

La exploración de hidrocarburos en el Terciario de España

W. Martínez del Olmo

Repsol-YPF. Paseo de la Castellana, 280, 4ª planta. 28046 Madrid.
E-mail: wmartinezo@repsolypf.com

RESUMEN

Los viejos indicios de superficie, y el posterior conocimiento de la existencia de las rocas madres del Jurásico y del Cretácico, combinado con la búsqueda de trampas estructurales profundas motivaron que durante más de cincuenta años, el Mesozoico constituyese el objetivo preferencial de la exploración en España. A partir de los descubrimientos realizados en el Mediterráneo, Pirineo y Guadalquivir-Golfo de Cádiz, posibilitados por rocas madres y almacenes del Terciario, este recobra un nuevo valor conceptual que culmina en una generación de proyectos de exploración basados en: a) almacenes de alta calidad, b) trampas estratigráficas y mixtas que puedan recibir hidrocarburos desde rocas madres del Terciario o más antiguas, c) valor económico del gas, d) puesta en escena de la necesaria sísmica 3D, y e) tecnología contrastada y segura para la exploración-producción en las aguas profundas. El Terciario recibe una diferente y especial atención por lo que sus magníficos afloramientos significan como escuela donde aprender muchas de las necesidades que demanda la exploración moderna; lo que hoy se conoce como Geología de análogos.

Palabras clave: España, exploración, Geología de análogos, hidrocarburos, Terciario

Petroleum exploration in Tertiary basins of Spain

ABSTRACT

Surface oil seeps were first identified. then, the presence of Jurassic and Cretaceous source rocks was confirmed at that time, the main targets were deep structural traps. All these elements caused the Mesozoic section to be the preferred exploratory objective in Spain during 50 years. After the oil and gas discoveries in the Mediterranean-Gulf of Valencia, Pyrenean and Guadalquivir-Gulf of Cadiz basins, where tertiary source rocks and reservoirs were active elements of the working petroleum systems, the Tertiary gained a significant conceptual value. this led to a new generation of exploration projects based on: a) high quality reservoirs, b) stratigraphic and/or mixed traps charged from tertiary, or even older, source rocks, c) economical value of the gas, d) 3D seismic development, and e) deep-waters exploration technology. Besides these new concepts, the exploration in tertiary sediments benefits from the exceptional exposure quality that favours outcrop analogue studies, a very important tool in modern exploration and production.

Key words: Exploration, hydrocarbons, outcrop analogue, Spain, Tertiary

Introducción: el Terciario y los hidrocarburos

El texto que ahora se inicia es un intento de adaptación, lo más cercana posible, a una conferencia, eminentemente gráfica, pronunciada con ocasión del V Congreso del Grupo Español del Terciario (Granada 2003). Tal antecedente, viene a significar, que el mismo no cumplirá fielmente con la estructura que habitualmente se exige a una comunicación científica. Así que, por anticipado, pido disculpas por las licencias literarias y gráficas que aquí se incluyen.

Los sedimentos del Paleógeno y del Neógeno de

España fueron depositados en un generalizado contexto sin y post-tectónico de la orogenia alpina. Es así, por lo que a pesar de lo diacrónico de sus principales fases de deformación, todas las cuencas del Terciario de España (Fig.1) puedan caracterizarse como cuencas de antepaís del Cratón Ibérico. Como tales, todas contienen los tres clásicos segmentos estructurales que caracterizan este tipo de cuencas: la alta cadena, el cinturón o frente de montaña adosado a cada cordillera y el más externo segmento que caracteriza una mínima deformación estructural (Duero, Ebro, Madrid y Guadalquivir).

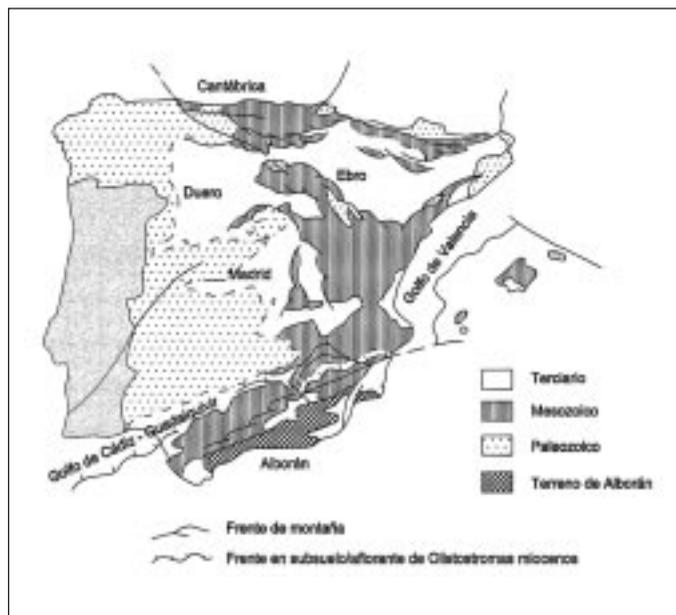


Fig. 1. Cuencas sedimentarias del Terciario de España
 Fig. 1. Spanish Tertiary basins

Este contexto tectosedimentario es usualmente prolífico en yacimientos de hidrocarburos (cuencas Subandinas, del Golfo Pérsico, de Java-Sumatra, etc.) y muchas otras de menor escala e importancia económica. Y es este concepto de escala y volumen de cuenca el que, de un modo drástico, condiciona el que nuestras cuencas de antepaís no sean tan prolíficas en hidrocarburos como nos hubiese gustado que fuesen.

Podría así decirse que, circundando la microplaca Ibérica se crearon una orla de microcuencas, que aunque alcancen superficies notables (Ebro, Duero y Guadalquivir), sus reducidos espesores sedimentarios y sus moderados flujos térmicos, no propician la existencia de rocas madres maduras en el registro sedimentario del Terciario.

Ahora bien, explorar con objetivo en el Terciario, no forzosamente significa que una roca madre activa sea de esta edad. En muchas de las prolíficas cuencas del Terciario (Brasil, Colombia, Venezuela, Trinidad-Tobago, Mar del Norte, Golfos de México y Pérsico, etc.) los sistemas petrolíferos se establecen a partir de una roca madre cretácica, jurásica o más antigua, que alcanza sus condiciones de maduración durante el Terciario, que es el que provee de los almacenes y las trampas.

Los sistemas petrolíferos a la inversa, roca madre en el Terciario y almacén y trampa en el Mesozoico o Paleozoico, son realmente infrecuentes, pero quizás por aquello de que España es diferente, nuestra

cuena mediterránea representa uno de estos raros ejemplos.

Aunque las cifras no sean precisas, cuando se observa la procedencia de los hidrocarburos, gas y líquidos, descubiertos en el Planeta, el Terciario ocupa un último lugar, ya que su modesta contribución del 16% es netamente inferior al 58% del Mesozoico e incluso al 26% del Paleozoico.

Esta distribución es debida a tres causas: 1) La presencia casi mundial de rocas madres, en el Silúrico, Devónico, Carbonífero-Pérmico, Sinemuriense, Kimmeridgiense y Cenomaniense-Turonense, y su frecuente facilidad para alcanzar condiciones de expulsión de hidrocarburos, 2) La dificultad de maduración de las rocas madres del Terciario, útiles en escasas cuencas sedimentarias, 3) La migración vertical del hidrocarburo (Fig. 2) desde una roca madre antigua a un almacén-trampa moderno.

Pero si, como geólogos, introducimos el factor tiempo, y establecemos una unidad de volumen de hidrocarburo por millón de años, nos sorprenderá que Terciario y Mesozoico se igualan y que ambos representan magnitudes del 150% superiores al Paleozoico: la migración desde niveles profundos, la escasa compactación y alta porosidad de los almacenes detríticos, los arrecifes semejantes a los actuales, la calidad de las líneas sísmicas y los recientes descubrimientos en aguas profundas, hacen que el breve tiempo Terciario, sea tan productivo como el extenso

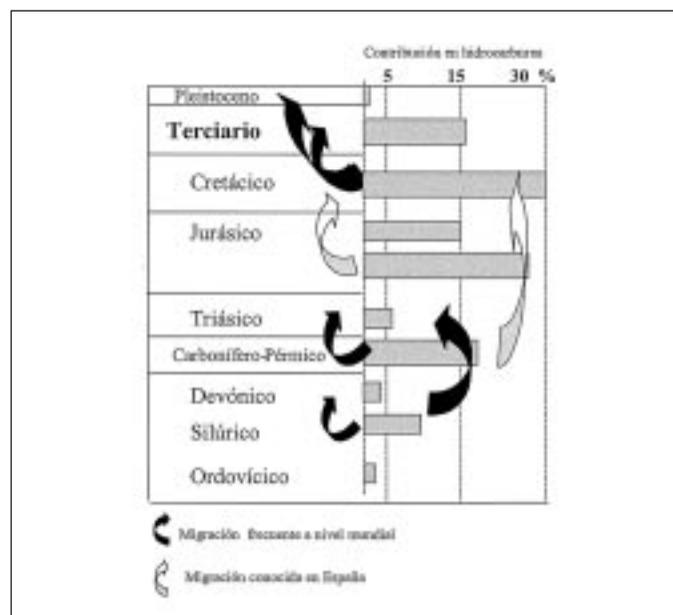


Fig. 2. Contribución global en hidrocarburos y principales rocas madre
 Fig. 2. Source rocks and world hydrocarbon contribution

tiempo Mesozoico y mucho más que el largo tiempo Paleozoico.

Este último hecho identifica el interés exploratorio del Terciario en muchas cuencas sedimentarias del Planeta y es así por lo que casi en exclusiva, sus sistemas turbidíticos constituyen el nuevo motivo o juego de la exploración en las aguas profundas. Territorio al que hemos llegado empujados por la ausencia de oportunidades en áreas convencionales, por la creciente demanda de hidrocarburos y por el apoyo brindado por una tecnología que minimiza los riesgos de las operaciones de exploración y producción.

En el Terciario de España conocemos la presencia de roca madre en el Paleoceno del Mar Cantábrico, en el Eoceno del Pirineo central y oriental, en el Oligoceno del Vallés, en el Burdigaliense del Mediterráneo, en el Mioceno lacustre de la Ibérica, en el Langhiense de Alborán, en el Tortoniense de todas las cuencas marinas (gas biogénico) y en el Messiniense pre-evaporítico.

De todas ellas, sólo las del Pirineo central, las del Mediterráneo y los procesos biogénicos de la Cuenca del Guadalquivir-Golfo de Cádiz han llevado a descubrimientos comerciales. Ellos totalizan un recuperable de 275 millones de barriles y 6.900 millones de m³ de gas, distribuidos en 12 yacimientos de petróleo y 32 de gas.

Pero, como ya dijimos, explorar el Terciario no necesariamente implica que la generación del hidrocarburo provenga de una roca madre de esta edad, ya que una jurásica o cretácica, o incluso paleozoica, puede ser igualmente efectiva. Así que si valoramos el Terciario por otros diferentes conceptos, tales como la calidad de la información sísmica, la bondad de sus almacenes y la facilidad de las reconstrucciones paleogeográficas, el abanico de sus posibilidades alcanza una nueva y más atractiva dimensión, cuya descripción hará objeto de las páginas siguientes.

Si además de lo anterior, somos tan francos y realistas como la ocasión merece, debemos añadir, que la moderna exploración y valoración del Terciario, se basa en el alto grado de la exploración ya realizada en las cuencas del Planeta, donde la oportunidad de explorar trampas tradicionales es tan exigua que coloquialmente podríamos decir que el "mundo está lleno de agujeros, como un queso", lo que nos empuja a plantear objetivos exploratorios tipo trampa estratigráfica, y nada mejor para ello que el Terciario.

Esta nueva frontera de las trampas estratigráficas no es nada fácil, pues requiere de un alto grado de conocimiento de los modelos de distribución de facies sedimentarias, y una información sísmica tan

completa como la proporcionada por la adquisición en 3D; de tal modo, que traducir sedimentología desde las líneas sísmicas es el principal trabajo que hoy nos toca realizar.

El Terciario de España donde buscar hidrocarburos

La anterior introducción ha anticipado que podemos diferenciar dos juegos exploratorios diferentes: el provisto por una exploración donde todos los elementos necesarios para albergar un yacimiento (roca madre, migración, almacén y trampa) son intra-terciarios, y otro mixto, donde el Terciario, por razón de su inmadurez termal o la ausencia de procesos de expulsión biogénica, participa del juego exploratorio como creador de almacenes y trampas.

Una nueva fase exploratoria con objetivos en el Terciario, puede así, ser planteada, en modelos donde el Terciario lo aporta todo o en modelos mixtos, donde el Terciario provee de almacenes y trampas. Es así como podemos realizar una selección de nuestras hispánicas posibilidades si valoramos sucesivamente las posibilidades de tres diferentes criterios geológicos-económicos:

- a) Cuencas donde conocemos la existencia de una roca madre madura (Cantábrica marina en el Carbonífero, Jurásico, quizás Cretácico, Golfo de Valencia, Mar de Alborán y Guadalquivir-Cádiz en el Mioceno, aguas profundas de Canarias en el Cretácico y el Jurásico, Pirineos en el Jurásico y el Eoceno, Bética en el Jurásico y el Cretácico, e Ibérica en el Pérmico y el Cretácico).
- b) Cuencas donde el Terciario conserva áreas y espesores notables: Cantábrica marina, Golfo de Valencia, Mar de Alborán, Guadalquivir-Cádiz, Canarias aguas profundas y Pirineos.
- c) Cuencas que permiten la sísmica 3D a precio razonable (Cantábrica marina, Golfo de Valencia, Mar de Alborán, Guadalquivir-Cádiz y Canarias aguas profundas).

Este sencillo análisis, permite, para bien o para mal, reducir un inicial amplio abanico de posibilidades a un reducido número de cuencas. Por último, queda indicar, que esta selección también incluye, cuencas donde el Mesozoico todavía constituye un razonable objetivo exploratorio, casos de la Cantábrica, el Golfo de Valencia y Canarias.

De todas ellas haremos un breve repaso, en el que trataremos, muy sucintamente, de describir los objetivos, problemas y programas de trabajo de RepsolYpf para los próximos años. Ello nos dará una primera idea, que más tarde completaremos a propósito de la Geología de análogos, de la importancia

que debe darse a todo lo relacionado con la mejora del conocimiento geológico del Terciario de España.

Mar Cantábrico

De la anterior fase exploratoria del Mar Cantábrico occidental, realizada entre los años 1975 y 1985, pueden extraerse los siguientes condicionantes y resultados:

- 1) Exploración exclusiva en aguas someras y a objetivos del Mesozoico.
- 2) Deficiente calidad de la información sísmica.
- 3) Provincia geológica deformada por un diápirismo salino temprano y por una tectónica compresiva, intensa y tardía.
- 4) Descubrimiento de dos yacimientos de petróleo, no comerciales, en las turbiditas del Cretácico-Paleoceno y en los carbonatos del Aptiense.
- 5) Indicios significativos, de petróleo y gas, en numerosos pozos.
- 6) Reconocimiento de rocas madre en el Jurásico y en el Cretácico.
- 7) Presencia de surcos sin-tectónicos del Terciario, que se extienden hasta las aguas profundas y que no fueron explorados por pozo alguno.

Trabajos de revisión e interpretación del área, vienen a indicar que el Cantábrico de Asturias identifica una cuenca con petróleo y gas probado, pero con problemas litoestratigráficos y estructurales que podrían resolverse si se mejorase la calidad de la sísmica existente. Con esta premisa, se promocionó una

nueva sísmica 2D, de tipo regional, que fue adquirida y puesta en el mercado, modalidad multicliente, por TGSNopec.

La calidad de esta nueva sísmica confirma las ideas de partida y permite una esquematización del modelo sedimentario tal como recoge la figura 3. Este esquema y la fuerte estructuración que caracteriza al área, dan paso a una nueva fase exploratoria que se inicia con la obtención de las licencias de exploración de los Bloques Ballena 1 a 5, y que se plantea con objetivos en las turbiditas arenosas y carbonatadas del Cretácico superior y del Terciario (Fig. 4), conocidas en aguas someras y deducidas, de la interpretación sísmica, en las aguas profundas.

Los principales problemas de este modelo exploratorio, no son otros que la ausencia de afloramientos equivalentes y próximos (análogos), la localización de las áreas con generación activa o cocinas de hidrocarburo, y la, quizás excesiva, deformación estructural del área.

El tipo de objetivos recomienda la puesta en escena de sísmica 3D y es este trabajo el que iniciará esta nueva fase exploratoria en el año 2004.

Golfo de Valencia

Esta provincia es la más explorada y productiva de España, y como tal, contiene, un elevado número de Licencias o Permisos de exploración activos, viejos y modernos yacimientos, en producción o ya agotados, y una amplísima base de datos.

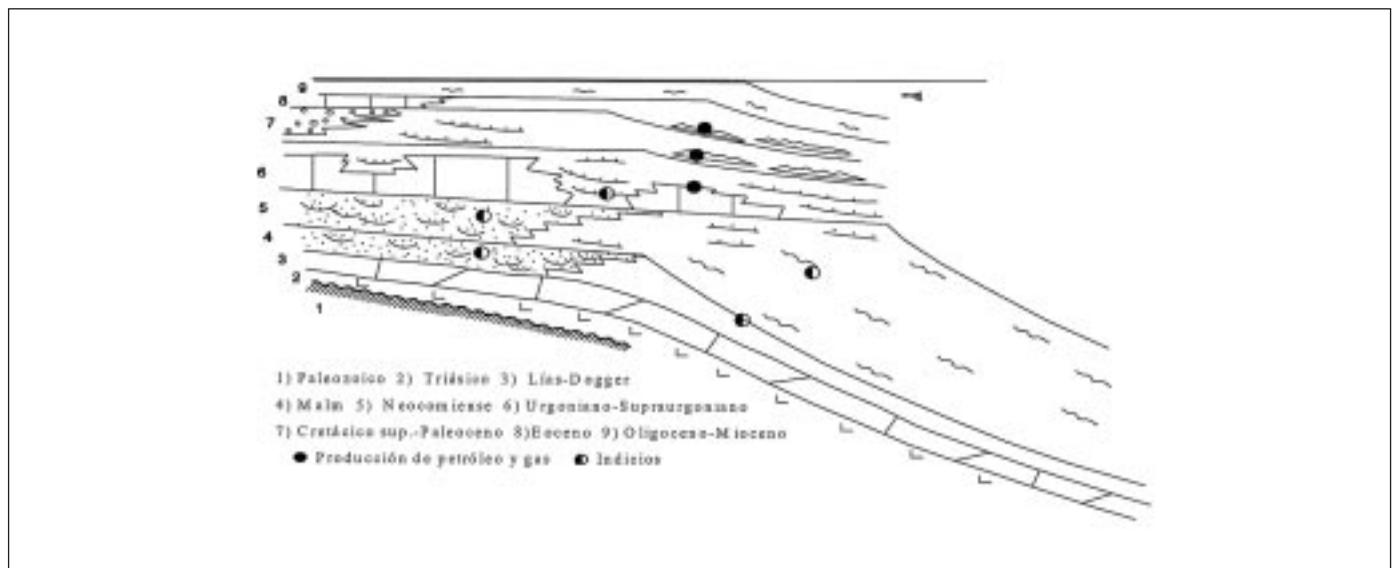


Fig. 3. Esquema litoestratigráfico de la cuenca cantábrica marina
Fig. 3. Lithostratigraphic schema offshore Cantabrian basin

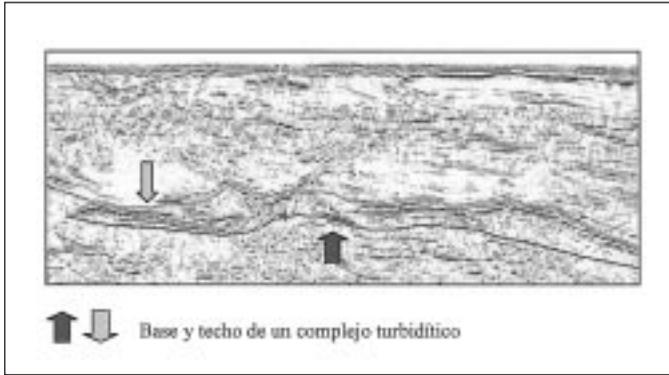


Fig. 4. Turbiditas del Cretácico superior-Paleoceno
 Fig. 4. Late Cretaceous-Paleocene turbidite seismic images

Desde un estricto punto de vista exploratorio, en ella concurren dos aspectos absolutamente diferentes:

- 1) Que el modelo geológico productivo (trampas por falla en la discordancia Mioceno-Mesozoico, alimentadas desde una roca madre del Burdigaliense) está ya muy explorado en el área de la cocina o fosa de Tarragona, por lo que su potencial remanente es escaso e identificado en trampas de muy pequeño volumen, y por ello, no exentas de riesgo exploratorio.

- 2) Que no hemos sido capaces de desarrollar un diferente o nuevo modelo exploratorio; es decir, otro almacén y otro tipo de trampa.

Los comentarios anteriores vienen a colocar a nuestro productivo Mediterráneo (más de 270 millones de barriles producidos) en una posición un tanto curiosa o poco usual, que no es otra, que la dificultad de una eficaz migración vertical, desde una profunda y activa roca madre del Burdigaliense, hasta los almacenes siliciclásticos del Mioceno y del Plioceno.

Si nos rebelamos contra este inusual sistema petrolífero, aunque parezca avalado por los resultados de numerosos pozos, abriremos un nuevo Mediterráneo. Si no lo hacemos, tendremos que esperar otros precios y una tecnología de producción más barata, o asistiremos a su final exploratorio antes de lo que nos gustaría.

El Terciario del Golfo de Valencia puede esquematizarse dividiéndolo en dos grandes Grupos sedimentarios: uno de facies continentales, que probablemente incluye todo el Paleógeno, y otro, de facies marinas, que incluye todo el Neógeno.

Los datos aportados por los pozos exploratorios vienen a indicar que los sedimentos del Paleógeno pueden interpretarse como una tectofacies molasa en medio continental (fases tectónicas pirenaicas) que alberga muy remotas posibilidades de almacén y cuyas rocas madres son muy locales, delgadas y dis-

continuas. Así que el Paleógeno del Golfo de Valencia, acertada o erróneamente, dejó de ser un objetivo exploratorio desde los primeros sondeos que lo reconocieron allá por los años 70.

El Neógeno del golfo de Valencia se interpreta como el registro sedimentario marino de una cuenca de antepaís de la Cordillera Bética y en él pueden diferenciarse tres grandes Grupos sedimentarios (Fig. 5) que diferencian ocho secuencias de depósito (Martínez del Olmo, 1996a) y un complejo paleosuelo basal (Watson y Halbouty, 1982; Orlopp, 1988) que deriva de un inicial karst tropical de edad Eoceno-Oligoceno (Martínez del Olmo y Esteban, 1983) retrabajado por el episodio transgresivo mioceno (Martínez del Olmo, 1996b., Vallaure *et al.*, 2003). Este complejo de conglomerados o brechas, y las calizas y dolomías mesozoicas sobre las que reposa, constituyen el, excelente y a la vez difícil, almacén de los yacimientos de petróleo del Mediterráneo español.

Las cuatro iniciales secuencias de depósito (Grupo Alcanar) caracterizan rampas carbonatadas depositadas (Fig.6) durante una fase de tectónica extensiva

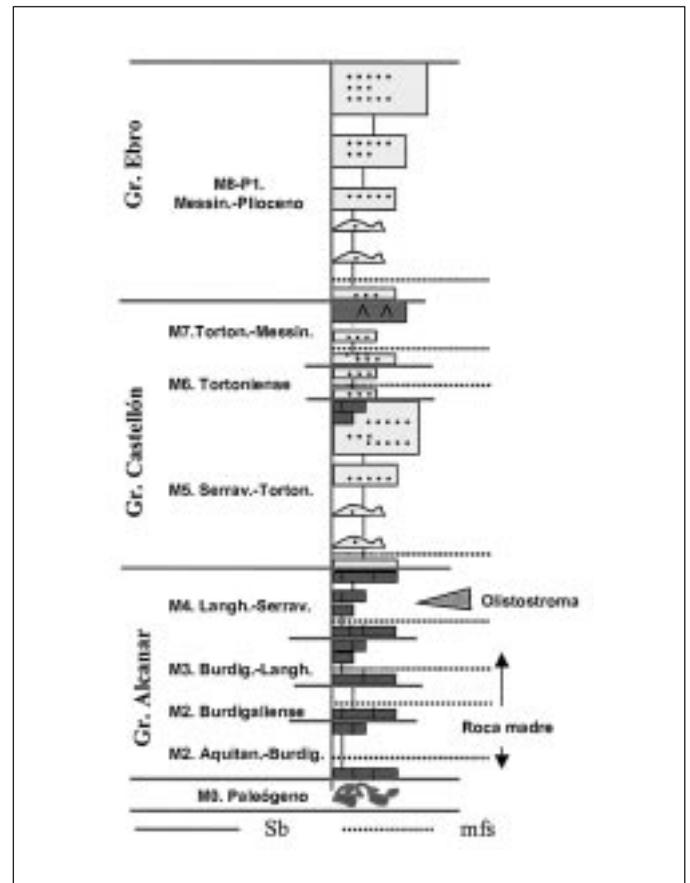


Fig. 5. Secuencias de depósito neógenas del Golfo de Valencia
 Fig. 5. Neogene Depositional Sequences: Gulf of Valencia

- 1) La exploración pasada fue realizada con un objetivo estructural (trampas tipo antiformal) definidas con una muy deficiente calidad sísmica.
- 2) Los tres pozos realizados mostraron la presencia de mezclas de gas biogénico y termogénico en numerosos niveles estratigráficos del Mioceno, e incluso en el Paleozoico-Triásico metamórfico, que constituye su substrato. En ausencia de una roca madre clásica, estos indicios de gas se interpretan derivados de una muy espesa (>7.000 m) y orgánicamente pobre (TOC <1%) sección sedimentaria neógena.
- 3) Diapirismo, desde arcillas subcompactadas del Langhiense, que crea surcos preferenciales de sedimentación y transporte. Lo que se suele llamar un apreciado "sustrato móvil" cuando se plantea una exploración a objetivos tipo turbidita.
- 4) Una notable deformación, extensional y sinsedimentaria, que induce una variada y compleja distribución de facies (Fig.7) en las siete secuencias de depósito miocenas (Díaz Merino *et al.*, 2003) que pueden diferenciarse desde sísmica y pozo.
- 5) Volcanismo submarino, especialmente activo durante el Serravalliense, que genera problemas en la interpretación de las viejas líneas sísmicas.

La esquematización anterior viene a mostrar que la cuenca neógena del Mar de Alborán es una cuenca con generación de gas probada, y con una exploración previa deficiente, tanto por el escaso número de pozos, como por la mala calidad de la información sísmica.

Este último concepto es especialmente interesante en la sección estratigráfica más somera (Fig. 8), en donde los viejos pozos reconocieron la presencia de almacenes arenosos, de alta porosidad, que se corresponden con cuñas de bajo nivel del mar de las secuencias de depósito del Tortoniano y con abanicos y canales turbidíticos del Plioceno.

Es evidente que un proyecto exploratorio con este planteamiento y objetivos, personificado en los bloques Siroco 1, 2 y 3, debe resolver muchos problemas lito-estratigráficos, y es por ello por lo que su primer paso consistirá en la adquisición de sísmica 3D y en la modelización de las anomalías de amplitud sísmica que, a pesar de su calidad, enseña la vieja sísmica.

Cuenca del Guadalquivir-Golfo de Cádiz

La cuenca del Guadalquivir-Golfo de Cádiz inició su exploración con objetivos exclusivos al Terciario a finales de la década de los 70. De entonces a hoy, se han realizado 29 pequeños descubrimientos de gas

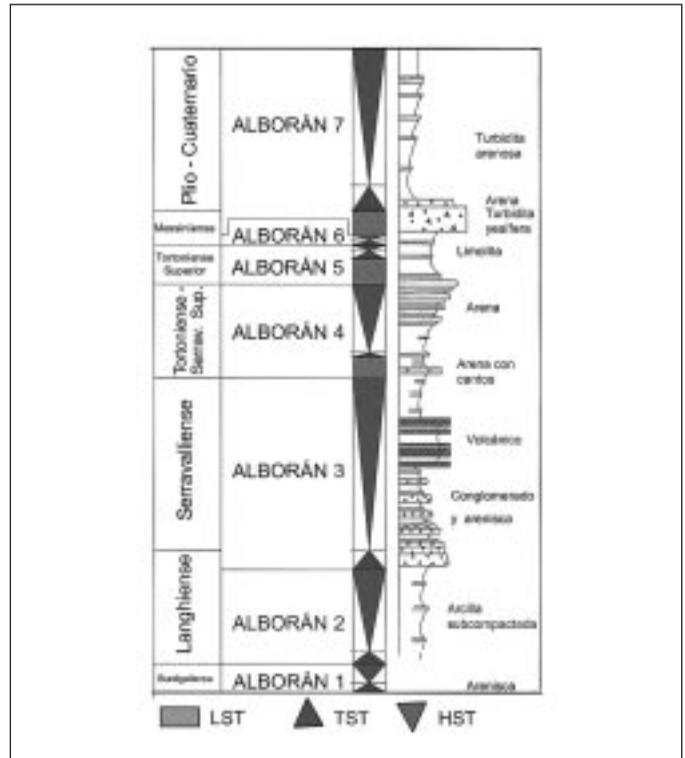


Fig. 7. Interpretación secuencial del Neógeno del Mar de Alborán
Fig. 7. *Depositional Sequences of the Alborán sea*

biogénico, 9 en las aguas del Golfo de Cádiz y 20 en el segmento terrestre del Guadalquivir. La magnitud de sus reservas individuales y los condicionantes económicos impuestos por el desarrollo en mar o tierra, han hecho que todos los descubrimientos terrestres y sólo dos de los marinos hayan sido puestos en producción comercial.

Si se atiende a las reservas totales, desarrolladas y no desarrolladas, del orden de los 5.000 millones de m³, las cifras finales (75% desarrollado) son algo inferiores a lo usual en las provincias productivas del planeta, donde sólo un 6-10% de lo descubierto no supera los mínimos económicos que permiten su puesta en producción; es la servidumbre de la exploración marina y del gas, cuyo valor de mercado, a igual valor energético, es la mitad que el del petróleo.

El sistema productivo de la cuenca (Figs. 9 y 10) consta de una generación de gas biogénico, desde las facies profundas del Tortoniano, y su migración hacia las sutiles trampas estratigráficas conformadas por los tres diferentes sistemas turbidíticos que identifican las formaciones Arenas del Guadalquivir, Arenas del Guadiana y Arenas del Guadalete.

La Fm. Arenas del Guadalquivir (Martínez del Olmo *et al.*, 1984 y 1998; Suárez Alba *et al.*, 1989; Rianza y Martínez del Olmo, 1996) que alberga todos

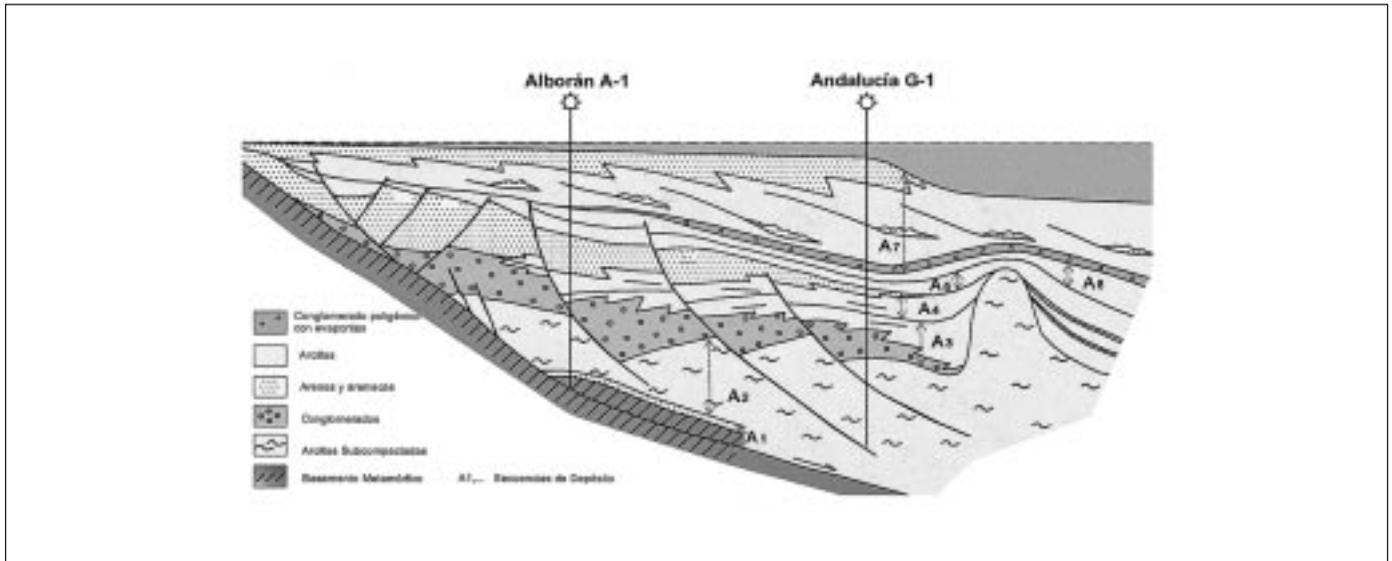


Fig. 8. Esquema del margen norte del Mar de Alborán
 Fig. 8. Lithostratigraphic schema of the Alborán sea: Northern margin

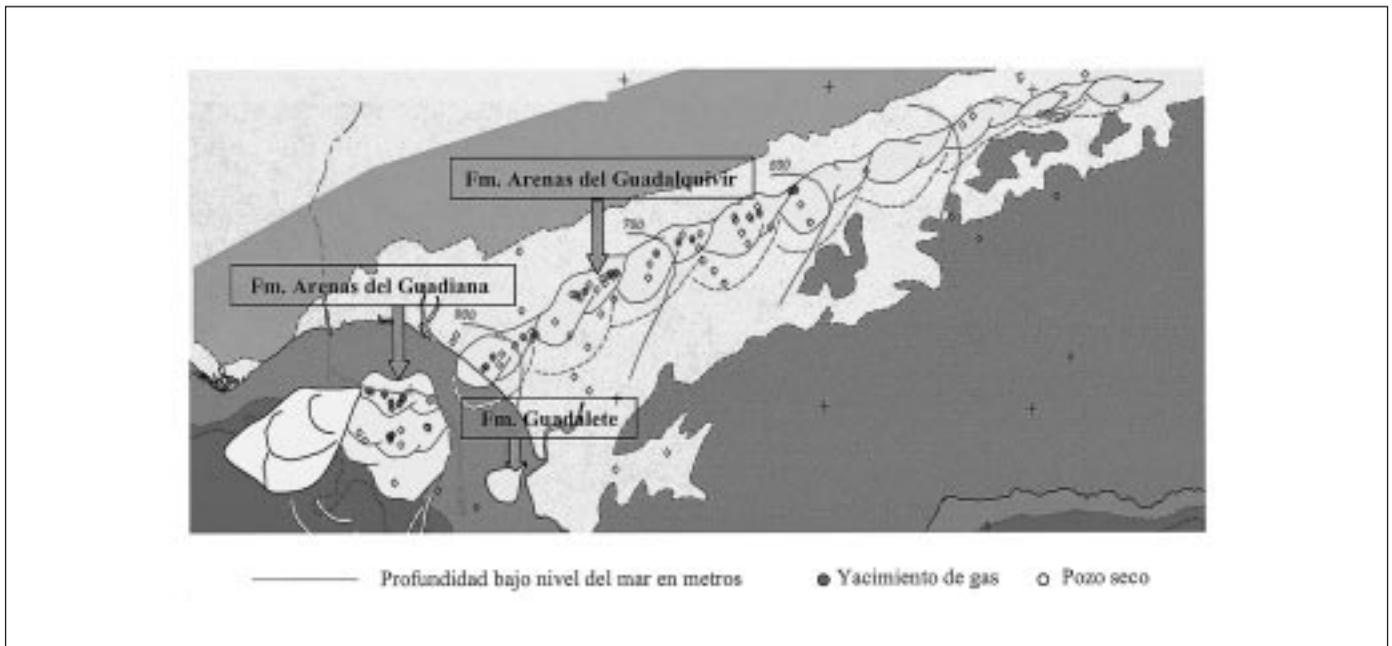


Fig. 9. Formaciones turbidíticas productivas del Guadalquivir-Cádiz
 Fig. 9. Turbiditic reservoirs in the Guadalquivir-Cádiz basin

los yacimientos del segmento terrestre de la cuenca, se interpreta como un sistema de turbiditas efímeras de pie de talud del sistema de alta velocidad de progradación del Tortoniense superior-Messiniense. Aunque el sistema recibe aportes desde la Meseta y desde el alto margen que, por el S-SE ya conformaba el Olistostroma, la alimentación principal procedía desde un paleodelta localizado en el extremo vértice

NE de la cuenca (Martínez del Olmo y Díaz Merino, 2004), delta del que sólo queda su talud slumpizado en el pequeño cerro testigo sobre el que se asienta la villa de Iznatoraf.

Este modelo sedimentario, en el que quizás los intervalos arenosos representan pulsos de bajada de nivel del mar de alta frecuencia, y el continuo desplazamiento hacia el NO de los surcos de depósito de los

individuales sistemas canal-levee-lóbulo que integran la Fm. Arenas del Guadalquivir, imprimen, los más sobresalientes caracteres a la formación productiva:

- 1) Depósito en el pie de un talud que prograda desde el vértice NE de la cuenca hasta las aguas someras del Golfo de Cádiz en el SO.
- 2) Alargada área de depósito, conformada por pequeños sistemas canal-levee-lóbulo, con sentido de flujo NE-SO.
- 3) Reducido espesor de los intervalos arenosos, de 7 a 12 m.
- 4) Cambios laterales de facies, paralelos y perpendiculares al flujo, que producen cambios de espesor de capa almacén, porosidad y arcillosidad.
- 5) Frecuentes erosiones internas, que aunque poco penetrativas, dificultan la creación de trampas y su interpretación desde las líneas sísmicas.

Los yacimientos de gas se localizan en los pequeños relieves (<10 m) generados por el propio sistema sedimentario (Figs. 11 y 12), que han sido realizados por una más tardía compactación diferencial arenarcilla.

La ausencia de estructuración y de fallas que corten los almacenes turbidíticos, el continuo y monótono monoclinal desde el SO al NO y la temprana expulsión del gas biogénico, quizás atrapado en una primera fase como hidratos, y su posterior movilización como gas libre cuando es soterrado por la continuidad del proceso sedimentario, es responsable de dos hechos sobresalientes: el pequeño tamaño de los yacimientos, y la ausencia de los mismos en las próximas arenas transgresivas que constituyen la Fm. Arenas de Base de la secuencia de depósito Bética del Tortonense-Messiniense.

A pesar del elevado éxito exploratorio, que puede cifrarse en un práctico 30%, la estadística de la cuenca, que en 20 yacimientos acumula un total recuperable de 1.800 millones de m³ de gas seco, la expectativa de futuras pequeñas reservas y los altos costos que una necesaria sísmica 3D significarían, aconsejaron a RepsolYpf el abandono de su actividad en este conocido entorno exploratorio, que aún sigue siendo atractivo para otras compañías de menor tamaño.

La discontinuidad intra-Messiniense, promovida por un descenso eustático de primer orden (Martínez del Olmo *et al.*, 1996; García Mojonero *et al.*, 2001 y 2003), genera una revolución paleogeográfica en la cuenca que puede esquematizarse en: 1) Erosión generalizada, que ocasiona el incremento del volumen de arena capaz de alcanzar el medio sedimentario profundo. 2) Sustancial cambio de las áreas de depósito, trasladadas ahora y durante el episodio de bajo nivel del mar a dos diferentes áreas paleogeográficas: a las aguas del Golfo de Cádiz y su prolongación por el Algarve (Fm. Arenas del Guadiana) y al pie de la plataforma móvil y somera que conformaba el complejo Olistostroma en el segmento más oriental de la cuenca (Fm. Arenas del Guadalete).

A la luz de los datos sísmicos y de pozo, la Fm. Arenas del Guadiana se interpreta como un académico sistema turbidítico de bajo nivel del mar, con una notable retrogradación de sus clásicas agrupaciones de facies: abanico de fondo, sistema canalizado y cuña progradante final.

Las dos primeras facies proveen capas de arena que llegan a alcanzar 60-70 m de espesor, y es en ellas donde se localizan los yacimientos Poseidón Norte y Sur, que fueron puestos en producción comercial en el año 1997 mediante cabezas submarinas operadas a 50 Km. de distancia y con un doble uso: producción de las reservas y acondicionamiento como almacenamiento subterráneo; posibilidad de inyección y producción.

La Fm. Arenas del Guadiana produce en todas sus facies, incluidas las delgadas capas de arena (< de 2 m) de la cuña progradante con la que culmina (Fig.13) y muy al contrario que la Fm. Arenas del

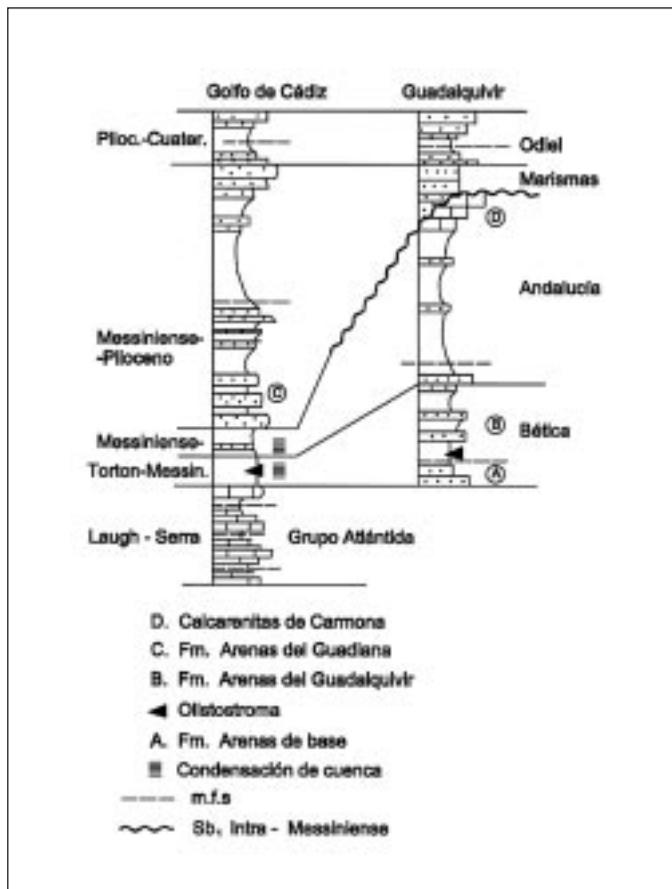


Fig. 10. Litologías y secuencias en Guadalquivir-Golfo de Cádiz
Fig. 10. Lithologie and Depositional Sequences: Guadalquivir-Cádiz

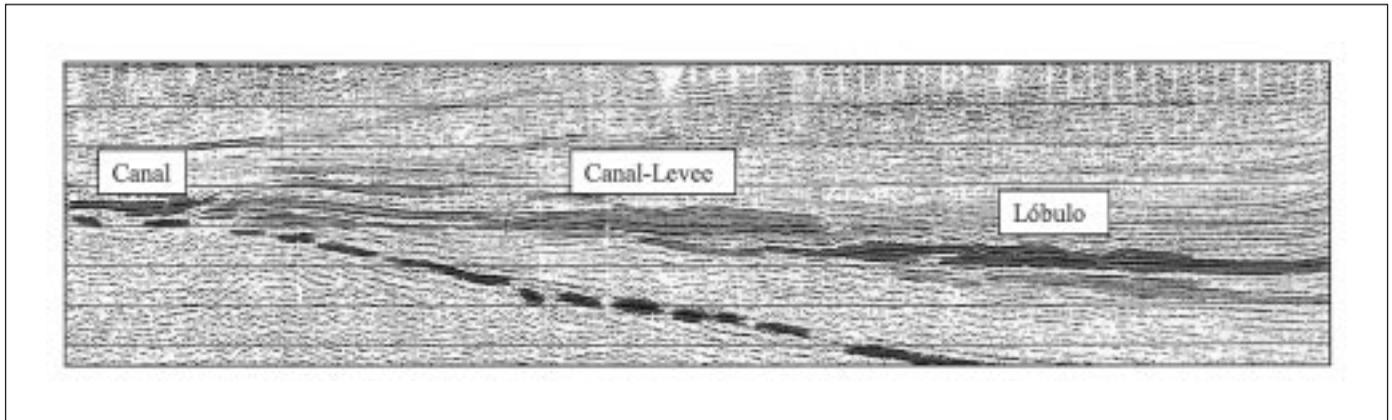


Fig. 11. Expresión sísmica de la Fm. Arenas del Guadalquivir
 Fig. 11. Seismic imagen of the Guadalquivir Sand formation

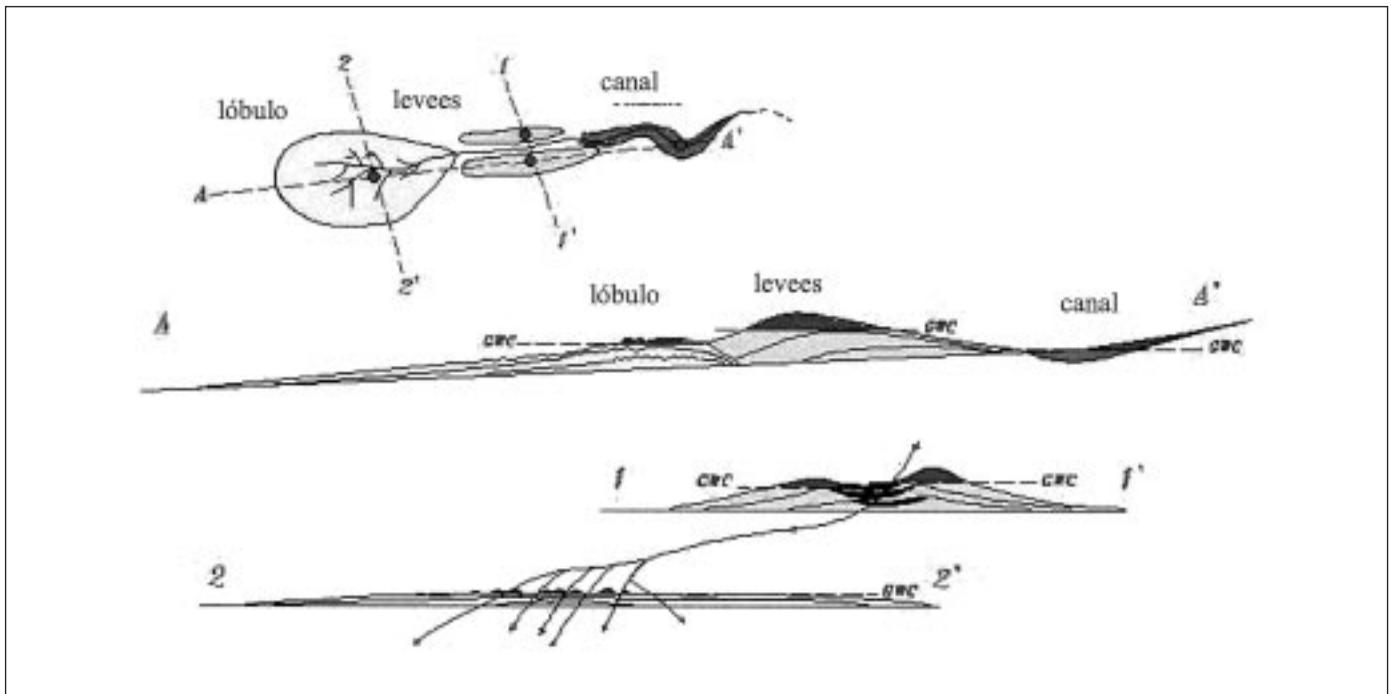


Fig. 12. Generación de trampas en los sistemas canal-levee-lóbulo
 Fig. 12. Traps model in the channel-levee-lobe systems

Guadalquivir, sus diferentes facies sólo introducen cambios en el espesor de capa, pero no notables diferencias de porosidad y arcillosidad.

La Fm. Arenas del Guadalete, por primera vez nombrada en este trabajo, también relacionada con el descenso de nivel marino intra-Messiniense, se localiza en la plataforma externa y probable pie de talud-cuenca del segmento SE de la cuenca (Fig.14). Esta localización hace que su área de depósito tenga por substrato el móvil Olistostroma del Guadalquivir-Cádiz, y ello implica que:

- 1) Los flujos turbidíticos estén especialmente condicionados por los surcos interdiapíricos conectados con los deltas y valles incisos generados en la plataforma aneja por el N y NE.
- 2) El área de alimentación sedimentaria sea el propio Olistostroma y las facies de plataforma del Tortoniense-Messiniense que identifican las calca-rentas de Vejer, Arcos, etc.

La Fm. Arenas del Guadalete sólo ha sido investigada por dos pozos muy próximos a la ciudad de Cádiz, uno de ellos produjo gas a ritmos no comer-

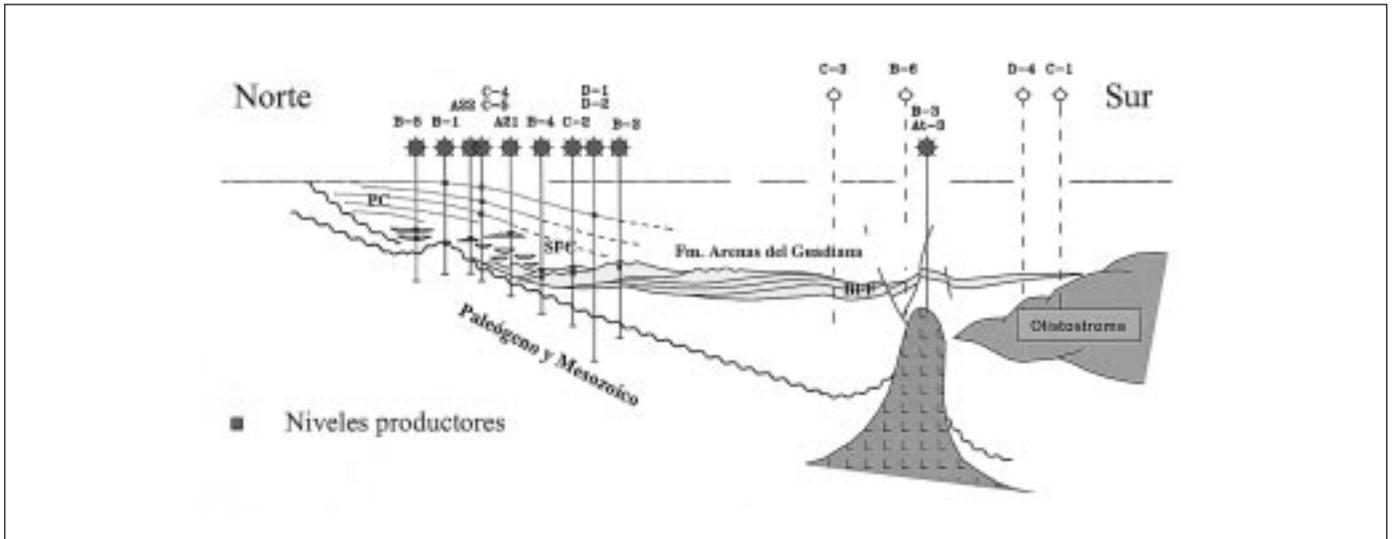


Fig. 13. Esquema y descubrimientos en la Fm. Arenas del Guadiana
 Fig. 13. Gas fields and sedimentary model: Guadiana Sands formation

ciales. Su bajo nivel de exploración y la dificultad de la interpretación sísmica, impuesta por la extrema movilidad del substrato (diapirismo, alargados volcanes de lodo, etc.) produce un mosaico de minicuenas, no conectadas, que ocasiona que aún desconozcamos muchas de sus pautas sedimentarias y posibilidades exploratorias.

Finalmente, el borde y pie del actual talud del Golfo de Cádiz y del Algarve, alberga un nuevo proyecto exploratorio identificado en las arenas contor-

nititas del Plioceno (Buitrago *et al.*, 2001). Este sorprendente almacén (Fig. 15), muy diferente a lo descrito para contornitas en la bibliografía, y las formaciones Arenas del Guadiana y del Guadalete, constituyen el objetivo del conjunto de bloques (Calypso E y O, Circe y Algarve 13-14) que el grupo RepsolYpf-RWEdea mantiene activos.

La esquematización anterior viene a indicar que la exploración futura del Golfo de Cádiz y del Algarve es un nuevo ejemplo de esa nueva exploración, en la

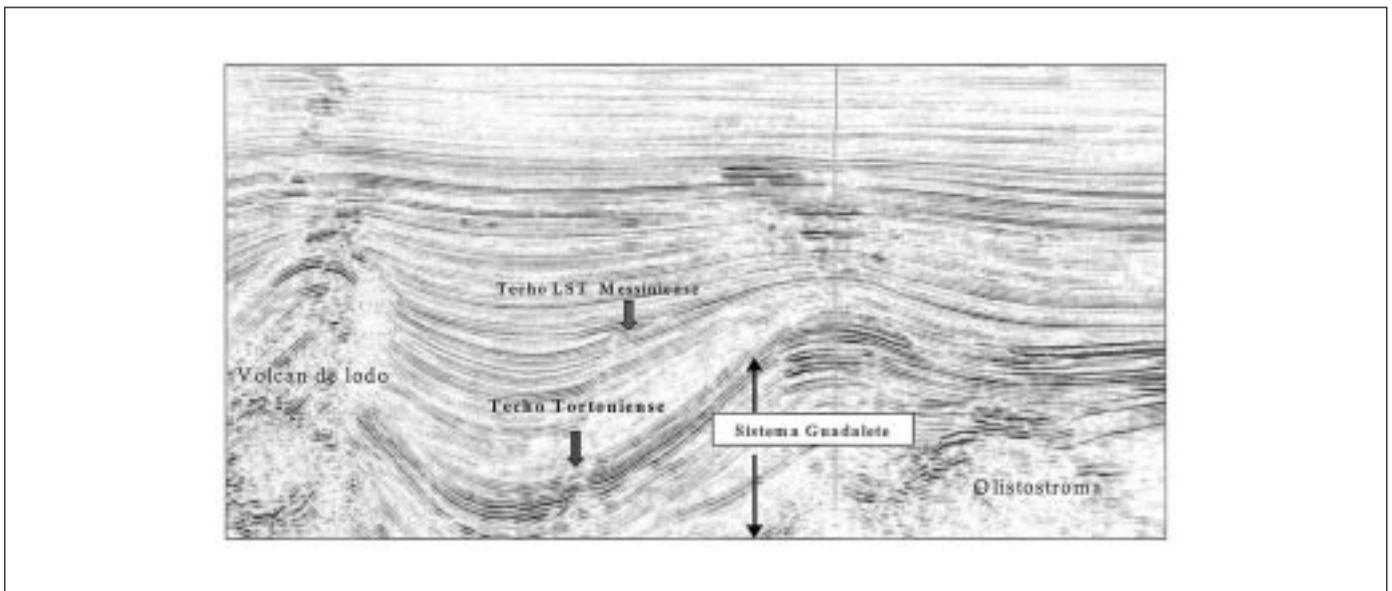


Fig. 14. Imagen sísmica de la Fm. Arenas del Guadalete
 Fig. 14. Seismic image of the Guadalete Sands formation

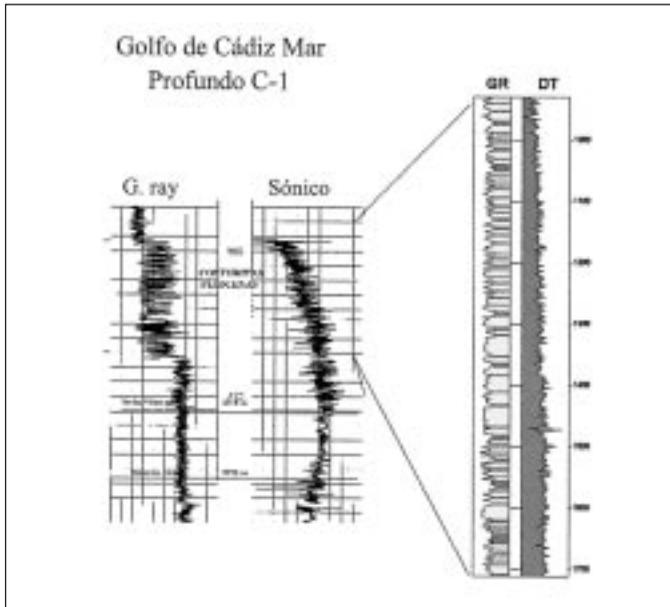


Fig. 15. Las arenas contorníticas del Golfo de Cádiz-Algarve
 Fig. 15. Contornites sand reservoir: Gulf of Cádiz-Algarve

que el juego estratigráfico prima sobre el estructural y en la que el gas de origen biogénico personifica el objetivo.

Canarias aguas profundas

Las aguas profundas al este de Lanzarote y Fuerteventura albergan una cuenca, que llamamos Surco Fúster Casas (Martínez del Olmo y Buitrago, 2002) cuyo espesor sedimentario, Triásico-Cuaternario, supera los 8.000 m. En ausencia de pozos profundos, todo lo que de ella conocemos deriva de la interpretación de las campañas sísmicas, 2D y 3D, que sobre ella se adquirieron, y es desde aquí, desde donde, en los tres últimos años numerosas compañías (Fig. 16) han iniciado su exploración en aguas territoriales españolas y marroquíes. Es pues una cuenca inexplorada y como tal, llena de interrogantes, pero atractiva (Buitrago *et al.*, 2003) por diversos conceptos (Fig. 17) derivados de la interpretación sísmica y geológica regional:

- 1) Una de las pocas cuencas sedimentarias del planeta que aún permanece virgen o inexplorada, y con profundidades de agua (1.000 a 2.000 m) que ya no albergan, ni barreras tecnológicas, ni problemas de seguridad operacional.
- 2) Cuenca de tipo Atlántico o Pasivo, lo que implica una cierta facilidad en las reconstrucciones paleogeográficas y en la integración regional de los datos que aporten los futuros pozos.

- 3) Cuenca con intensa deformación diápírica promovida por la profunda sal del Triásico superior-Jurásico inferior.
- 4) Posibles rocas madres en el Jurásico, Cretácico y Eoceno, reconocidas en el margen continental africano y en los afloramientos de Fuerteventura.
- 5) Posibles almacenes tipo turbidita arenosa en el Cretácico inferior, Cretácico terminal, Paleógeno y Neógeno.
- 6) Trampas de variado tipo: estructurales puras, mixtas y estratigráficas.
- 7) Alta calidad de la respuesta sísmica.

Los modelos o simulaciones geoquímicas realizados, que en ausencia de pozos están obligados a adoptar numerosas hipótesis (flujo de calor pasado y actual, edad precisa de los paquetes de reflexiones sísmicas etc.) vienen a indicar que toda la sección sedimentaria del Terciario (<3.000 m de espesor) no ha alcanzado las condiciones necesarias para la expulsión de hidrocarburos. Así que, Canarias aguas profundas es un buen ejemplo del tipo de exploración en el que el Terciario representa el objetivo preferente, almacén y trampa, que deben ser cargados de hidrocarburos desde rocas madres del Mesozoico.

Es evidente que hoy sabemos muy poco del potencial real de la cuenca, pero es igualmente previsible que con la realización de los cinco pozos previstos en este año 2004 en aguas territoriales marroquíes y españolas, seamos capaces de acotar y definir las numerosas incógnitas que hoy nos envuelven: calidad y maduración de las teóricas rocas madres del Mesozoico, sus áreas de cocina, tiempo de migración, y la imprescindible calidad y continuidad de los almacenes que la economía de las aguas profundas

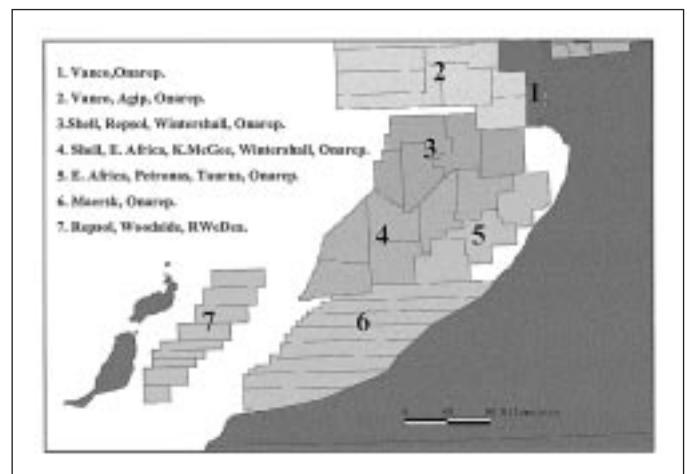


Fig. 16. Actividad en la cuenca Canarias-Marruecos aguas profundas
 Fig. 16. Activity map in Canarias-Morocco deep waters basin

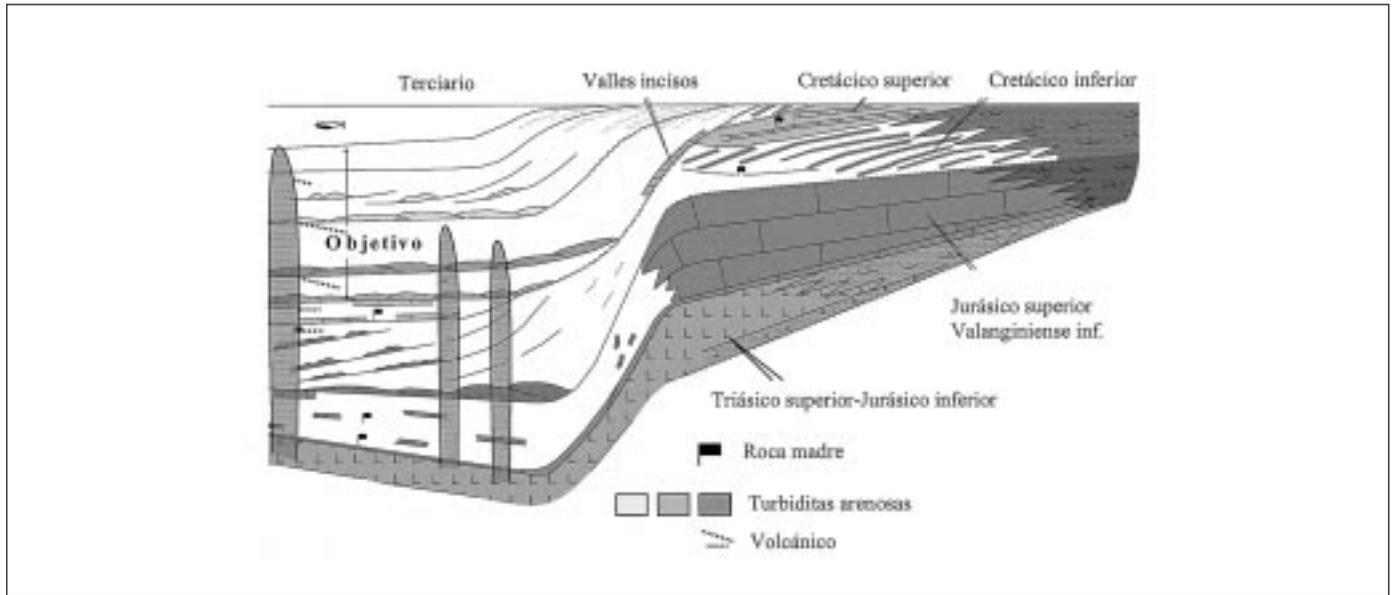


Fig. 17. Esquema tectosedimentario del Surco Fúster Casas
 Fig. 17. Tectosedimentary scheme of the Fúster Casas trough

exige: alto ritmo de producción diaria y amplio radio de drenaje o volumen de hidrocarburo que un pozo es capaz de drenar.

Así que, Canarias aguas profundas es una cuenca con petróleo no probado, lo que equivale a medio-alto riesgo exploratorio, al que hay que añadir los duros condicionantes económicos que su logística exige; que puede, como tantas otras aventuras exploratorias, resultar un fracaso, o abrirnos a un fantástico porvenir.

El Terciario como modelo donde aprender

En las páginas precedentes hemos visto una nueva generación de proyectos exploratorios que hacen del Terciario su objetivo preferencial. La mayor parte de ellos pretenden encontrar hidrocarburos en almacenes turbidíticos depositados en diferentes contextos estructurales: márgenes compresivos, extensivos y pasivos-diapíricos. A la vez, todos ellos pretenden hacerlo a partir de la traducción de las imágenes sísmicas a modelos sedimentarios que, en sí mismos, implican numerosas variables: turbiditas de alto y bajo nivel del mar, confinadas o abiertas, con puntos tipo cañón de aporte estable, o derivadas de valles incisos, tipo *apron*, con largo o corto *bypassing*, de pie de talud o de cuenca, en fin, de un largo etc.

Aunque sabemos muy bien que no hay dos sistemas turbidíticos iguales, también sabemos que unos y otros imprimen unas pautas generales propias, y

son estas características las que deberemos traducir e integrar en nuestros volúmenes de sísmica 3D.

Es evidente que si no conocemos los diferentes modelos, hasta sus últimos detalles, difícilmente los interpretaremos en las imágenes sísmicas y si tenemos la suerte de hacer un descubrimiento, difícil o costosamente calcularemos sus reservas y definiremos el número de pozos necesarios para su puesta en producción.

Los párrafos precedentes indican cual es el propósito de la llamada Geología de análogos, y es en ella donde el Terciario, usualmente poco compactado y con magníficos afloramientos, recobra un nuevo interés exploratorio. Los afloramientos, usados como modelos análogos, son así el lugar donde aprender para:

- 1) Traducir imágenes sísmicas y diagráfias de pozo a Geología de medios sedimentarios.
- 2) Conocer la geometría y volumen de las capas almacén y lo que representan sus cambios laterales de facies en lo que se refiere a espesor neto, porosidad-permeabilidad y conectividad lateral y vertical.
- 3) Correlacionar pozos próximos y lejanos a partir del análisis de facies y medios sedimentarios, secuencias de depósito y cortejos de nivel marino.
- 4) Y un largo etcétera que no es preciso describir.

Así que con el doble propósito de modelar, para reconocer en sísmica y de conocer, para economizar en los desarrollos de los descubrimientos, se están invirtiendo millones de euros en seleccionados aflo-

ramientos del mundo, y es en esta tarea donde los grupos de investigación de nuestras universidades pueden colaborar con la industria, en vivo y en directo, y obtener una fuente de financiación extra.

Hasta donde conozco, con mayor o menor detalle (sondeos de escasa profundidad, medidas de porosidad y permeabilidad en horizontal y vertical, representación en volumen, etc.) en España se han realizado análogos en las turbiditas de Ainsa, Jaca y Tabernas, y en los fluviales de Loranca, Ebro y Alcaraz. Y dado que nuestros magníficos afloramientos lo permiten y la industria los necesita, creo que tenemos la oportunidad de realizar muchos más en temas tan sugestivos como: plataformas bahamianas, arrecifes y carbonatos templados, sistemas deltaicos, valles incisivos, turbiditas de nivel alto, etc.

Resumen y conclusiones

Las cuencas sedimentarias del Terciario de España fueron durante largo tiempo menospreciadas para la exploración de hidrocarburos. Tres causas pueden atribuirse a ello: 1) el valor conceptual que, por sus indicios de superficie y el conocimiento de sus rocas madres, se otorgaba al Mesozoico, 2) por un hacer exploratorio dedicado preferentemente a la búsqueda de trampas estructurales profundas, y 3) por la ausencia de una tecnología sísmica, capaz de llevarnos a visualizar trampas estratigráficas puras o mixtas.

Los frutos de este pasado exploratorio no deben únicamente circunscribirse a los descubrimientos de Castillo, Ayoluengo, Mar Cantábrico occidental y Gaviota-Albatros, procedentes de sistemas petrolíferos mesozoicos tal como imaginados, pues también aportaron la presencia de sistemas activos, exclusivos del Terciario, en el Pirineo, Guadalquivir-Cádiz y Mediterráneo, y son ellos los que hoy abren las puertas a una nueva mentalidad exploratoria.

Este nuevo impulso viene condicionado por muy diversos factores: a) escaso y difícil potencial remanente de los tradicionales objetivos mesozoicos, b) incremento del consumo y valor del gas, c) valoración de rocas madres del Mesozoico y del Terciario, d) tecnología apropiada para la exploración de las aguas profundas, e) búsqueda de trampas estratigráficas, apoyados en la sísmica 3D y en la interpretación cuantitativa de los atributos sísmicos, y f) el continuado progreso del conocimiento de los medios sedimentarios, sin cuyos beneficios sería imposible traducir las imágenes sísmicas a modelos exploratorios.

Respecto a este último punto, entendemos la necesidad del desarrollo de la llamada Geología de análogos, para la que nuestros magníficos aflora-

mientos brindan excelentes posibilidades, y aprovechamos esta oportunidad para indicar a los grupos de investigación de nuestras universidades que, quizás ello represente una atractiva forma de colaboración con la industria del hidrocarburo.

Referencias

- Albaigés, J., Algaba, J., Clavell, E y Grimalt, J. 1986. Petroleum Geochemistry of the Tarragona Basin (Spanish Mediterranean offshore). *Organic Geochemistry*, 10, 441-450.
- Buitrago, J., Díaz Merino, C., Nahim, M., Almorabet, A. y Martínez del Olmo, W. 2003. An Emergent Play in the Deep Water Basin between Canary Island and Morocco. *American Association of Petroleum Geologists. Abstracts*, Barcelona, 14.
- Buitrago, J., García Mojonero, C., Cakebread-Brown, J. y Martínez del Olmo, W. 2001. Contouritas: un excelente almacén casi desconocido. (Golfo de Cádiz, SO de España). En: *Repsol-Ypf (Ed.), I. Congreso Interno de E&P*. Madrid.
- García Mojonero, C., Riaza, C., Torrescusa, S., Abeger, G., Suárez, J., Leret, G. y Martínez del Olmo, W. 2003. Petroleum Geology of the Oil and Gas Commercial Discoveries in Spanish Basins: Guadalquivir-Golfo de Cádiz. *American Association of Petroleum Geologists. Abstracts*, Barcelona, 33.
- García Mojonero, C., Buitrago, J., Cakebread-Brown, J., Jiménez, A. y Martínez del Olmo, W. 2001. Un descenso eustático y tres tipos de turbiditas en una pequeña cuenca sedimentaria: factores de control (Golfo de Cádiz, SO. de España). En: *Repsol-Ypf (Ed.), I. Congreso Interno de E&P*. Madrid.
- De la Cruz, F. 1995. Geochemical considerations in the Spanish Mediterranean: The Tarragona Trough. En: *Organic Geochemistry. Grimalt, J. y Dorronsoro, C. (Ed.)*, San Sebastián. 121-122.
- Díaz Merino, C., Comas, M.C y Martínez del Olmo, W. 2003. Secuencias de depósito neógenas del margen noroeste del Mar de Alborán, Cuenca de Málaga. *Geotemas* 5, 61-65.
- Martínez del Olmo, W. y Díaz Merino, C. 2004. El delta de Iznatoraf y las turbiditas de la Fm. Arenas del Guadalquivir. *Geotemas* 6(2), 87-90.
- Martínez del Olmo, W. y Buitrago Borrás, J. 2002. Sedimentación y volcanismo al este de las islas de Fuerteventura y Lanzarote (Surco Fúster Casas). *Geoceta*, 32, 51-54.
- Martínez del Olmo, W., Torrescusa, S., Riaza, C. y García Mojonero, C. 1998. Sequence stratigraphy and turbidite reservoir characterization in the Guadalquivir-Golfo de Cádiz basin, SW of Spain. *American Association of Petroleum Geologists. Abstracts*, Rio de Janeiro, Brasil.
- Martínez del Olmo, W. 1996a. Depositional sequences in the Gulf of Valencia Tertiary basin. En: *Friend, P y Dabrio, C. (Ed.), Tertiary Basins of Spain: the*

- Stratigraphic Record of Crustal Kinematics*. Cambridge University Press, 55-67.
- Martínez del Olmo, W. 1996b. Secuencias de depósito y estructuración diápirica en Mesozoico y Neógeno del Prebético y Golfo de Valencia desde sondeos y líneas sísmicas. *Tesis doct. Univ. Complutense*. Madrid, 439p.
- Martínez del Olmo, W., Riaza Molina, C. y Torrecusa, S. 1996. Descenso eustático messiniense en una cuenca atlántica. El cañón submarino del Río Guadalquivir (SO de España). *Geogaceta*, 20, (1)138-142.
- Martínez del Olmo, W. y Mallo-García, J. 1996. Non-renewable energy: oil ad gas. *En: Gibbon, W. y Moreno, T (Ed.), The Geology of Spain. The Geological Society*, London, 494-499.
- Martínez del Olmo, W., García Mallo, J., Leret Verdú, G., Serrano Oñate, A. y Suarez Alba, J. 1984. Modelo tectosedimentario del Bajo Guadalquivir. *I. Congr. Español de Geología*. Segovia, 1, 199-213.
- Martínez del Olmo, W. y Esteban, M. 1983. Paleokarst development (Western Mediterranean). *En: Scholle, P.A., Bebout, D.G. and Moore, C.H. (Eds.). Carbonate depositional environments. American Association of Petroleum Geologists Mem.* 33, 93-95.
- Orlopp, D.E. 1988. Casablanca Oil Field, Spain. A karsted carbonate trap at the shelf edge. *Offshore Technology Conference*. 441-448.
- Permanyer, A. y Salas, R. 2003. Evidence of the source rock of the Amposta oil field. Mediterranean sea, SW of Spain. *American Association of Petroleum Geologists. Abstracts*, Barcelona, 73.
- Riaza, C. y Martínez del Olmo, W. 1996. Depositional model of the Guadalquivir-Gulf of Cadiz Tertiary basin. *En: Friend, P. y Dabrio, C. (Ed.), Tertiary Basins of Spain: the Stratigraphic Record of Crustal Kinematics*. Cambridge University Press, 330-338.
- Seeman, U., Pumpin, V.F. y Casson, N. 1990. Amposta oil field. In Structural Traps II. Traps associated with tectonic faulting. *American Association of Petroleum Geologists. Spec. Public.* 1-20
- Suárez Alba, J., Martínez del Olmo, W., Serrano, A y Leret Verdú, G. 1989. Estructura del sistema turbidítico de la Formación Arenas del Guadalquivir. *En: Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo (Ed.), Libro homenaje a R. Soler*, Madrid. 123-132.
- Vallaure, T., Esteban, M., Díaz Merino, C., Vicente, J.C., Mallo-García, J. y Martínez del Olmo, W. 2003. Petroleum Geology of the Oil ad Gas Commercial Discoveries in Spanish Basins: Mediterranean Sea. *American Association of Petroleum Geologist. Abstract*, Barcelona. 88.
- Watson, J. y Halbouty, M.T. 1982. Casablanca field offshore Spain. A paleomorphic trap. *American Asotiation of Petroleum Geologists. Mem.* 32, 237-250.

Recibido: marzo 2004

Aceptado: julio 2004