

Distribución regional de los crudos en la cuenca Barinas, Venezuela

Regional distribution of crudes at Barinas basin, Venezuela

Distribuição regional dos crus na bacia Barinas, Venezuela

Edgar Chacín¹

Recibido: 17-10-16; Aprobado: 18-11-16

Resumen

Los componentes geológicos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos en la cuenca Barinas resultan de la identificación y caracterización de cada uno de los elementos y procesos del sistema petrolero, el cual se describe en los siguientes componentes; una roca madre generadora Cretácica, tipo La Luna, ventana y vías de migración con dirección NO-SE, rocas recipientes o yacimientos como son las Formaciones Gobernador (Eoceno medio) y Escandalosa (Cenomaniense-Turonense), más de 25 campos con hidrocarburos, dos sellos importantes, Formación Pagüey (Eoceno medio-tardío) y Miembro La Morita de la Formación Navay Cretáceo Superior (Conaciense); y trampas estructurales-estratigráficas. Adicionalmente importantes emanaciones y shows de petróleo. La distribución de los crudos va degradando hacia el SE, en el sentido de la migración, en la medida de que se vayan perdiendo los volátiles puede visualizarse más distantes los campos con crudos medianos y pesados, y más cerca de la fuente o roca generadora se tienen el gas y crudos condensados-livianos. El presente trabajo muestra el resultado de la actualización del mapa de distribución de las gravedades del petróleo encontrado en los campos petroleros de la cuenca de Barinas, Venezuela.

Palabras clave: Crudos, cuenca, exploración, Formación La Luna, migración.

Abstract

The geological components necessary to generate and store hydrocarbon in Barinas Basin are the result of the identification and characterization of each one of the elements and processes that belongs to the petroleum system. They are described as follow: a source rock (cretaceous) such as La Luna Formation, oil windows (maduration), and migration patch addressed NW-SE, reservoir rock such as Gobernador Formation (Eocene Medium) and Escandalosa Formation (Cenomanian-Turonian), more than 25 oil fields, two important seals: Pagüey Formation (Eocene medium) and La Morita Member from Navay Formation (Cretaceous Superior Coniacian), on top of that structural-stratigraphy traps, and more important of all "timing". The regional oil crude distribution degrades through SW, in the same migration patch. The medium and heavy oil crudes fields are located far away from the source rock since the volatile components are lost, on the contrary hand, gas and light oil can be found closer to the rock source.

The present work shows a map with the oil gravity distribution updated around the oil fields within the Barinas Basin in Venezuela.

Keywords: Basin, crude oil, exploration, La Luna Formation, migration patch.

Resumo

Os componentes geológicos necessários para gerar e alojar hidrocarbonetos na bacia Barinas resultam da identificação e caracterização de cada um dos elementos e processos do sistema petrolero, o qual se descreve nos seguintes componentes; uma rocha mãe geradora Cretácica, tipo "La Luna", janela e vias de migração com direção NO-SE, rochas recipientes ou jazidas como são as Formações Governador (Eoceno médio) e Escandalosa (Cenomaniense-Turonense), mais de 25 campos com hidrocarbonetos, dois selos importantes, Formação Pagüey (Eoceno médio-tardio) e Membro "La Morita" da Formação Navay Cretáceo Superior (Conaciense); e armadilhas estruturais-estratigráficas. Adicionalmente importantes emanções e shows de petróleo. A distribuição dos crus vai degradando para o SE, no sentido da migração, na medida de que se vão perdendo os voláteis pode ser visualizado mais distante os campos com crus médios e pesados, e mais para perto de a fonte ou rocha geradora têm-se o gás e crus condensados-livianos. O presente trabalho mostra o resultado da atualização do mapa de distribuição das gravidades do petróleo encontrado nos campos petroleros da bacia de Barinas, Venezuela.

Palavras-chave: Bacia, crus, exploração, Formação "La Luna", migração.

¹Geó¹. Consultoria GPSI. e-mail: echb@hotmail.com

Introducción

El movimiento de los fluidos, desde la roca generadora, Formación La Luna (Loaiza et al., 1991), a través de rocas poroso-permeables, (*carrier bed*), los siliciclásticos de los Miembros informales P y R de la Fm Escandalosa, hasta las rocas reservorios por excelencia en la cuenca Barinas, con excelente características petrofísicas como son, las formaciones Gobernador del Eoceno medio y Escandalosa del Cenomaniense - Turoniense; aunado a una trampa y los sellos suprayacente, Miembros Arandia de la Fm Pagüey y La Morita de la Fm Navay, respectivamente, capaces de retener los hidrocarburos, se conoce como migración. Durante este recorrido con distancias relativamente largas, el petróleo pierde volátiles, degradando o minimizando su gravedad API, si se representa en un mapa toda esta información de valores, se visualizará la distribución por área de los crudos condensados, livianos, medianos, pesados e inclusive extrapesados de llegar a existir, lo que permitirá deducir la dirección de la migración, su cocina y la ubicación de la roca madre. En el Frente Sur Andino del estado Barinas-Venezuela se ha reconocido, hasta la fecha de la publicación de este trabajo, por estudios de geología de superficie (Aguasuelos, 1990; Osuna, 1994), estudios regionales (Portilla et al., 1991; Loaiza et al., 1991; Figueroa et al., 1994; De Toni et al., 1994; Hernández et al., 1997 y Figueroa, 1997), estudios sísmicos (Young, 1988) y geoquímicos (Russomanno et al., 1982; Galliano et al., 1994; Chigne et al., 1997; Erlich et al., 1997), la ubicación aproximada de la cocina que

generó el crudo que se encuentra en los campos petrolíferos de la Cuenca de Barinas y los yacimientos de gas. Mediante la generación actualizada del mapa de distribución de gravedades API, se pudo apreciar con mayor detalle la orientación de los crudos encontrados, así como la degradación de sus respectivas gravedades API, lográndose entender, de mejor manera, la tendencia representativa de la dirección de la migración. Este trabajo, primeramente, permitió la actualización del mapa de distribución de gravedades API, en segundo lugar visualizó nuevas oportunidades exploratorias al este de las áreas tradicionales de Barinas y, finalmente, retomar los estudios en detalle a lo largo del Piedemonte andino entre los estados Táchira y Portuguesa, donde se ubican algunos manaderos importantes de petróleo (*oil seeps*) como: Aguas Calientes, Socopó y Quiu, entre otros, para la interpretación y búsqueda de la cocina que los generó, con la finalidad de emprender nuevas oportunidades exploratorias al Sur del Arco de Mérida, y así contribuir con el incremento de reservas y de la producción petrolera de la cuenca Barinas.

Contexto geológico y estratigráfico

La cuenca de Barinas, la tercera cuenca petrolífera de Venezuela, forma parte de la serie de cuencas subandinas (Fig. 1), limita al noroeste por los Andes de Mérida, al noreste por el Arco de El Baúl, que lo separa de la Cuenca Oriental (Young, 1988) y geoquímicos (Russomanno et al., 1982; Galliano et al., 1994; Chigne et al., 1997; Erlich et al., 1997), la ubicación aproximada de la cocina que

la Subcuenca de Apure y Llanos Orientales de Colombia (Fig. 1). La figura 2 muestra dos columnas estratigráficas A) Cuenca Barinas y B) Afloramientos que se encuentran en las inmediaciones del allivadero de la central hidroeléctrica José Antonio Páez, río Santo Domingo.

En la columna A, el Precretácico está formado por un basamento de naturaleza ígnea-metamórfica. El Cretáceo consta de cuatro formaciones que en orden estratigráfico son: Formación Aguardiente (calizas y areniscas cuarzosas), Formación Escandalosa (carbonatos del Mbro O y siliciclásticos de los Miembros informales P y R), O y P son las principales unidades productoras de petróleo del Cretáceo por excelencia; Formación Navay, dividida en dos miembros, La Morita (lutitas) y Quevedo (areniscas, lutitas y carbonatos), culmina el ciclo regresivo con la Formación Burgúita (areniscas micáceas).

En la columna B, la base del Cretáceo temprano, está constituido por conglomerados cuarzosos, (Fm. río Negro), lutitas calcáreas, calizas conchíferas y paquetes de areniscas cuarzosas hacia el tope Aguardiente. La Fm Maraca está compuesta por una caliza espesa con abundantes moluscos recristalizados tipo coquinoide. La base del Cretáceo tardío está compuesta por lutitas gris oscuro y calizas con concreciones elipsoidales de la Fm La Luna, finaliza la secuencia con lutitas silicificadas que representan la Fm Bellaca (Campos V., 1977).

El Terciario de ambas columnas comprende cinco formaciones. Estas son, I) Gobernador (areniscas cuarzosas), segunda en im-

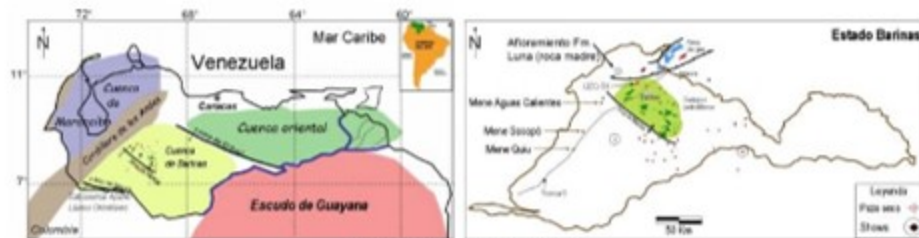


Figura 1. Cuenca de Barinas.

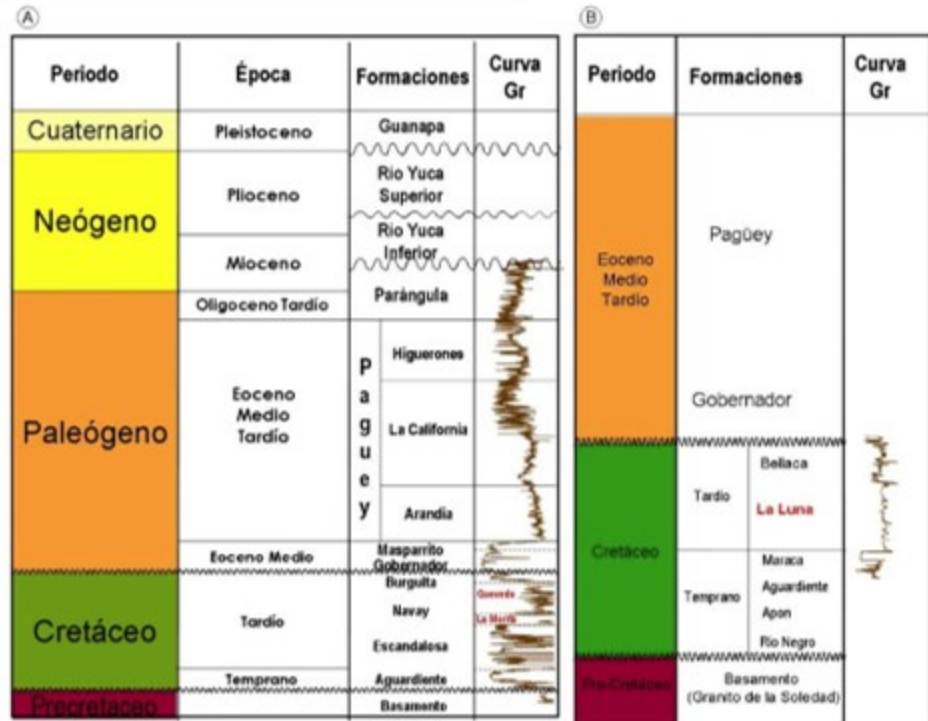


Figura 2. A) Columna estratigráfica de la cuenca de Barinas. B) Columna generalizada del río Santo Domingo.

portancia en producción de hidrocarburos, II) Pagüey, consta de tres miembros: a) Arandia (lutitas), b) La California (intercalaciones de lutitas y capas métricas de areniscas), y c) Higueros (alternancia monótona de areniscas y lutitas) (Aguasuelos, 1990; Osuna, 1994), ambas del Eoceno medio-tardío, III) Parángula compuesta de areniscas, limolitas y lodolitas de tonos rojizos, IV) Río Yuca, areniscas micáceas de grano medio a grueso con estratificación cruzada y arcillas de color marrón claro, rasgo este que la distingue de la Formación Parángula. El ciclo sedimentario finaliza con V) Guanapa del Cuaternario (conglomerados), (Feo Codecido et al., 1984; Kiser G., 1992).

Historia exploratoria, 1ª campaña (1930-1981)

¿Qué vio el geólogo norteamericano cuando propuso el primer pozo exploratorio de la cuenca Barinas en 1930?, UZC-1, a 10 km al noroeste de la ciudad de Barinas, en el Frente Sur Andino, FSA, (Fig. 3A). Sin embargo, por problemas operacionales de arrastre y pegadas de tubería a nivel de la Formación río Yuca, el pozo tuvo que ser abandonado a 5.525 pies, no penetrando el objetivo más somero, la Formación Gobernador. Después de una larga campaña de perforación con resultados negativos, en 1948 se perfora con éxito el pozo SSW-2, Campo Silves-

tre, (Fig. 3B), se descubre petróleo mediano a nivel de las Formaciones Gobernador y Escandalosa, convirtiéndose en el primer pozo comercial de la cuenca, distanciado unos 46 km al SE del UZC-1. De 1949 a 1958 se descubren los campos Silván, Sinco, Maporal, Palmita y Estero, igualmente con acumulaciones de crudo mediano en las Fms Gobernador y Escandalosa, en 1961, se retoma perforar a 2 km al NE del UZC-1, el pozo exploratorio UZC-2 penetrando las Fm Gobernador y el Mbro R de la Fm Escandalosa, aproximadamente 720 pies, más profundo que los yacimientos conocidos, el pozo fue abandonado tres días después de haber alcanzado la profundidad final, sin ser evaluado, quedando la incógnita a nivel de los carbonatos del Mbro O. Posteriormente, entre 1962 y 1965, se descubren tres campos petroleros, Caipe, Hato, y Páez-Mingo, el primero se convirtió en el campo más septentrional, y el último, a 42 km al SE de la ciudad de Barinas, el más meridional y único con acumulaciones de crudos pesados en el Eoceno, ya que el sello del Mbro La Morita está erosionado (Fig. 3C). En 1974, se descubre una extensión del campo Sinco. Finalmente, desde el año 1975 a 1981 se perforan los últimos 4 pozos exploratorios en áreas cercanas a los campos productores de Palmita, Maporal, entre otros, con resultados negativos (Figueroa, 1997),

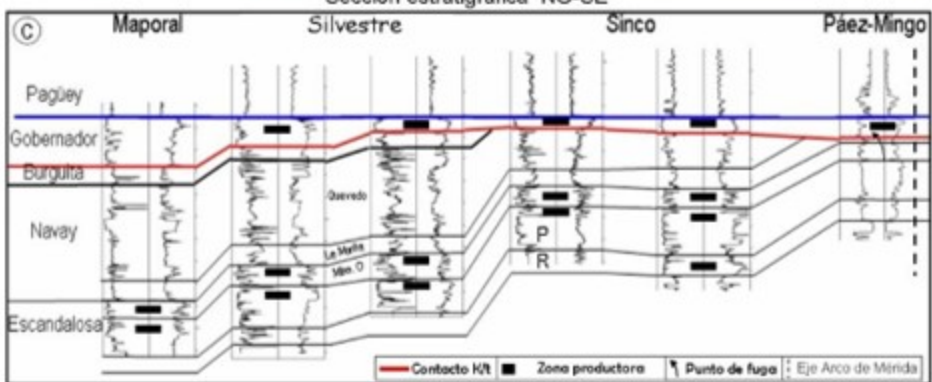
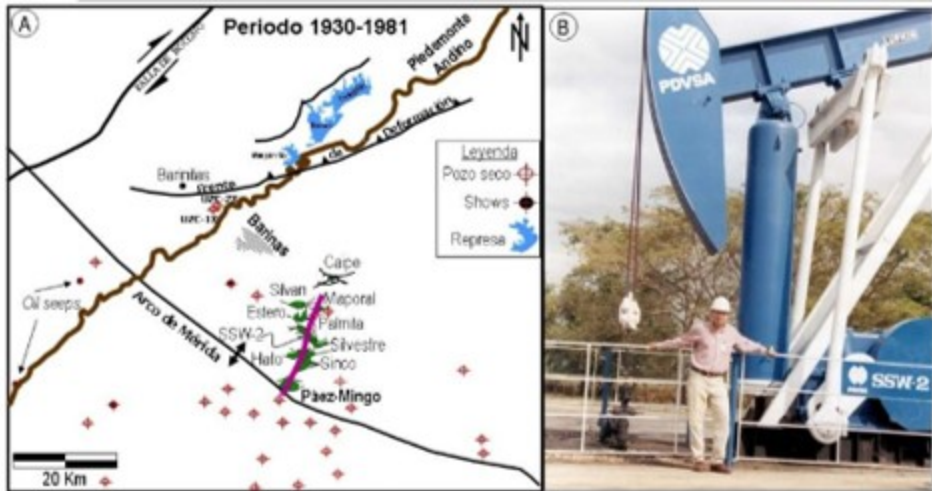


Figura 3. A) Campos petroleros descubiertos en la 1ª campaña exploratoria de Barinas. Modificado de Loaiza et al., 1991. B) Pozo SSW-2, Campo Silvestre, primer pozo comercial de la Cuenca de Barinas. C) Sección estratigráfica NO-SE.

culmina así, la campaña exploratoria que duró 50 años (Fig. 3). En resumen, hasta 1974, se descubrieron 10 campos petrolíferos con reservas recuperables de 1,13 MMMBP (Figueroa, 1997), de las cuales el 27 % pertenecían al Eoceno y 73 % al Cretáceo. El 90 % correspondían a crudos medianos y el 10 % a crudos pesados. Vale destacar que los campos se encuentran entre el Arco de Mérida y el depocentro (Fig. 1), y los de mayores reservas en las adyacencias del eje del arco. Cuando una roca generadora posee las condiciones necesarias para que la materia orgánica se

transforme en kerógeno y luego en petróleo, el hidrocarburo producido en primera instancia según análisis geoquímicos es un crudo liviano. Los compuestos del petróleo pueden migrar a través de rocas poroso-permeables (*carrier bed*), como los siliciclásticos de los miembros informales P y R de la Fm Escandalosa, mayor responsable del acarreo y almacenaje de la mayoría de los hidrocarburos en la cuenca (Fig. 3C), antes de quedar atrapados por una trampa estructural y/o estratigráfica. En caso contrario continuarán migrando y perdiendo volátiles degradándolo a un crudo de menor

gravidad API, como es el caso de los crudos pesados del campo Páez-Mingo. ¿Entonces, en que lugar de la cuenca estaba la cocina generadora de los hidrocarburos, el gas y los livianos? Corpoven, S.A. como empresa encargada de la extracción de petróleo crudo de la Cuenca Barinas, afrontaba la declinación de la producción de sus campos, por tanto, propuso a la Gerencia General de Exploración, una nueva campaña exploratoria, que involucraba la revisión de todos los datos geológicos, registros de pozos y geofísicos adquiridos hasta la fecha, rea-

lizándose una evaluación del área que incluyó estudios regionales, adquisición de nuevas líneas y reinterpretación sísmica, estudios de geología de superficie, y geoquímicos, con el propósito de descubrir estos reservorios de gas, crudos livianos, medianos e inclusive pesados, para alargar la vida productiva al distrito Barinas.

2ª campaña (1990-2013)

El trabajo de Loaiza et al., 1991, postulaba la existencia de una roca madre cretácica (Gallango, 1994), tipo La Luna, cuyos afloramientos se encuentran ubicados en las inmediaciones del aliviadero de la central hidroeléctrica José Antonio Páez, río Santo Domingo (Erlich et al., 1997), estado Barinas, (Fig. 2B), y una cocina generadora de hidrocarburos de edad Eoceno, al NO de la ciudad de Barinas, a 10 km de los pozos Uzcátegui, por lo tanto, se deduce que los primeros exploradores habían estudiado en detalle dichos afloramientos, es decir, que de resultar positiva la perforación del UZC-1, el crudo descubierto debería tener rango entre condensado o liviano. La campaña exploratoria inició a partir de 1990 con la adquisición de líneas sísmicas 2D. En 1991, se grabaron otras líneas que penetraron el piedemonte andino (Fig. 3A). Esto dio como resultado la definición de 25 prospectos, al norte y oeste de los campos tradicionales de Barinas (Figueroa, 1997), que denominaron, Barinas Norte, a partir de 1993, se perforan las trampas de Toru, Borb, Obis y Beju, mucho más profundas que las áreas tradicionales, Fig. 4B, descubriéndose crudos medianos y livianos. En 1994 se perforan en orden cronológico los pozos del FSA, G-1X, Y-1X, B-1X, S-1X y LL, los pozos, Y, B y S descubren acumulaciones de gas, sin embargo, los resultados del Campo S fueron los más relevantes y comerciales para desarrollar los yacimientos del Eoceno y Cretáceo. El LL descubre reservas de petróleo liviano en las Fms Gobernador y Escandalosa, y finalmente en 2013, a 5,5 km al NO del LL, se perfora el pozo LLN y descubre condensados a nivel de las Fms Gobernador y Escandalosa.

La segunda campaña exploratoria comprobó la hipótesis de Loaiza y coautores.

Distribución regional de los crudos

Al inicio la materia orgánica marina, es preservada convirtiéndose en kerógeno. A medida que aumenta la profundidad y la temperatura se enriquece con hidrógeno y carbono, para formar los hidrocarburos. Un sistema petrolero abarca la roca generadora activa, el petróleo relacionado genéticamente y las acumulaciones de gas (Magoon et al., 1994), es decir, incluye todos los elementos y procesos geológicos que son esenciales para que exista un reservorio. Uno de esos procesos clave es la migración. Originalmente, la roca generadora produce petróleo crudo liviano, que al abandonar la cocina, migrará para formar un yacimiento, en caso de no encontrar algún sello, migrará verticalmente a través de fracturas naturales y fallas para formar una manifestación de superficie (*oil seeps*), sin embargo, el recorrido de la migración es uno de los factores que puede afectar de manera directamente proporcional la gravedad API, si es de corta distancia, se notará una pequeña diferencia entre las gravedades API del crudo generado y el crudo del yacimiento, es decir, seguirá siendo liviano, por el contrario si la migración es de distancias relativamente largas (Levorsen, 1973), puede afectar la degradación de la gravedad API a un crudo de mayor densidad. La figura 5A, de un sistema petrolero hipotético *Deer-Board*, muestra la cocina generadora de hidrocarburos, color rosado, y diferentes campos petroleros que se ubican en sentido oeste-este, Trampas A, B y C. El hidrocarburo generado por densidad, migró buzamiento arriba hacia el este, (Fig. 5B y C), acumulándose petróleo de tipo liviano en las primeras 4 estructuras, tipo falla y pliegue: *Just, Big oil, Raven y Owens*, y hacia el oeste en la trampa A, en una estructura que también está fallada, pero cuyas trazas se prolongan hasta la superficie, posteriormente el yacimiento pudo ser afectado diferencialmente por múltiples factores, tales como lavado por agua (pre-

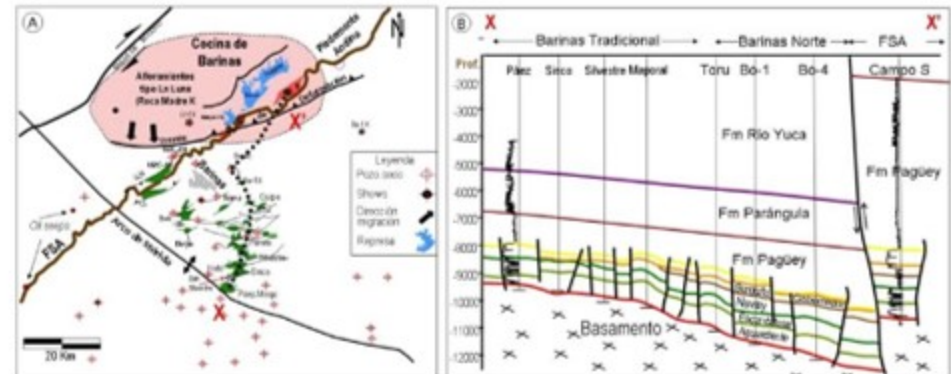


Figura 4. A) Campos petroleros descubiertos en la 2ª campaña exploratoria de Barinas. Modificado de Loaiza et al., 1991. B) Sección estructural X-X'.

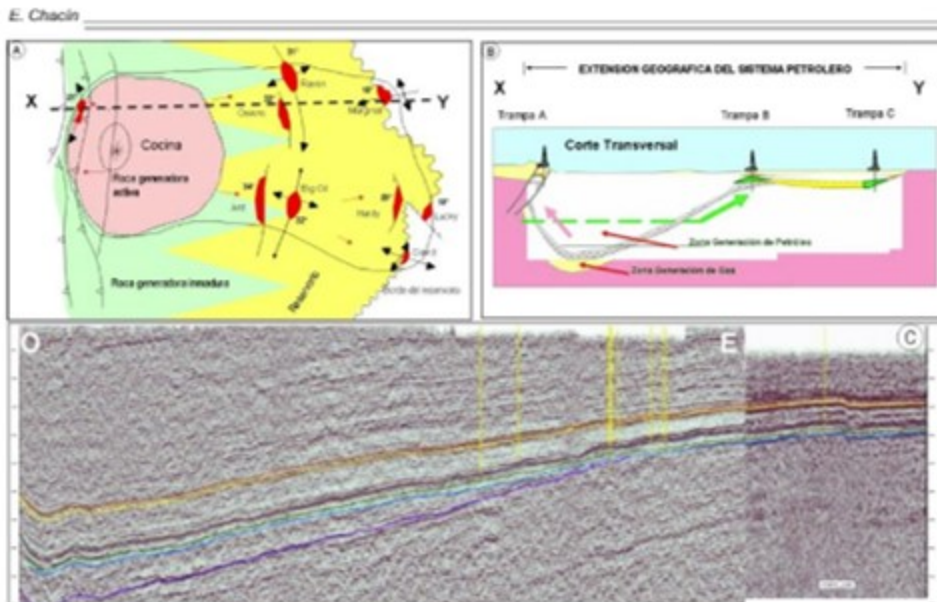


Figura 5. A) Distribución de crudos, campos petroleros de EE UU. B) Sección X-Y. Modificado de Magoon and Dow, 1994. C) Sección sísmica para ejemplificar el buzamiento del sistema petrolero hipotético Deer-Board.

sencia de agua, bien sean aguas connatas o aguas móviles en diferentes proporciones), biodegradando a crudo pesado. Trampa C, el recorrido de la migración fue mayor, el crudo hallado en los campos *Hardy* contiene crudo mediano de 29° API, *Lucky* y *Margina*, con crudo pesado de 15° y 18° API, respectivamente, (Fig. 5B). En el ejemplo de la figura 6, el rectángulo de la izquierda (encerrado en líneas de color rojo) representa la ubicación de la Subcuenca de Guárico, de la Cuenca Oriental de Venezuela y está dividida en 4 sectores (números romanos I, II, III y IV); el primero (I) de ellos pertenece a la zona de gas, campo Yucal-Placer y zona productora más profunda, el II está compuesto de crudos livianos y medianos, el III de crudos pesados y finalmente el IV, por crudos extrapesados correspondientes a la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), zona productora más somera. Como se puede apreciar en la gráfica, en esta área de la Subcuenca de Guárico, existe la distribución completa de todos los tipos de crudo, en base a una tendencia correlativa con sus

vías de migración. En base a la observación de los ejemplos anteriores, en la Cuenca de Barinas (Figs. 1 y 7), se puede asumir un comportamiento similar; considerando la ubicación de la cocina generadora, al Norte y noroeste del frente de deformación, una roca madre cretácica por excelencia tipo La Luna, (Fig. 7B). Migración asociada con la evidente degradación de los crudos, los manaderos de petróleo (*oil seeps*) destacando: Aguas Calientes, Socopó y Quiú, entre otros, ubicados al sur del Arco de Mérida (Figs 1 y 3A), así como la distribución subterránea de la roca reservorio, lo cual correlaciona muy bien con la conformación de un verdadero sistema petrolero. Por ejemplo, en un pozo del campo S del FSA, a nivel del Miembro La Morita (Fig. 2A), se realizó la interpretación de registros de resonancia magnética multifrecuencia y adicionalmente, el análisis geoquímico a los ríos (*cutting*), demostrando poseer mayor contenido de materia orgánica (hasta 3,41 % COT), se infiere la presencia de gas

(Rangel et al, 2014), estos resultados corroboran que la cocina de Barinas se extiende hacia el noroeste del campo S (Fig. 7C). En forma más explicativa, la disminución de las gravedades API y de las profundidades hacia el SE son directamente proporcionales, a medida que nos alojamos de la cocina generadora, se confirma que la dirección de migración es NO-SE y las profundidades son más someras (Fig. 7C-D), los crudos están distribuidos de la siguiente manera: al Norte se hallan los yacimientos de gas, luego al sur del frente de deformación los yacimientos de petróleo condensados/livianos se encuentran entre los 10.000 y 11.000 pies TVDSS, más al sur los medianos y, por último, los pesados y más someros, se ubican entre los 8000 y 9000 pies TVDSS (Figs 4B y 7D), respectivamente. Finalmente, tomando como eje la cocina generadora de los hidrocarburos, la distancia que la separa del campo Páez-Mingo, son 70 km, convirtiéndose en el radio de acción de la migración; si trazamos un semicírculo (línea roja punteada) des-

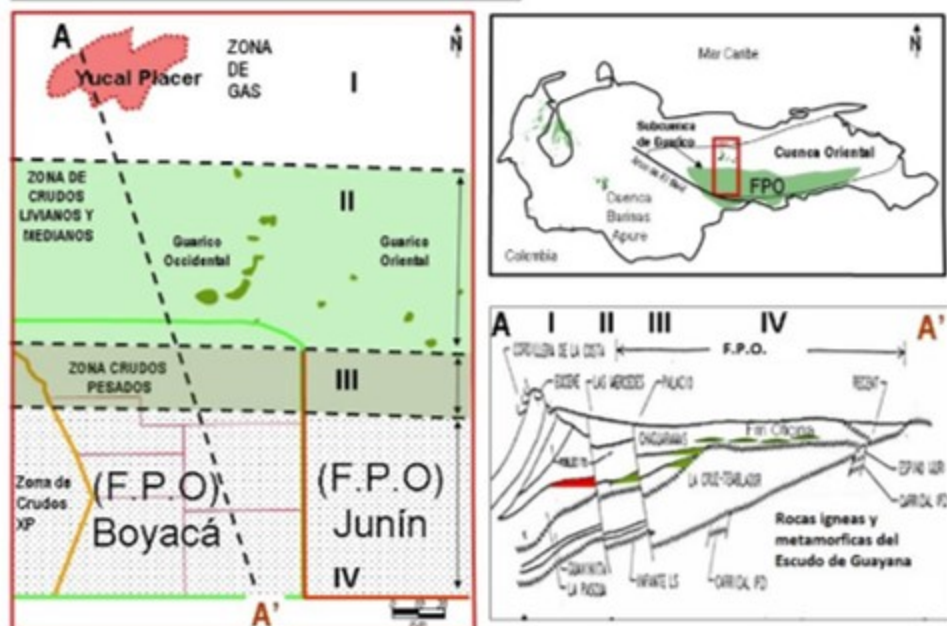


Figura 6. Distribución de crudos en la subcuenca de Guárico.

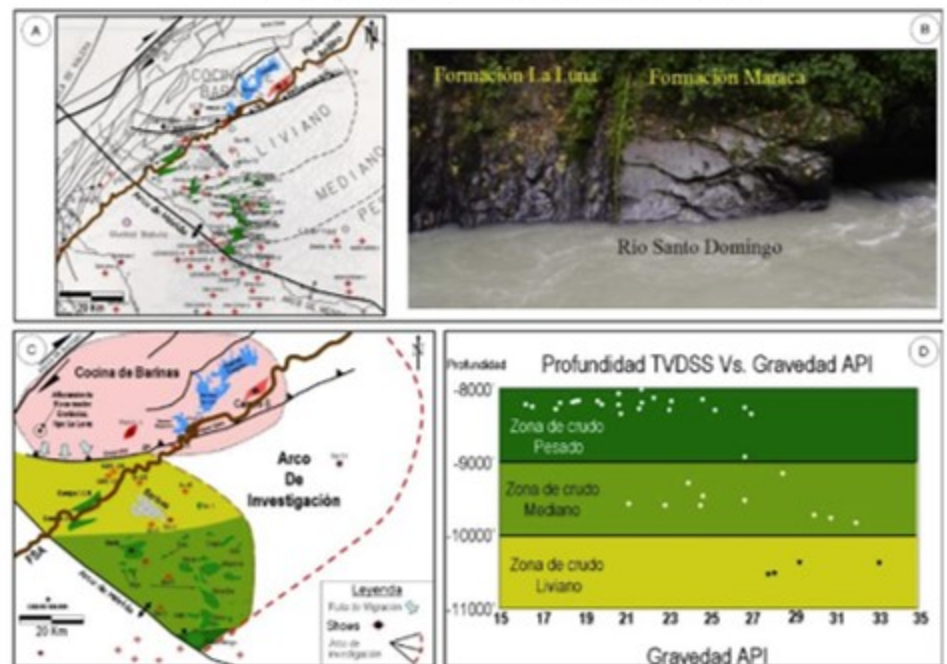


Figura 7. A) Mapas de distribución de crudos, cuenca de Barinas. Modificado de Loaiza et al., 1991. B) Roca Madre Cretácica, Fm La Luna, río Santo Domingo. C) Mapa de distribución de crudos y Arco de investigación. D) Gráfico de Profundidad TVDSS Vs. Gravedad API.

de del Arco de Mérida hacia el noreste del Campo S, observaremos un área de investigación (Fig. 7C), lo cual abre un abanico de oportunidades exploratorias.

Conclusiones

La 2^a campaña exploratoria de Barinas Norte y del Frente Sur Andino, comprobó la hipótesis del trabajo de Loaiza y colaboradores.

La cocina generadora de los hidrocarburos de la cuenca de Barinas está ubicada al NO, N y NE de la ciudad de Barinas.

La dirección de migración es NO a SE.

Perforar pozo nuevo en el área de Uzcátegui.

La Cuenca de Barinas posee una distribución de los crudos, orientados de la siguiente manera: al Norte del frente de deformación los yacimientos de gas, al Sur condensados/livianos, al Sur los crudos medianos y los pesados que se encuentran más someros. La Cuenca de Barinas posee un arco de investigación hacia el Este de las áreas tradicionales, con grandes oportunidades exploratorias.

Agradecimientos

El autor agradece a los ingenieros geólogos Raimundo Ronny, Jesús Porras, Luis Cayetano Rodríguez, Pedro Loaiza y Rafael Falcón, por sus revisiones y recomendaciones.

Referencias

Aguasuelos Ingeniería, S. C. (1990). *Modernización de datos geológicos en el frente de montaña*. Vol. III, Estratigrafía/Sedimentología. Corpoven S.A. Informe Inédito, 517 p.

Campos, V. (1977). *Estratigrafía de la secuencia post-paleozoica en la región de Calderas*. Mem., II Congr. Latinoamericano de Geología, Minis. Min. e Hidrocarb., Caracas, 1973, (III): 1724-1741.

Chigne, N., D. Laureiro y E. Rojas (1997). *El Piedemonte de la Cordillera Oriental de Colombia y de Los Andes de Mérida: Estilos Estructurales y Consideraciones sobre la Génesis y Migración de Hidrocarburos*, 1997. VI Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Cartagena de Indias, Memorias, Tomo I, 457-478.

Codecido, F., G., Smith, F., Aboud, y N. Di Giacomo, (1984). *Basement and Paleozoic rocks of the Venezuelan Llanos Basins*. Geological Society of America. Memoria 162: 175 - 183 p.

De Toni, B., D. Lourerio, B. Colletta, F. Roure, Y. Gou, y C. Marquez (1994). *Análisis geológico integrado de las cuencas de Barinas y Maracaibo*. Síntesis estructural. Informe inédito Intevop, S.A. pag 87.

Erllich, R., A. Nederbragt, M. A. Lorente, (1997). *Origin and Depositional Environments of Turonian - Maastrichtian Organic-Rich And Phosphatic Sediments of Western Venezuela*. VI Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Su-

bandinas, Cartagena de Indias, Memorias, Tomo I, 478-524.

Figuerola, L., E. Gil, A. Daal, y H. Peraza (1994). *Análisis Estructural-Estratigráfico del área de Barinas Norte (Cuenca de Barinas) y su Importancia en la Exploración de Hidrocarburos*. V Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Puerto La Cruz, Memorias: 164-166.

Figuerola, L. (1997). *Subcuenca de Barinas: Nueva Visión Exploratoria*. VI Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Cartagena de Indias, Memorias: 527.

Gallango, O., R. Tocco (1994). *Geochemistry of Crude Oil and Oil Seep from the Western Venezuelan Basin*. V Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Puerto La Cruz, Memorias: 413.

Hernández, V., R. Lander, A. González y J. Fuentes (1997). *Exploración del sector Barinas-Acarigua*. Área Flanco Subandino, Subcuenca de Barinas, Venezuela. VI Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Cartagena de Indias, Memorias, Tomo I, 533-539.

Kiser, G. (1992). *Cuenas sedimentarias de Venezuela*. Sociedad Venezolana de Geólogos, Boletín, 45: 7-27.

Loaiza, P., L. Hernández, C. Urbina y R. Coriat (1991). *Reactivación de la Exploración en Barinas*. IV Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Bogotá, Memorias, Tomo II.

Levorsen, A. (1973). *Geología del Petróleo*. Editorial Universitaria de Buenos Aires. Quinta edición, Capítulo XII, pp 324.

Magoon, L., and W.Dow (1994). *The petroleum system*, AAPG Memoir 60, p. 3-24.

Osuna, S. (1994). *Geología de superficie del frente de montañas de Barinas*. Informe inédito Corpoven, 86 p.

Portilla, A., S., Osuna, (1991). *Cuenca Barinas Apure, Consideraciones Estratigráficas y Estructurales*, IV Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Bogotá, Memorias, Tomo II.

Russomanno, F. y H. Velarde (1982). *Geología petrolera de la Cuenca Barinas-Apure*. Preimpreso, I Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Venezuela, Colombia, Ecuador y Perú, Bogotá: 25 p.

Young, G. (1988). *La Tectónica de la Cuenca Barinas-Apure, Venezuela*. Interpretación Magnética Detallada, III Simposio Bolivariano de Exploración de las Cuenas Subandinas, Caracas: 965.