hay un único modelo posible aplicable para el área en cuestión. Los modelos desfavorables son imposibles.	Condición geológica idéntica a los encontrados en campos y descubrimientos en las inmediaciones. Las condiciones se verifican mediante un pozo inequívoco y con control sísmico.
0.9		Es muy probable que el modelo sea absolutamente cierto. Los modelos desfavorables no son imposibles.	
0.8	La condición es la <b>más probable</b> . El control y la calidad de los datos son buenos. Interpretación más probable.	El modelo es muy probable. Hay pocas posibilidades de que se puedan aplicar modelos desfavorables.	Condición geológica similar probada con éxito por pozos en el mismo alineamiento. La continuidad lateral es probable según lo indicado por un control convincente de pozos y sísmica.
0.7		El modelo es muy probable. Se pueden aplicar modelos desfavorables.	
0.6	La condición es <b>probable</b> o el control y la calidad de los datos son <b>moderados o regular</b> . Interpretación favorable.	El modelo es más probable que todos los demás modelos desfavorables.	Se conoce que existe una condición geológica similar dentro del alineamiento. La continuidad lateral es probable, como lo indica un control limitado de pozos y sísmica.
0.5		Modelo probable, sin embargo, también es probable que se apliquen modelos que sean desfavorables.	
0.4	La condición es <b>posible</b> o el control y la calidad de los datos es <b>mala a regular</b> . Es posible una interpretación menos favorable.	Los modelos desfavorables son más probables que el modelo aplicado.	Puede existir una condición geológica similar dentro del alineamiento. Tiene conceptos válidos pero los datos poco convincentes solo sugieren la posible presencia de la característica.
0.3		El modelo es cuestionable y es muy probable que aparezcan modelos desfavorables.	
0.2	La condición es <b>virtualmente o absolutamente imposible</b> .	El modelo es poco probable y muy cuestionable. Los modelos desfavorables son muy probables.	No se conoce que exista una condición geológica dentro del alineamiento. Las condiciones se verifican mediante un pozo inequívoco y con control sísmico.
0.0	El control y la calidad de los datos es bueno o excelente.	El modelo es poco probable y muy cuestionable. Es muy probable que se produzcan modelos desfavorables.	

Así, después de haber realizado el análisis completo correspondiente a las trampas prospectivas de la cuenca Tumbes Onshore, se ha preparado la tabla respectiva (Tabla 11).

Tabla 11: Evaluación de Riesgo Geológico y asignación del Chance of Success (COS) o Probabilidad de Hallazgo para las doce trampas prospectivas evaluadas.

	ELEMENTO GEOLOGICO / TRAMPA	ROCA MADRE	ROCA RESER- VORIO	MIGRACION	TRAMPA	SELLO	PROBABI- LIDAD DE HALLAZGO	PROBABI- LIDAD DE FALLA
1	Zorritos SO	0.90	0.90	0.80	0.80	0.85	44.1%	55.9%
2	Zorritos Sur	0.90	0.75	0.70	0.65	0.75	23.0%	77.0%
3	Copé Sur	0.95	0.90	0.80	0.80	0.65	35.6%	64.4%
4	Charán	0.90	0.75	0.80	0.75	0.70	28.4%	71.7%
5	Papayal	0.90	0.85	0.90	0.60	0.70	28.9%	71.1%
6	Salado	0.80	0.80	0.80	0.60	0.70	21.5%	78.5%
7	Curo Somero	0.85	0.80	0.80	0.80	0.70	30.5%	69.5%
8	Curo Profundo	0.85	0.65	0.60	0.70	0.70	16.2%	83.8%
9	Cancas Somero	0.80	0.80	0.80	0.70	0.65	23.3%	76.7%
10	Cancas Profundo	0.80	0.65	0.60	0.70	0.65	14.2%	85.8%
11	Punta Sal	0.85	0.85	0.90	0.55	0.70	25.0%	75.0%
12	Las Vegas	0.85	0.65	0.60	0.60	0.70	13.9%	86.1%

## 5.11 PRUEBA DE HIPOTESIS

### 5.11.1 LA PRUEBA DE LA HIPOTESIS GENERAL

*La cuenca Tumbes, en su porción de territorio ubicada en continente (Onshore), posee potencial exploratorio que puede evaluarse mediante la evaluación de trampas prospectivas que permitan determinar el potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes.*

Después de haber realizado la interpretación sísmica integrada con la información de registros de pozos y geología de la cuenca Tumbes Onshore, se han identificado y evaluado doce trampas con posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos. Así mismo, la evaluación del sistema de petróleo presente, determina condiciones favorables para la prospectividad de dichas trampas.

### 5.11.2 PRUEBAS DE LAS HIPOTESIS ESPECIFICAS

- *La cuenca Tumbes Onshore, posee características geológicas favorables para albergar arreglos geométricos de rocas en subsuelo que puedan ser definidas como trampas prospectivas por hidrocarburos.*

A través de la evaluación sísmica-geológica integrada, se ha interpretado para el área de estudio, un complejo marco estructural compuesto principalmente por fallas normales y fallas transcurrentes, asociadas a una evolución tectónica muy activa durante el Oligoceno, Mioceno y el Tiempo Presente. Por otra parte, el relleno sedimentario del Neógeno compuesto por rocas de origen marino y costero complementan las características estratigráficas referente a rocas reservorios, que conjuntamente con los bloques estructurales fallados, representan condiciones favorables para albergar trampas prospectivas aún no perforadas.

- *En la cuenca Tumbes onshore están presentes los elementos esenciales y procesos de al menos un sistema de petróleo activo cuyas condiciones se presentan favorables para seguir explorando por trampas adicionales.*

Se ha evaluado y determinado que en el área de estudio existe la ocurrencia de todos los elementos y procesos de al menos un sistema de petróleo activo, la potencial roca madre del mismo es la Formación Heath cuyos valores de contenido de materia orgánica presente indican una clasificación de moderada a buena (valor promedio de 0.93 % de TOC) y con contenido de tipos de kerógenos II y III, favorables para generar tanto petróleo líquido como gas. Mientras que su madurez termal presenta buenas condiciones en las zonas más profundas de la cuenca, como por ejemplo frente a las costas de las localidades de Cancas y Tumbes. Por otra parte, los reservorios comprobados del sistema petrolero son las formaciones Máncora, Zorritos e inclusive los cuerpos lenticulares de areniscas de la Fm. Heath. Dicho sistema de petróleo presenta condiciones favorables respecto de cada trampa identificada.

- *La evolución estructural de las trampas y el sincronismo de eventos del sistema petrolero presente, permiten inferir que ellas tuvieron carga de hidrocarburos y una probabilidad razonable de éxito para explorar por nuevas acumulaciones de hidrocarburos.*

Se ha realizado un análisis de la evolución estructural del área preparando la horizontalización de reflectores sísmicos y paleomapas, cuyos resultados indican que las trampas presentan sincronismo favorable para que contengan carga de hidrocarburos. Es decir, que en la mayoría de casos, las trampas estaban emplazadas

como a fines del Mioceno, considerado como momento crítico donde habría ocurrido eventos principales de generación, migración y entrapamiento.

Por otra parte, se realizó también la evaluación de Riesgo Geológico basado en conceptos exploratorios asociados a sistemas de hidrocarburos y el análisis detallado de sus elementos y procesos, donde se incluye la evaluación de la probabilidad de carga de hidrocarburos para cada caso particular, encontrándose valores entre 13.9% a 44.1% de probabilidad de hallazgo, valores apropiados para prospectos exploratorios en general.

- *Existen trampas adicionales cuya evaluación técnica geológica permitirá realizar la estimación volumétrica de hidrocarburos asociados a ellas.*

Las doce trampas identificadas fueron evaluadas en su integridad, tanto desde el punto de vista de geociencias como desde el punto de vista de valoración del grado de incertidumbre y el riesgo asociado; lo cual permitió usar sus características particulares integradas con los demás parámetros geológicos del área para las estimaciones volumétricas para cada una de ellas.

- *El potencial exploratorio de hidrocarburos remanente de la cuenca Tumbes Onshore puede ser evaluado a través del cálculo de volúmenes de hidrocarburos en sitio, así como de recursos prospectivos que permiten justificar actividades exploratorias adicionales orientadas a descubrir y producir dichos recursos.*

Se ha evaluado el Potencial exploratorio remanente de la cuenca Tumbes onshore a través de la estimación de los volúmenes hidrocarburos (petróleo y gas) en sitio, así como de recursos prospectivos, que se realizaron considerando la metodología de estimación probabilística.

El resultado del cálculo para el caso de petróleo en las doce trampas, da un volumen total de petróleo original en sitio es de 304 millones de barriles de petróleo como valor promedio y los recursos prospectivos asociados a dichas trampas suman un total de 61 Millones de Barriles de Petróleo de valor promedio.



El resultado del cálculo para el caso de gas no asociado en las doce trampas, da un volumen de gas original en sitio de 512 Billones de Pies Cúbicos de Gas como valor promedio, mientras que los recursos prospectivos asociados a dichas trampas dan un total de 411 Billones de Pies Cúbicos de Gas como valor promedio.

Con los volúmenes estimados y la probabilidad de ocurrencia de cada trampa, se ha preparado un ranking de prospectos, que puede ser tomado como un portafolio de exploración inicial que sirva de guía para elaborar evaluaciones económicas completas para cada trampa prospectiva en base a lo cual se preparen programas de perforación exploratoria orientados a tener nuevos descubrimientos e incrementar la producción.

## 5.12 PRESENTACION DE RESULTADOS

Se ha estimado el potencial exploratorio remanente de la cuenca Tumbes Onshore basado en la identificación de 12 trampas prospectivas. Se ha hecho la estimación para dos escenarios o casos, por si el fluido encontrado fuera petróleo en el primer caso y por si el hidrocarburo encontrado fuera Gas no asociado en el segundo caso.

Para el Caso de Petróleo, el volumen total de petróleo original en sitio (POES) es de 304 millones de Barriles de Petróleo (MMBP) como valor promedio (Mean), los recursos prospectivos asociados a dichas trampas dan un total de 61 Millones de Barriles de Petróleo de valor promedio (Mean). En este caso, las mejores trampas prospectivas, respecto de sus volúmenes son, en primer lugar, la trampa prospectiva Papayal con valores de 99.8 MMBP de POES en el caso Mean y 227.7 MMBP de POES en el caso optimista (P10). Mientras que los recursos prospectivos calculados dan 20 MMBP en el caso Mean y 46 MMBP en el caso optimista (P10).

En segundo lugar, la trampa prospectiva Zorritos SO con valores de 48.7 MMBP de POES en el caso Mean y 87.3 MMBP de POES en el caso optimista (P10). Mientras que los recursos prospectivos calculados dan 9.7 MMBP en el caso Mean y 18 MMBP en el caso optimista (P10).

El volumen total de gas original en sitio (GOES) es de 512 Billones de Pies Cúbicos de Gas (BPCG) como valor promedio (Mean), mientras que los recursos prospectivos asociados a dichas trampas dan un total de 411 Billones de Pies Cúbicos de Gas como valor promedio (Mean). En este caso, las mejores trampas prospectivas respecto a volúmenes son, en primer lugar, la trampa prospectiva Papayal con valores de 185 BPCG de GOES en el caso Mean y 285 BPCG de GOES en el caso optimista (P10). Mientras que los recursos prospectivos calculados dan 145 BPCG en el caso Mean y 225 BPCG en el caso optimista (P10).

En segundo lugar, la trampa prospectiva Zorritos SO con valores de 67 BPCG de GOES en el caso Mean y 87 BPCG de GOES en el caso optimista (P10). Mientras que los recursos prospectivos calculados dan 69 BPCG en el caso Mean y 53 BPCG en el caso optimista (P10).

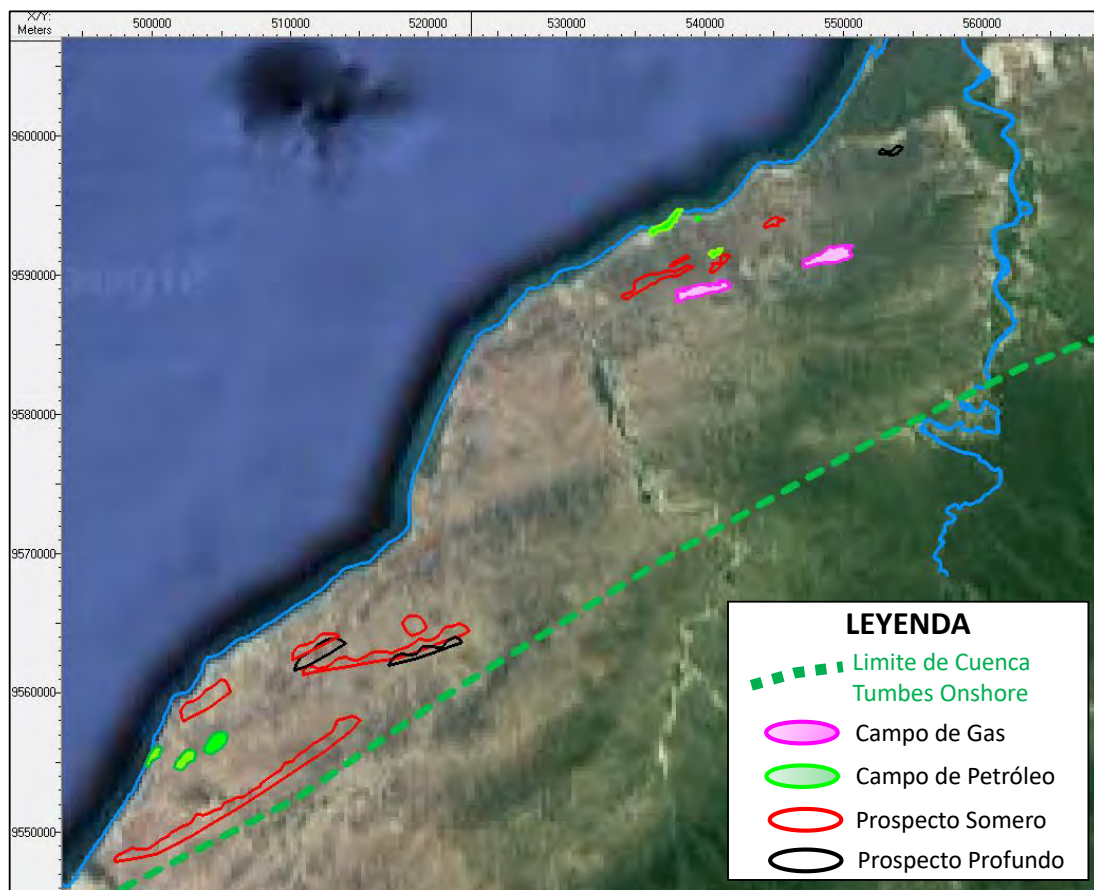


Figura 62: Imagen satélite con la ubicación de campos descubiertos y Trampas prospectivas de la cuenca Tumbes Onshore.

### 5.13 RANKING DE PROSPECTOS – PORTAFOLIO DE EXPLORACION

Usando los resultados de las estimaciones de los Recursos Prospectivos de cada una de las trampas identificadas; así como su respectivo análisis de Riesgo Geológico, de donde se obtiene la probabilidad de hallazgo (Chance of Success), se ha preparado un Ranking de prospectos.

Para este ejercicio se ha tomado como criterio la estimación de los Recursos Prospectivos Riesgados (Risky Prospective Resources) que son el resultado del producto del promedio estimado (Mean) multiplicado por la probabilidad de hallazgo, cuyos resultados se muestran en la Tabla 12.

En dicha tabla se puede apreciar que las trampas prospectivas Papayal y Zorritos Suroeste son las dos mejores oportunidades exploratorias del área estudiada.

Tabla 12: Portafolio de Trampas Prospectivas y los Recursos Prospectivos Riesgados asociados a cada una de ellas.

		CASO PETROLEO			CASO GAS		
	Trampa Prospectiva	Recursos Prospectivos Mean (MMBO)	Probabilidad de Hallazgo (dec)	Recursos Prospectivos Riesgados Mean (MMBP)	Recursos Prospectivos Mean (BPCG)	Probabilidad de Hallazgo (dec)	Recursos Prospectivos Riesgados Mean (BPCG)
1	Papayal	20.02	0.29	5.79	144.97	0.29	41.92
2	Zorritos SO	9.76	0.44	4.30	52.95	0.44	23.33
3	Cancas Somero	7.34	0.23	1.71	52.45	0.23	12.22
4	Curo Profundo	6.91	0.16	1.12	38.83	0.16	6.29
5	Punta Sal	6.19	0.25	1.55	44.64	0.25	11.16
6	Curo Somero	3.12	0.30	0.95	23.26	0.30	7.09
7	Cancas Profundo	3.65	0.14	0.52	25.50	0.14	3.62
8	Las Vegas	1.38	0.14	0.19	12.19	0.14	1.69
9	Salado	1.17	0.22	0.25	8.17	0.22	1.76
10	Copé Sur	1.05	0.36	0.37	5.61	0.36	2.00
11	Zorritos Sur	0.25	0.23	0.06	1.29	0.23	0.30
12	Charán	0.25	0.28	0.07	1.91	0.28	0.54
	<b>Total</b>	<b>61.1</b>		<b>16.9</b>	<b>411.8</b>		<b>111.9</b>

## CONCLUSIONES

- Se ha realizado la interpretación sísmica integrada con información de registros de pozos y geología de la cuenca Tumbes Onshore, a través de la cual se han identificado trampas con posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos. Así mismo, la evaluación del sistema de petróleo presente indica condiciones favorables para la prospectividad de dichas trampas, con lo cual se demuestra un potencial exploratorio de hidrocarburos remanente de dicha área.
- Para obtener buen control de la integridad de las estructuras, en el área con cobertura sísmica 3D se interpretaron cinco horizontes sísmicos, mientras que en el área Sur con cobertura de sísmica 2D se interpretaron otros cuatro horizontes adicionales y de la misma manera, en el área Norte con cobertura de sísmica 2D se interpretaron cuatro horizontes sísmicos.
- Con ello, se han identificado y evaluado 12 trampas con posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos y que por consiguiente tienen prospectividad exploratoria.
- Se ha determinado que, en el área de estudio, existe la ocurrencia de todos los elementos y procesos de un sistema de petróleo activo (cuya roca madre es la Fm. Heath) que a su vez presenta condiciones favorables respecto de cada trampa identificada.
- Con el objetivo de reconstruir la evolución estructural del área, se han preparado, para las distintas zonas de estudio, la horizontalización o flattenings de reflectores sísmicos, así como mapas isócronos; los mismos que indican que las trampas evaluadas presentan sincronismo favorable para que contengan carga de hidrocarburos.
- Se ha realizado la estimación de volúmenes de hidrocarburos (Petróleo y Gas) en sitio, así como de recursos prospectivos utilizando los mapas estructurales y toda la información de geociencias; ello se realizó considerando la metodología de estimación probabilística.
- El resultado del cálculo para el caso líquidos para las 12 trampas, da un volumen total de petróleo original en sitio (POES) de 304 millones de Barriles de Petróleo (MMBP) como valor promedio (Mean) y los recursos prospectivos asociados a dichas trampas dan un total de 61 Millones de Barriles de Petróleo como valor promedio (Mean). En este caso, la mejor trampa prospectiva es Papayal con valores



de 99.8 MMBP de POES en el caso Mean y 227.7 MMBP de POES en el caso optimista (P10). Mientras que los recursos prospectivos calculados dan 20 MMBP en el caso Mean y 46 MMBP en el caso optimista (P10).

- El resultado del cálculo para el caso gas para las 12 trampas, da un volumen de gas original en sitio (GOES) de 512 Billones de Pies Cúbicos de Gas (BPCG) como valor promedio (Mean), mientras que los recursos prospectivos asociados a dichas trampas dan un total de 411 Billones de Pies Cúbicos de Gas como valor promedio (Mean).
- Se ha realizado la evaluación de Riesgo Geológico basado en conceptos de Sistemas de Hidrocarburos y conceptos exploratorios, considerando los elementos: Roca Madre, Roca Reservorio, Migración, Trampa y Roca Sello y sus respectivos componentes o subelementos, que a su vez fueron evaluados según la metodología establecida para estos casos.
- Usando los volúmenes estimados de recursos prospectivos y la probabilidad de ocurrencia de cada trampa, se ha preparado un Ranking de Prospectos, el mismo que puede ser tomado como un portafolio de exploración.
- Con todo ello, se ha determinado que existe un interesante potencial exploratorio de hidrocarburos remanentes de la cuenca Tumbes Onshore que puede ser sujeto de programas de exploración futuros.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda usar el Ranking de Prospectos como un Portafolio de Exploración inicial que sirva de guía para elaborar evaluaciones económicas completas de valoración para cada trampa prospectiva en base a lo cual se puedan preparar programas de perforación exploratoria en esta área con miras de tener nuevos descubrimientos e incremento de producción,
- Se recomienda emplear la misma metodología de trabajo utilizada en este estudio para extrapolarla a la parte de cuenca Tumbes Offshore, de tal manera de poder determinar el potencial exploratorio de toda la cuenca Tumbes.
- Asimismo, se recomienda que en los futuros pozos exploratorios, puedan ser adquiridos registros de sísmica de pozos, ya sean registros VSP o Check shots, con el objetivo de tener un mayor y mejor control de amarre pozo – sísmica y subsecuentemente tiempo – profundidad, lo cual contribuirá en la reducción de los rangos de incertidumbre asociadas a dichos cálculos.
- Por otra parte, debido a que la calidad de la información sísmica es en general de regular a buena, se recomienda enviar toda la información existente en conjunto para que se realice una rectificación y reprocesamiento sísmico homogéneo con parámetros y tecnología actual, de tal manera que se logre una mejoría tanto en la imagen sísmica en general, así como en sus respectivos atributos sísmicos, lo cual permitirá estudiar aún en mayor detalle la interpretación sísmica de la cuenca Tumbes Onshore.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Beaumont Edward & Foster Norman. (2000). Exploring for Oil and Gas Traps. Treatise of Petroleum Geology, Handbook of Petroleum Geology. AAPG.
- Chelotti, L., Acosta, N., Foster, M., Ledesma Vallvè, M., Costantino, D., Cid de la Paz, M. & Guerra, G. (2020). Cátedra de Geofísica Aplicada, U.N.P.S.J.B. Chubut, Argentina. Glosas. Tema 17: Interpretación Sísmica de Reflexión.
- Fernández, J., Martínez, E., Hermoza, W., Calderón, Y. & Galdos, C. (2005). Hydrocarbon Evaluation of the Tumbes and Talara Forearc basins. XIII Congreso Peruano de Geología. Sociedad Geológica del Perú.
- Fildani, A., A. D. Hanson, Z. Chen, J. M. Moldowan, S. A. Graham y Arriola, P. (2005). Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara basin, northwest Peru; AAPG Bulletin, v. 89, no. 11, p. 1519–1545. [http://geoscience.unlv.edu/files/Fildani\\_et\\_al.PDF](http://geoscience.unlv.edu/files/Fildani_et_al.PDF).
- Higley, D. (2004). The Progreso Basin Province of Northwestern Peru and Southwestern Ecuador: Neogene and Cretaceous-Paleogene Total Petroleum System. Report of the World Energy Project for the US Geological Survey. Bulletin 2206-B.
- INGEMMET (2016). Mapa Carta Geológica Nacional, Escala 1:100,000 - Geocatmin. <https://portal.ingemmet.gob.pe/web/guest/bases-de-datos>
- KEI PTY LTD (2015). Farm In Opportunity Block-38, Tumbes Basin. Offshore Perú. General Overview. Internal Report.
- LCV. (1999). Estudios de investigación geoquímica del potencial hidrocarburos - Lotes del Zócalo Continental y de Tierra, Volumen 1 de 4, (Pp 1-334), Perupetro S.A. Reporte Interno.
- Leyva, J., & J. Daudt. (2003). Tectonic Influence in Trap Generation during The Early Eocene, Talara Forearc Basin, NW Perú: A Case Study of the Mogollón Formation; 8vo Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas.

- Liner, C.L (1999). Interpreting Seismic Data. En Beaumont E. and Foster N. (2000) Exploring for Oil and Gas Traps. Pp 12.1-30.
- Liner, C.L. & McGilvery, T.A. (2019). The Art and Science of Seismic Interpretation. Springer Briefs in Earth Sciences. Springer, Cham. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-03998-1\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-030-03998-1_5).
- Magoon, L. & Dow, W. (1994). The Petroleum System - from Source to Trap. AAPG Memoir 60, Tulsa, Oklahoma.
- Petromont (2009). Contrato de Licencia del Lote XX. Informe de Evaluación del Programa Mínimo de Desarrollo. Segundo Periodo (03.03.2008 – 10.08.2009).
- Perupetro S. A. (2005). Tumbes and Talara Basins Hydrocarbon Evaluation. By Basin Evaluations Group Exploration Department.
- Rauch-Davies, M. (2005). Geophysical Interpretation. Taller de Interpretación Sísmica. In house Course. KJT Enterprises Inc.
- Rose & Associates (2007). Risk Analysis, Prospect Evaluation & Exploration Economics. Training course handbook. Rose & Associates L.L.P. [www.roseassoc.com](http://www.roseassoc.com).
- Sanz, V. (1991). Reservorio Petrolífero en Bloques Brechados (Melange), Fm Zorritos – Yacimientos Copé, Dpto. Tumbes Noroeste del Perú. Sociedad Geológica del Perú. Boletín 082, Nro 3, p. 65-72.
- Scazziota F. (2011). Geología, estructura y análisis del potencial exploratorio en el bloque Lago Pellegrini, cuenca Neuquina, Río Negro. VIII. Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata, noviembre de 2011).
- Schlumberger (2022). The Schlumberger Energy Glossary | Energy Glossary. <https://glossary.slb.com/>
- Tamunoibelema, J., Esenenjor, P. & Igweajah, J. (2019). Exploration Potential and Risk Analysis of the Charlie Field Onshore Niger Delta. International Journal of Scientific Research and Engineering Development – Volume 2 Issue 6, Nov-Dec 2019.

- Unipetro ABC S.A. (1999). 100 años de Petróleo en el Perú, Apuntes para la historia. Revista.
- Upland Oil & Gas Perú (2017). Evaluación Técnica Lote XXIII – Cuenca Tumbes. Informe Interno, por K. Valencia. Base de Datos de Perupetro,
- Valencia, K. & Llerena C. (2018). El Play Exploratorio Paleozoico de la Cuenca Talara, El Futuro Económico de la Cuenca, IX INGEPET Octubre del .2018.
- Valencia, K., Guadalupe, E., y Chung J. (2021). La Formación Heath y su rol como Roca Madre de los entrampamientos de hidrocarburos de la cuenca Tumbes. Revista Instituto de Investigación Facultad de Minas Metalurgia y Ciencias Geográficas. vol 24 n° 48, 2021: 287-297.
- Vincelette R., Beaumont E & Foster N. (2000). Classification of Exploration Traps. En Beaumont E. and Foster N. Exploring for Oil and Gas Traps. Pp 51-70.
- Wintermoon Geotechnologies, Inc (2010). Gravity and Magnetics Interpretation of 1993 Marine Survey Data. (Pp 1-26). Internal Report for Savia Peru S.A.
- Yielding, G. (2002). Shale Gouge Ratio - Calibration by Geohistory in Hydrocarbon Seal Quantification edited by A.G. Koestler and R. Hunsdale. NPF Special Publication 11, pp. 1–15, Published by Elsevier Science B.V., Amsterdam. Norwegian Petroleum Society (NPF), 2002.