

La Formación Heath y su rol como Roca Madre de los entrapamientos de hidrocarburos de la cuenca Tumbes

The Heath Formation and its role as a Source Rock of the hydrocarbon entrapments of the Tumbes basin

Kiko Harold Valencia Cárdenas¹, Enrique Guadalupe Gómez², Juan Chung Ching³

Recibido: 15/08/2021 - Aprobado: 03/10/2021 – Publicado: 23/12/2021

RESUMEN

Se realizó la evaluación de las características geoquímicas de la Formación Heath de la cuenca Tumbes, para evaluar su rol como Roca Madre de los entrapamientos descubiertos en la cuenca. Se utilizaron 84 muestras entre recortes de perforación y afloramiento. La cantidad de materia orgánica presente indica una clasificación de moderada a buena Roca Madre con un valor estadístico representativo (Media) de 0.93 % de TOC. La calidad de materia orgánica proviene principalmente de kerógenos Tipo II y III, es decir útil para generar hidrocarburos líquidos y gaseosos. El estado de madurez térmica sugiere en general que, en las zonas muestreadas, la Fm. Heath se encuentra inmadura, excepto por algunas muestras provenientes de pozos costa afuera, lo cual es consistente con la información geológica y geofísica que apuntan hacia la presencia de las mejores condiciones de madurez en zonas más profundas de la cuenca como por ejemplo frente a las costas de las localidades de Cancas y Tumbes. Por otra parte, la comparación de biomarcadores de un petróleo representativo de la zona norte de la cuenca Talara y dos extractos de rocas del sur de la cuenca Tumbes indican una correlación homogénea por lo que se acepta como correlación Petróleo-Roca Madre positiva.

Palabras claves: Cuenca Tumbes; Geoquímica; Heath; Roca Madre; Entrapamientos.

ABSTRACT

The evaluation of the geochemical characteristics of the Heath Formation from the Tumbes basin was performed in order to evaluate its role as the main Source Rock of the trapments discovered in this basin. A total of 84 samples were used between drilling cuttings and outcrop samples. The amount of organic matter present indicates a source rock classification from fair to good, with a statistical representative TOC value of 0.93% (Mean). The organic matter quality is mainly Type II and III kerogens, therefore, they can generate both liquid and gaseous hydrocarbons. The state of thermal maturity, in general suggests that, in the sampled areas, the Heath Fm. is yet immature, except for two samples from offshore wells, which is consistent with geological and geophysical information that point towards the presence of better maturity conditions in deeper zones of the basin, such as the offshore areas from the coasts of towns of Cancas and Tumbes. On the other hand, the comparison of biomarkers of a representative oil from the north of the Talara basin and two rock extracts from the south of the Tumbes basin indicate a homogeneous correlation, which is accepted as a positive Oil-Mother Rock correlation.

Keywords: Tumbes Basin; Geochemistry; Heath; Source Rock; Entrapment.

1 Universidad Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica. Unidad de Posgrado. Av. Venezuela s/n Cuadra 34. Ciudad Universitaria, Lima, Perú.

Autor para correspondencia: kiko.valencia@unmsm.edu.pe - ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-1753-3439>

2 Universidad Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica. Escuela de Ingeniería de Minas. Av. Venezuela s/n Cuadra 34. Ciudad Universitaria, Lima, Perú.

Email: eguadape@unmsm.edu.pe - ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-9583-8807>

3 Pluspetrol Perú Corporation S.A. Av. República de Panamá 3055 San Isidro - Lima

Email: jchung@pluspetrol.net - ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5272-0569>

I. INTRODUCCIÓN

La cuenca Tumbes es una cuenca desarrollada durante el Neógeno, originada por un complejo sistema de fallas de rumbo, que se observa como una depresión tectónica, con una tendencia de dirección SO-NE; está ubicada en el noroeste peruano, tanto en tierra como costa afuera donde se prolonga al norte hacia Ecuador donde es conocida como la cuenca de Progreso. Figura 1

La Formación Heath ha sido definida por información estratigráfica de geología de superficie y de pozos exploratorios perforados en la cuenca Tumbes. En tierra, está presente en el graben Carpitas, se adelgaza sobre el Alto de Zorritos y engrosa hacia el bajo de Cardalitos; en el área del yacimiento Copé, esta formación fue atravesada por varios pozos siendo el espesor máximo alcanzado de 1861' en el pozo RT-53, pero en áreas costa afuera (offshore), puede alcanzar hasta 3000' de espesor.

Litológicamente está compuesta por una secuencia de lutitas marrón oscura y gris oscuras, micromicáceas y microcarbonosas, ricas en microfauna y con desarrollo de cuerpos lenticulares de areniscas turbidíticas en la parte media de la sección (Figura 2). Se le asigna la edad de Oligoceno superior a Mioceno inferior en base a estudios de foraminíferos planctónicos y bentónicos.

Existen algunos estudios geoquímicos de recortes de perforación de pozos costa afuera y en tierra y muestras de

afioramientos de las secuencias del Oligoceno y Mioceno de la cuenca Tumbes. La mayoría de los análisis realizados en estas muestras indican la presencia de contenidos orgánicos de regular a buena calidad en las formaciones Máncora, Heath, Zorritos y Cardalitos, pero todas con pobre madurez (PERUPETRO, 2005).

Sin embargo, a través del presente estudio se establece mayor detalle en el análisis de las características geoquímicas de la Formación Heath, tanto en los gráficos interpretativos y mapas preparados. Por otra parte, los biomarcadores geoquímicos (Terpanos m/z 191), publicados previamente (Fildani et al., 2005), tanto en muestras de extractos de rocas como en muestras de petróleo indican una buena correlación Petróleo-Roca Madre para la cuenca Tumbes demostrando su efectividad como roca generadora de hidrocarburos.

II. METODOS

La metodología utilizada para este estudio geoquímico involucró trabajos de gabinete, revisando e integrando la información geológica del área, así como la preparación de una base de datos de análisis de geoquímica orgánica (Pirólisis rock eval, y en menor medida reflectancia de vitrinita y análisis de Biomarcadores), gráficos interpretativos y mapas de propiedades geoquímicas.

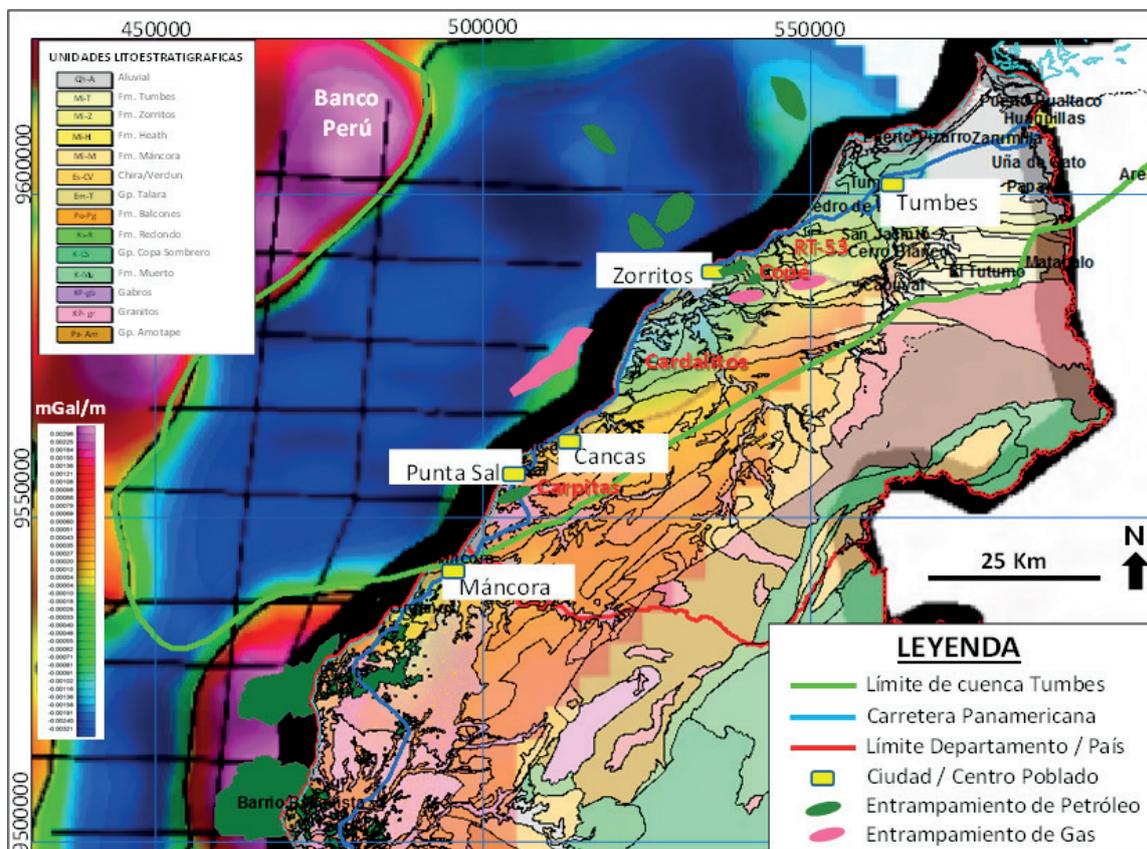


Figura 1. Mapa de ubicación de la cuenca Tumbes, en tierra se muestra el mapa geológico tomado de (Ingemmet, 2016) y hacia el mar un mapa gravimétrico de anomalías de Bouguer (tomado de Wintermoon 2010).

muestras colectadas en varias ubicaciones de la cuenca y reportadas por (PERUPETRO, 2005). Así, para esta evaluación, se usaron datos de 32 muestras de recortes de perforación (provenientes de 8 pozos exploratorios) y 52 muestras de afloramiento (provenientes de 15 quebradas o locaciones). Se ha preparado un gráfico de frecuencia de TOC del total de muestras disponibles, el cual da una ligera predominancia de valores de entre 1.0 y 2.0 % de TOC, la cual corresponde a la clasificación de una roca madre buena y en menor medida con muestras entre 0.5% a 1% de TOC. Así mismo, para determinar un valor representativo de TOC, se realizó una distribución probabilística tipo Lognormal, la cual después de un análisis estadístico, presenta el valor representativo (Media) de TOC de 0.93 %. Figura 3.

Con los valores obtenidos, también se ha preparado un mapa de tendencia de cantidad de materia orgánica (TOC) de la Formación Heath en esta cuenca, son varios los pozos o afloramientos que tienen más de una muestra por lo que allí, se ha tomado el promedio como valor representativo.

Si bien es cierto la información geoquímica no es muy abundante en la cuenca Tumbes, pero nos da una idea preliminar de la distribución del contenido de materia orgánica (TOC) en las áreas donde se tienen datos disponibles. En el mapa propuesto (Figura 4) se puede observar una tendencia general de incremento de cantidad de materia orgánica hacia los pozos Piedra Redonda y Corvina en el offshore; y hacia el noreste del campo Zorritos como también hacia las Quebradas Máncora y Plateritos en

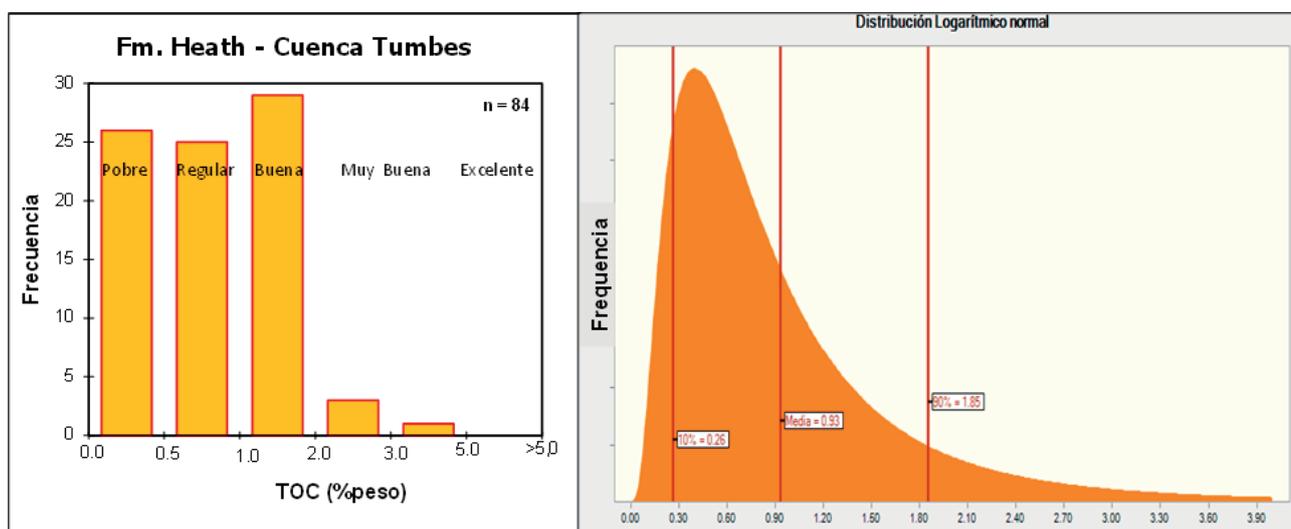


Figura 3. Gráfico de frecuencias y distribución probabilística tipo Lognormal de contenido de materia orgánica de la Fm. Heath en la cuenca Tumbes y su clasificación de roca madre indicando como valor promedio 0.93% de TOC.

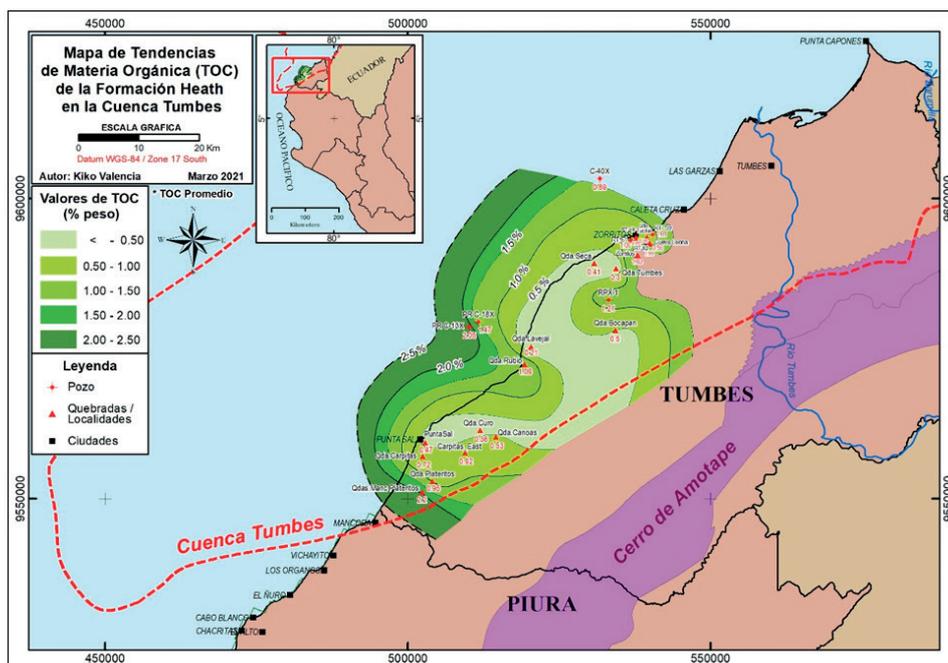


Figura 4. Mapa de Tendencias de Materia Orgánica (TOC) de la Formación Heath en la cuenca Tumbes.

tierra. En general el rango va de regular en la zona central del onshore, a bueno hacia el Norte, Noreste y Suroeste del área mapeada.

3.2. Calidad de materia orgánica de la Fm. Heath

La calidad de la materia orgánica fue evaluada mediante relaciones de datos de pirólisis rock eval sobre las muestras que dieron valores superiores a 0.5% de TOC. Para ello se ha preparado el diagrama modificado de Van Krevelen, donde se puede observar que un buen porcentaje de las muestras de kerógenos presentes en la Formación Heath son principalmente Tipo II y III. Así mismo, con el objetivo de evaluar el Potencial de Generación, se ha preparado un gráfico que muestra el estimado de los picos S1 y S2 de la pirólisis versus el contenido de carbono orgánico total (TOC), el mismo que representa la cantidad máxima de hidrocarburos que podría generar una roca generadora suficientemente madura. Allí se puede observar que el potencial de generación de las rocas de la Formación Heath es variable, pero encontrándose distribuidas principalmente entre rocas madres buenas y moderadas en la gran mayoría de muestras analizadas Figura 5.

3.3. Madurez térmica de materia orgánica de la Fm Heath

El estado de madurez térmica de la roca madre fue analizado principalmente tomando los valores de Temperatura

Máxima (Tmax) de la Pirolisis Rock-Eval y el índice de producción; así se obtuvo el gráfico de Tmax vs. Índice de producción (definido por la relación S1/S1+S2 de la pirólisis), 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 6.

Así mismo, se tiene disponible un dato de análisis de Reflectancia de Vitrinita (Ro) 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 inmadura (menor a 0.6% de Ro), lo cual es consistente con la mayoría de los 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 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 lo ubica en 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,

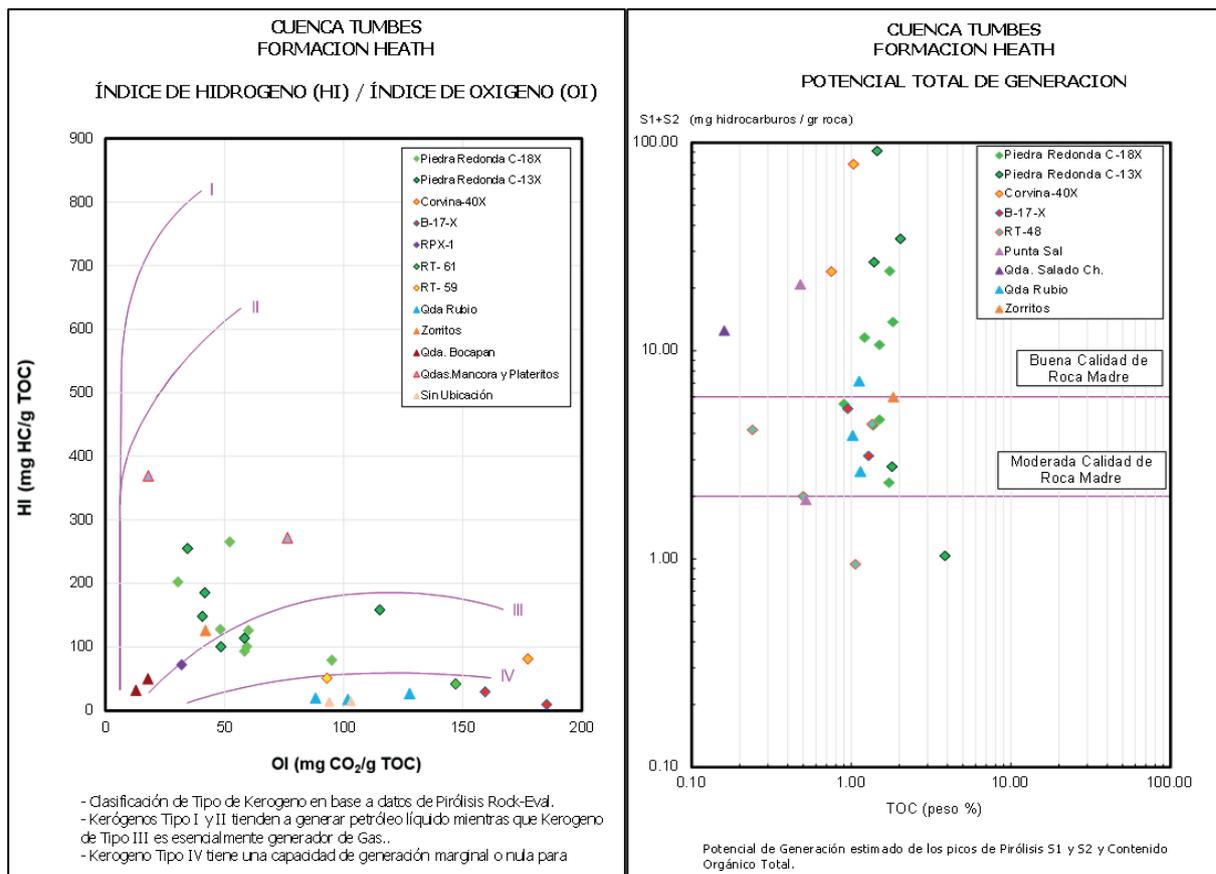


Figura 5. Diagrama de Van Krevelen modificado (a la derecha) donde se muestra predominancia de tipo de Kerógeno II y III y gráfico de Potencial Total de Generación (A la izquierda) donde indica que la Formación Heath tiene moderada a buena calidad y potencial total de generación de roca madre.

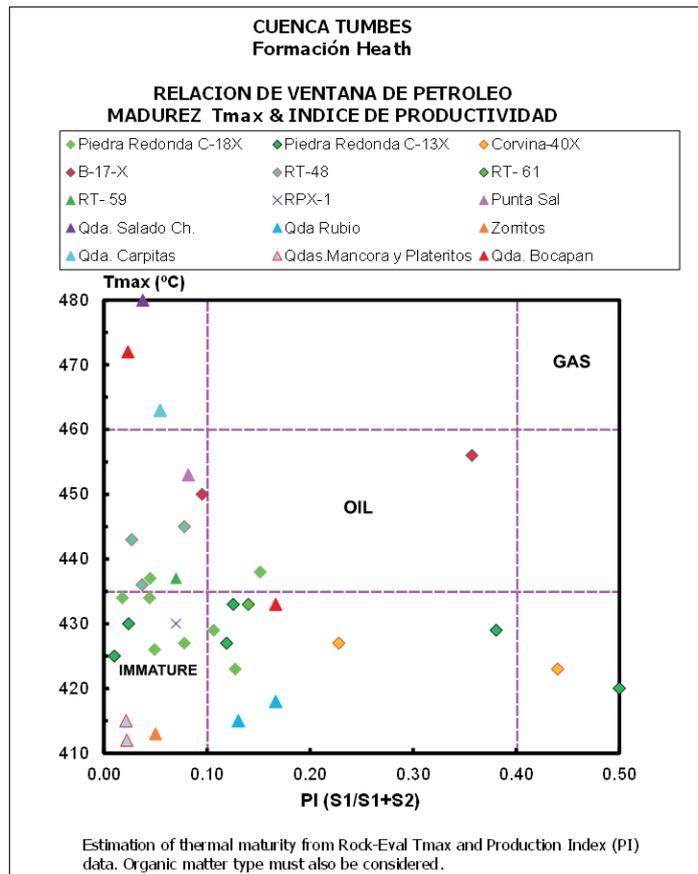


Figura 6. Relación de Ventana de Petróleo, gráfico madurez térmica de pirólisis Tmax versus índice de productividad que muestra que en general, salvo algunos casos, el resto de las muestras se encuentran en estado de madurez cercano a la ventana de petróleo, pero todavía inmaduros.

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. Figura 8.

3.4. CORRELACIÓN PETRÓLEO – ROCA MADRE

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 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 7.

Dicha interpretación considera un escenario de migración desde el Norte (cuenca Tumbes) hacia los reservorios del Eoceno (de 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 reportado el año (KEI PTY LTD, 2015) de extractos de hidrocarburos colectados de piston cores (testigos a percusión) de fondo marino cuyos biomarcadores geoquímicos muestran también correlación con el extracto de la Formación Heath recuperado en el pozo Piedra Redonda C-13X, lo cual es una evidencia de correlación geoquímica positiva entre un petróleo y una roca madre dentro de la cuenca Tumbes.

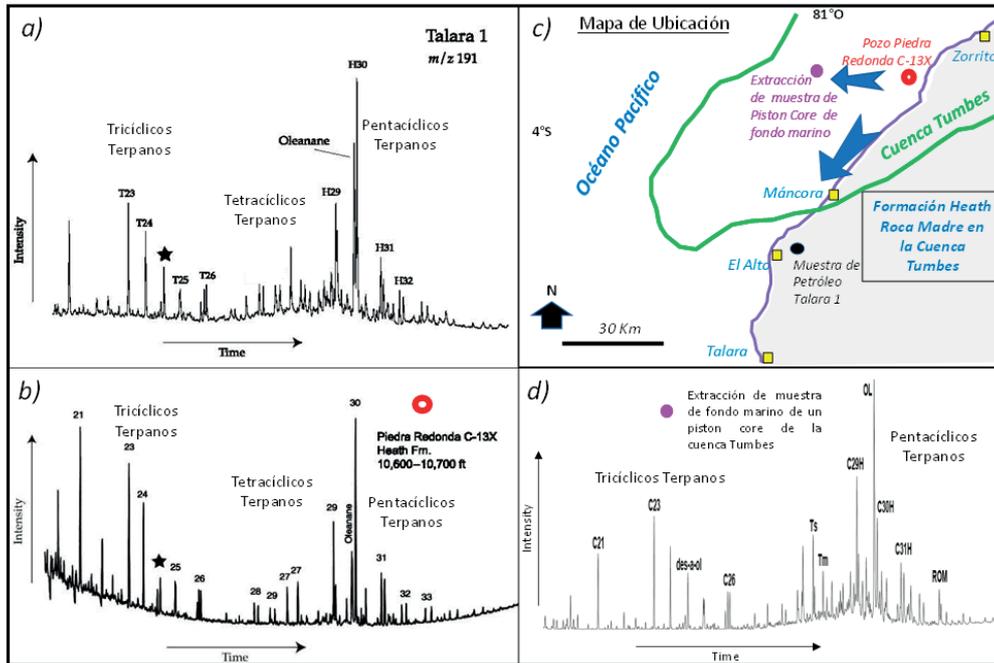


Figura 7. Comparación de biomarcadores Terpanos m/z 191 (Modificado de (Fildani et al., 2005) a) Petróleo representativo de la (zona norte) de la cuenca Talara, llamado Talara 1. b) Extracto de petróleo de muestra de rocas del pozo Piedra Redonda C-13X del intervalo de la Formación Heath. c) Mapa de ubicación. d) Extracto de hidrocarburo de muestra de roca de fondo marino (piston core) de la cuenca Tumbes offshore (KEI PTY LTD, 2015). Se observa también buena correlación geoquímica de dichos análisis entre sí.

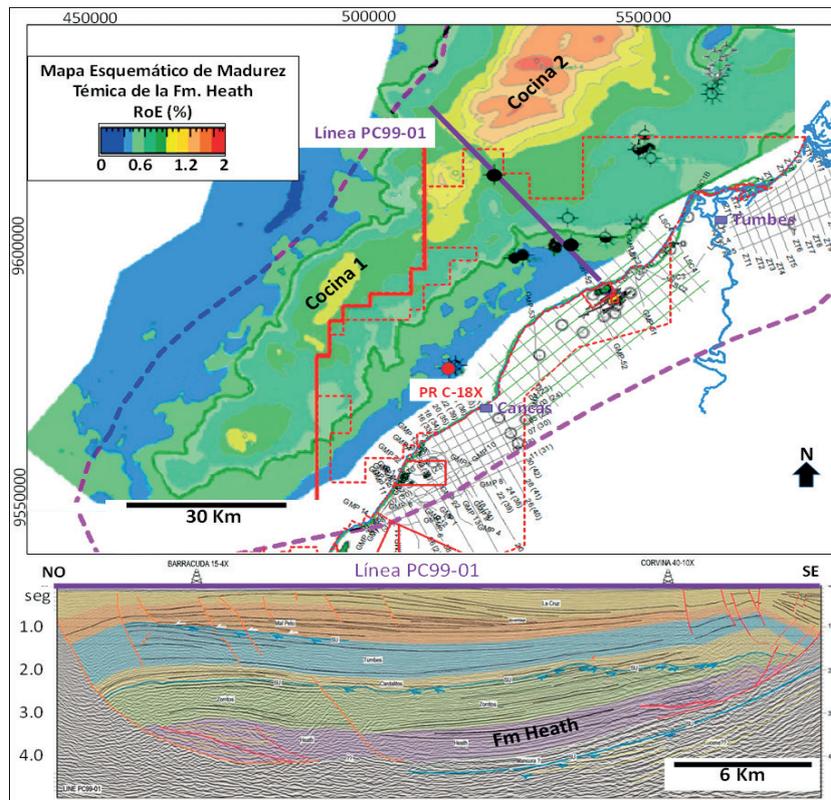


Figura 8. Mapa esquemático de madurez térmica de la Formación Heath (modificado de (KEI PTY LTD, 2015), donde se observa la ubicación de dos probables cocinas de generación de hidrocarburos de la cuenca Tumbes en base a interpretación sísmica, geológica y gravimétrica. También se observa línea sísmica 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.

3.5. COCINAS DE HIDROCARBUROS

La tectónica interpretada, la historia geológica, el modelado geohistórico 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.

En la zona de costa afuera de la cuenca Tumbes, se probó y produjo 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 del pozo Barracuda y se produjo gas seco en pruebas extendidas en las formaciones Máncora y Zorritos en los campos Piedra Redonda y Corvina, respectivamente. Mientras que en onshore se tiene producción de petróleo en las formaciones Zorritos y Heath en los campos Zorritos y Copé, así como producción de gas seco en la formación Máncora de las acumulaciones Zorritos, Caracol y Piedra Candela.

Sin embargo, todas estas ocurrencias conocidas de hidrocarburos están presentes donde la roca generadora Heath no está todavía en condiciones de madurez adecuada para haber generado hidrocarburos. El mapa esquemático de madurez termal (Figura 8), muestra valores de reflectancia de vitrinita equivalente que indican la presencia de mejores condiciones de madurez en las porciones más profundas de la cuenca.

3.6. ENTRAMPAMIENTOS DE HIDROCARBUROS DE LA CUENCA TUMBES

El estilo de trampas descubiertas en la cuenca corresponde a trampas estructurales tipo bloque fallado. Figura 9. En unos casos la trampa es el bloque alto de un pliegue fallado controlado generalmente por una falla de salto normal que buza hacia un flanco y cierre por buzamiento hacia los otros tres flancos cuya roca sello está en yuxtaposición directa sobre el reservorio; ejemplo campo de Gas Piedra Candela. Figura 10. En otros casos la trampa es el bloque bajo que

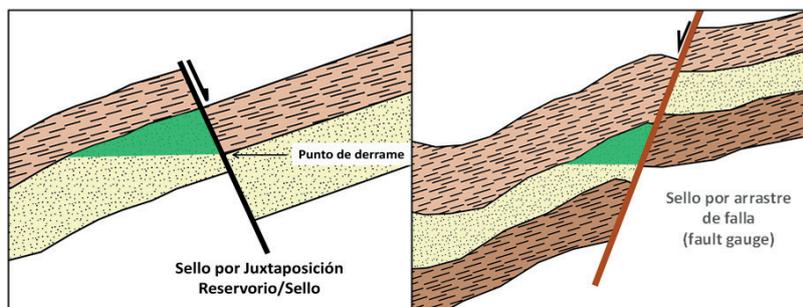


Figura 9. Esquema de dos ejemplos de trampas tipo bloque fallado, con sello por yuxtaposición directa y sello por arrastre de falla (fault gauge).

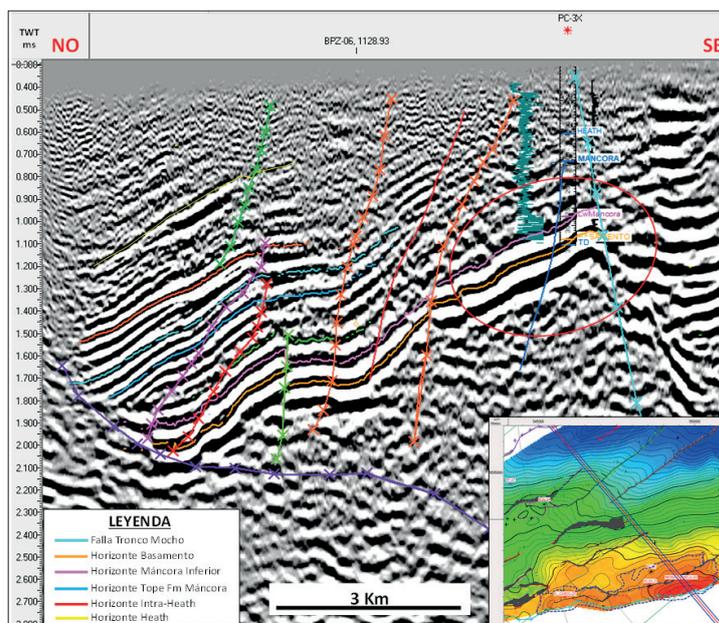


Figura 10. In Line 11270 (NO-SE) de la sísmica 3D donde se observa la configuración estructural del campo de gas Piedra Candela con la proyección del pozo PC-3X. Se aprecia un fallamiento en varios sub-bloques estructurales, la trampa está limitada por la Falla Tronco Mocho (celeste) por el sur, teniendo como reservorio el miembro Máncora Inferior (horizonte rosado) de la Formación Máncora.

tiene sello por el arrastre del plano de falla (*fault gauge*), ejemplo campo de petróleo Copé. Figura 11. Como se ha mencionado, la carga de hidrocarburos provendría de los depocentros más profundos donde la Formación Heath alcanzó la ventana de generación de hidrocarburos.

IV. DISCUSIÓN

Al ser muy escasa la información de geoquímica de rocas de la cuenca Tumbes y por ende también escasa la información publicada sobre la roca generadora de esta cuenca, algunos autores han escrito poco respecto del tema, pero siempre vinculándola a la vecina cuenca Talara.

Como ya se ha mencionado, el trabajo de (Fildani et al., 2005) sugiere que los depósitos de lutitas del Oligoceno o más jóvenes (Formación Heath y / o su equivalente lateral) son las principales rocas generadoras de los petróleos de las cuencas de Talara y Tumbes considerando un escenario de migración desde un depocentro de la cuenca Tumbes, hacia los reservorios de la cuenca Talara, lo cual sería válido sólo para la borde norte de esta cuenca ya que existen barreras estructurales que impedirían una migración lateral muy extensa.

Del mismo modo, los biomarcadores geoquímicos analizados sobre extractos de piston cores de fondo marino, recolectadas por KEI 2010 en el lecho marino de la cuenca Tumbes, muestran evidencian de correlación de las mismas con el extracto de la Fm. Heath recuperado en el pozo Piedra Redonda C-13X.

(PERUPETRO, 2005) realizó la evaluación hidrocarbúfera de las cuencas Tumbes y Talara llegando a las conclusiones que, no existe un acuerdo general en cuanto a la identificación de las rocas generadoras activas de los hidrocarburos en ambas cuencas. Indica que la correlación de rocas de origen petrolero con muestras de pozos y sus afloramientos tanto de Talara y cuencas vecinas ha proporcionado en algunos casos resultados buenos y en otros casos decepcionantes. Una buena coincidencia excepcional se encuentra para la correlación entre un cromatograma de gases de una muestra de petróleo representativa de la cuenca de Talara y de un extracto bituminoso de la Formación Heath del pozo Piedra Redonda C-18X interpretado como parte de la cuenca de Tumbes. Mencionan además que, tampoco existe un conocimiento bien definido de la ubicación de las cocinas de hidrocarburos y las rutas de migración y sincronismo de las ocurrencias de hidrocarburos conocidas en ambas cuencas.

(PERUPETRO, 2005), (Martínez et al., 2005) prepararon un reporte del sistema petrolero de Talara donde afirman, respecto de ello, que la única conclusión a la que se puede llegar con base en los datos disponibles es que los petróleos de esta región se originaron a partir de las lutitas marinas de la Formación Heath del Oligoceno depositadas en el depocentro neógeno norte (Cuenca Tumbes) de alta mar en un entorno costero marino poco profundo cercano a la costa (deltaico). Dicha sección del Oligoceno habría alcanzado el inicio de la generación durante el Mioceno cuando la sobrecarga en la provincia de la cuenca de Talara alcanzó su máximo espesor. Posteriormente, el petróleo

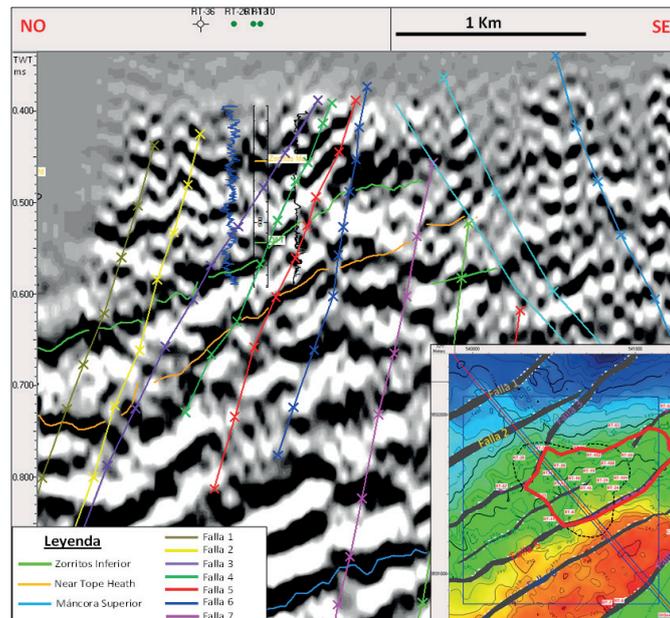


Figura 11. In Line 11040 (NO-SE) de la sísmica 3D donde se observa la configuración estructural del campo de petróleo Copé con la proyección del pozo RT-10. Se aprecia un fallamiento intenso en varios sub-bloques estructurales, la trampa está dada entre la Falla 3 (morado) por el norte hasta la Falla 5 (rojo) por el sur, teniendo como reservorio el miembro Zorritos Inferior (horizonte verde) de la Formación Zorritos.

fue expulsado durante varios pulsos a partir del Mioceno tardío, y habría migrado vertical y lateralmente a las trampas actuales.

(Valencia & Llerena C., 2018) muestra información de cromatografía de gases/espectrometría de masas donde se observa correlación geoquímica parcial de biomarcadores Terpanos m/z 191 y Esteranos m/z 217 procedentes de extractos de petróleo de la Fm. Redondo con petróleos producidos de reservorios Paleozoicos (Grupo Amotape) en los yacimientos San Pedro y Colán, por ello propone, al menos, para los campos del Play Paleozoico reservorio naturalmente fracturado nombrarlos como provenientes de un Sistema de Petróleo Redondo-Amotape de la cuenca Talara, añadiendo así para el centro y sur de la cuenca Talara, sustento de una roca madre distinta a la Formación Heath. El campo San Pedro está vinculado al depocentro (o sub-cuenca) Bayovar mientras que el campo Colán está vinculado a otro depocentro (o sub-cuenca) llamado Lagunitos.

V. CONCLUSIONES

Se ha preparado y evaluado una base de datos con información de geoquímica orgánica de la Formación Heath en la cuenca Tumbes con la cual se ha evaluado sus características geoquímicas que incluyen diagramas interpretativos, mapa de tendencias de propiedades geoquímicas, así como la evaluación geológica y geoquímica de dicha unidad considerada como roca generadora de hidrocarburos de los entrapamientos encontrados en el área.

La detallada evaluación comparativa de los valores de parámetros geoquímicos, resultantes de los análisis de rocas efectuados, permiten tener una definición de la clasificación de roca madre para la Formación Heath. Así, la cantidad de materia orgánica determinada mediante el contenido del carbono orgánico sobre un total de un total de 84 muestras colectadas entre afloramientos y recortes de perforación de varias ubicaciones de la cuenca, indican una clasificación de Roca Madre de Moderada a Buena con un análisis estadístico que indica como valor representativo de 0.93 % de TOC.

La calidad de materia orgánica representada por los kerógenos presentes en la Formación Heath son principalmente de Tipo II y III, es decir que pueden generar tanto hidrocarburos líquidos como gaseosos.

El estado de madurez térmica de la roca madre de la cuenca Tumbes obtenido en el gráfico de Tmax vs. Índice de producción, sugiere la Formación Heath, en la mayoría de las zonas muestreadas, se encuentra termalmente inmadura, excepto por algunas muestras de pozos en offshore. Un dato de Reflectancia de Vitritina (Ro) procedente de un afloramiento cercano al campo Zorritos, indica que en dicho punto se encuentra inmadura, 0.48% de Ro, lo cual es consistente con los datos de Tmax de la Pirólisis.

Los modelados geológicos de la cuenca apuntan hacia la presencia de mejores condiciones tanto de contenido orgánico como de madurez termal en porciones más

profundas de la misma, como por ejemplo frente a las costas de las localidades de Cancas y Tumbes se ubican una de las cocinas donde se generaron hidrocarburos en esta cuenca.

La comparación de biomarcadores Terpanos m/z 191, de un extracto de rocas de la Formación Heath del pozo Piedra Redonda del sur de la cuenca Tumbes y un extracto de piston cores indican una buena correlación geoquímica Petróleo-Roca Madre.

El estilo de entrapamientos descubiertos en la cuenca Tumbes corresponde a Trampas Estructurales Tipo Bloque Fallado. En unos casos la trampa es el bloque alto de un pliegue fallado controlado generalmente por una falla de salto normal que buza hacia un flanco y cierre por buzamiento hacia los otros tres flancos cuya roca sello está en yuxtaposición directa sobre el reservorio y en otros casos la trampa es el bloque bajo que tiene sello por el arrastre del plano de falla (*fault gauge*).

La Formación Heath juega el rol de elemento principal (roca generadora) del sistema petrolero que originó los entrapamientos de hidrocarburos de la cuenca Tumbes, los mismos que provendrían de los depocentros más profundos ubicados costa afuera donde actualmente se encuentran dentro de la ventana de generación de hidrocarburos.

VI. AGRADECIMIENTOS

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

VII. REFERENCIAS

- Fildani, A. , A. D. Hanson, Z. Chen, J. M. Moldowan, S. A. Graham, & Arriola, P. (2005). *Geochemical characteristics of oil and source rocks and implications for petroleum systems, Talara basin, northwest Peru*. <https://doi.org/10.1306/06300504094>
- Ingenmet. (2016). *Mapa Carta Geológica Nacional, Escala 1:100,000*. Geocatmin. <https://portal.ingenmet.gob.pe/web/guest/carta-geologica-nacional-escala-1-100-000>
- KEI PTY LTD. (2015). *Farm In Opportunity Block-38, Tumbes Basin. Offshore Perú*. https://www.annualreports.com/HostedData/AnnualReportArchive/K/ASX_KAR_2015.pdf
- Martínez, E., Coordinator, S., & Fernández, J. (2005). *PERUPETRO S. A. TUMBES AND TALARA BASINS HYDROCARBON EVALUATION by Basin Evaluations Group Exploration Department*.
- PERUPETRO. (2005). *TUMBES AND TALARA BASINS HYDROCARBON EVALUATION by Basin Evaluations Group Exploration Department*. <https://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/96aaa2e9-bdb9-42d9-a9b5-d83b39fdaa63/Tumbes%2+B%26%2BTalara%2BBasins%2BReport%2C%2BPerupetro%2B2005.pdf?MOD=AJPERES>

- Valencia, K., & Llerena C. (2018). *El Play Exploratorio Paleozoico de la Cuenca Talara, El Futuro Económico de la Cuenca*. IX Seminario Internacional INGEPET. https://www.academia.edu/39080880/EL_PLAY_EXPLORATORIO_PALEOZOICO_DE_LA_CUENCA_TALARA_KValencia
- Víctor R. Sanz. (1991). *Reservorio Petrolífero en Bloques Brechados (Melange), Fm Zorritos – Yacimientos Copé, Dpto. Tumbes Noroeste del Perú*. Sociedad Geológica Del Perú. <https://www.sgp.org.pe/category/bibliovirtual/?result=4304>