

# CARACTERIZACIÓN DE UN YACIMIENTO COMPOSICIONAL EN EL CAMPO OROCUAL, CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA.

*A. Marín<sup>1</sup> y L. Montilla<sup>1</sup>. 1 PDVSA Exploración – Puerto la Cruz, Venezuela*

© 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 presencia de una marcada variación de gravedad de crudos que va desde 6°API hasta 42°API en yacimientos pertenecientes a la Formación Los Jabillos-Caratas del campo Orocuál de la Cuenca Oriental de Venezuela, sumado a resultados obtenidos de la perforación de pozos exploratorios e información del campo, se planteó una hipótesis que asumía la existencia de un yacimiento de carácter composicional en el área, cuya confirmación se realizó mediante la caracterización geoquímica de fluidos que demostrarán la correlación de origen de los crudos del área, los niveles de madurez termal y las posibles evidencias de procesos de alteración post-entrapamiento, a fin de establecer un modelo de yacimiento composicional, soportando la conectividad hidráulica o compartimentalización del mismo con un análisis de la variación de gradientes de fluido y presiones de yacimiento. Los resultados obtenidos a través del modelo estructural del bloque exploratorio, los análisis geoquímicos del crudo, la caracterización de áreas de drenaje y ajuste de presiones permitieron delimitar la extensión del yacimiento en dirección noreste en la estructura, confirmar que los crudos del área provienen de una misma facie de depositación de roca madre, ausencia de biodegradación de crudos y corroborar una naturaleza composicional, producto de alteraciones post-entrapamiento tales como: Fraccionamiento evaporativo y Segregación gravitacional. Este estudio representa una evidencia de un posible “tarmat” en la estructura de Orocuál, es decir, la presencia de un nivel de crudo asfáltico, tal como ocurre en los campos vecinos El Furrial, El Corozo y Carito de la Cuenca Oriental de Venezuela.

## Introducción

En el estado Monagas ubicado en la región nororiental de Venezuela se encuentra una de las mayores unidades de explotación de hidrocarburos (Unidad Norte de Monagas) de la Subcuenca de Maturín - Cuenca Oriental de Venezuela, conformada por los campos El Furrial, Pirital, Carito, Santa Bárbara y Orocuál (Figura 1).

El área de estudio se ubica al noreste del campo Orocuál el cual comprende un área total de 228 Km<sup>2</sup> y un área explotada de 167 Km<sup>2</sup>. En este campo los principales yacimientos pertenecen a la Formación San Juan (Cretáceo), Los Jabillos (Oligoceno) y Caratas (Eoceno) (figura 2) y los bloques productores de crudo liviano son: Bloque 15, 52, 66 y 25 (Figura 3). Estos yacimientos se asocian a una estructura que ha sido definida como un anticlinal producto de un corrimiento de vergencia Sur llamado corrimiento principal de Orocuál. El anticlinal tiene rumbo NE-SO y está conformado por dos altos estructurales separados por una rampa lateral. Al Oeste, el de mayor relieve, conforma el área de desarrollo donde se encuentran ubicados los bloques 15, 52, 66, 25 con pozos productores principalmente de yacimientos de la Formación San Juan (Cretáceo) y hacia el Este, el alto donde se ubica el área de interés exploratorio (área de estudio), donde se propuso delinear estos yacimientos de edad cretácica con un pozo de avanzada llamado AX. Este pozo sin embargo resultó descubridor de un nuevo yacimiento (Caratas AX) con crudo de 27°API en las formaciones Jabillos - Caratas (de edad Oligoceno – Eoceno a una profundidad de 14352 pies), por lo cual se propuso evaluar la posible extensión de este yacimiento en dirección noreste, mediante la perforación del pozo D-AX buzamiento abajo en la estructura, el cual probó un hidrocarburo extrapesado de 6°API en la Formación Los Jabillos (15743 pies) y un contacto agua petróleo en la Formación Caratas (15950 pies) (Figura 4).

Estos resultados sugirieron una hipótesis que asumía la existencia de una estructura con yacimientos compartimentalizados y con hidrocarburos segregados gravitacionalmente (modelo composicional). Para corroborar tal hipótesis, se realizó la caracterización geoquímica del crudo extrapesado para establecer la correlación genética con los hidrocarburos del área (27° - 42° API), los niveles de madurez termal y las posibles evidencias de procesos de alteración post-entrapamiento, con la finalidad de evaluar la naturaleza composicional del yacimiento, así como también se realizó el análisis de presiones como parte del modelo estático para establecer si existía o no conectividad hidráulica y compartimentalización en los yacimientos.

## Metodología aplicada para la caracterización de yacimientos composicionales.

El estudio se enfocó en primer lugar, en la caracterización y correlación geoquímica del crudo del pozo D-AX con los crudos de área y en segundo lugar, en la caracterización de presiones, variación de gradientes de fluidos, y análisis de área de drenaje para validación del modelo de distribución de fluidos propuesto para la estructura perforada por los pozos A1, A2, A3 (Yacimiento Caratas R-A), AX y D-AX (Yacimiento Caratas AX).

### I.- Caracterización geoquímica de fluidos.

Se tomó una muestra de fondo a condiciones de yacimiento a una profundidad de 15000 pies (máxima profundidad de

tubería a la cual logró fluir el crudo extrapesado), a las cuales se les determinó gravedad API, análisis cuantitativo de los componentes SARA, determinación del contenido de Azufre, Vanadio y Níquel, análisis cromatográfico de crudo total (whole oil GC) incluyendo isoprenoides, fracción C15- y parafinas hasta C40, análisis isotópico de carbono en las fracciones de saturados y aromáticos, y análisis cuantitativo de la fracción saturada y aromática del crudo por cromatografía de gases con espectrometría de masa (biomarcadores saturados y aromáticos).

## II.- Evaluación del comportamiento de presiones. Modelo de fluidos.

Para validar este modelo propuesto de distribución de fluidos se realizó la actualización y evaluación del comportamiento de presiones para así comprobar la separación o conectividad hidráulica entre los yacimientos que se encuentran en la estructura compuesta por los yacimientos Caratas R-A y Caratas AX de las formaciones Los Jabillos-Caratas (figura 4).

Para el análisis fueron revisados los datos de yacimiento de los pozos ubicados en el yacimiento vecino (yacimiento Caratas R-A), ubicado en la parte alta de la estructura así como los datos del yacimiento descubierto por el pozo AX (yacimiento R-AX) (Figura 4). Los parámetros calculados, corregidos y tomados en cuenta para la evaluación son: la presión inicial de yacimiento, gradiente de presión, gravedad específica de los fluidos de yacimiento, factor volumétrico del petróleo (determinado según correlaciones empíricas para crudos pesados), temperatura de yacimiento, gradiente de temperatura y la profundidad de un "datum" referencial.

## Resultados y Discusiones

La caracterización geoquímica de los crudos, basada en el contenido de los componentes SARA, permitió distinguir la muestra de crudo del pozo D-AX, del conjunto de muestras del área Orocuál, por su alto contenido de resinas y asfaltenos (37,7% y 25,2% respectivamente) (Figura 5). Igualmente, el análisis del contenido de metales evidenció el alto contenido de Azufre, lo cual es producto de un enriquecimiento relativo de la fracción pesada en este crudo, así mismo el contenido de Vanadio y Níquel, establece un origen similar para todos los crudos, en cuanto a las condiciones fisicoquímicas presentes en el ambiente de depositación de la roca madre, el cual corresponde a un ambiente marino (Figura 6).

La distribución de parafinas, presenta una distribución unimodal con predominancia de parafinas de bajo peso molecular, lo cual se asocia a materia orgánica de origen marino, de igual manera se evidencia que no existe biodegradación de la muestra crudo extrapesado (Figura 7). Por otra parte la relación pristano / fitano así como la relación entre los parámetros pristano/C17 vs. fitano/C18, permite

interpretar que todos los crudos estudiados proviene de una mezcla de querógeno tipo II y III (Figura 8), es decir, un ambiente con aporte marino y terrestre, característico de los crudos presentes en el área Orocuál, asociados a la roca madre Formación Querecual (Cretácico). Estas afirmaciones así como el grado de madurez termal de los crudos, fueron corroboradas con los datos de biomarcadores saturados y aromáticos. En la figura 9 se muestra un fragmentograma (GCMS) de la fracción saturada del crudo D-AX, esteranos y diasteranos (m/z 217) y se observa la distribución de homohopanos típica de una roca madre siliciclástica y la presencia de ellos descarta nuevamente el posible efecto de biodegradación (crudo maduro no biodegradado), en la distribución de los esteranos existe un predominio del esterano C27 frente a los esteranos C28 y C29 (Figuras 10 y 11), indicando el dominio del aporte de materia orgánica de origen marino.

Respecto al grado de madurez, en primer lugar las relaciones de epimerización tales como: el índice del %20S, %22S y el % $\beta\beta$  indican una equivalencia en reflectancia de vitrinita entre 0,6 y 0,8% (ventana de petróleo), lo cual correlaciona con el valor calculado de Ro eqv: 0,73, así mismo la correlación entre los parámetros 20S, 22S y  $\beta\beta$  (relaciones de esteranos) confirma el nivel de madurez termal interpretado en los crudos del campo Orocuál (Figura 12). Igualmente el análisis del contenido de biomarcadores aromáticos cuyos valores sugieren que el crudo es maduro desde un punto de vista termal (tabla 1). Las relaciones de los índices isoheptano, n- heptano corrobora una vez más el nivel de madurez termal así como la ausencia de evidencias de biodegradación que puedan explicar la gravedad API del crudo extrapesado (Figura 13).

Los resultados obtenidos evidencian procesos post-entrapamiento que pudieran explicar la baja gravedad API presente en la muestra de crudo del pozo D-AX, este es el caso de los valores de aromaticidad y parafinicidad, los cuales se ubican en la zona de efecto de fraccionamiento evaporativo (Figura 14-Thompson, 1983), lo que implica que la fracción liviana del crudo migra hacia la parte superior de la estructura (menor presión), dejando el crudo residual del yacimiento enriquecido en la fracción pesada (resinas y asfaltenos). Este efecto generalmente es acompañado del proceso de segregación gravitacional donde decanta la fracción pesada hacia la base del yacimiento. Es importante señalar que ambos procesos han sido evidenciados y documentados en la Cuenca Oriental de Venezuela (Alberdi et al., 2001).

Todos los resultados conllevan a concluir que el crudo extrapesado se trata de un crudo termalmente maduro (0,89% Ro), sin biodegradación y producto residual de un proceso de fraccionamiento evaporativo y segregación gravitacional.

Una vez determinado que el crudo probado por el pozo D-AX es del mismo origen y presenta el mismo grado de

madurez del crudo producido en la estructura y que adicionalmente existe un proceso de fraccionamiento evaporativo y segregación gravitacional, se evaluó el comportamiento de presiones en toda la estructura para comprobar la existencia de diferencias entre los yacimientos que se encuentran en la misma (separación de unidades hidráulicas).

Mediante la caracterización de presiones en la estructura, y su ajuste a un datum referencial, se confirmó que las presiones de yacimiento actuales en el área drenada por los pozos AX y D-AX son iguales (tabla 2), por lo tanto el yacimiento corresponde a una misma unidad hidráulica con variaciones en gradientes de fluidos en la columna del pozo por efectos de la diferencia en las gravedades API (yacimiento AX), y a su vez diferente al área de drenaje del yacimiento drenado por los pozos A1, A2 y A3 (yacimiento R-A) (figura 15). Es importante resaltar que la conectividad hidráulica en el yacimiento Caratas AX se corrobora de igual manera con el mantenimiento de presión durante la producción del pozo AX (Figura 16), la cual se infiere es soportada por la presencia de agua buzamiento abajo en este yacimiento, indicando un posible acuífero activo.

El resultado del análisis geoquímico aplicado a la caracterización estática de yacimientos, permitió confirmar el modelo de distribución composicional de fluidos, capaz de sustentar la extensión y/o delineación del yacimiento R-AX en dirección noreste hasta un posible contacto agua-petróleo así como la naturaleza composicional del mismo (figura 17). Así mismo como punto importante con la delineación de yacimientos en la estructura noreste del campo en estudio fueron redimensionados los esfuerzos para el desarrollo del área en los yacimientos ubicados en las formaciones Los Jabillos-Caratas del campo Orocuál.

En un enfoque más regional, la presencia de este crudo de baja movilidad y alto contenido de asfaltenos representa una evidencia de un posible "tarmat" en la estructura de Orocuál, tal como ocurre en los campos vecinos El Furrial, El Corozo y Carito de la Cuenca Oriental de Venezuela, ya que hacia el oeste de la estructura de Orocuál fue perforado el pozo ABS-73 (mismo nivel estructural), donde se probó un crudo extrapesado en la Formación San Antonio con gravedad API similar al probado por el pozo D-AX.

## Conclusiones

La interpretación de estos resultados y su correlación con los pozos cercanos permitió concluir:

1.- Desde el punto de vista de origen del crudo extrapesado y en correlación los crudos del área, provienen de una misma facie de depositación de roca madre y se encuentran asociados a una mezcla de querógenos II y III sugerida para todos los crudos del área Orocuál.

2.- La gravedad del crudo extrapesado se distingue de los crudos del área (27-40 °API) por su alto contenido de resinas y asfaltenos así como el alto contenido de Azufre producto del enriquecimiento relativo de la fracción pesada.

3.- El estudio geoquímico confirmó la ausencia de biodegradación para el crudo del pozo D-AX así como la presencia de evidencias de alteraciones post-entrapamiento, tales como: fraccionamiento evaporativo y segregación gravitacional.

4.- El análisis geoquímico aplicado en la caracterización de yacimientos de hidrocarburos, permitió definir el modelo de variación de composición de fluidos con profundidad o gradiente composicional, en una estructura anticlinal constituida principalmente por dos yacimientos: Yacimiento Caratas R-A (drenado por los pozos A1, A2, A3) y el Yacimiento Caratas AX (drenado por los pozos AX y D-AX) separados por una falla producida post-entrapamiento del crudo.

## Referencias

- Alberdi de Genolet M., Lagazzi R., Maguregui J., Millán N., Moreno O., Orea M. Y Ruggiero A. (2001). Informe técnico de Caracterización composicional en El Furrial en ocho secciones de núcleo. Cotejo con datos de producción. Ideas sobre el origen. PDVSA - Intevp.
- Alberdi M., Lopez C. y Galarraga F. (1996), Genetic classification of crude oil families in the Eastern Venezuelan Basin. Boletín Sociedad Venezolana de Geólogos. Vol. 21, N° 1, 7-1.
- Andrade, H., Espinoza C., Finno A., Flores A., Hernández L., Lezama E., Montilla L., Pinto D., Sánchez G. (2005). Informe técnico de Revisión de reservas del yacimiento R-AX, campo Orocuál, pozo AX, PDVSA - Exploración.
- Gallango, O. (1994). Caracterización geoquímica de crudos del Campo Orocuál. Informe Técnico PDVSA – Intevp.
- Montilla L. (2004). Caracterización geoquímica de los crudos del pozo CHL-6X. Informe Técnico PDVSA – Exploración.
- Moldowan, J. M. y Peters, K. E. (1993). The Biomarker Guide. New York. Englewood Cliffs & Prentice Hall.
- Thompson K. F. M. (1983), Clasificación and thermal history of petroleum based on light hydrocarbons. Geochemical et Cosmochimica Acta. Vol. 47, 300-316.

Figuras

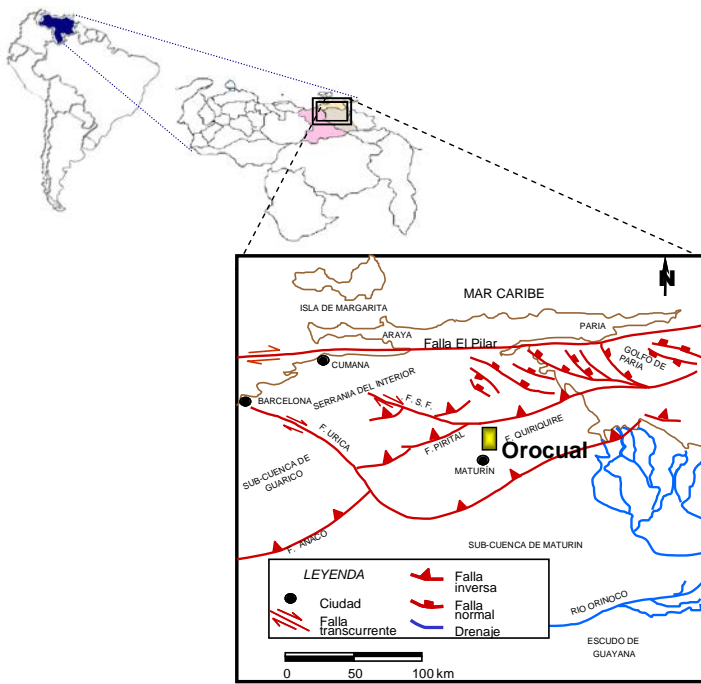


Figura 1. Ubicación Geográfica del campo Orocuai (Subcuenca de Maturín-Cuenca Oriental de Venezuela).

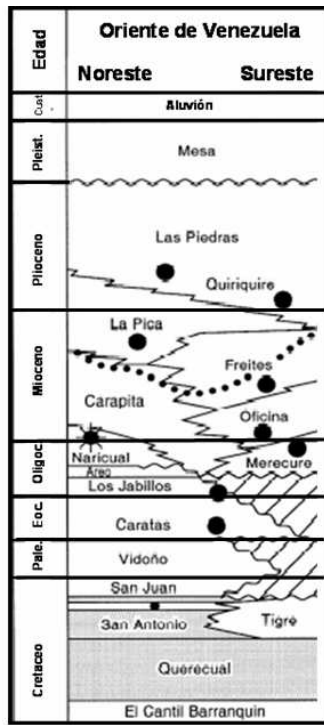


Figura 2. Columna Cronoestratigráfica del campo Orocuai (Columna de interés: Noreste).

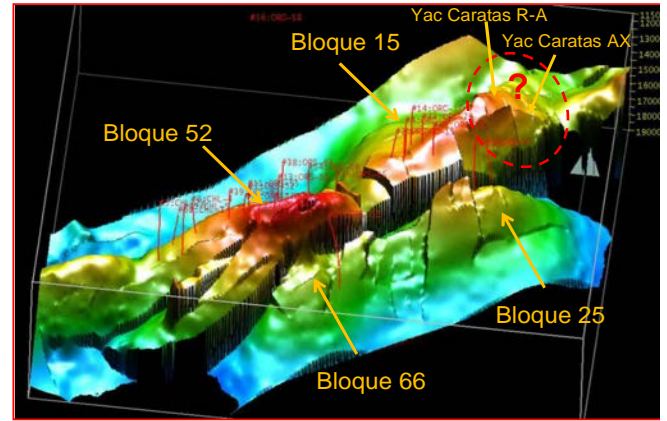


Figura 3. Bloques productores de hidrocarburos en el campo Orocuai, Cuenca oriental de Venezuela. Yacimientos de edad Cretácica y Oligoceno – Eoceno.

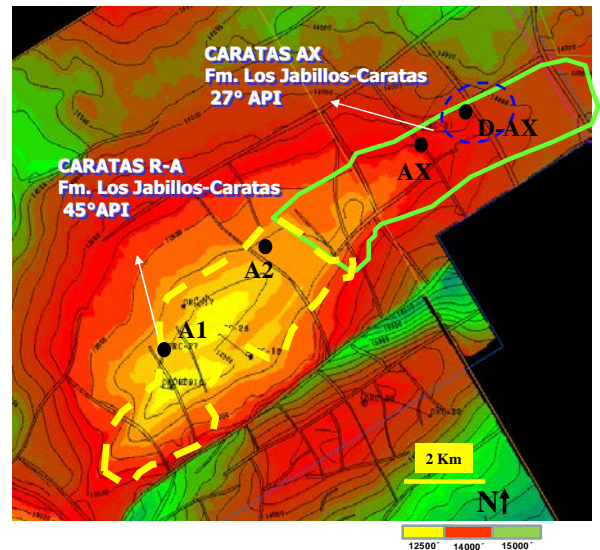


Figura 4. Mapa Isópaco-estructural al tope de la Formación Los Jabillos. Se observan los yacimientos Yac. Caratas R-A y Caratas AX, y la ubicación del pozo delineador D-AX buzamiento abajo en la estructura.

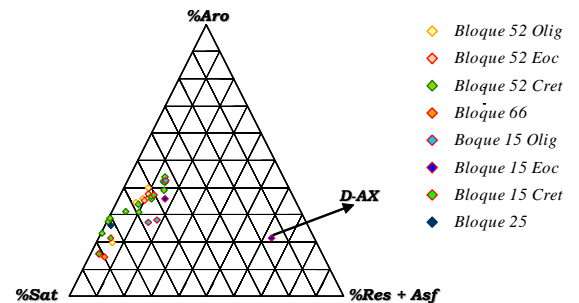


Figura 5. Diagrama ternario de composición SARA para los crudos del campo Orocuai.

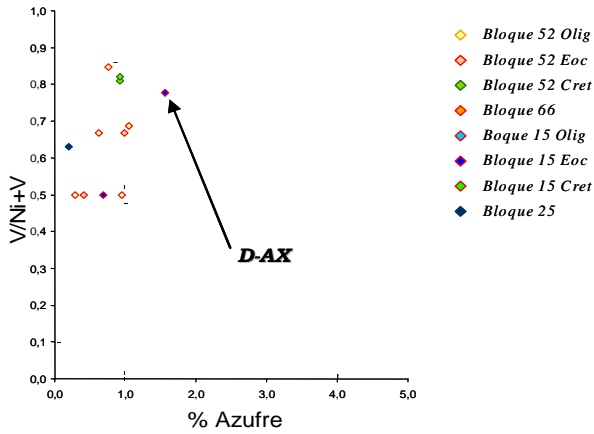


Figura 6. Fracción vanadio – níquel (V/ V+Ni) vs. Contenido de azufre (%) para los crudos del campo Orocual.

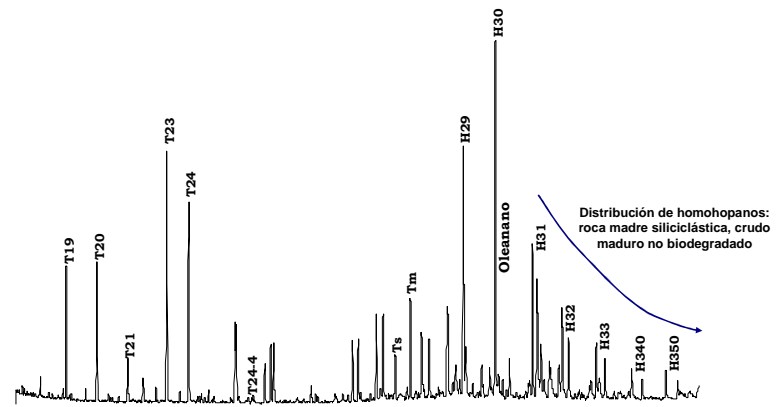


Figura 9. Fragmentograma (GCMS) de la fracción saturada del crudo del pozo D-AX, Esteranos y diasteranos (m/z 217).

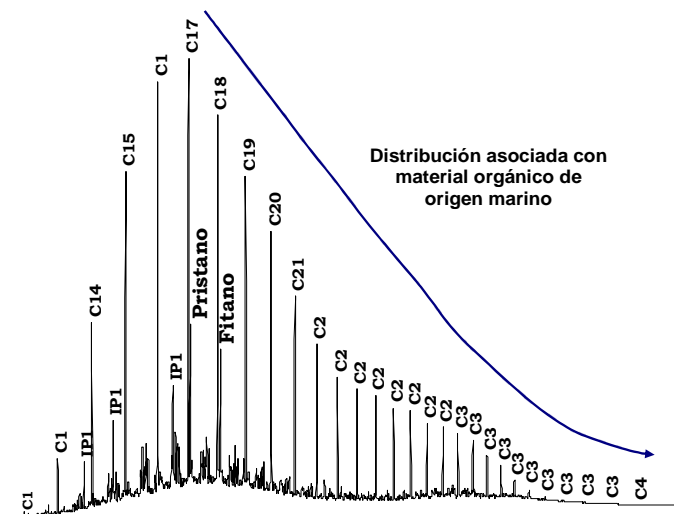


Figura 7. Cromatograma (GC) de la fracción saturada del crudo probado por el pozo D-AX. IP: isoprenoides, C: parafinas.

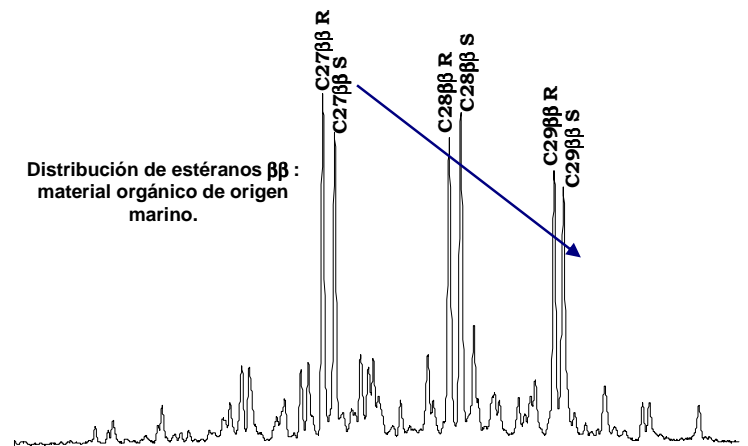


Figura 10. Fragmentograma (GCMS) de la fracción saturada del crudo probado por el pozo D-AX, Esteranos (m/z 218).

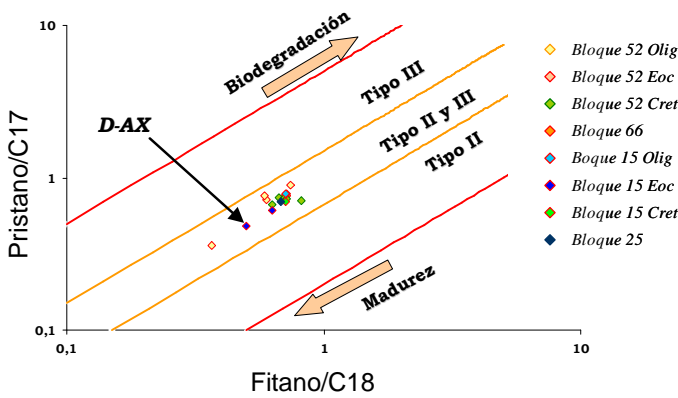


Figura 8. Diagrama de Pristano/C17 vs. Fitano/C18 para los crudos del campo Orocual (modificado de Shanmungan, 1985). Querógeno con aporte de material marino y terrestre: Típico de la Formación Querecual.

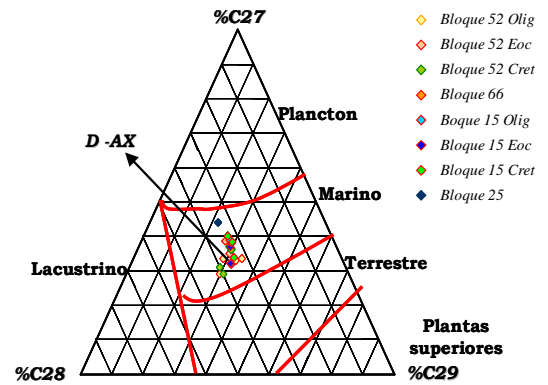


Figura 11. Diagrama ternario de esteranos regulares para los crudos del campo Orocual.

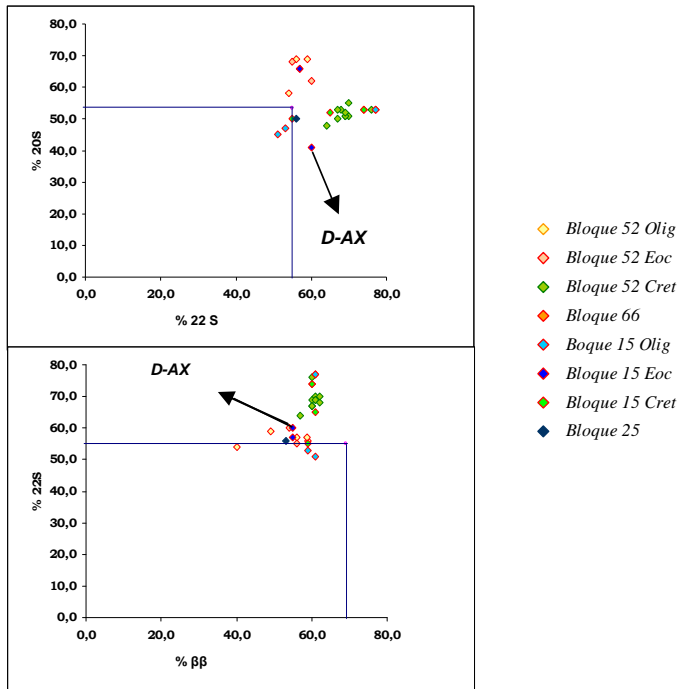


Figura 12. Correlaciones entre las relaciones de biomarcadores saturados que indican madurez para los crudos del campo Orocuál.

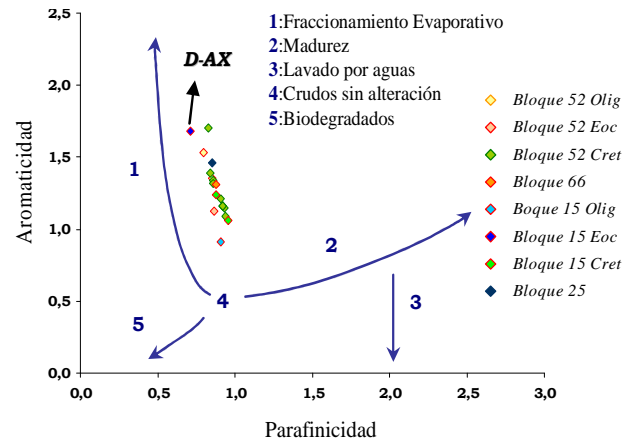


Figura 14. Aromaticidad vs. Parafinicidad para los crudos del campo Orocuál. Útiles para determinar efectos de alteración de los crudos, para este caso en particular se evidencia el efecto de fraccionamiento evaporativo. Este efecto generalmente es acompañado del proceso de segregación gravitacional. Ambos procesos han sido evidenciados y documentados en la cuenca, especialmente en el área Norte de Monagas.

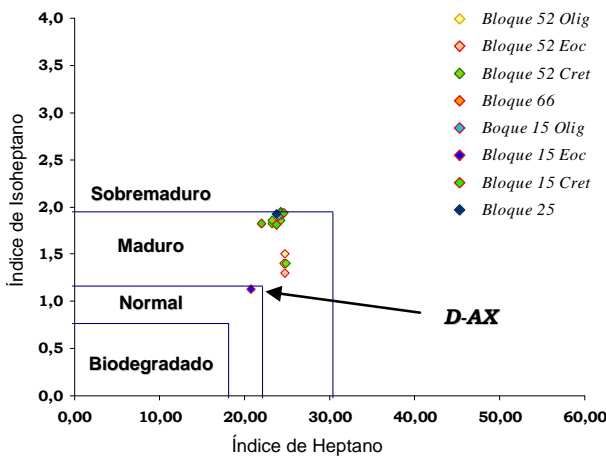


Figura 13. Índice de isoheptano vs. Índice de Heptano (Thompson 1983). Se observa como los índices de isoheptano y n- heptano son muy útiles para la determinación del nivel de madurez termal de un crudo, y en este caso se corrobora una vez más esta característica así como la ausencia de evidencias de biodegradación que puedan explicar la gravedad API del crudo probado en el pozo D-AX.

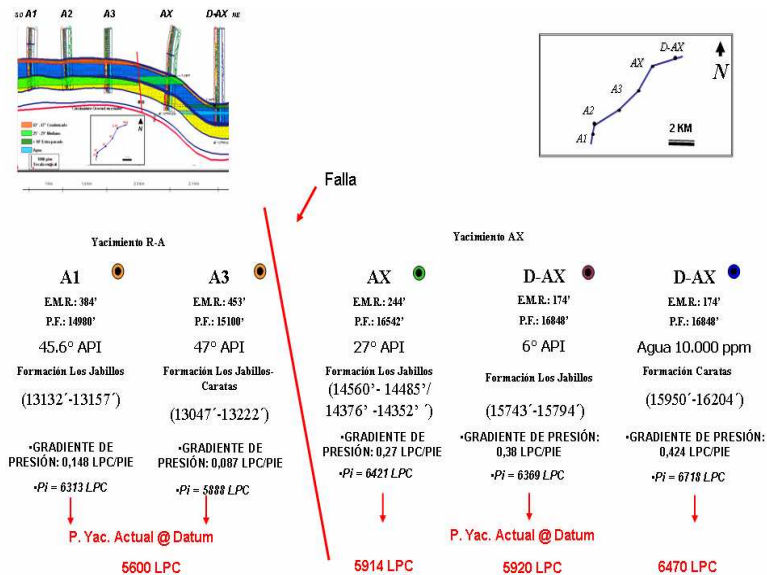


Figura 15. Ajuste a un datum referencial y variación de presiones en la estructura noreste de Monagas del campo Orocuál. Yacimientos Caratas R-A y AX. Se observa que de acuerdo a los valores de presión de yacimiento actual el área de drenaje es la misma para los pozos AX y D-AX aun cuando presenten variación de gravedad del crudo, es decir están conectadas hidráulicamente. A su vez es diferente al yacimientos que probó crudo liviano en los pozos A1 y A3 (todos a nivel de las formaciones Los Jabillos y Caratas).

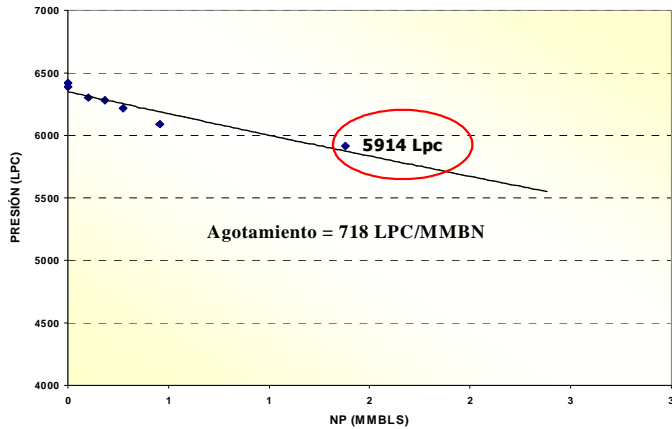


Figura 16. Comportamiento de Presión vs. Producción Acumulada (NP) del pozo AX.

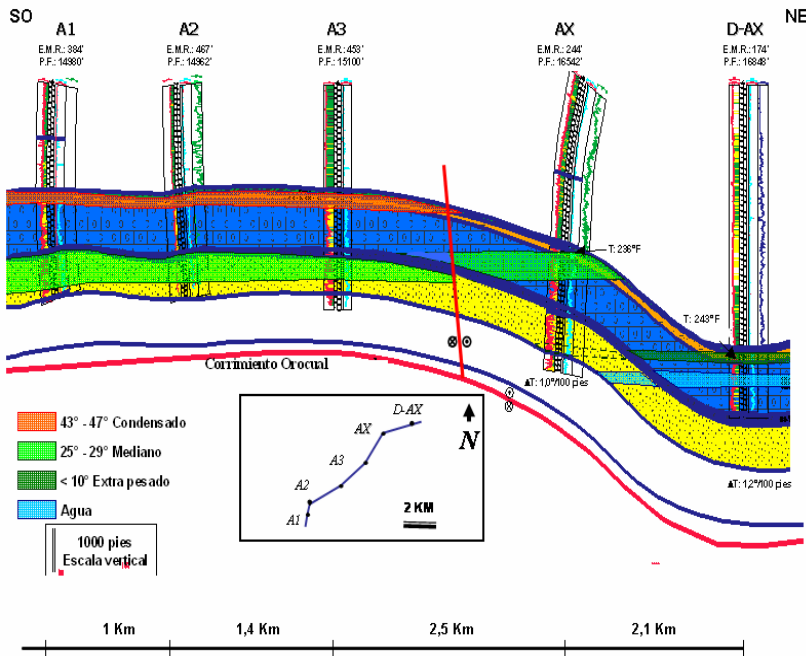


Figura 17. Modelo de yacimiento composicional de variación de composición de fluidos con profundidad en una estructura anticlinal constituida principalmente por dos yacimientos, uno en la parte alta de la misma (crudo condensado), y otro desde la parte media a la más profunda de la estructura (mediano a extrapesado) y un contacto agua-petróleo, separados por una falla producida post-entrapamiento del crudo.

Tablas

Muestra	TAS / MAS+IAS	MPI - 1	PP - 1	MDB	Dibenzotiofeno / Fenantreno
D-AX crudo	0,83	0,87	1,12	0,25	0,45

Tabla 1. Biomarcadores aromáticos que indican origen y madurez para el crudo del pozo D-AX.

Datos de Parámetros (Pozo D-AX)		Unidad	Valor
Presión de Yacimiento (Py)		Lpc	6369
Temperatura de Yacimiento (Ty)		°F	260
Presión a la Prof. Medida (P@Prof Med)		Lpc	6369
Tope de la Arena (Top Arena)		Pies	15713
Profundidad Medida (Prof Med)		Pies	15032
Gradiente del pozo (Grad Pozo)		Lpc/Pie	0,37
Gravedad del Fluido (°API) =		° API	6
Elevación de Mesa Rotaria (EMR)=		Pies	142
Profundidad del Datum		Pies	13915
Factor Volumétrico del Petróleo (βo)=		BYBN	1,1
Realación Gas Petróleo Inicial (RGP) =		PCNBN	378
Resultados de P y T ajustados al Datum			
Pozo D-AX			
Presión de Yacimiento actual @ Datum		5920,50	Lpc
Temperatura de Yacimiento actual @ Datum		243,44	Lpc
Gradiente de Temperatura (° F / 100 pies)		0,012	°F/Pie
Pozo AX			
Presión de Yacimiento actual @ Datum		5914,00	Lpc
Temperatura de Yacimiento actual @ Datum		236,00	Lpc
Gradiente de Temperatura (° F / 100 pies)		0,010	°F/Pie

Tabla 2. Datos utilizados para el ajuste de presiones para el pozo D-AX y resultados de la presión y temperatura de yacimiento ajusta a un datum referencial. La presión de yacimiento es similar en ambos pozos (descubridor y delineado) lo que permite confirmar que están conectados hidráulicamente.