

POTENCIAL DE HIDROCARBUROS Y SISTEMAS DE PETROLEO EN LAS CUENCAS COSTERAS DEL PERU.

Por : Héctor Villar * y Alfredo Pardo **

Héctor Villar* LCV, Geología Integrada, Buenos Aires-Argentina
Alfredo Pardo LCV del Perú S.A.C., Lima - Perú.**

RESUMEN

Las Cuencas sedimentarias de la extensa región costanera del Perú y margen continental adyacente, en el borde oriental del Océano Pacífico, pueden convertirse próximamente en un escenario de intensa actividad exploratoria de hidrocarburos. En este sentido apuntan los recientes estudios de investigación del potencial de rocas generadores, que se vienen efectuando en diversos proyectos de evaluación integral de los recursos de petróleo y gas.

Los últimos levantamientos sísmicos (1993-1994, Ribiana-PetroPerú con 10,320 kms de líneas) y las recientes interpretaciones de relevamientos sísmicos regionales y de semi-detalle (más de 50,000 kms de líneas), sumados a los nuevos aportes de conocimiento geológico y geofísico de la Placa de Nazca y zonas de la costa aledaña, así como también nuevas contribuciones a la geología del Perú en general, permiten reconocer la persistencia de diversos sistemas petroleros que se desarrollaron durante la evolución de estas cuencas sedimentarias.

Los estudios de investigación geoquímica que se vienen efectuando desde la década de los años 40's demuestran la existencia de áreas favorables para la búsqueda de hidrocarburos así como también la ocurrencia de diversos niveles estratigráficos con potencial de rocas generadores en sedimentos de edades que van desde el Paleozoico, Mesozoico y Terciario tardío. Las cocinas efectivas de generación han sido comprobadas en particular para los intervalos generadores del Mesozoico y Terciario y se asume que varias secciones que han resultado sobre maduras en muestras de afloramiento muy cercanos a cuerpos intrusivos del Batolito de la Costa, pueden encontrarse con óptima madurez alejándose de éste, hacia el mar. Igualmente se estima que varias de las secciones más jóvenes pueden haber alcanzado niveles de madurez térmica adecuados en posiciones de depocentro hacia el mar, en las cuales no hay disponibilidad de muestras para su estudio.

Sobre la base de la información evaluada, se asume la existencia de varios sistemas petroleros en la región investigada, algunos de ellos de existencia comprobada, otros hipotéticos. Su compleja interacción permite racionalizar las distintas contribuciones a las potenciales acumulaciones de hidrocarburos en esta parte del continente.

INTRODUCCIÓN.

Avances actuales en el conocimiento geológico de las cuencas costeras del Perú y los recientes estudios de investigación geofísica y geoquímica efectuados a lo largo de la faja costera y margen continental, han despertado un interés renovado hacia la exploración por hidrocarburos de estas áreas.

Estudios integrales de geología regional, tectónica, sedimentología, estratigrafía y últimos relevamientos gravimétricos, magnetométricos y de sísmica han mostrado la existencia de por lo menos unas diez cuencas sedimentarias que se alínean a lo largo de la costa y margen continental.

Los trabajos de interpretación geofísica basados principalmente en la nueva información sísmica del Proyecto Ribiana Inc.-Perupetro (BPZ,1993-1999) demuestran la existencia de gruesas secuencias de formaciones mesozoicas y paleozoicas debajo de la interfase del basamento acústico, considerado en las anteriores interpretaciones sísmicas como indiscernible o no prospectivo. Esta última información revela la presencia de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos por debajo de este horizonte.

La información geológica y estratigráfica de las cuencas de la costa indica la existencia de niveles de rocas porosas principalmente terrígenas (areniscas) y carbonatadas de edad mesozoica y paleozoica con potencial de roca-reservorio.

La compilación de la información geoquímica confirma la existencia de diversos niveles apropiados para la generación de hidrocarburos en las columnas sedimentarias de la mayoría de cuencas analizadas.

El principal problema que aún resta investigar es cuán intensa ha sido la alteración termal causada por la intrusión del complejo ígneo del Batolito de la Costa omnipresente en todo el flanco occidental de la cordillera andina, personaje importante en las cercanías de estas cuencas y cómo éste puede haber influido en la madurez de la materia orgánica. La distribución areal de algunos resultados de madurez y algunas estimaciones del flujo térmico generado por la actividad ígnea estarían indicando que su influencia decrece rápidamente hacia los depocentros principales de las cuencas, generalmente situados costa-afuera, un poco lejos del litoral actual.

En el presente trabajo se discute el potencial hidrocarburífero de las cuencas costeras y se analizan los factores condicionantes de los sistemas petroleros de cada una de éstas.

LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE LA COSTA Y MARGEN CONTINENTAL, MARCO TECTONICO REGIONAL.

A lo largo de la faja costanera del Perú y en la plataforma marina se emplazan las principales cuencas sedimentarias desde el Cretáceo superior y durante el Cenozoico como consecuencia del levantamiento andino. Durante las diversas fases de la emersión de la cadena montañosa se desarrolla paralela a ésta y en compensación con el levantamiento, una depresión tectónica denominada por A. G. Fisher (1956) la Depresión Para-Andina. Este rasgo morfo-estructural se desarrolla entre el flanco occidental de la cordillera de los Andes y la charnela continental (charnela de Bourcart) situada al borde de la plataforma marina, donde quiebra hacia el talud y en donde emergen relieves submarinos o altos estructurales conformados por rocas del basamento. Los continuos procesos de hundimiento que tienen lugar a lo largo de esta depresión van a generar los depocentros de sedimentación para cada cuenca.

Esta configuración tectono-sedimentaria caracteriza a las cuencas de Sechura, Salaverry, Pisco y Moquegua-Mollendo.

En el talud continental superior se alinean otras cuencas sedimentarias que se emplazan paralelamente entre los altos de basamento del margen de la plataforma continental y otra cadena de relieves en el talud, con rellenos sedimentarios mas modernos y principalmente de ambientes batiales (turbiditas).

Las cuencas de Trujillo y Lima corresponden a este tipo de cuencas del talud.

La cuenca de Talara comparte esta situación durante el Cretáceo tardío, Paleoceno y Eoceno.

La cuenca Progreso-Tumbes representa aisladamente a un tipo de depresión tectónica muy dinámica que se origina durante el Neogeno, en el extremo norte de la cuenca Talara como consecuencia de desgarres tectónicos (de tipo "*pull-apart*") derivados por la colisión de las placas de Nazca, Cocos y la placa continental de Sudamérica, G. Shepherd (1981).

Estas condiciones particulares se traducen en una rápida subsidencia y sedimentación que caracterizan al depocentro actual del estuario y delta del Río Guayas.

La cuenca de Lancones es otro escenario tectono-sedimentario particular, en relación con una artesa de distensión y un arco volcánico que se desarrollaron durante el Cretaceo en el flanco occidental de la cordillera, que condicionaron una cuenca sedimentaria muy activa, al Este de la Cuenca de Talara, A. Aleman, R. Morris (1975).

Durante las eras del Paleozoico y Mesozoico, antes de los eventos del levantamiento andino, la configuración de las cuencas sedimentarias mas antiguas era otra. Las discordancias que limitan las diversas secuencias reconocidas en la información sísmica revelan una historia sedimentaria compleja y menos conocida.

En el substratum del Terciario y Cretáceo superior constituido por formaciones del Neocomiano, Albiano, Jurásico, Triásico y Paleozoico, se reconoce en las cuencas de Sechura, Salaverry, Pisco y Moquegua la presencia de estructuras prospectivas, tanto en la información de la sísmica marina, como en los afloramientos de estas rocas a lo largo de la costa. En la presente evaluación del potencial de hidrocarburos se ha considerado analizar también las características geoquímicas de estas unidades.

POTENCIAL DE HIDROCARBUROS.

La información geoquímica de la costa ha sido sintetizada para cada cuenca luego de un largo proceso multidisciplinario que va desde la ubicación, localización y muestreo sistemático en el campo y en archivos de muestras de pozos, pasando por el procesamiento en laboratorios especiales, hasta la interpretación final de los resultados.

Hoy es posible identificar las rocas generadoras y potencialmente hidrocarburíferas por sus características geoquímicas. Estas son por lo general ricas en materia orgánica, de adecuada naturaleza y preservación y que han tenido un soterramiento moderado (de 2,000 m a 10,000 m) y una historia térmica principalmente óptima para la formación de petróleos.

En la **Cuenca Progreso-Tumbes** ubicada en el extremo noroeste de la costa peruana, se realizó el primer relevamiento geoquímico de superficie a fines de la década de los años 40's, efectuado por Chemical Oil Survey de Fortworth, Texas, para la Empresa Petrolera Fiscal.

A pesar de la precisión y sensibilidad de las técnicas de la época, se pudo definir anomalías geoquímicas de superficie donde más tarde se hallarían los yacimientos del área Punta Bravo- Carpitás (GMP).

En esta cuenca los estudios geoquímicos más recientes indican que la mejor calidad de roca generadora se encuentra en la formación Heath del Mioceno, por su alto contenido de materia orgánica (de 1.7 a 2.6 %) por el tipo de querógeno (II,III) de hábitat marino- deltaico, generador de petróleo parafínico. Los rendimientos de Rock-Eval son altos aunque los extractos de hidrocarburos corresponden a rocas termalmente inmaduras en los lugares de muestreo en el continente. Se estima que los focos de generación de hidrocarburos líquidos se encontrarían en el depocentro de la cuenca, en el mar, a unos 4000 m de profundidad. (Sojuzkarta, estudios geoquímicos para GMP, 1991; Ameripex, Z-1, 1994).

El potencial hidrocarburífero de la cuenca es expectante en la porción que se extiende hacia el mar (Lotes Z-1, Z-3, Z-5). Los modelados geoquímicos preparados por Sojuzkarta para GMP (1991) confirman que en las depresiones estructurales de Cardalitos y de Carpitás la formación Heath se halla inmadura, por encima de la ventana

de generación inicial, pero que hacia el mar donde éstas profundizan, la formación estaría comprendida en la ventana de generación de petróleo.

El sistema de petróleo sugerido para la cuenca considera la siguientes sincronía de eventos (según parámetros de Magoon, L.B y Dow, W.G., 1994):

Roca generadora : Lutitas de la formación Heath.

Edad : Mioceno inferior, (Aquitanian).

Roca - Reservorio : Areniscas del miembro Heath Medio.

Edad : Mioceno inferior, (Burdigalian).

Areniscas y conglomerados de la formación Zorritos Inferior y Medio.

Edad : Mioceno medio, (Langhian-Serravallian).

Areniscas y conglomerados de la base de la formación Cardalitos.

Edad : Mioceno superior, (Tortonian).

Roca Sello : Lutitas de las formaciones Heath, y Cardalitos.

Sobre carga: De 5000 a 8000 m de sedimentos miocénicos y pliocénicos
(litostática) en depocentros en el mar.

Formación de la Trampa : Plio-Pleistoceno.

Generación-Migración-Acumulación : Mioceno Superior-Plioceno medio.

Preservación : Plioceno superior-Reciente.

La cuenca petrolífera de **Talara** es la mejor conocida geológicamente por el desarrollo avanzado de sus yacimientos que ya vienen acumulando una producción de unos 1,600 millones barriles de crudo y gas asosociado. Los estudios geoquímicos revelan que la formación Muerto del Cretáceo inferior (Albiano medio) es la unidad con el más alto contenido orgánico, con querógeno adecuado y con una madurez térmica que pasa de la ventana del petróleo a la de gas húmedo y condensado. En la sección de

formaciones del Cretáceo tardío, Paleoceno y Eoceno existen también niveles de concentraciones de materia orgánica pero mas pobres y de bajo rendimiento de hidrocarburos que pueden haber contribuido a la generación de hidrocarburos.

El modelado geoquímico de la cuenca Talara muestra que las formaciones del Cretáceo terminal y del Paleoceno habrían ingresado a la ventana generatriz de petróleo durante la gran subsidencia del Eoceno superior, hallándose las formaciones mas antiguas del Cretáceo (Redondo, Muerto y Pananga) en una madurez mas avanzada de ventana terminal (petróleo liviano a gas).

Se estima que los focos de generación de hidrocarburos en la cuenca Talara se ubican en los depocentros axiales, en el mar en el talud superior.

El principal sistema petrolero se habría desarrollado en el intervalo de tiempo desde el Cretáceo y durante el Terciario.

En la **Cuenca Lancones** existen las condiciones favorables de una gruesa secuencia de sedimentos cretácicos, con diversos horizontes ricos en materia orgánica, reservorios potenciales en las areniscas basales (formación Gigantal) y estructuras de plegamiento atractivas para la exploración de hidrocarburos. Se estima sin embargo, que la presencia de cuerpos ígneos cercanos y de volcanismo hipábisal asociado pueden ser un factor de riesgo para la exploración.

En el desierto de la **Cuenca de Sechura**, se desarrolló una intensa campaña exploratoria en la década de los años 50's como resultado de la aplicación de las nuevas reglamentaciones de la época (Ley de Hidrocarburos 11780) que incentivaban las inversiones en exploración. Se efectuaron trabajos de geología regional, gravimetría, magnetometría y sísmica que condujeron a la perforación de 24 pozos sin éxito, salvo el hallazgo de reservas modestas de gas seco en La Casita.

Los objetivos principales de la exploración se centraban en aquella época en la sección de formaciones terciarias, en parangón con la importancia que tenían éstas por su riqueza petrolífera en la vecina cuenca de Talara.

Los avances en el conocimiento geológico de la región y las nuevas contribuciones de la sísmica marina en la prolongación de la cuenca hacia el mar, así como los resultados de la prospección geoquímica, indican que las secciones de sedimentos mesozoicos son las que reúnen ahora las mejores condiciones para la búsqueda de hidrocarburos.

En el sistema petrolero de esta cuenca se considera que las formaciones Muerto-Pananga, con sus equivalentes del Grupo Casma (cuando presenta intercalaciones volcanoclásticas), Tortuga (Redondo) y Petacas del Cretáceo contienen niveles de rocas madres que pueden haber generado hidrocarburos durante las épocas de máximas subsidencia durante el Terciario.

La **Cuenca de Salaverry** se extiende a largo de la plataforma continental frente a las costas de los Departamentos de Lambayeque, La Libertad y Ancash. Geológicamente presenta características similares a las de la cuenca Sechura y está separada de ésta estructuralmente por una zona de fallas de dirección NNE -SSO. La información sísmica reciente (Ribiana - Digicon) muestra que la parte atractiva para la exploración la constituye la sección pre-cretácica afectada por plegamientos y bloques fallados. La información geológica de la faja costanera confirma la existencia de una columna sedimentaria mayor de 4000 m de formaciones mayormente marinas y de edades que van desde el Triásico superior, Jurásico y Cretáceo con diversos niveles de rocas con características de reservorios, sellos y potencialmente generadoras de hidrocarburos.

El sistema petrolero se ha desarrollado posiblemente en esta secuencia mesozoica que aun no ha sido explorada todavía. El pozo Ballena - 1, fue perforado sobre un alto de basamento en la zona de la charnela continental, al borde de la plataforma, donde los sedimentos terciarios descansan directamente sobre rocas antiguas del basamento cristalino y metamórfico.

La **Cuenca de Pisco**, en su porción marina que se extiende sobre la plataforma continental, también se presenta atractiva para la exploración si se consideran los últimos levantamientos sísmicos (Ribiana - Digicon) que revelan la presencia de estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos en la sección de sedimentos pre-terciarios, principalmente del Cretáceo. La información geológica de superficie indica la presencia de niveles importantes de rocas generadoras en el Albiano, equivalentes a la Formación Muerto del NO peruano (formaciones Portachuelo, Pariatambo) y otros horizontes ricos en materia orgánica en las rocas del Grupo Ambo del Paleozoico (Carbonífero), así como reservorios potenciales y sellos apropiados. Posible desarrollo de por lo menos dos sistemas petroleros.

En la **Cuenca de Mollendo**, comprendida enteramente en la plataforma marina y talud continental, se espera encontrar áreas prospectivas para la exploración de hidrocarburos en la secuencia de formaciones mesozoicas. La información sísmica (CGG, 1982) disponible muestra la presencia de secciones sedimentarias de regular desarrollo por debajo de las formaciones terciarias, afectadas por estructuras de bloques fallados. En superficie, a lo largo de la costa adyacente se encuentran afloramientos de formaciones del Jurásico medio a superior (Socosani, San Francisco, Pelado, Guaneros y Grupo Yura) conteniendo niveles ricos de materia orgánica así como rocas arenosas con características de reservorios potenciales que se extienden hacia el mar. Las áreas prospectivas se encuentran sin embargo a profundidades mayores de 200 m debido a la estrechez o casi ausencia de plataforma continental, descendiendo rápidamente al talud hasta profundidades de 1000 m, lo que hace poca atractiva la exploración de esta cuenca.