

# Factores que Afectan la Calidad de los Crudos en la Cuenca de los Llanos Orientales

AGUILERA, ROBERTO., RA GEOLOGIA E.U.

© Copyright 2009 ACGGP.

This paper was prepared for presentation at the X Simposio Bolivariano Exploración Petrolera en Cuencas Subandinas held in Cartagena, Colombia, July 2009. This paper was selected for presentation by the X symposium Technical Committee following review of information contained in an abstract submitted by the author(s).

## Resumen

La calidad de los crudos medida como gravedad API y contenidos de azufre, es uno de los aspectos más importantes en la cuantificación económica de un yacimiento, ya que de la calidad depende el valor obtenido por el crudo producido.

Sin embargo, la calidad es el resultado de la interacción de una serie de factores que tienen que ver con la evolución de la cuenca, las condiciones en que se depositó la roca generadora, el tipo y calidad de la materia orgánica, el grado de madurez alcanzado en las cocinas, la longitud de las rutas de migración, el tiempo de permanencia en el yacimiento, la posición vertical y lateral en la cuenca, la biodegradación e incluso la mezcla con crudos previamente generados y acumulados, por mencionar algunos de los más comunes.

Es por esto que se hace importante entender estos factores y su impacto en las acumulaciones, y en el caso de cuencas arealmente extensas como la de los Llanos Orientales, esto se vuelve crítico por la existencia y distribución de varias formaciones con diferentes características litológicas y posibilidades de generación, una historia tectónica compleja que da lugar a cocinas en diferentes edades, de una amplia área para migrar hidrocarburos, de una geometría regional que facilita recargas de yacimientos y mezclas, y de acuíferos con un importante comportamiento hidrodinámico. Y el comportamiento y distribución de estos elementos o factores ayuda a entender la ubicación de las familias de crudo y su calidad en la cuenca.

## Introducción

La calidad de los hidrocarburos, depende de la interacción de múltiples factores relacionados con la evolución estratigráfica y estructural de la cuenca, entre los que se encuentran las condiciones en que se depositó la roca generadora, el tipo y calidad de la materia orgánica, el grado de madurez alcanzado en las cocinas, la longitud de las rutas de migración, el tiempo de permanencia en el yacimiento, la posición vertical y lateral en la cuenca, la biodegradación e incluso la mezcla con crudos previamente generados y acumulados.

Tener una idea de cómo interactúan estos elementos ayuda a entender como se afecta la calidad de los hidrocarburos en la cuenca.

## Distribución de acumulaciones en la cuenca por reservorios

El mapeo de la distribución de las acumulaciones y/o manifestaciones de hidrocarburos por reservorio en la cuenca de los Llanos Orientales presenta lo siguiente: los crudos almacenados en reservorios cretácicos se encuentran concentrados hacia la parte sur y centro-oeste de la cuenca. Los crudos almacenados en reservorios de las formaciones Mirador y Barco se encuentran principalmente en el sector centro-oeste de la cuenca. Y los crudos almacenados en reservorios de la Formación Carbonera se encuentran principalmente en el sector centro-oriental de la cuenca. En la zona de Caño Limón hay acumulaciones en prácticamente todos los reservorios antes mencionados.

Y la distribución de crudos por roca almacenadora indica que en la región centro-oeste de la cuenca las fallas actúan como sellos para reservorios cretácicos y del Paleógeno (Barco – Mirador), mientras en el sector centro-oriental, las fallas sellan reservorios de la Fm. Carbonera. Lo que sugiere el desarrollo progresivo hacia el oriente de mecanismos de entrapamiento/fallamiento que afectan a su vez a reservorios cada vez más jóvenes en esa dirección.

## Origen de los crudos y gravedad API

De la distribución de gravedad API y de la caracterización de origen de los crudos se puede decir lo siguiente (Aguilera, 2005):

Los crudos ubicados en la parte norte de la cuenca tienen una característica de origen transicional marino a marino con baja biodegradación y alta madurez, lo cual es concordante con la relativamente alta gravedad API (>30). Los crudos localizados en la parte central de la cuenca presentan características geoquímicas que corresponden con ambientes transicionales costeros a continentales, estos son en su mayoría maduros y con baja biodegradación. Sin embargo, hacia la zona centro-oeste de la cuenca se presenta una región con baja gravedad API y menor madurez de los crudos, en reservorios terciarios, lo que indica que fueron formados posiblemente en un pulso distinto de generación, más temprana por la menor madurez (Figura 1).

Los crudos presentes en la parte más sur de la cuenca (Apiay, La Reforma, etc.) presentan un origen transicional marino a marino, como el de los crudos ubicados más al norte

de la cuenca (área de Caño Limón), con baja biodegradación y alta madurez térmica. Los crudos almacenados en reservorios cretácicos en la parte centro-oeste de la cuenca a pesar de tener un origen similar, son más biodegradados y menos maduros, lo cual indica que para los crudos almacenados en los reservorios cretácicos la misma roca fuente generó en dos momentos diferentes (Figura 1).

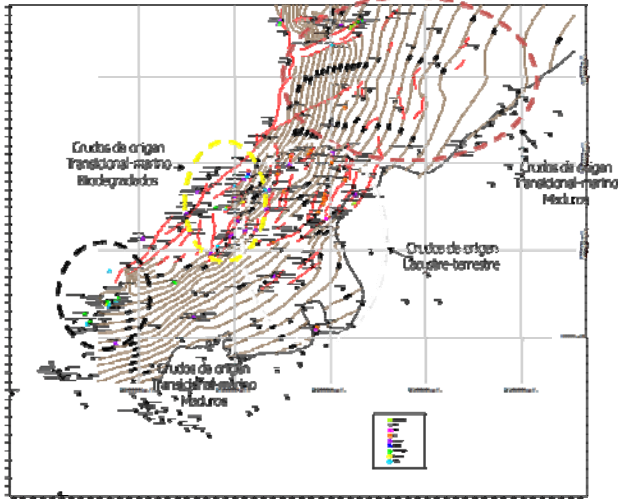


Figura 1. Distribución de familias de crudo en la Cuenca de los Llanos Orientales

Los crudos con una afinidad de origen transicional a marino pueden haberse generado a partir de rocas cretácicas correspondientes a este tipo de ambientes (Formación Gachetá). Los crudos generados a partir de rocas con afinidad lagunar a terrestre pueden tener origen en rocas del Terciario correspondientes a estos ambientes tales como la Formación Cuervos y la parte media de la Formación Mirador.

Los datos de madurez indican que la ventana de generación activa se encuentra en las inmediaciones del frente de cabalgamiento de piedemonte en donde las rocas pudieron alcanzar la ventana de generación.

La información de origen y entrapamiento indica la existencia de sistemas petrolíferos con origen en rocas terciarias y almacenamiento en rocas terciarias y de origen en rocas cretácicas con almacenamiento en rocas cretácicas y combinaciones entre estas dos posibilidades.

La distribución de gravedad API, muestra en términos generales para los reservorios terciarios una progresiva disminución en la gravedad API, aunque en la zona central de la cuenca existe un corredor que se extiende hasta el pozo Corocora-1 con crudos de gravedades API por encima de 30°. El hecho de encontrar crudos de buena calidad a una distancia cercana a los 200 kms desde la zona de generación, implica la existencia de un mecanismo muy efectivo de migración lateral en esta parte de la cuenca. En el caso de la Formación Mirador en la zona de los campos La Gloria, Santiago, y Vigía se

encuentran almacenados crudos pesados ( $API < 20^\circ$ ) (Figura 2).

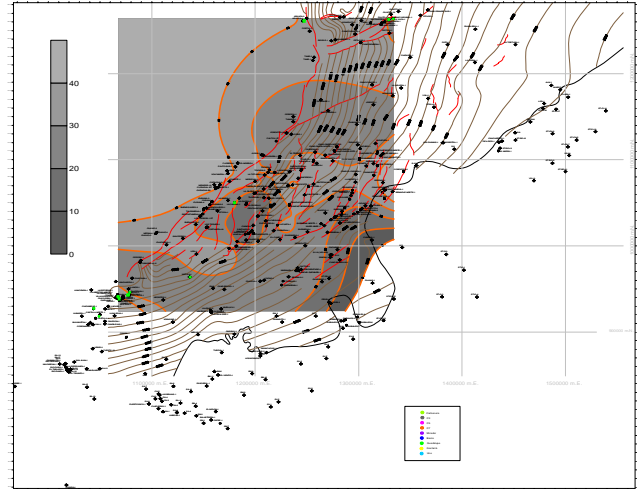


Figura 2. Mapa de gravedad API de la Formación Mirador

En el caso de reservorios cretácicos, su distribución en la cuenca restringe las acumulaciones hacia la zona más cercana al frente de piedemonte. Los mejores crudos en reservorios cretácicos se encuentran en la zona de Apiay y Caño Limón, con gravedades API por encima de 30°. En la parte central de la cuenca en donde se encuentran los campos La Gloria, Vigía, Centauro, se encuentran crudos pesados.

### Biodegradación de los crudos

La gravedad API y por lo tanto la calidad de una acumulación, es afectada de manera importante por la degradación que sufre el crudo durante su permanencia en el reservorio. Y el factor que más afecta al crudo durante esta permanencia es la degradación por bacterias de los hidrocarburos, que da como resultado una disminución de las fracciones más ligeras (hidrocarburos saturados), un enriquecimiento en hidrocarburos pesados (resinas y asfaltenos) y aumento en el contenido de azufre, como subproducto de la actividad bacteriana.

Un indicador importante de biodegradación es la relación C29 25-Norhopanos/C30 Hopanos, debido a que los 25-Norhopanos son formados por la demetilación microbial de los hopanos y su incremento indica que los hopanos han sido transformados en norhopanos.

Y para evaluar el efecto de este proceso de transformación bacteriana de hopanos en norhopanos se ha correlacionado esta relación con la gravedad API, encontrándose que los crudos con mayor gravedad API presentan bajos valores de la relación C29 25-Norhopanos/C30 Hopanos y por lo tanto no están biodegradados, mientras que lo opuesto ocurre con los crudos de menor gravedad API (crudos pesados), lo que indica que estos si han sufrido biodegradación (Figura 3).

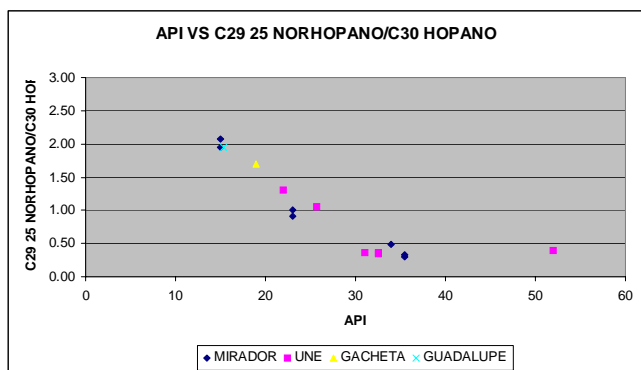


Figura 3: Gráfico de gravedad API vs C29 25-Norhopano/C30 Hopano.

Adicionalmente y para corroborar el efecto de la biodegradación se correlacionó la relación C29 25-Norhopanos/C30 Hopanos con el porcentaje de resinas y asfaltenos en los crudos. Lo que se observa es que existe una buena correlación entre valores altos de C29 25-Norhopanos/C30 Hopanos con un incremento en los porcentajes de resinas y asfaltenos en los crudos, lo que indica que el aumento en estos compuestos pesados está relacionado con la degradación bacteriana en el reservorio (Figura 4).

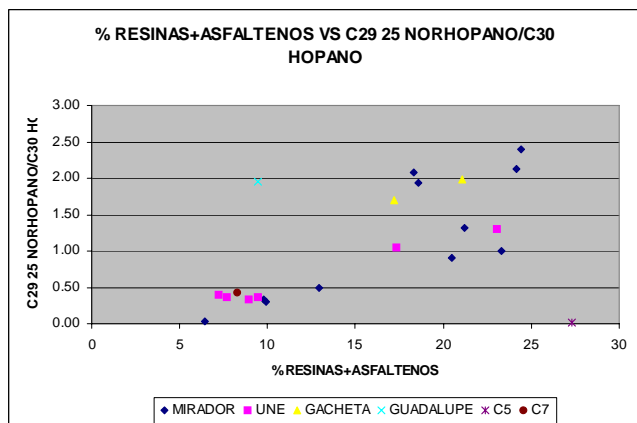


Figura 4: Gráfico de % Resinas+Asfaltenos vs C29 25-Norhopano/C30 Hopano.

Como se mencionó antes la distribución de gravedad API en la cuenca muestra una tendencia de disminución hacia el Este, posiblemente causada además de procesos de biodegradación por el lavado o disolución de las fracciones más livianas en el agua de formación (water washing) a medida que el hidrocarburo migra buzamiento arriba en la cuenca hacia posiciones estructurales más someras.

Otro fenómeno importante que se presenta en la cuenca es la mezcla o “refreshing” de hidrocarburos biodegradados con hidrocarburos menos degradados o “frescos”. Este proceso de mezcla implica por lo tanto que más de un evento de generación y migración de hidrocarburos ha tenido lugar en la cuenca, y que muchas de las rutas de migración han sido reutilizadas, lo que implica una configuración estructural similar a lo largo del tiempo (Aguilera, 2008). Lo anterior

afecta de manera importante la calidad del crudo, ya que depende del grado de mezcla entre el crudo degradado y el no degradado las características finales y su calidad.

El proceso de biodegradación puede ser detenido por paleo-pasteurización del reservorio a temperaturas superiores a los 80°C, favoreciendo la preservación del crudo. Los datos de gradiente térmico de la cuenca obtenidos por Bachu et al. (1995) muestran que la cuenca presenta un gradiente geotérmico bajo entre 20 y 30°C/km, inmediatamente al Este del frente de piedemonte de la Cordillera Oriental, y aumenta hasta valores por encima de 50°C/km en el límite oriental de la cuenca hacia el Escudo de Guyana. Esto implica que la isoterma de 80°C, límite de pasteurización del reservorio, no se encuentra a la misma profundidad en la cuenca variando entre profundidades cercanas a 2000 metros hacia el escudo y 4000 mts en el frente de piedemonte.

Por lo tanto, los reservorios que se encuentren por debajo de estas profundidades, dependiendo del lugar de la cuenca, se encontrarían pasteurizados y es de esperarse que los hidrocarburos no hayan sufrido biodegradación. Sin embargo, existen acumulaciones de hidrocarburos por debajo de estas profundidades en el área de los Campos Santiago y La Gloria, que tienen presencia de crudos biodegradados de baja gravedad API, lo que implica que los hidrocarburos migraron y se acumularon en estas estructuras antes de haber alcanzado la temperatura por encima de 80°C necesaria para pasteurizar el reservorio y limitar la biodegradación.

## Conclusiones

La preservación y calidad de hidrocarburos está afectada por diversos factores que empiezan con las condiciones de generación que en el caso de la cuenca y de acuerdo con la información de crudos disponible se pueden identificar al menos dos pulsos de generación con condiciones de madurez distinta, el primero de madurez temprana de la roca generadora y el segundo de mayor madurez. Estos dos pulsos se registran en múltiples yacimientos como mezclas, lo que indica una configuración estructural de la cuenca, similar durante la migración.

El hecho de encontrar en reservorios cretácicos y del Paleógeno acumulaciones biodegradadas y de baja gravedad API, implica que los hidrocarburos fueron acumulados en estos reservorios antes de que estos alcanzaran las temperaturas actuales superiores a 80°C, en la que se pasteuriza el yacimiento deteniendo la biodegradación. Las acumulaciones en estos reservorios como en el caso de los campos Santiago y La Gloria corresponden con crudos generados en una etapa temprana de madurez que pueden pertenecer al pulso temprano de generación en la cuenca.

La pasteurización de los reservorios en la cuenca parece ser un proceso de alcance limitado por el bajo gradiente geotérmico de la cuenca, que hace que la isoterma de 80°C se

encuentre muy profunda y afecte sólo a los reservorios más profundos.

La buena correlación de los norhopanos con la gravedad API y el porcentaje de compuestos pesados de los crudos, sugiere que la mayor parte de la degradación ocurre en el yacimiento por acción bacteriana, y es probable que por las distancias recorridas en la cuenca el lavado con aguas de formación sea también importante en especial en reservorios profundos a temperaturas mayores a 70°C.

### **Referencias**

Aguilera, R., 2005, Hydrocabons Migration Llanos Basin, RA GEOLOGIA internal report, 36 p.

Aguilera, R., 2008, Succesful Migration Trends in the Llanos Basin: I International Congress on Conventional and Unconventional Hydrocarbon Resources. Abstract.

Bachu, S., Ramón, J., Villegas, M. and Underschultz, J., 1995, Geothermal Regime and Thermal History of the Llanos Basin, Colombia. AAPG Bulletin v. 79., 116-129.

