ACIPET

El Reservorio Hollín del Campo Yuralpa en la Cuenca Oriente de Ecuador: Intrusivo, Contacto Agua-Petróleo Inclinado, Biodegradación del Crudo ¿y un *Tar mat*?

Autores: Rubys Hernández, Nayda Terán, Carlos Vielma, Diego Bastidas, Andrés Ríos. WAYRAENERGY S.A.

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico [X]
- Tesis Pregrado [ ]
- Tesis Posgrado [ ]

Derechos de Autor 2022, ACIPET
Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

El campo Yuralpa ubicado en la cuenca Oriente de Ecuador tiene como reservorio principal a la Formación Hollín, la cual se caracteriza por contener un crudo pesado y un acuífero activo que se recarga en las estribaciones de la Cordillera de los Andes, representado con un contacto agua-petróleo inclinado producto del hidrodinamismo. Este acuífero contribuyó a la biodegradación del crudo del reservorio, manifestándose principalmente en un aumento de la gravedad API y una disminución de la viscosidad del crudo a medida que la zona productora se aleja del contacto agua-petróleo. Durante las actividades de perforación ejecutadas en el año 2021, en los registros eléctricos tomados en hoyo abierto se observó un espesor de arenisca con baja resistividad y con características particulares en los registros litológicos, así como en la historia de producción, que condujo a valorar la posible presencia de una zona bituminosa o *Tar mat* con espesor variable y distribución areal irregular en el reservorio.

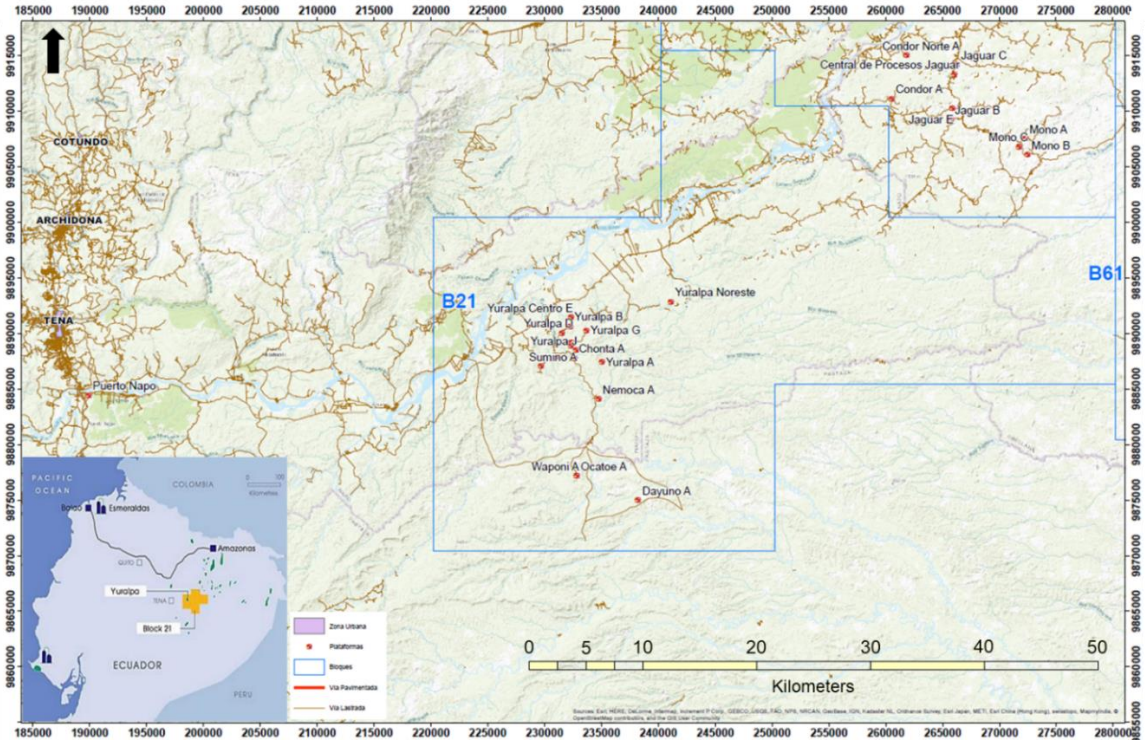
Este artículo además de documentar las características relevantes del reservorio Hollín en el campo Yuralpa (cuerpo ígneo intrusivo, contacto agua-petróleo inclinado y biodegradación del crudo), resume el proceso de revisión y análisis de los datos del campo (registros de pozos, núcleos, cortes de perforación, historia de producción, etc) llevado a cabo con el objetivo de determinar si el reservorio presenta intervalos de crudo bituminoso o *Tar mat*.

Respecto a la zona bituminosa, mediante la aplicación del método de registros de resistividad se pudieron identificar dieciséis (16) pozos que posiblemente evidencian su presencia, no obstante, se concluyó que se requiere disponer de información adicional que permita complementar con métodos geoquímicos (en núcleos y/o cortes de perforación) su ocurrencia, posible origen, distribución, espesor y sobre todo actualizar las reservas, factor de recobro y estrategia de explotación del reservorio.

Introducción

El campo Yuralpa se encuentra ubicado en la provincia de Napo hacia el este del Dominio Occidental o Sistema Subandino de la cuenca Oriente de Ecuador (Figura 1). El campo comenzó su explotación con la perforación de tres (3) pozos exploratorios entre los años 1997 y 1999: Yuralpa Centro 1 (YRCA-001), Chonta 1 (YCCA-001) y Sumino 1 (SMNA-001). En el campo se encuentran once (11) plataformas de producción: A, B, D, E, F, G, Sumino, Chonta, Nemoca, Noreste y Waponi-Ocatoe desde las cuales han sido perforados hasta la fecha un total de 77 pozos.

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Yuralpa.



Modificado de: PETROAMAZONAS EP, 2017. Mapa vial Coca-Yuralpa-Tena.

La campaña de perforación más reciente del campo se inició en el año 2019, y continúa ejecutándose a la fecha. Durante la segunda etapa de esta campaña, en el año 2021, los registros eléctricos del pozo YCCA-020, tomados en hoyo abierto, permitieron evidenciar una zona de baja resistividad entre el contacto agua-petróleo y la base del reservorio Hollín Mareal con características particulares en los registros litológicos. Esto conllevó a revisar el resto de los pozos del campo y a valorar la posible presencia de una zona bituminosa o *Tar mat*.

La producción comercial del campo inició en el año 2003 y ha estado enfocada en su reservorio principal, Hollín, cuyo factor de recobro oficial es de 16% debido a la gravedad del crudo y otras características particulares, como: un cuerpo ígneo intrusivo, un contacto agua-petróleo inclinado y la biodegradación del crudo, las cuales han sido muy poco documentadas, por lo que este articulo incluye su descripción con el fin de que sirvan de referencia para futuras investigaciones y caracterizaciones regionales de reservorios análogos.

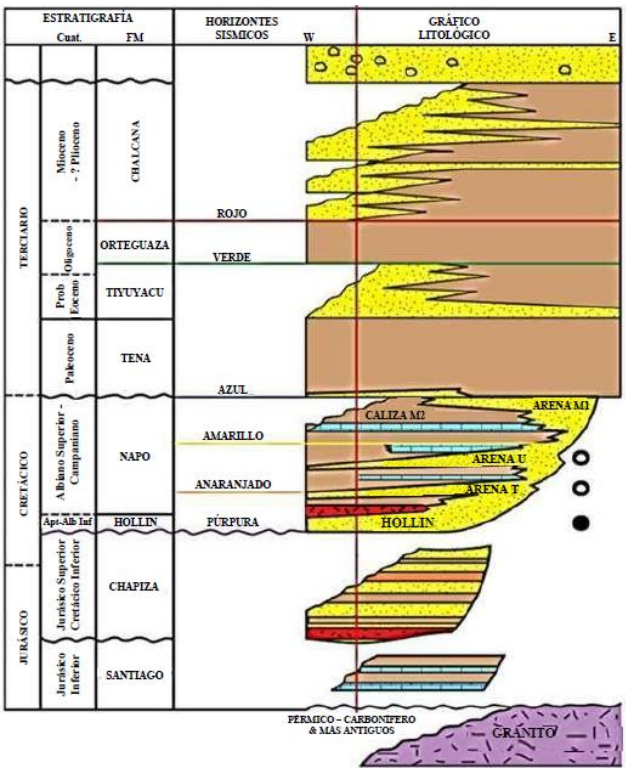
Adicionalmente, este artículo tiene como objetivo resumir el proceso de revisión y análisis de los datos disponibles del campo para, a través de la aplicación de métodos existentes (basados en datos geoquímicos y registros de pozos), identificar si el reservorio Hollín presenta una zona de crudo bituminoso o *Tar mat*, ya que su ocurrencia, distribución y espesor impactaría no solo en las reservas y factor de recobro del reservorio, sino también en su estrategia de explotación, incluyendo la forma de completar y producir cada pozo.

Marco Geológico

La Figura 2 muestra la columna estratigráfica generalizada del campo Yuralpa. El Pre-Cretácico está compuesto por las Formaciones: Pumbuiza (Silúrico-Devónico), Macuma (Carbonífero - Pérmico), Santiago (Jurásico Inferior) que corresponden principalmente a sedimentos marinos ricos en materia orgánica y sedimentos volcánicos. Suprayaciendo esta secuencia, se encuentra la Formación Chapiza (Jurásico Superior – Cretácico Inferior) que comprende una sucesión de sedimentos clásticos continentales que fueron depositados en climas secos o desérticos (Barragán *et al.*, 2004).

El periodo Cretácico en el campo Yuralpa está representado por aproximadamente 1,200 pies de espesor de sedimentos siliciclásticos y calcáreos, mostrando varias secuencias sedimentarias desde plataforma marina, plataforma calcárea, marino somero, y ambientes transicionales. La Formación Hollín se depositó en un ambiente fluvial-estuarino que prograda a una plataforma marina somera. Sobre esta secuencia yacen las rocas de la Formación Napo, de origen estuarino dominado por las variaciones eustáticas del nivel del mar.

Figura 2. Columna estratigráfica del Bloque 21.

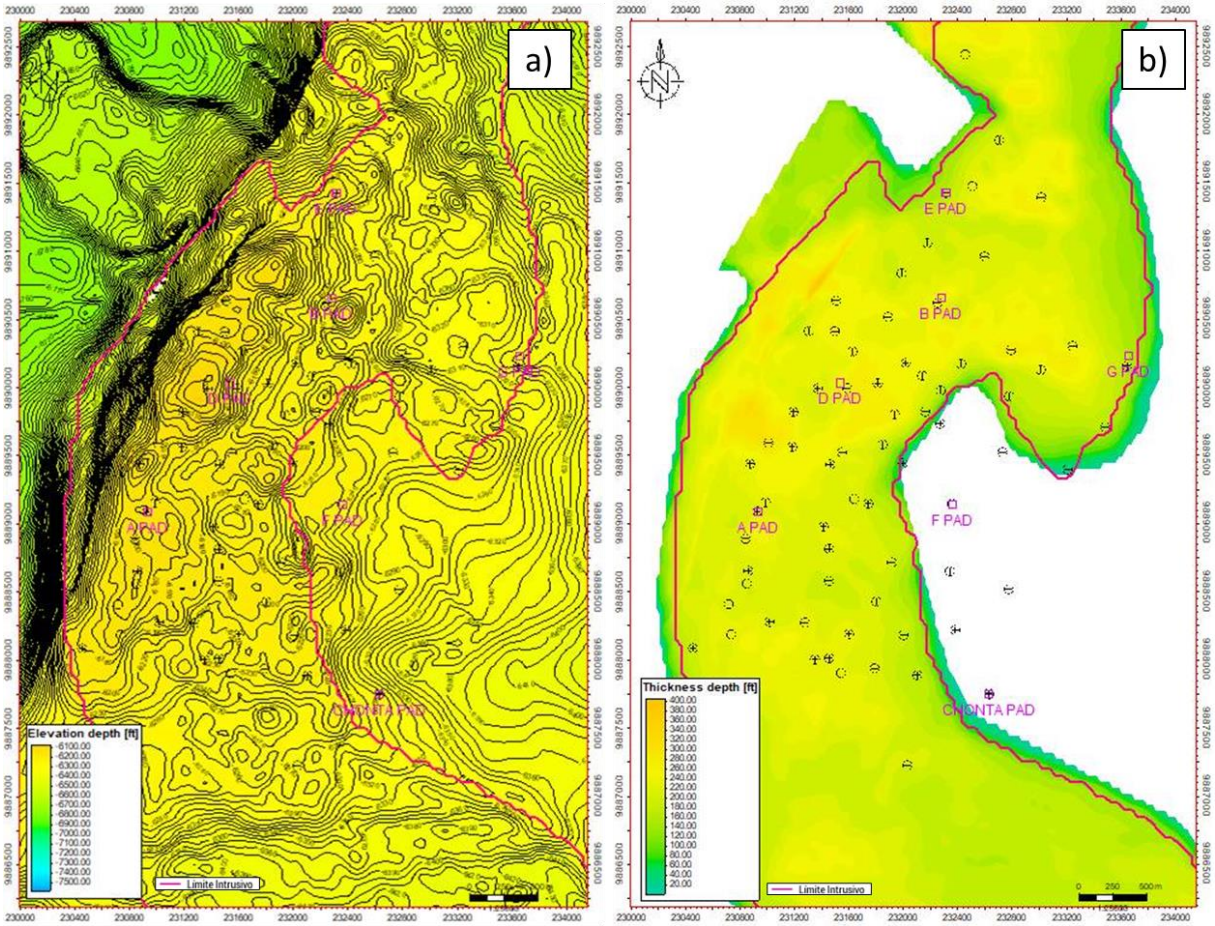


Tomando de: EP Petroecuador, 2018. Catálogo de Campo Menores, campo Yuralpa.

El periodo Terciario, está representado por aproximadamente 1,200 pies de espesor de las Formaciones Tena, Tuyuyacu, Orteguaza y Chalcana. Estos depósitos corresponden principalmente a una gruesa secuencia de arcillolitas y lutitas con intervalos de arenisca y conglomerados.

Cuerpo Intrusivo. La mayor parte del campo Yuralpa se caracteriza por la presencia de un cuerpo ígneo intrusivo que se emplaza directamente en los depósitos de Hollín Superior, con una distribución areal en dirección NNO - SSE y espesores que alcanzan en promedio 220 pies en su parte central (Figura 3). Este cuerpo ígneo corresponde a una roca tipo gabro, cuya mineralogía general está compuesta de 30% plagioclasas, 30% olivino, 30% clinopiroxeno, and 10% ferromagnesianos, con una edad radiométrica de 82 +/-0.5 Ma. Los datos geoquímicos de los cuerpos ígneos de la cuenca Oriente de Ecuador han sido publicados por Barragán *et al.*, 2004, sugiriendo que corresponden a basaltos alcalinos producidos por vulcanismo intraplaca. Una característica relevante de este cuerpo es que posee una dureza promedio de 140 Mpa y fracturas naturales, siendo la causa principal de los problemas operacionales ocurridos durante la perforación de pozos del campo Yuralpa, conllevando a la planificación y perforación de hoyos pilotos, perforación de *sidetracks* y completación de pozos en diámetros reducidos, todo lo cual ha impactado no solo en los tiempos de las campañas de perforación si no también en el factor de recobro actual.

Figura 3. a) Mapa estructural al tope de Hollín Mareal con el límite del cuerpo intrusivo (en color magenta), b) Mapa de espesores del intrusivo.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Reservorio Hollín. El tope de la Formación Hollín está marcado por la presencia de un cuerpo lutitico radioactivo que muestra altos valores en los registros Gamma Ray, que la delimitan de la Formación Napo. La Formación Hollín se encuentra dividida en dos unidades informales: Hollín Superior y Hollín Inferior. En Hollín Superior hay dos intervalos con diferente génesis: los intervalos superiores corresponden a una secuencia marina (Hollín Marino) caracterizada por la presencia de lutitas negras intercaladas con arenisca de grano fino y matriz arcillosa, cemento calcáreo y contenido de glauconita. El intervalo inferior (Hollín Mareal) con influencia de mareas está compuesto de areniscas de grano fino a medio con estratificación cruzada. La parte inferior de la Formación Hollín se define como el Miembro Hollín Inferior (también conocido como Hollín Principal) es de origen fluvial y se compone de arenisca de grano grueso a medio con estratificación cruzada, en grano decreciente, bases erosivas y laminación discontinua de materia orgánica, adicionalmente se encuentran presentes trazas de pirita e intervalos potentes de Caolinita. La Tabla 1 muestra los parámetros petrofísicos promedios para los tres (3) intervalos estratigráficos descritos de la Formación Hollín en el campo Yuralpa.

Tabla 1. Parámetros petrofísicos promedios de los intervalos estratigráficos de la Formación Hollín en el campo Yuralpa.

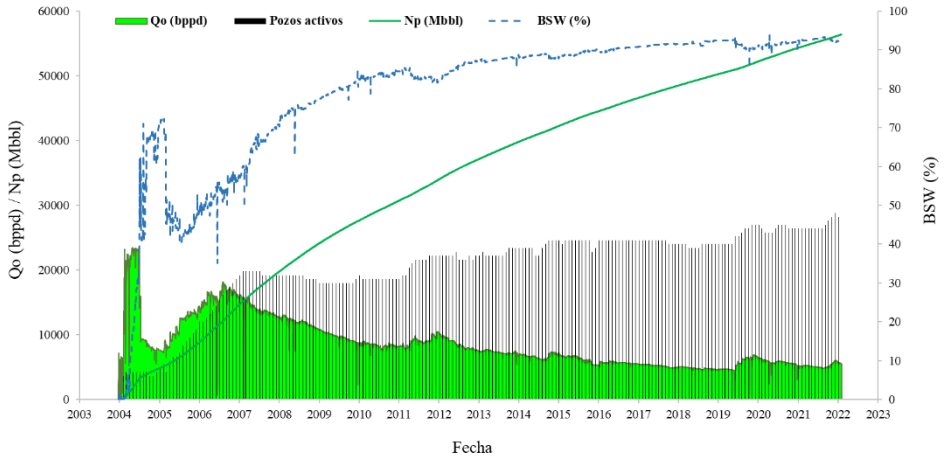
Intervalo	Porosidad	Volumen de arcilla	Saturación de agua inicial	Permeabilidad
	%	%	%	mD
Hollín Marino	14	32	61*	310
Hollín Mareal	17	18	41	900
Hollín Principal	18	14	72**	700

* Registro de resistividad afectado por minerales de hierro (Fe).
** Incluye Hollín Principal debajo de contacto agua-petróleo.

Historia de Producción

El principal reservorio del campo Yuralpa es la Formación Hollín. Aunque los primeros pozos del campo fueron perforados entre los años 1997 y 1999, este comenzó su producción en el año 2003 (Figura 4), alcanzando su máxima tasa de producción de petróleo de 23,000 bppd en abril de 2004 con siete (7) pozos activos. El comportamiento de producción del campo se encuentra estrechamente relacionado con la continuidad de las campañas de perforación, con el acuífero de fondo activo de la Formación Hollín, y con las características del crudo.

Figura 4. Historia de producción del campo Yuralpa.

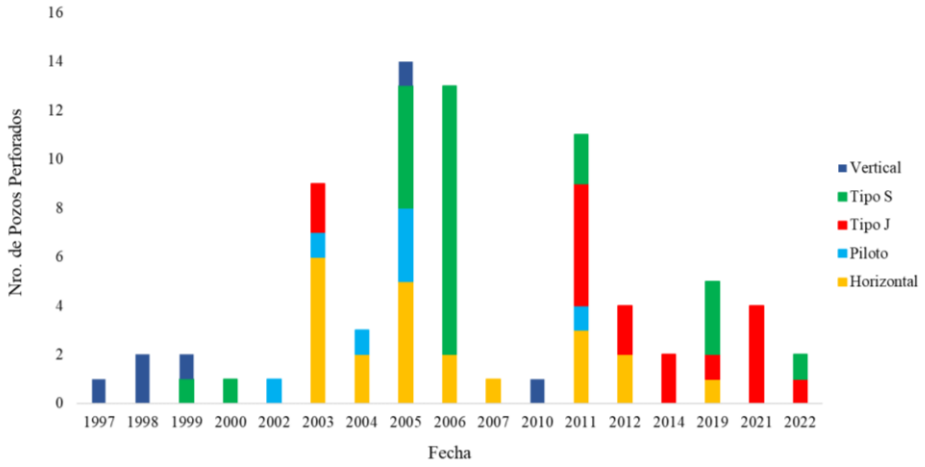


Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Desde diciembre de 2006, la declinación del campo se estima de tipo exponencial con un valor promedio de 8.75%. La irrupción del agua no tiene un patrón definido en los pozos, ya que depende de la relación de movilidad agua-petróleo asociada a su vez a la viscosidad del crudo en cada área del reservorio. En ese sentido, el corte de agua (%BSW) es generalmente bajo al inicio de producción de los pozos y luego, se incrementa gradualmente hasta estabilizarse en valores entre 90% y 95%. En los pozos donde están presentes los intervalos de sello lutítico que separan la zona de crudo expuesta al flujo (cañoneada) del contacto agua-petróleo, el incremento del corte de agua no es abrupto.

De los 77 pozos perforados hasta la fecha en el campo Yuralpa (8 verticales, 39 direccionales tipo J y S, 22 horizontales y 8 pilotos), 55 han sido productores (Figura 5).

Figura 5. Historia de perforación del campo Yuralpa.



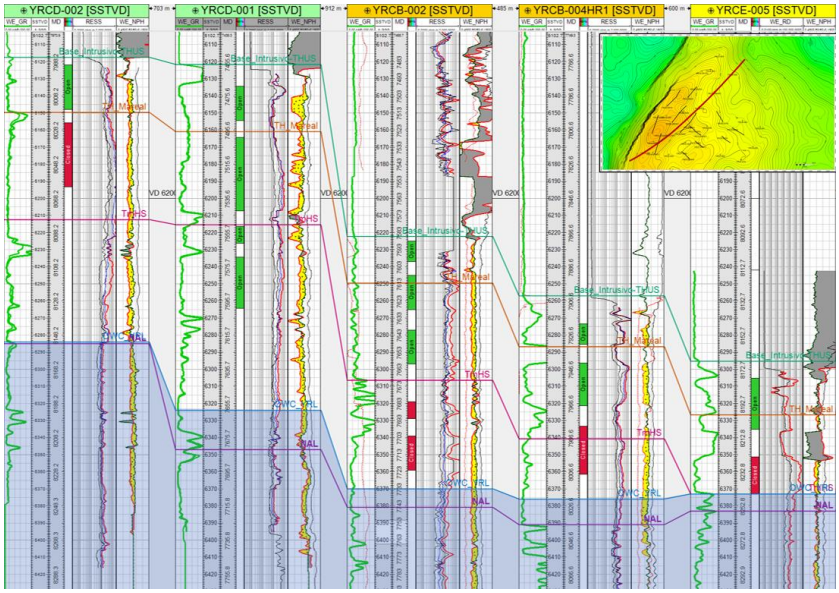
Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Contacto Agua-Petróleo

Para entender la biodegradación del crudo en el reservorio Hollín del campo Yuralpa, fue necesario revisar detalladamente el contacto agua-petróleo (CAP) y el nivel de agua libre (NAL) en cada pozo, partiendo del análisis de los registros eléctricos e integrándolos con la información de núcleos, registros de descripción litológica (*masterlogs*), registros especiales e historia de producción, particularmente de aquellos pozos donde los registros eléctricos presentan incertidumbre con respecto a la invasión por el filtrado.

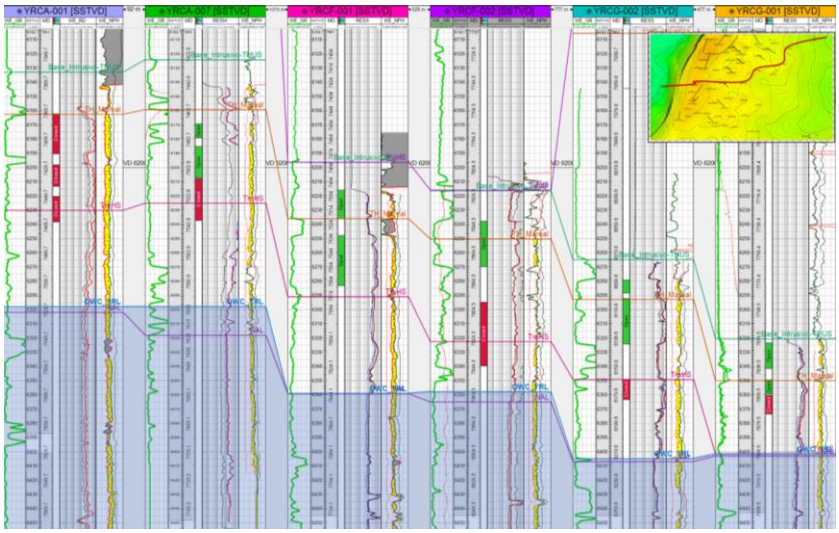
Las correlaciones estructurales de las Figura 6 y Figura 7 generadas con los primeros pozos que se perforaron en el campo, ratifican un contacto agua-petróleo inclinado consecuencia del hidrodinamismo en la Formación Hollín; fenómeno que ha sido documentado por diferentes autores (BestEnergy Services, 2019; Ramírez *et al.*, 2015). El acuífero activo se alimenta o recarga de las aguas meteóricas en los afloramientos de la Formación Hollín en la Cordillera de los Andes y se comprueba a través de la baja salinidad del agua de formación (entre 650 y 800 ppm de NaCl) y una presión de reservorio que se mantiene constante en el orden de 3,250 psi referida a -6,300 ft TVDSS (datum).

Figura 6. Correlación estratigráfica SO-NE en el reservorio Hollín muestra el contracto agua-petróleo original en el campo Yuralpa (zona norte).



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Figura 7. Correlación estratigráfica O-NE en el reservorio Hollín muestra el contacto agua-petróleo original en el campo Yuralpa (zona sur).



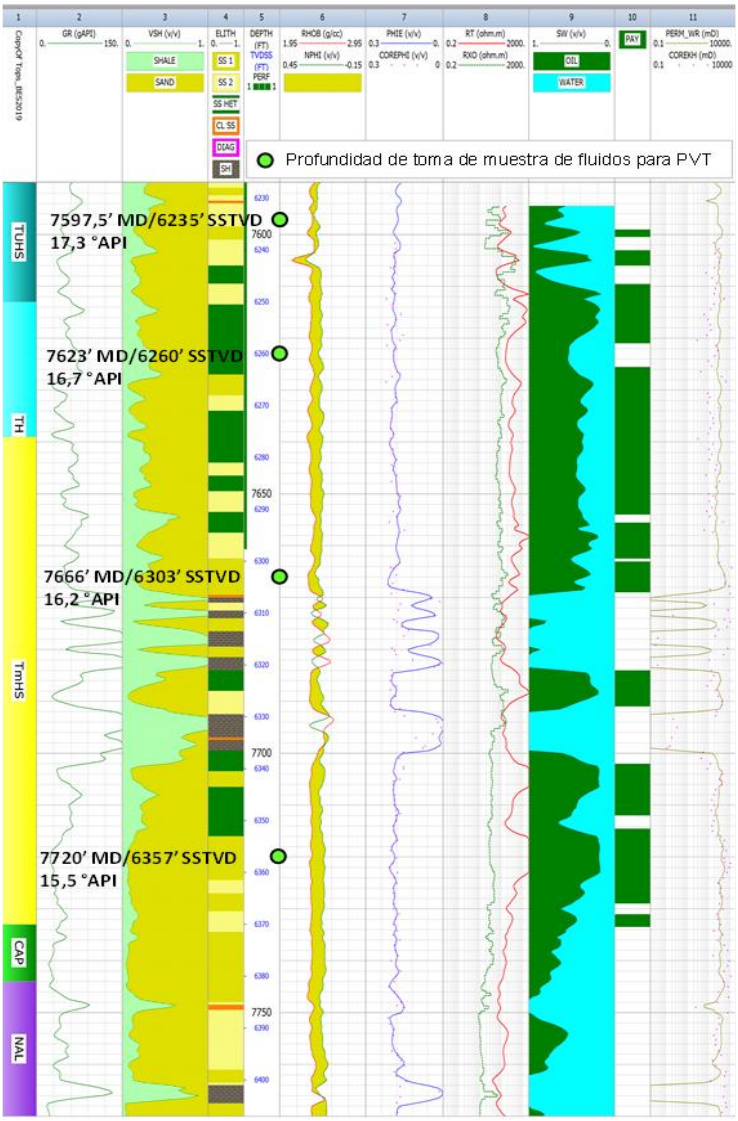
Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Biodegradación del Crudo

El crudo del reservorio Hollín en el campo Yuralpa muestra biodegradación, siendo el hidrodinamismo la causa debido a la acción microbiana por efecto de las aguas meteóricas. La biodegradación se manifiesta principalmente en un incremento de la gravedad API y una disminución de la viscosidad del crudo a medida que la zona productora se aleja del contacto agua-petróleo. Esta biodegradación de forma vertical y areal fue validada con la revisión de datos API y viscosidad del crudo de los ensayos PVT y datos históricos (mediciones en laboratorio de viscosidad y API de petróleo muerto).

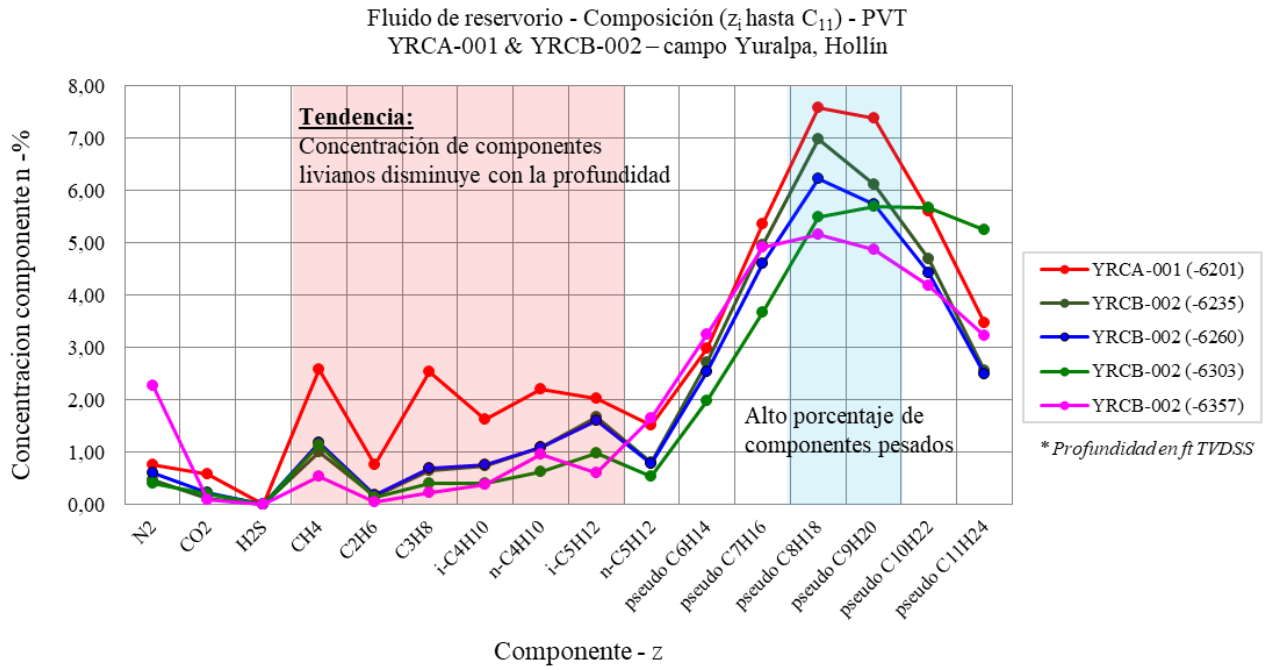
Respecto a la variación vertical, comúnmente los pozos del campo producen de todos los intervalos estratigráficos del reservorio Hollín, por lo que, al revisar todos los pozos donde los intervalos inferiores fueron aislados durante trabajos de reacondicionamiento, no fue posible identificar variaciones importantes de API y viscosidad de crudo muerto en datos históricos. Así mismo, se revisaron los ensayos PVT considerados representativos de las muestras de crudo de la Formación Hollín tomadas en los pozos YRCA-001 y YRCB-002. En el pozo YRCB-002 donde se realizaron ensayos de fluidos (PVT) con muestras de crudo a diferentes profundidades, se observa esta variación de la gravedad API de forma vertical (Figura 8). Además, la cromatografía del fluido de reservorio de las diferentes muestras (Figura 9) evidencia un alto porcentaje de componentes pesados y una disminución de los componentes livianos C1 a C5 a medida que aumenta la profundidad de la muestra, sustentando esta última, la biodegradación del crudo.

Figura 8. Variación de API del crudo con profundidad en el pozo YRCB-002, en muestras PVT del 05 de mayo de 1999.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

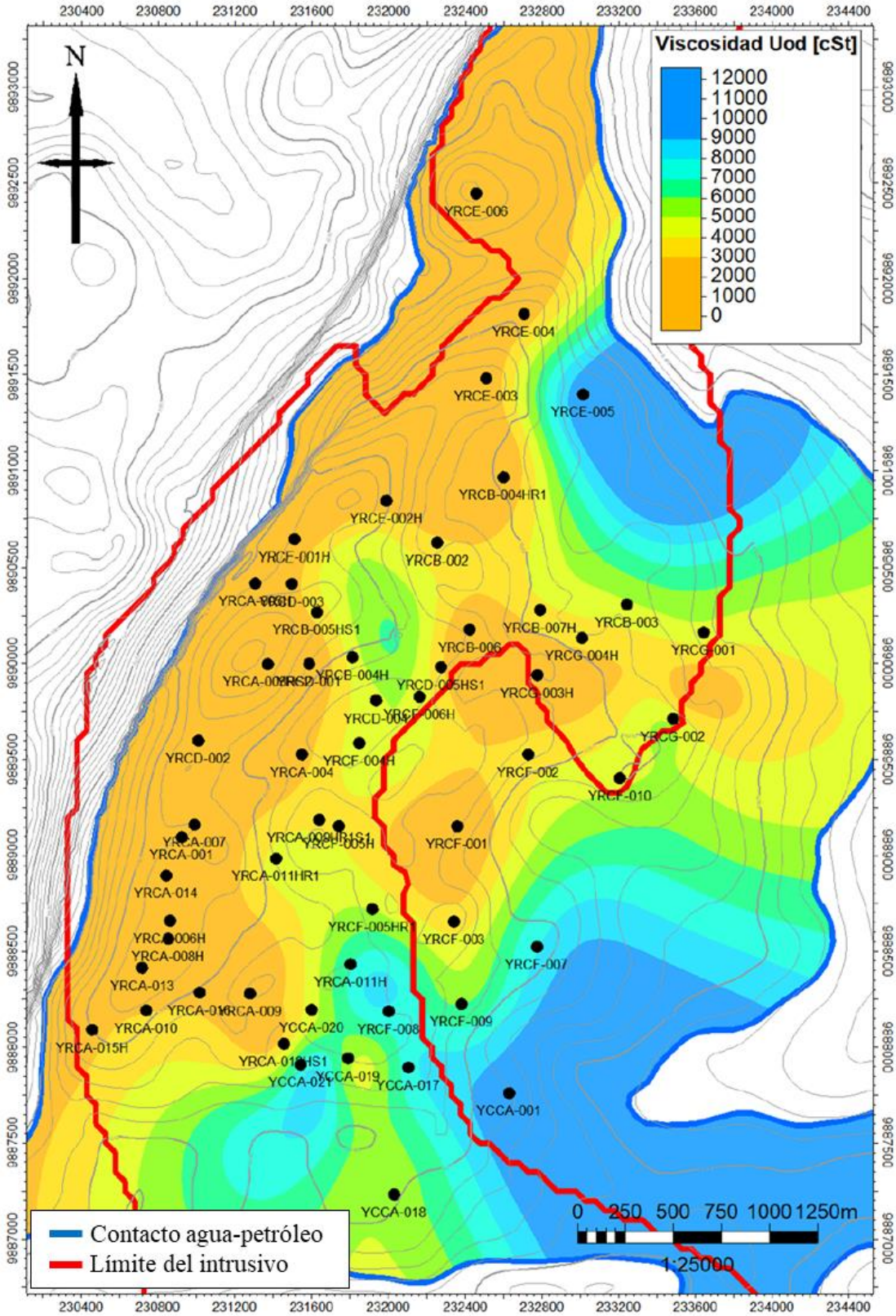
Figura 9. Cromatografía de hidrocarburos del reservorio Hollín del campo Yuralpa.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Por otra parte, la Figura 10 muestra la variación areal de la viscosidad de crudo muerto en el campo, con valores que oscilan entre 1,000 y 12,000 cSt referidos a 80 °F y presión atmosférica. De manera general, se observa que las zonas con menores viscosidades predominan en las partes más alta de la estructura y las zonas de mayor viscosidad hacia el flanco sureste y noreste, específicamente en el área donde se encuentran los pozos perforados desde las plataformas Chonta, F y E.

Figura 10. Mapa de viscosidad del crudo muerto (cSt) @80°F en la Formación Hollín del campo Yuralpa.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Posible Zona Bituminosa o *Tar mat*

Definiciones. El *Tar mat* se define como una zona de materia orgánica sólida que llena los espacios porosos y fracturas de la roca, pudiendo ser lateralmente continúo y creando barreras al flujo de fluidos (Jacob, 1989). Ocurre en muchas cuencas alrededor del mundo, en reservorios de crudo de cualquier litología (clásticos o carbonatos, Wilhelm's *et al.*, 1995). De acuerdo con la literatura, el *Tar mat* se puede definir como hidrocarburo en el reservorio con altas concentraciones de asfalteno (20% al 60% en peso), viscosidad de crudo superior a 1,000 cP a condiciones de reservorio, y gravedad inferior a 18 °API, y por lo general se presenta, pero no se limita a la parte inferior de columna de hidrocarburo, suprayacente al contacto agua-petróleo.

La interpretación de un *Tar mat* es complicada debido a que en muchos análisis puede mostrar características similares a los hidrocarburos producibles (Mohamed *et al*., 2019), no obstante, su identificación es crítica en la estimación de las reservas de crudo, su factor de recobro y particularmente en la forma de completación y producción de los pozos. Al tratarse de crudo no móvil, no debería considerarse en la cuantificación de volúmenes; pero por su baja o nula permeabilidad, tiene como aspecto positivo que actúa como una barrera al flujo que retrasa la irrupción de agua en reservorios no volumétricos.

Una vez que un *Tar mat* ha sido identificado es importante intentar comprender su mecanismo de formación y distribución (intervalos con condiciones favorables para su formación). Existen muchos procesos que pueden causar la aparición de un *Tar mat*, ya sean de forma individual o combinados, se pueden agrupar en tres (3) principales procesos (Dahl y Speers, 1985): (a) desasfaltización, incluye la segregación gravitacional y la precipitación de los asfáltenos (por inyección o entrada de gas) (b) biodegradación, incluye el lavado de petróleo por agua y (c) maduración. También hay otros mecanismos sugeridos, como: absorción de asfáltenos en minerales de arcillas (Dahl y Speers, 1985) y aquellos relacionados con la inyección térmica en columnas de crudo (Montel y Gouel, 1985).

Los métodos que han sido documentados para la identificación de *Tar mat*, en forma general se pueden agrupar basados en:

Datos geoquímicos. Esencialmente referidos a técnicas visuales e interpretación de data geoquímica en núcleos y/o cortes de perforación.

Los datos geoquímicos pueden obtenerse a partir de núcleos y/o cortes de perforación, algunos de los métodos más utilizados son: (a) análisis de isotopos estables, (b) composición isotópica del metano en muestras de gas (c) fracción saturada y *Tar mat* en cromatografía de gas, (d) composición geoquímica de muestras de gas, (e) SARA en crudos pesados. Una vez que, a través de análisis geoquímicos, se identifica si en el campo existieron las condiciones favorables para la formación de *Tar mat* (presión, temperatura, contacto de agua, entre otras), el siguiente paso sería delimitar o asignar probabilidades o riesgos de encontrar el *Tar mat* en otras partes del campo. Otro método que han sido documentado es el de densidad de núcleos (Wilhelms *et al.*, 1994).

Registros de pozo. Comúnmente referidos a los registros de resistividad, *dipmeter* y resonancia magnética nuclear (NMR).

Registros de resistividad. El *Tar mat* es de muy baja o nula movilidad debido a la alta viscosidad del crudo, ocasionando una reducción de la permeabilidad de la formación. Por tanto, en las zonas donde está presente un *Tar mat* no hay invasión de los fluidos de control, y esto, debe reflejarse en los registros de resistividad, donde se esperaría que las curvas Rxo y Rt no muestren separación, en contraste con las zonas que contienen crudo móvil (Mohammed y Handhal, 2019).

Dipmeter. Permite resaltar el contraste de resistividades a lo largo de la formación, mediante el uso de múltiples electrodos distribuidos en ángulos iguales en un plano perpendicular al eje de la herramienta. Aunque su respuesta es usada para identificar características sedimentarias y buzamiento de capas, también se aplica para la detección de *Tar mat* tomando en consideración la respuesta de la curva de microresistividad entre los intervalos de *Tar mat* y las zonas adyacentes en escala lineal (Wilhelm's *et al.*, 1994).

Resonancia Magnética Nuclear (NMR). El análisis del NMR es un método bastante aceptado en la identificación de un *Tar mat* y depende principalmente del tiempo de relajación (distribución del T2). Un T2 corto puede indicar poros pequeños, mientras que un T2 largo sugiere la existencia de poros grandes. En zonas de *Tar mat* se espera que exista un T2 corto (déficit de porosidad y alta viscosidad) en comparación con un crudo mediado o liviano. Además, se espera que la porosidad del registro NMR sea menor que la del registro de densidad (Mohammed y Handhal, 2019).

Revisión y análisis de datos disponibles. En vista del impacto que puede tener la presencia del *Tar mat* o zona bituminosa en las reservas, factor de recobro, y estrategia de explotación de un reservorio, en este estudio se revisó la información disponible en el reservorio Hollín del campo Yuralpa con el objetivo principal de validar su ocurrencia.

Datos geoquímicos. En cuanto a los análisis geoquímicos en núcleos, en el campo Yuralpa se han adquirido un total de 759 pies de

núcleos de la Formación Hollín en cinco (5) pozos (YRCA-001, YRCB-002, YCCA-001, NMCA-001, SMNA-001). Sin embargo, los análisis de núcleos no permitieron evidenciar la ocurrencia de *Tar mat* debido a que no se dispuso de análisis geoquímicos y/o fueron tomados en zonas por encima del intervalo donde se identificó un posible *Tar mat* en registros de resistividad (caso del pozo YRCB-002).

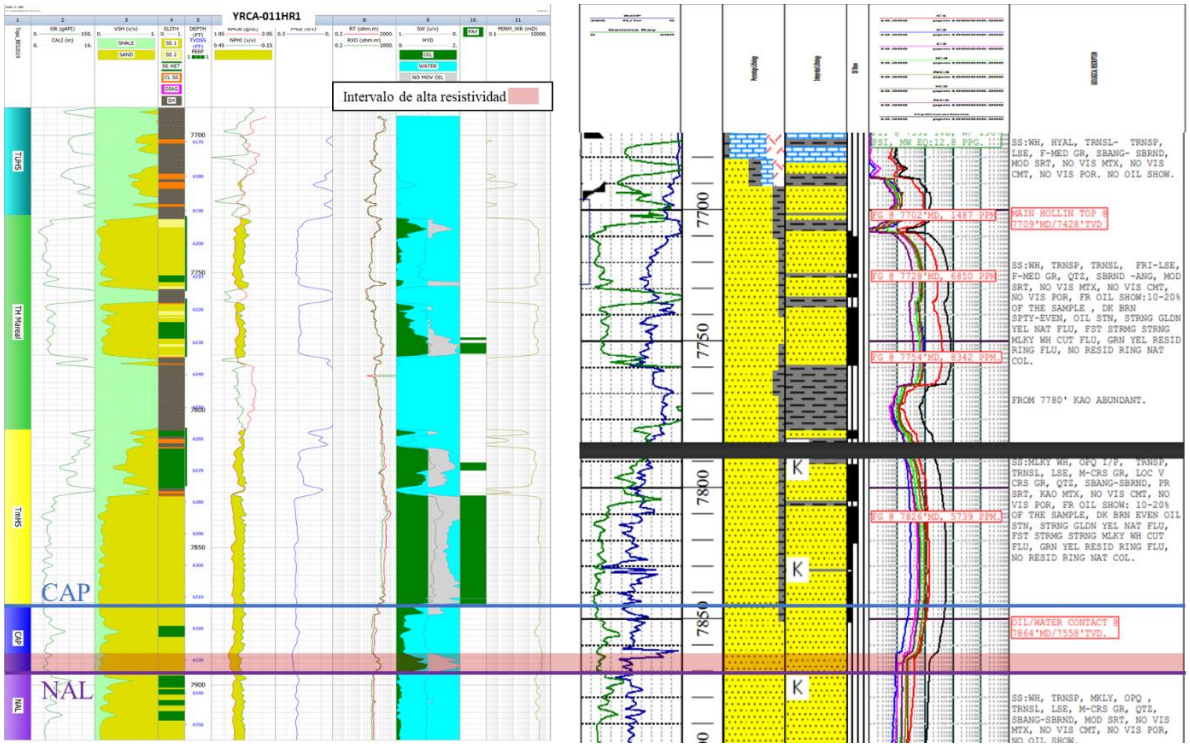
Aunque no se dispuso de datos geoquímicos para la caracterización del *Tar mat* en los cortes de perforación, se revisó la descripción litológica y la cromatografía de gases de todos los pozos del campo, sin observar la presencia de intervalos de crudo no móvil. Adicionalmente, se analizó en detalle la cromatografía de gases (disponible C1-C5) en los 16 pozos que presentan intervalos de alta resistividad debajo del contacto agua-petróleo, observando que en dos (2) de estos pozos las fracciones de C3 a C5 constituyen los componentes mayoritarios respecto a otros gases más livianos (C1 y C2). En vista de que no se dispuso información de fracciones de gases más pesados, se recomienda caracterizar estos intervalos con cromatografía de gases C16+ y complementar este análisis con pruebas de fluoroscopia, utilizando sustancias que liberen elementos pesados no móviles del crudo sobre los cortes de perforación.

Registros de Pozos. En cuanto a la información de registros de pozos disponible para la identificación de una zona de *Tar mat*, en el reservorio Hollín del campo Yuralpa se contó con registros de resistividad y datos de resonancia magnética.

Registros de resistividad. En siete (7) pozos donde se identificaron intervalos de alta resistividad debajo del contacto agua-petróleo se observó que no existe separación entre las curvas Rxo y Rt. Estos pozos son: YRCA-010, YRCA-011HR1 (Figura 11), YRCA-016, YRCD-001, YRCF-003, YRCF-008 y YRCF-010.

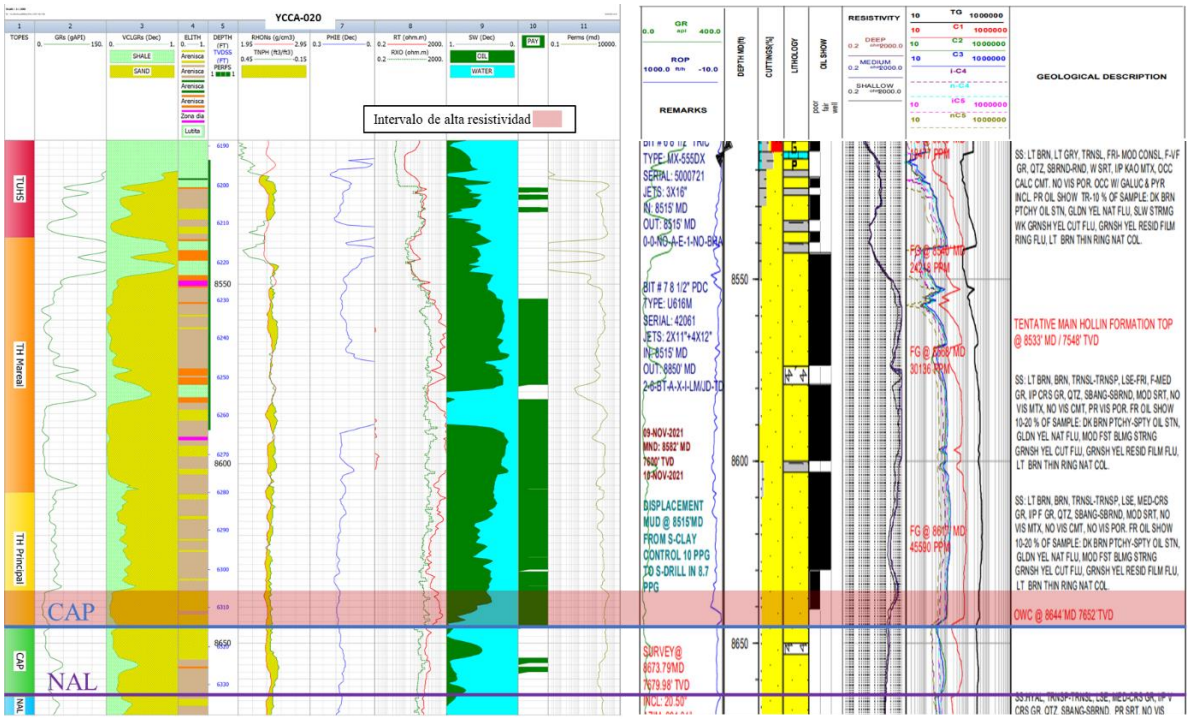
Así mismo, durante la perforación del pozo YCCA-020 (Figura 12) se identificó una zona de baja resistividad por encima del contacto agua-petróleo, lo que condujo a estudiar este efecto con mayor detalle, revisando datos de núcleos, *masterlogs*, historia de producción de los pozos, entre otros, con la finalidad de determinar si se trataba de un efecto mineralógico, una entrada de agua lateral, o el propio contacto agua-petróleo ubicándose sobre el *Tar mat*. De esta revisión, se encontró que los siguientes pozos YRCA-014, YRCB-002, YRCD-004, YRCE-004, YRCF-002, YRCF-007, YCCA-017 y YRCH-001, también presentan altas resistividades por debajo del contacto agua-petróleo, no obstante, se observó separación entre las curvas Rxo y Rt. Adicionalmente, esta revisión permitió descartar las hipótesis de entrada de agua lateral por producción y afectación mineralógica, razón por la cual, los intervalos de alta resistividad encontrados en los pozos mencionados pueden estar asociados a una zona bituminosa o *Tar mat*.

Figura 11. *Masterlog* y registro de resistividad mostrando posible *Tar mat* en el pozo YRCA-011HR1.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

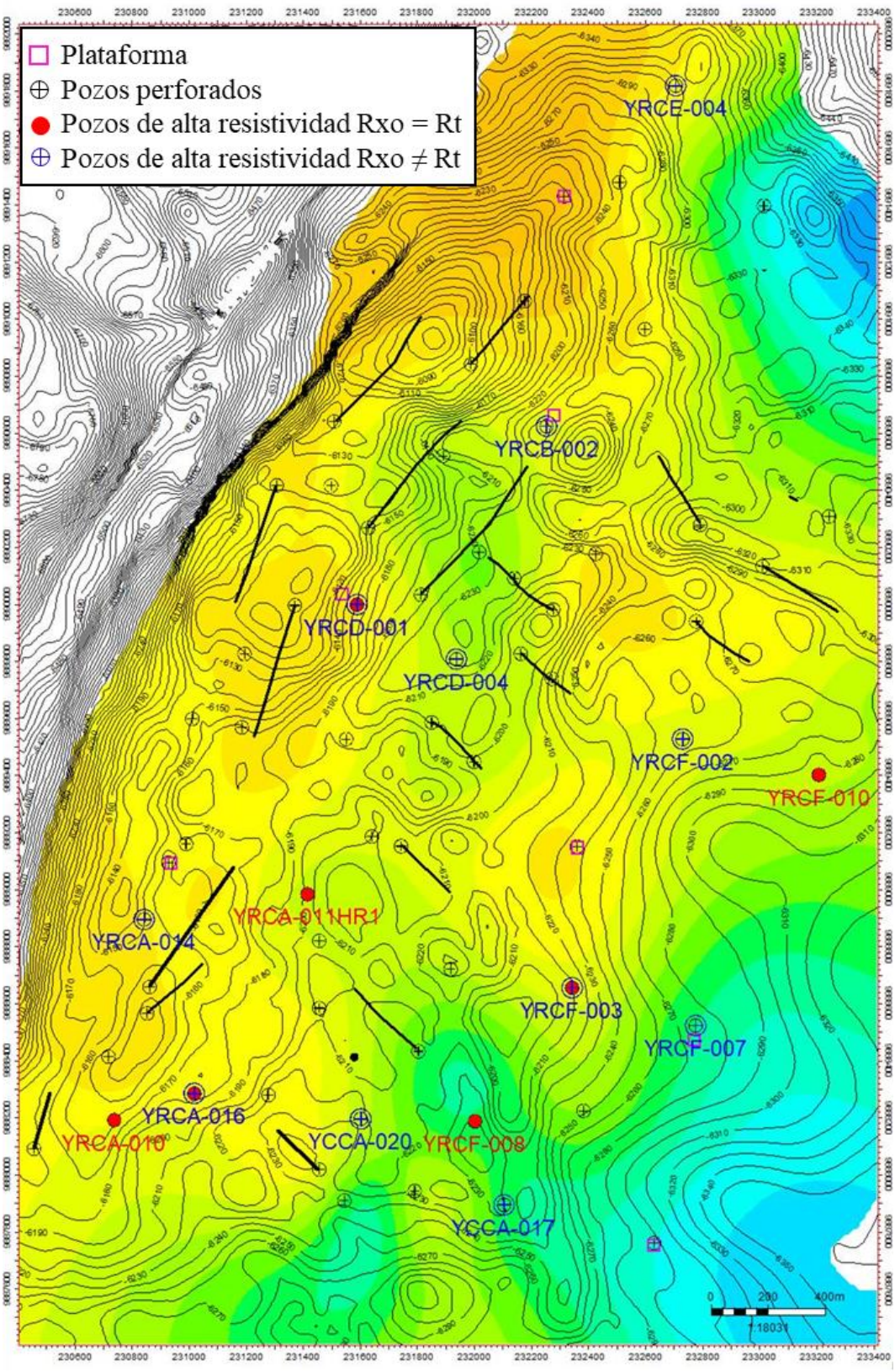
Figura 12. *Masterlog* y registro de resistividad mostrando posible *Tar mat* en el pozo YCCA-020.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

La información analizada referida a los registros de resistividad sugiere la presencia de un *Tar mat* en dieciséis (16) de los pozos que han sido perforados en el campo (Figura 13), contabilizándose espesores entre 3 y 10 ft.

Figura 13. Pozos con posible *Tar mat* de acuerdo con los registros de resistividad.



Fuente: WAYRAENERGY S.A.

Resonancia Magnética Nuclear (NMR). En el campo Yuralpa, se cuenta con los datos de resonancia magnética tomados en seis (6) puntos de profundidad del núcleo del pozo YRCB-002 (7,619' – 7,627' – 7,670' – 7,679' – 7,712' – 7,724' MD), en los cuáles se obtuvieron valores de porosidad, saturación de fluidos, la densidad de grano y tiempos de relajación (T2). Sin embargo, esta información no incluye al intervalo de alta resistividad ubicado debajo del contacto agua-petróleo que fue identificado en este pozo mediante registros eléctricos.

Discusión

El reservorio Hollín del campo Yuralpa posee características particulares que han sido poco documentadas como: un cuerpo ígneo intrusivo, un contacto agua-petróleo inclinado y la biodegradación del crudo. El cuerpo intrusivo de rocas ígneas fue descrito a pesar de que la información disponible básicamente se limita a los datos sísmicos (*check shot*, VSP, sísmica 3D, registro sónico dipolar), y muestras trituradas de los cortes de perforación. El contacto agua-petróleo inclinado (hidrodinamismo) y la biodegradación del crudo son fenómenos evidentes en el campo, y posiblemente este último (combinado con la desasfaltización: absorción de asfalteno en minerales de arcillas) constituye el principal mecanismo de formación del *Tar mat.*

Para identificar la zona *Tar mat*, se revisó toda la información disponible intentando aplicar los métodos señalados en este artículo con el fin de que su análisis integral contribuyera a validar su presencia. Debido a la limitada información disponible, solo se pudo aplicar el método de identificación *Tar mat* a partir de los registros de resistividad, permitiendo identificar una posible zona bituminosa en dieciséis (16) pozos del total que han sido perforados en el campo, contabilizándose espesores para esta zona entre 3 y 10 ft. Este *Tar mat* sería de distribución areal y vertical irregular, lateralmente discontinuo y con espesor variable, ubicado principalmente por debajo del contacto agua-petróleo y sobre el nivel de agua libre. De los pozos donde se infiere la presencia de un *Tar mat*, el 43.8% cumplen con la condición de igualdad entre las curvas Rxo y Rt. Mientras que, el 56.2% no cumplen con esta condición, sin embargo, al haberse descartado que por encima del posible *Tar mat* no están afectados mineralógicamente o por producción (entrada lateral de agua), la ocurrencia de la zona bituminosa se presentaría en la totalidad de estos pozos.

La ausencia de información crítica, como: data geoquímica en núcleos o cortes de perforación en las zonas de *Tar mat*, registros de resonancia magnética nuclear o *dipmeter*, impidió aplicar otros métodos que complementaran la identificación del *Tar mat* en el reservorio Hollín, por lo que su adquisición será incorporada en la planificación de las actividades del campo con el objetivo de ratificar su ocurrencia, posible origen, distribución, espesor y sobre todo cómo este podría impactar en el factor de recobro y estrategia de explotación del reservorio. No obstante, será valorado el riesgo que dicha adquisición implique, especialmente durante la perforación de pozos.

Conclusiones

Las validaciones y descripciones realizadas en este artículo con respecto al cuerpo ígneo intrusivo, contacto agua-petróleo inclinado y biodegradación del crudo proporcionan una referencia para futuras investigaciones y caracterizaciones regionales de reservorios análogos.

A pesar de que no se pudieron implementar métodos de tipo geoquímico para la identificación de la zona bituminosa, la aplicación del método de registros de resistividad permite inferir la presencia de un *Tar mat* en dieciséis (16) pozos del total de pozos perforados en el campo. De acuerdo con los datos analizados en el presente artículo, este *Tar mat* sería de distribución areal y vertical irregular, lateralmente discontinuo y con espesor variable (entre 3 y 10 ft), ubicado principalmente entre el contacto agua-petróleo y el nivel de agua libre.

Aunque la identificación del *Tar mat* a través de registros de pozos es un método ampliamente documentado, se sugiere que este sea complementado con métodos geoquímicos (en núcleos y/o cortes de perforación) de modo que se pueda ratificar su ocurrencia, mejorar su caracterización (posible origen, distribución, espesor) y sobre todo actualizar las reservas, factor de recobro y estrategia de explotación del reservorio.

Reconocimientos

Gracias a EP PETROECUADOR y WAYRAENERGY S.A. por los permisos y soportes para presentar este artículo.

Nomenclatura

API *American Petroleum Institute gravity*
bbl Barriles
bfpd Barriles de fluidos por día
bppd Barriles de petróleo por día
BSW Basic Sediment and Water
ft Pies
°F Grados Fahrenheit
CAP Contacto Agua-Petróleo
cSt Centistokes
cP Centipoise
GR Rayos Gamma
Mbbl Miles de barriles
MD profundidad medida
mD milidarcies
NaCl Cloruro de sodio
NAL Nivel de Agua Libre
Np Producción acumulada de petróleo
Ppm Partes por millón
Psi Libras por pulgadas cuadradas
PVT Presión/Volumen/Temperatura
Qo Caudal de petróleo
Rt Resistividad de la zona no invadida (resistividad verdadera)
Rxo Resistividad de la zona invadida
SARA Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos
Sw Saturación de agua
TD Profundidad total
TVD Profundidad vertical verdadera
TVDSS Profundidad vertical verdadera bajo el nivel del mar
T2 Tiempo de relajación
WO Workover
cm Centímetros
NMR Resonancia magnética nuclear
VSP *Vertical Seismic Profile*

Factores de conversión

bbl x 1.589	*E-01 =* m^3
cp x 1.0	*E-03 = Pa.s*
ft x 3.049	*E-01 = m*
ft^3 *x 2.832*	*E-02 =* m^3
psi x 4.536	*E+00 = kpa*

Referencias

Barragán, R., & Baby, P. (2004). Magmatismo alcalino intra-placa en la Cuenca Cretácica Oriente, Ecuador: evidencias geoquímicas, geocronológicas y tectónicas. En P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo* (págs. 69-91). Institut français d'études andines. doi:https://doi.org/10.4000/books.ifea.2996.

Barragan, R., Christophoul, F., White, H., Baby, P., Rivadeneira, M., Ramírez, F., & Rodas, J. (2004). Estratigrafía secuencial del cretácico de la Cuenca Oriente del Ecuador. En P. Baby, M. Rivadeneira, & R. Barragán, *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo* (págs. 55-76). Institut français d'études andines. doi:https://doi.org/10.4000/books.ifea.2992

BestEnergy Services S.A. (2019). Informe Técnico Modelo Dinámico del Reservorio Hollín. Documento Interno, WayraEnergy S.A. p. 29-33.

Carpentier, B., Arab, H., Pluchery, E., & Chautru, J.-M. (2007). Tar mats and residual oil distribution in a giant. *Journal of Petroleum Science and Engineering 58* , 472–490.

Dahl, B., & Speers, G. (1985). Geochemical characterization of a tar mat in the Oseberg Field Norwegian Sector, North Sea. *Advances in Organic Geochemistry 1985*, 547-558.

Jacob, H. (Febrero de 1989). Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen"). *International Journal of Coal Geology, 11*(1), 65-79. doi:https://doi.org/10.1016/0166-5162(89)90113-4

Mohammed J., S., & Handhal, A. (2019). Identification of Heavy Oil (Tar Mats) Deposits and Forming Mechanism in the Main Pay of the Zubair Formation in North Rumaila Oil Field, Southern Iraq. *International Journal of Mining Science (IJMS), 5*(1), 1-10. doi:http://dx.doi.org/10.20431/2454-9460.0501001

Montel, F., Gouel, P., & Aquitaine, E. (1985). Prediction of Compositional Grading in a Reservoir Fluid Column. *SPE 14410*, 1-6.

Ramirez, F. A., Rodas, J. A., & Paladines, A. (2015). Trampas de petróleo hidrodinámicas en el occidente de la Cuenca Oriente del Ecuador. *PGE PETRÓLEO Y GAS*(6), 34-38.

Schlumberger copyright (2006), Nuclear Magnetic Resonance Imaging, 10 - NMR Porosity, pp. 1-31.

Wilhelms , A., Carpentier, B., & Huc , A. (1994). New methods to detect tar mats in petroleum reservoirs . *Journal of Petroleum Science and Engineering 12*, 147-155.

Wilhelms, A., & Larter, S. R. (Agosto de 1994). Origin of tar mats in petroleum reservoirs. Part II: formation mechanisms for tar mats. *Marine and Petroleum Geology, 11*(4), 442-456. doi:https://doi.org/10.1016/0264-8172(94)90078-7

Wilhelms, A., & Larter, S. R. (Enero de 1995). Overview of the geochemistry of some tar mats from the North Sea and USA: implications for tar-mat origin. *Geological Society, 86*(1), 87-101. doi:http://dx.doi.org/10.1144/GSL.SP.1995.086.01.07