

EVALUACIÓN GEOLÓGICA Y PROSPECTIVIDAD SECTOR SINÚ - URABÁ

Juan Pablo Marín¹, Hermann Darío Bermúdez², Roberto Aguilera³, José María Jaramillo⁴,
José Vicente Rodríguez⁵, Elvira Cristina Ruiz⁶, María Rosa Cerón⁷

RESUMEN

El área especial Sinú - Urabá, comprende cuatro provincias tectónicas identificadas de este a oeste como la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Cinturón Plegado de San Jacinto, Cinturón Plegado del Sinú y Cuenca de Urabá con 46.300 Km². El Valle inferior del Magdalena es una cuenca con tectónica distensiva producto de transtensión, los plays identificados corresponden con pliegues compresivos, truncamientos del reservorio por fallas, sobrelape del reservorio contra el basamento y altos de basamento. El Cinturón Plegado de San Jacinto es caracterizado por tectónica transpresiva generando fallas inversas de escama gruesa, los plays son pliegues compresivos, truncamientos de los reservorios por fallas y rellenos de canales en valles de incisión; El Cinturón Plegado del Sinú es catalogado por procesos estructurales y tectónicos no muy claros deformado por intenso diapirismo de lodo, los plays identificados corresponden con pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros de lodo que no rompen completamente la secuencia, truncamientos de los reservorios contra los diapiros y por discordancias sindeposicionales y la Provincia de Urabá es sujeta a transpresión sinistral con desarrollo de fallas inversas de ángulo alto, los plays identificados corresponden con acuñamientos de sedimentos y crecimientos arrecifales y pliegues formados por fallas inversas.

Palabras clave: Geología del Petróleo, Sistema Petrolífero, Prospectividad, Plays, Geoquímica, Geología Estructural.

GEOLOGICAL EVALUATION AND PROSPECTIVITY SINÚ – URABÁ SECTOR

ABSTRACT

The Sinú – Urabá special area consists of four tectonic provinces. They are identified from East to West as Lower Magdalena Valley Basin (LMV), San Jacinto Fold Belt (SJFB), Sinú Fold Belt (SFB) and Urabá Basin and 46.300 Km². The Lower Magdalena Valley is a basin with distensive tectonics which was a product of transtension; the identified plays correspond to compressional folds (over the west border of the basin), reservoir truncations due to faults, overstepping of the reservoir against the basement and basement highs. The San Jacinto Fold Belt shows transpressive tectonics that generates rough flake reverse faults with dextral strike-slip, the plays correspond to compressional folds, reservoir truncations due to faults and locally-filled truncations of channels in incision valleys. The Sinú Folded Belt is formed by not very clear structural and tectonic processes; and it is deformed by mud intense diapirism; the plays correspond to folds associated to early formation stages of mud diapirs, which do not break the sequence completely, reservoir truncations against the diapirs and due to sinde-positional discordances. The Urabá Province is subject to sinistral transpressure with development of high angle reverse faults, the identified plays correspond to facies wedging, reef growth and folds formed by reverse faults.

Key words: Petroleum Geology, Petroleum System, Prospectivity, Plays, Geochemistry, Structural Geology.

¹ Universidad de Caldas, Facultad de Ciencias Geológicas, Departamento de Ciencias Geológicas. Email. jupamarin@ucaldas.edu.co. A.A. 275

² hdbermudez@yahoo.com

³ Ra Geología E.U., roberto_aguilera@rageología.org

⁴ Gmas Ltda, jjaramillo@gmasltada.com

⁵ jovicrodri@yahoo.com

⁶ Universidad de Caldas, A.A. 275, Elvira.ruiz@ucaldas.edu.co

⁷ Agencia Nacional de Hidrocarburos, gg07@anh.gov.co

INTRODUCCIÓN

En el marco del proyecto “Inventario, interpretación y evaluación de la información geológica disponible, elaboración de los paquetes técnicos y promocionales y acompañamiento en la ronda de áreas abiertas 2009. Área reservada Sinú - Urabá”, la Universidad de Caldas realizó para la ANH la integración de los estudios geológicos disponibles para un área aproximada de 46.300 Km², que incluye parte de las provincias de Urabá, Cinturón Plegado del Sinú, Cinturón Plegado de San Jacinto y Valle Inferior del Magdalena. (Figura 1)

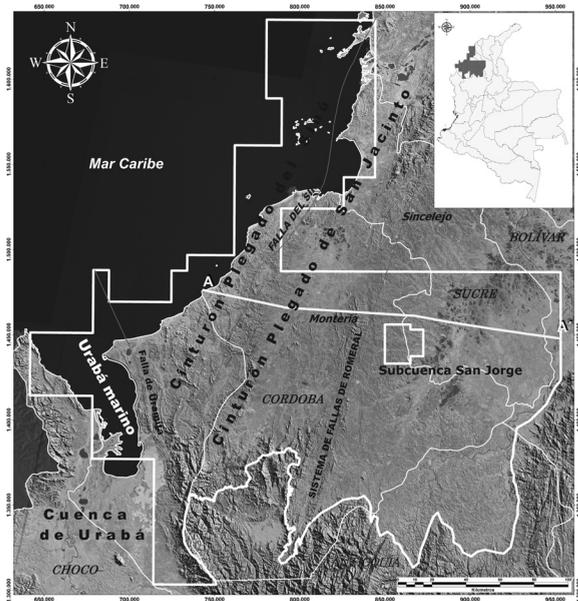


FIGURA 1. Mapa de localización Área Reservada Sinú - Urabá.

Los datos recientemente adquiridos por la ANH, permiten proponer la necesidad de una revisión profunda a los modelos de evolución para el área, toda vez que la cartografía y estratigrafía de la zona, evidencian deficiencias en el entendimiento de las unidades sedimentarias, sus relaciones regionales, ambientales y una historia geológica muy diferente a la aceptada hasta hoy, con importantes implicaciones para la prospección de hidrocarburos en el Caribe colombiano.

ANTECEDENTES

Los principales documentos tenidos en cuenta para el desarrollo del trabajo fueron:

- Total Fina Elf, 2001-2002, en el trabajo denominado Offshore Sinú Project Colombia, presenta los resultados de los estudios de adquisición sísmica, interpretación sísmica, piston core, batimetría, estratigrafía y geoquímica en el bloque Sinú.

- La Universidad de Caldas en el 2007 adelantó el *INVENTARIO, INTERPRETACIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN GEOLÓGICA, GEOFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LA INFORMACIÓN ADQUIRIDA POR LA ANH EN LA CUENCA SINÚ Y EL ÁREA ESPECIAL SINÚ DE LA ANH*, proyecto en el cual se integró la información técnica que la ANH adquirió hasta junio de 2007.
- Halliburton, 2007, realiza para la ANH un estudio de prospectividad de la región offshore del Caribe colombiano, interpretando que la sedimentación en el área corresponde a un modelo de sistemas clásticos profundos asociados a un ambiente de turbiditas, donde se pueden encontrar ambientes comprendidos entre la plataforma, las zonas de talud y la planicie abisal.

MARCO GEOLÓGICO

La provincia Valle Inferior del Magdalena (VIM) se subdivide en las Subcuencas de Plato y San Jorge, separadas por el Arco de Magangué o Cicuco. Presenta una tectónica distensiva producto de transtensión, que genera espacio de acomodación y controla el desarrollo de fosas y semifosas, en las que, sobre un basamento de afinidad continental, se depositó en forma discordante una espesa secuencia sedimentaria de rocas fluviales a marinas someras de la Aloformación Porquera durante el Oligoceno tardío al Mioceno medio; arenitas fluviales, deltaicas y marinas someras durante el Mioceno tardío; arenitas y conglomerados fluviales a marinos someros durante el Plioceno (registrando una discordancia regional, localmente angular), y depósitos recientes (fluviales, costeros y de ciénagas) durante el Pleistoceno.

El Cinturón Plegado de San Jacinto (CPSJ) se caracteriza por presentar una tectónica transpresiva que genera una serie de fallas inversas de escama gruesa, con vergencia al oeste y movimiento de rumbo dextral, sobre las que se desarrollan pliegues estrechos y alargados (localmente dispuestos en forma oblicua a las fallas) que involucran una secuencia sedimentaria depositada desde finales del Cretácico hasta el pleistoceno.

La geología y estratigrafía del Cinturón Plegado del Sinú (CPS) está controlada por procesos estructurales y tectónicos no muy claros. Involucra una muy espesa secuencia de rocas con edades que van del Oligoceno tardío al Reciente deformada por intenso diapirismo de lodo, muy marcado en las zonas de falla y sobre las crestas de los anticlinales. En el área se desarrollan sinclinales amplios y anticlinales estrechos generalmente

RESULTADOS OBTENIDOS

El área estudiada incluye 4 provincias tectónicas con diferente historia geológica y estilo estructural, razón por la cual se describen de forma separada los elementos de los sistemas petrolíferos y su prospectividad.

Cuenca Valle Inferior del Magdalena (VIM)

En esta cuenca los datos geoquímicos indican la presencia de materia orgánica húmica-terrestre (kerógeno tipo III) para toda la secuencia sedimentaria allí depositada, la cual es principalmente productora de gas. Figura 3.

Sin embargo, la presencia de hidrocarburos líquidos en una menor proporción que el gas, sugiere la existencia de niveles con facies orgánicas productoras de aceite. Los datos de madurez y los modelos geoquímicos, indican que las rocas entran a ventana de generación de petróleo a profundidades entre 10.000 y 11.000 pies en las zonas más profundas de la cuenca. Y no hay evidencia de sobre-madurez de la materia orgánica en la información disponible. Sin embargo, la existencia de crudos de altas gravedades ($API > 30^\circ$) y algunos datos de biomarcadores, sugieren que las rocas fuente pueden

haber alcanzado alta madurez térmica en algunas partes de la cuenca, y los modelos geoquímicos indican que esta condición de madurez se podría alcanzar a profundidades cercanas a los 15.000 pies.

Las rocas reservorio son una secuencia espesa de areniscas de origen fluvial a deltaico de la Formación Ciénaga de Oro, las cuales están intercaladas con rocas de grano fino (lutitas) de origen fluvial a transicional marino que actúan como rocas fuente, de acuerdo con los datos geoquímicos disponibles, y sellos locales para las acumulaciones.

Sobre esta formación se sobrepone una espesa secuencia de lutitas de la Formación Porquera, la cual es el sello regional para el reservorio en la cuenca.

Los plays están relacionados a oportunidades en áreas alrededor de los depocentros de Plato y San Jorge (figura 4), enfocadas principalmente en el reservorio de la Formación Ciénaga de Oro, las cuales se resumen de la siguiente manera: Pliegues compresivos relacionados con el sistema de fallas de Romeral; Truncamientos del reservorio por fallas asociadas a eventos compresivos y extensivos en la cuenca; Sobrelape del reservorio contra el basamento; Altos de basamento.

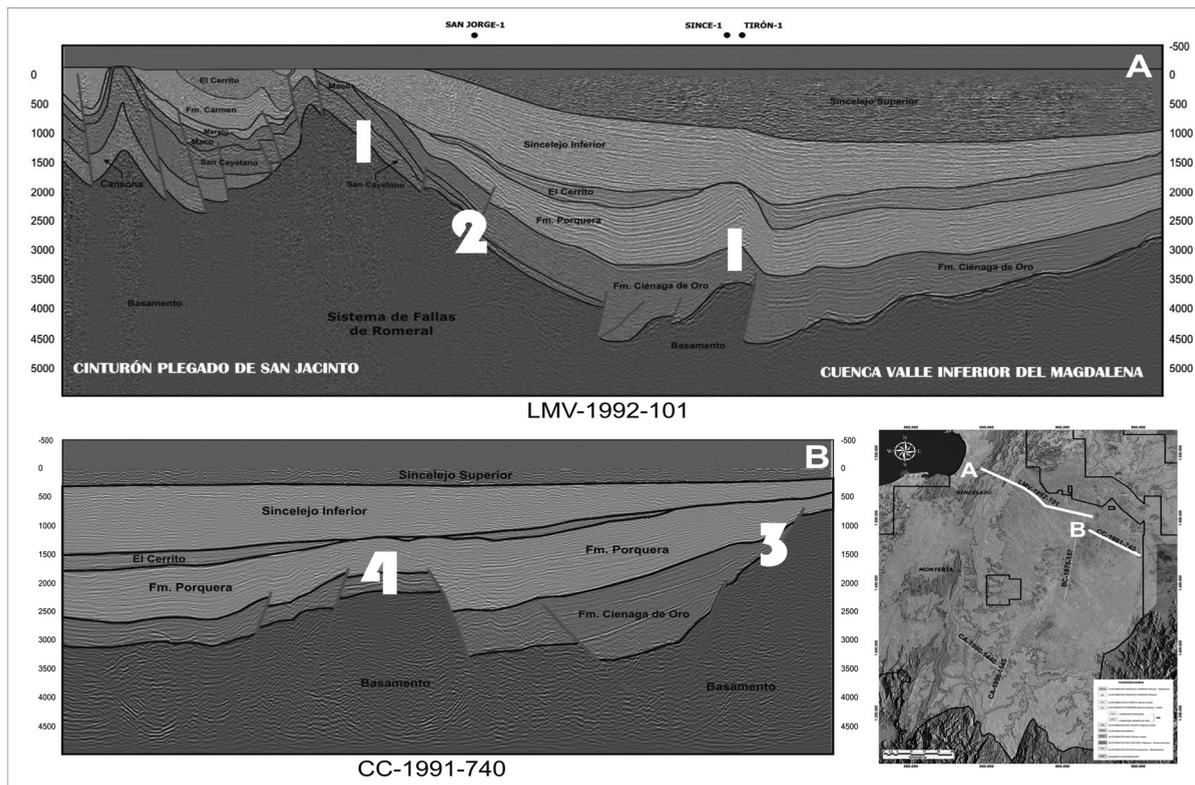


FIGURA 4. Tipos de plays en la Cuenca Valle Inferior del Magdalena. Universidad de Caldas, 2008.

Cinturón Plegado de San Jacinto (CPSJ)

Los datos geoquímicos indican la presencia, al igual que en la Cuenca Valle Inferior del Magdalena, de materia orgánica de origen húmico-terrestre de kerógeno tipo III para toda la secuencia sedimentaria. Figura 5.

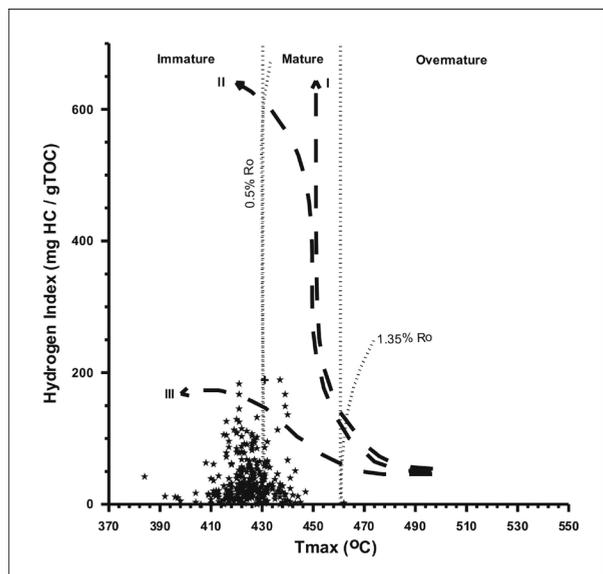


FIGURA 5. Diagrama de Van Krevelen (modificado) resultado de análisis de muestras de diferentes formaciones del CPSJ y CPS, que muestra la madurez y el tipo de kerógeno. Universidad de Caldas, 2008.

La presencia de hidrocarburos líquidos, no puede descartarse debido a los muchos rezumaderos de aceite que han sido reportados en la cuenca.

Los datos de madurez indican que las rocas del Oligoceno y más antiguas, han alcanzado condiciones de ventana de generación de petróleo en la mayor parte del Cinturón Plegado, y muestran una tendencia de aumento de madurez hacia el oeste. La dispersión y cantidad de datos es muy baja, y la complejidad estructural muy alta para extender a todo el Cinturón Plegado esta tendencia.

Las principales rocas reservorio son las areniscas terciarias de origen marino-deltaico de las Formaciones San Jacinto, Maco y San Cayetano. Localmente, las calizas fracturadas de las Formaciones La Risa y Tolviejo, pueden ser potenciales reservorios adicionales. Estos reservorios están separados por secuencia gruesas de lutitas marinas terciarias de las Formaciones Maralú y Chengue (Aloformación Maralú) y Carmen (Aloformación Porquera), que pueden actuar de acuerdo con los datos geoquímicos como rocas generadoras, y sellos para los reservorios y sus acumulaciones. Infrayaciendo toda la secuencia, se encuentra la Formación Cansona de edad Cretácico, compuesta principalmente por lutitas marinas, la cual también es una potencial roca generadora, aunque la información geoquímica disponible para esta formación es muy poca en esta parte de la cuenca.

Los datos de madurez indican que las lutitas de las Formaciones Maralú y Carmen estarían actualmente en ventana de generación y expulsión en los depocentros más profundos, al oeste del CPSJ. En la cuenca del CPSJ, se han identificado algunas oportunidades exploratorias, que se resumen de la siguiente manera. Figura 6.

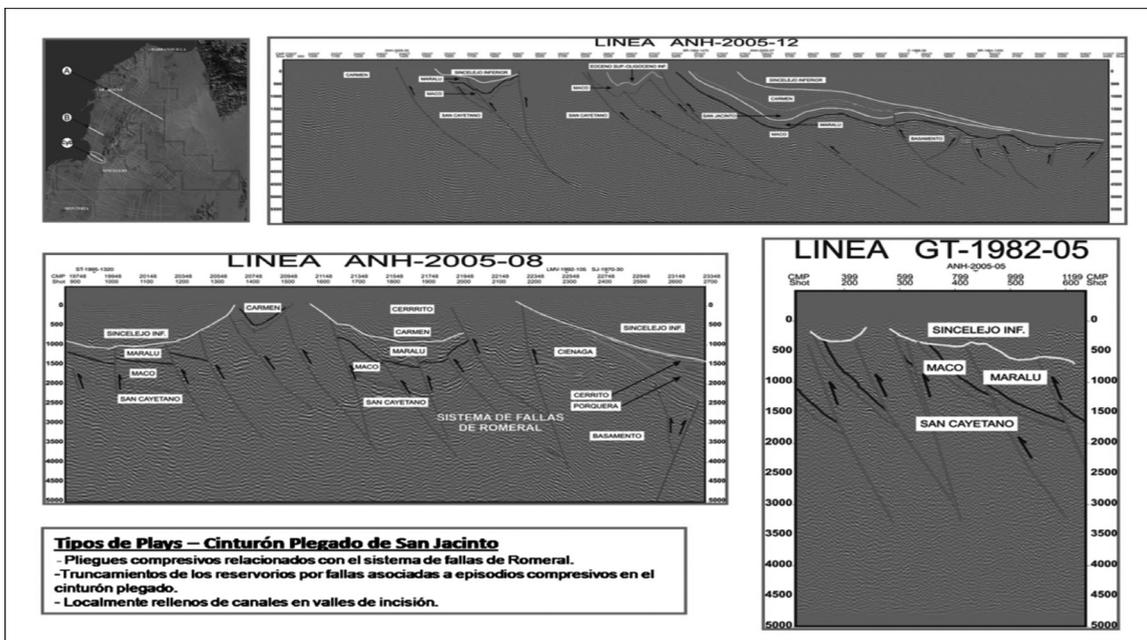


FIGURA 6. Tipos de plays en el Cinturón Plegado de San Jacinto. Universidad de Caldas, 2008.

Cinturón Plegado del Sinú (CPS)

Los datos geoquímicos existentes en la zona costa adentro del CPS, son muy pocos. Sin embargo, la aparente continuidad estratigráfica y sedimentológica con el área del CPSJ, sugiere la presencia, al igual que en éste, de materia orgánica de origen húmico-terrestre de kerógeno tipo III, para toda la secuencia sedimentaria depositada, la cual es principalmente productora de gas, aunque con la posible presencia de importantes secuencias arcillosas en la cuenca, de condiciones más distales a la zona de aporte, posiblemente de plataforma marina, similares a las encontradas en la actualidad en la plataforma del Caribe colombiano al oeste. A pesar de la incertidumbre en la caracterización de potenciales rocas fuentes en la zona del CPS, la presencia de hidrocarburos líquidos está probada por los muchos rezumaderos de aceite que han sido reportados en la cuenca.

La escasez de datos geoquímicos de madurez, en la parte costa adentro CPS, no permite establecer el grado de madurez térmica de las posibles rocas generadoras en la cuenca. Sin embargo, las abundantes manifestaciones de hidrocarburos tanto líquidos como gaseosos en la zona, son un indicio de que rocas fuente han alcanzado las condiciones apropiadas para generar y expulsar hidrocarburos.

Las principales rocas reservorio son las areniscas terciarias de origen marino-deltaico de las Formaciones Pajuil (Aloformación El Cerrito), Floresanto (Aloformación Porquera), Pavo (Aloformación San Jacinto) y Maco. Localmente, las calizas fracturadas de la Formación La Risa (Aloformación Maco) pueden ser potenciales reservorios adicionales. Estos reservorios están separados por secuencias gruesas de lutitas marinas de las Formaciones Maralú, Floresanto y equivalentes laterales (Aloformación Porquera), que pueden actuar como rocas generadoras, y sellos para los reservorios y sus acumulaciones. Infrayaciendo toda la secuencia se presume la existencia de la Formación Cansona de edad Cretácico superior, compuesta principalmente por lutitas marinas, potenciales rocas generadoras, aunque no existe información geológica (de pozos o superficie) que confirme la presencia de la misma en el área de estudio.

De todas formas, es importante considerar que de acuerdo con la información sísmica y de geología de superficie esta zona presenta una gran complejidad estructural, reflejada en abundantes pliegues y fallas que muestran la importante deformación que ha sufrido la cobertera sedimentaria como resultado del diapirismo de lodo, y que estas fallas y pliegues en muchos casos parecen controlar la distribución de los rezumaderos, lo que lleva a pensar en un desarrollo local en la formación

de cocinas y trampas, las cuales son cargadas por rutas de migración de poca longitud lateral, y en las que las fallas sirven de vía para el desplazamiento vertical de los hidrocarburos.

La sísmica también muestra la presencia de algunas geometrías a los flancos de los diapiros que pueden ser prospectivas: Pliegues asociados a etapas tempranas de formación de diapiros que no rompen completamente la secuencia. Un aspecto favorable de este tipo de pliegues es que de acuerdo a la geología de superficie son apretados pero lateralmente extensos, con longitudes entre 5 y 20 km aprox; Truncamientos de los reservorios contra los diapiros; Truncamientos por discordancias sindeposicionales, causadas por la deformación asociada al desplazamiento vertical de los diapiros de lodo. Figura 7.

Cuenca de Urabá (OFFSHORE)

Halliburton, 2007, compiló los datos de la zona costa afuera de la Cuenca de Urabá, correspondientes al pozo Urabá 1629-1X, los cuales indican bajos valores de contenido de materia orgánica (%COT) entre 0,6 y 2,11%, bajos valores de índice de hidrógeno entre 17 y 166 mg HC/g COT indicativos de un kerógeno de tipo III.

De la misma manera los datos de madurez térmica compilados por Halliburton, 2007, para el pozo antes mencionado, correspondientes a Tmax, varían entre 357 y 425°C, lo que indica que la secuencia analizada en el pozo se encuentra inmadura. Aunque esta inmadurez térmica no descarta la posible presencia de gas de carácter biogénico en particular en la zona suroeste de la cuenca, por la posible existencia de depósitos arrecifales, de forma similar a lo que ocurre en los campos de gas de La Guajira.

El objetivo como reservorio en la cuenca podrían ser calizas coralinas, dadas las condiciones de depósito favorables (una bahía con descargas de agua fresca y moderadas tasas de sedimentación) y una organización estratigráfica (retrogradacional-progradacional) resultado de variaciones eustáticas del nivel del mar asociadas con subsidencia tectónica que se observan en la provincia. La presencia del sello está confirmada por el alto contenido arcilloso reflejado en los registros eléctricos de los dos únicos pozos perforados: Darién-1 intervalo 1.100-2.800 pies y Urabá-1X intervalo 6.000-8.500 pies (Halliburton, 2007).

No existe una definición formal o informal de unidades litoestratigráficas en la cuenca que permita definir relaciones roca generadora - roca almacenadora para sistemas petrolíferos.

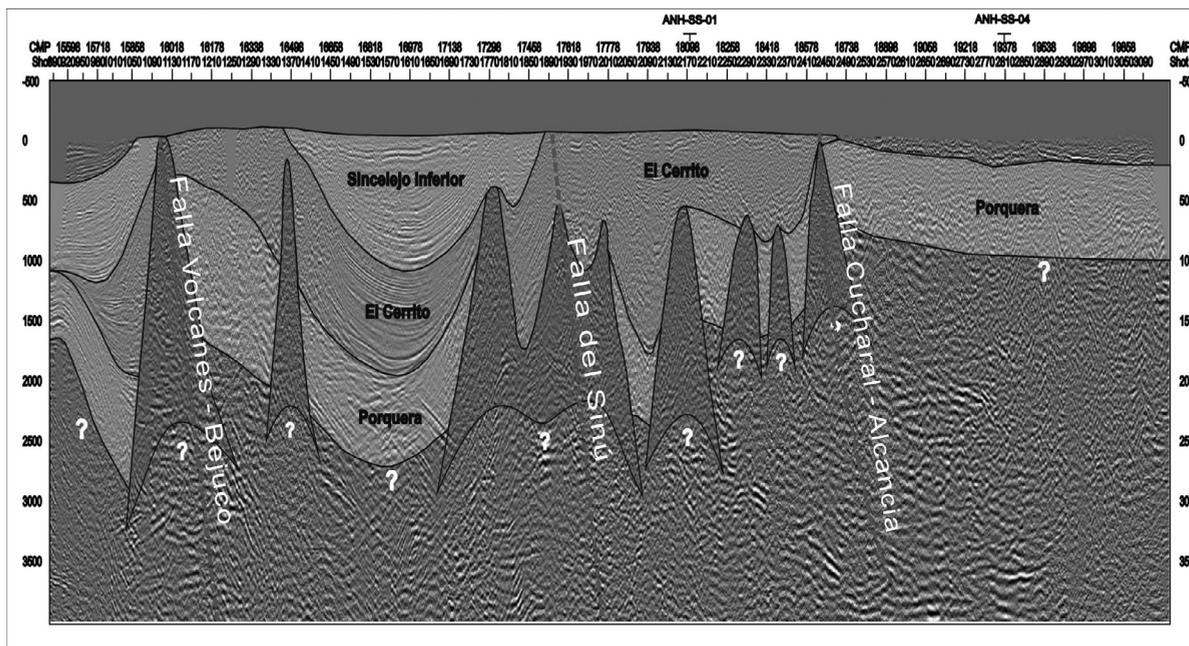


FIGURA 7. Línea ANH 2005-02, mostrando los tipos de plays observados en la sísmica y que no han sido probados hasta el momento con los pozos perforados en el área del Cinturón Plegado del Sinú.
 (a) Pliegues formados por diapirismo y (b) truncamientos de los reservorios contra el diapirio. Universidad de Caldas, 2008.

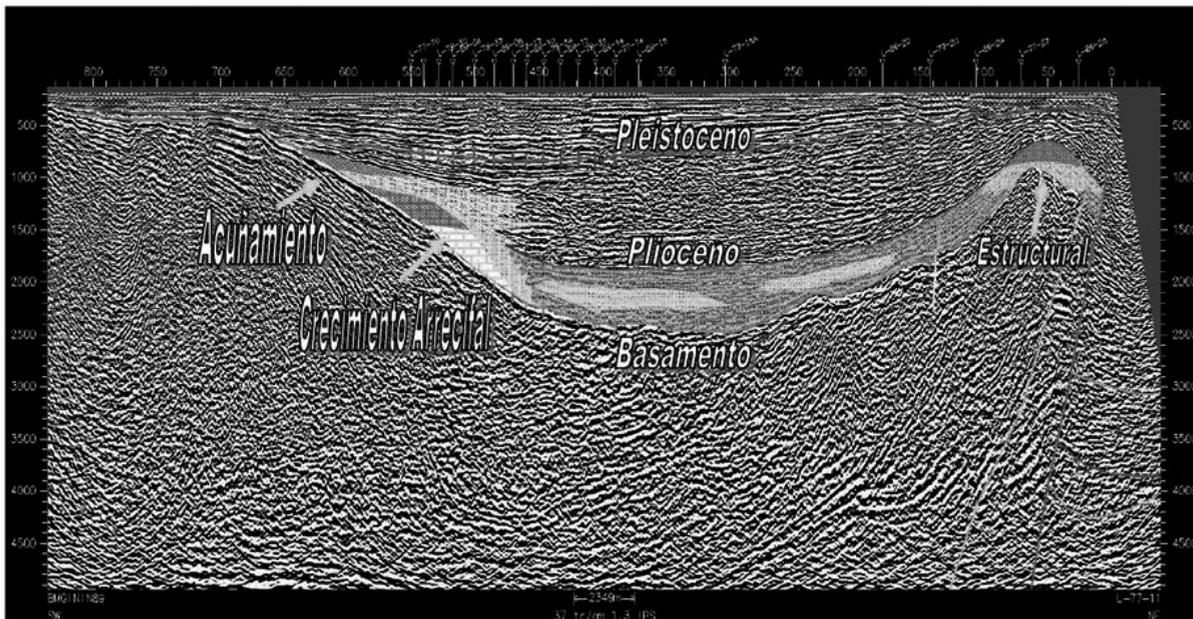


FIGURA 8. Línea sísmica del área de la Cuenca de Urabá, mostrando los tipos de plays antes mencionados. A la derecha un pliegue asociado a fallas inversas, y a la izquierda el acuñamiento o pinchamiento de sedimentos contra el basamento y el desarrollo de crecimientos arrecifales. Halliburton, 2007.

Para la Cuenca de Urabá (offshore) Halliburton, 2007, identifica dos tipos de plays: Figura 8.

Pliegues asociados a fallas inversas con control estratigráfico; Pinchamientos y posibles crecimientos coralinos desarrollados contra la pendiente estructural del basamento.

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Es claro en este trabajo, que existen una serie de oportunidades aún por explorar en este sector del país, de muy variados tipos, como resultado de las diferencias estructurales y evolutivas de las diferentes cuencas involucradas. Pero también, es muy claro que la calidad y cantidad de la información en particular de sísmica y pozos, no es suficiente ni apropiada en muchos casos para guiar de manera efectiva la exploración en esta zona del país; y que es mucha la información que aún se necesita adquirir para evaluar mejor y, por decirlo de alguna manera, madurar muchas de las oportunidades exploratorias presentadas.

Se presenta un mapa compilando la distribución areal de pozos y sísmica empleados en dos estudios recientes adelantados por Halliburton, 2007, para la zona costa afuera (offshore) y la Universidad de Caldas, 2008, para la zona costa adentro (onshore), que refleja lo antes mencionado. Es de anotar, que existe más información sísmica aunque no mucho más de pozos en la zona costa adentro, pero que de acuerdo con la Universidad de Caldas, 2008, por la calidad de muchas de las líneas, en particular en la zona de los Cinturones Plegados de San Jacinto y Sinú, no se pudieron utilizar para interpretación.

Estos problemas de calidad y cantidad de información, aunados con la complejidad estructural, en particular de los Cinturones Plegados de San Jacinto y Sinú, dificultan la generación de modelos de subsuelo confiables para la definición de trampas y zonas de generación, especialmente en la zona costa adentro (onshore), razón por la cual son pocos los mapas de contornos estructurales disponibles y circunscritos esencialmente a la zona de la Provincia del Valle Inferior del Magdalena (Universidad de Caldas, 2008).

CONCLUSIONES

Los datos geoquímicos de pirólisis disponibles, indican que las rocas finogranulares con potencial generador (lutitas y lodolitas) corresponden de manera predominante

con un kerógeno de tipo III, de materia orgánica húmica-terrestre principalmente generador de gas.

Sin embargo, ante los pocos y dispersos pozos con información de pirólisis, y la abundante evidencia en superficie de hidrocarburos líquidos, en especial en la zona del Cinturón Plegado del Sinú, no se puede descartar la existencia de rocas con mejores propiedades para generar aceite, pero se requiere un mayor muestreo y análisis de sedimentos finos en la cuenca. De igual manera, la abundante presencia de rezumaderos indica la existencia de sistemas petrolíferos activos.

Los datos de madurez, indican que hay una progresiva maduración de las rocas generadoras de este a oeste, siendo en el Cinturón Plegado de San Jacinto rocas de edad Cretácico tardío? - Paleoceno a Oligoceno las que se encuentran maduras para generación, y en el Valle Inferior del Magdalena rocas de edad Mioceno temprano.

En el VIM las acumulaciones en la cuenca, y los datos y modelos geoquímicos de madurez, permiten postular un sistema petrolífero hipotético denominado Ciénaga de Oro - Ciénaga de Oro (.).

En el CPSJ, el importante grado de deformación observado en la cartografía de superficie y la sísmica, limita la amplitud (1 a 5 km) y continuidad lateral de las estructuras (5 a 30 km).

El Cinturón Plegado del Sinú, involucra una muy espesa secuencia de rocas de las Aloformaciones Porquera, El Cerrito, Sincelejo inferior y Sincelejo superior, deformada por intenso diapirismo de lodo, que enmascara el estilo estructural de sistemas de fallas inversas con evidencias de transpresión (dextral al norte y sinistral al suroeste) y desarrollo de sinclinales amplios y anticlinales estrechos. Los reservorios potenciales de la Aloformación Porquera y El Cerrito se acuñan contra los diapiros de lodo, generando trampas muy extendidas en la cuenca.

Un paradigma exploratorio que ha afectado la prospectividad en la Cuenca del Cinturón Plegado del Sinú, tiene que ver con la aparente ausencia de buenos reservorios en la zona. Sin embargo, los datos de cartografía de superficie muestran la existencia de importantes cuerpos siliciclásticos gruesos (areniscas y conglomerados), los cuales no son encontrados en los pozos a pesar de su presencia en superficie. La razón de este paradigma, radica en la ubicación de los pozos exploratorios en la zona del Cinturón del Sinú, los cuales en la mayoría de los casos han sido perforados en los ejes de anticlinales que por las evidencias de superficie

y sísmica, corresponden con anticlinales apretados formados por el desplazamiento vertical de diapiros de lodo, lo cual lleva a pensar que una parte muy importante de los sedimentos finos (arcillas y lodos) reportados en los pozos corresponden con sedimentos lodosos del núcleo de los diapiros perforados, y por lo tanto son poco representativos de la estratigrafía del área. Teniendo esta posibilidad en mente, es factible que en los amplios sinclinales entre los diapiros de lodo, se presenten buenos reservorios cargados con hidrocarburos que son truncados por la columna de lodo, o por discordancias sin-deposicionales originadas por los mismos, que forman trampas estructurales-estratigráficas de interés prospectivo. Y que el escape de los hidrocarburos sea facilitado por el rompimiento de sellos y reservorios en zonas de fracturamiento formadas por el diapirismo y/o fallas asociadas al mismo, como lo sugiere la ubicación de los rezumaderos en superficie.

REFERENCIAS

Halliburton., 2007. Informe ejecutivo proyecto “Consultoría para realizar la evaluación (geología del petróleo), la integración, interpretación y reinterpretación de la información suministrada y la que deba ser consultada para generar los paquetes de información técnica requeridos para llevar a cabo la Ronda Caribe. Reporte interno a la ANH. 97p.

Total Fina Elf. 2001-2002. Offshore Sinú Project Colombia. 27.

Universidad de Caldas. 2008. Inventario, Interpretación y Evaluación de la Información Geológica, Geofísica y Geoquímica de la Información Adquirida por la ANH en la Cuenca Sinú y el Área Especial Sinú de la ANH. Reporte interno a la ANH (en prensa).

_____. 2009. Estudio integrado de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros tipo “slim holes” en la Cuenca Sinú. Reporte interno a la ANH (en desarrollo).

Trabajo recibido: Mayo 20 de 2010
Trabajo aceptado: Junio 23 de 2010