



José Gutiérrez Abascal, 2, 28006 Madrid
www.aggep.com
CIF G78835261

Asociación de Geólogos y Geofísicos
Españoles del Petróleo

AGGEP 25 Aniversario

Madrid, Noviembre 2005

La Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo ha creído que una buena forma de celebrar los 25 años de su fundación era reunir una serie de trabajos que viniesen a cumplir los fines recogidos en sus estatutos fundacionales, estatutos que no son otros que difundir, promocionar y colaborar con la exploración y producción de hidrocarburos.

A pesar de la escasa actividad de exploración-producción que existe en España, en estos 25 años la Asociación ha crecido desde los 14 fundadores a los 156 asociados actuales. Ello ha hecho que AGGEP se haya, primero internacionalizado y segundo, diversificado, ya que el 25 % de sus miembros activos pertenecen a otras nacionalidades y titulaciones académicas no recogidas en el acta fundacional. Razón por la que podemos decir que ya no somos una asociación de geólogos y geofísicos, sino de geocientíficos que, con mucho entusiasmo y no poca dedicación e ilusión, todavía trabajan en esta difícil actividad de buscar hidrocarburos.

Nos hubiese gustado que el contenido de este libro se hubiese circunscrito exclusivamente al área España, pero la diáspora de nuestros asociados que, obligados por la parálisis exploratoria del área España, trabajan en cuencas sedimentarias no hispánicas, nos ha hecho comprender que teníamos que abrir nuestras fronteras y consecuentemente incluir trabajos de áreas tan alejadas como, Egipto o Kazajstán, o de temas tan distantes de la exploración-producción s.s., como el origen de la sepiolita de Madrid, o el secuestro y almacenamiento subterráneo del CO₂. Esto, creemos que ha venido a enriquecernos y por eso le damos la bienvenida a todo lo que, esté donde esté, nos enseñe Geología y Geofísica.

A pesar de ello y, sobre todo, gracias a la colaboración de los más jóvenes asociados, el libro recoge resúmenes de los sistemas petrolíferos que conforman lo esencial de nuestras cuencas con producciones comerciales: Guadalquivir-Golfo de Cádiz, Mediterráneo, Pirineos, Golfo de Vizcaya y Cuenca Cantábrica. Quizás son datos ya sabidos, pero no está nada mal que por primera vez se intenten estos resúmenes. También nos sentimos felices de recoger tres guías de campo que tratan de presentar o la esencia de la Geología de análogos de dos provincias productivas (Cantábrico y Mediterráneo) o la problemática estructural de un área (Prebético) que aunque difícil, creemos insuficientemente explorada.

Cuando lanzamos la llamada a colaborar con este proyecto de libro, conociendo el poco tiempo libre del que nuestros asociados disponen y lo poco acostumbrados que están al paso de los controles exigidos por las revistas científicas al uso, a veces serios, a veces dirigidos hacia un fin fuera de contexto, comunicamos bien claro que los editores, ayudarían en lo necesario para que el libro se pareciera a un libro, que trabajo nos costó, pero que darían absoluta libertad a las ideas y a la forma de expresarlas. Así se ha hecho y si algo creemos que falta no es por culpa de nuestros colaboradores, sino por las restricciones que la confidencialidad de datos e ideas, les exige. Por ello, y aunque estemos capacitados para realizar trabajos de opinión relativos al potencial exploratorio que aún existe en el área España y en los países donde trabajan nuestros asociados, todos estos trabajos, excepto uno, fueron devueltos a sus autores con todo el pesar de nuestro corazón.

Por último, queremos enviar nuestro profundo agradecimiento a los 48 autores, y a todos los asociados que no encontraron tiempo para serlo, seguro que no les faltaron ganas e ideas y a las compañías, universidades e institutos en las que trabajan, y muy especialmente a aquellas que con sus aportaciones económicas hicieron posible la celebración de este 25 aniversario y la edición de este libro y su versión digital.

Gracias a todos.

Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo

Presidente: Wenceslao Martínez
Vicepresidenta: Susana Torrescusa
Secretario: Aurelio Jiménez
Tesorero: Israel Polonio
Vocales: Cristina Solla , Cristina Rzepka , María Jesús Simón, María José Jurado, Carlos Díaz Merino, Cristino Dabrio, Gonzalo Ruíz, Lorenzo Villalobos y Rudolf Merten.

Abeger Blanco, Gonzalo	Gamarro Durán, Melchor	Pérez García, Anunciación
Abeger Monteagudo, José Antonio	Garrido Mejías, Alberto	Pettingill, Henry Stuart
Albert Fernández, Juan Luis	Gimeno Loño, Luis Ignacio	Polonio Martín, Israel
Alcover Santos, José Luis	Giraldo Ceballos, Carlos	Prieto Fanjul, Javier
Algibéz Alonso, José Luis	González Fernández, Miguel	Pujianto, Lukito
Álvarez de Buergo Ballester, Elvira	González Martín, María Jesús	Pulido Caballero, Luis
Álvarez-Coto García, Carlos	González Muñoz, José María	Quesada Garmendia, Santiago
Álvarez Macho, Ángel	Graves, William	Quin, Jamie
Anguita Sánchez, Jorge	Gutiérrez Alonso, Manuel	Racero Baena, Álvaro
Antich Cortés, Núria	Gutiérrez Marco, Juan Carlos	Riaza Molina, Carlos
Arana Oroquieta, Manuel	Herbst Halfín, Nora	Robleño García, Manuel
Arche Miralles, Alfredo	Hernán-Gómez Ponce, Julio Manuel	Rodríguez de Pedro, José
Arnaiz Esteban, Ignacio	Hernández Parras, Enrique	Rodrigo Viñuela, María
Arnal Almendros, José Ramón	Inserer Nieto, Pedro	Romero Romero, Ramón
Arrieta Murillo, Agustín	Itty Colin, Raymond	Ruiz Cebrian, Gonzalo
Baena Garrido, María	Jiménez Fernández, Aurelio José	Ruiz Corregidor, José Luis
Bachmann, Heinz	Jurado Rodríguez, María José	Ruiz Gírela, Rafael
Barriuso de la Peña, María Begoña	Kirstetter, Olivier	Rzepka de Lombas, Cristina
Bartrina Prat, María Teresa	Klimowitz Picola, Juan	Saenz de Santamaría Benedet, José Antonio
Benzaquén Arama, Mauricio	Kurdiyeh Kurdiyeh, Ali	Salas Roig, Ramón
Beroiz Pí, Carlos	Lalinde Sesma, Gabino	Sánchez Ferrer, Fernando
Bitzer, Klaus	Lara Gómez, Luis Manuel	Sánchez Moya, Yolanda
Blake Allen, Bruce	Larsson, Sven	Sandoval Montero, Nicolás
Borrell Toche, Ramón	Ledesma Mateo, Santiago	Sanguinetti de la Torre, Josefa
Buitrago Borrás, Javier	Leret Verdú, Gabriel	Sanz Fernández, Ana Belén
Calvo Sorando, José Pedro	León González, Laudelino	Segura Redondo, Manuel
Cámara Rupelo, Pedro	Lorente Alonso, María Antonieta	Serrano Oñate, Ana
Carballo García, José Ramón	Lozano Álvarez, Luis	Simó Marfá, Antonio
Castañares Tejada, Luis Miguel	Lucena Bonny, Juan Carlos	Simón Granda, María Jesús
Cortés Hermoso de Mendoza, Laura	Luna Sierra, Emilio	Soler Sampere, Miguel
Cuervo Argudin, Rafael	Mallo-García, Juan Manuel	Solla Hach , Cristina
Chambers, Alan	Malmkrona Díaz-Ambrona, Ylva	Sopeña Ortega, Alfonso
Chana Virseda, María Almudena	Manceda González, René	Sotomayor de la Serna , Jesús Enrique
Cuervo Argudin, Rafael	Marfil Pérez, Rafaela	Stockhausen Nieschulz, Harald W.
Dabrio González, Cristino José	Martín Bañón, José Joaquín	Suárez Alba, Jaime
De la Cruz Bértolo, Fernando	Martínez Cabañas, Wenceslao Ivan	Suso Llamas, Jesús María
Del Potro Gómez, Recaredo	Martínez del Olmo, Wenceslao	Tinoco Dabrio, Antonio
Demargne, Francois	Mas Mayoral, José Ramón	Torrescusa Villaverde, Susana
Díaz Merino, Carlos	Matías, Hugo	Tur Fernández, Noemí
Diez Masip, Jorge	Meléndez Hevia, Fernando	Única Pacheco, José Manuel
Di Pierro Zambrini, José Andrés	Merten, Rudolf	Vallaúre Acha, Tomas
Echanove Hornos, Ángela	Moreno Serrano, Fernando	Van Waarde, Jakkó
El Euchí, Hassen	Moreno Villaluenga, José María	Vargas Giraldo, A. Guadalupe
Escalante García, Serafín	Minguito Lobos, Miguel Ángel	Vargas Sánchez, Julián
Esteban Cerdá, Mateu	Murillas Angoiti, José Ángel	Varela Montes, José Antonio
Fernández Ortigosa, José Francisco	Nageli, Christian E.	Vicente Bravo, José Carlos
Figari, Eduardo	Navarro Comet, Jorge	Vicuña Irusta, Juan Cruz
Flinch Zaldivar, Joan	Odriozola Lino, Álvaro	Vila Pont, Judith
Franqués Faixa, Jordi	Oloartua Molinero, Iñigo	Vilas Minondo, Lorenzo
García Hernández, Antonio	Ordóñez Delgado, Salvador	Villalobos Vencela, Lorenzo
García Mojonero, Consuelo	Peña Valderrama, José Luis	Villalobos Vilchez, Lorenzo
García Portero, Juan Manuel	Pérez-Baroja Verde, Inés	
García Royo, Juan Francisco	Pérez Cuadra, Pedro Manuel	

AGGEP 25 Aniversario

Índice

M. Esteban, S. Torrecusa, P. Lukito, C. Solla, C. De Viguera, C. Riaza, L. M. Lara y S. Soriano Facies sísmicas y diagénesis tardía en almacenes carbonatados	1-17
W. Martínez del Olmo, C. García Mojonero, J. Buitrago y N. Antich La sísmica 3d en la identificación de almacenes detríticos en áreas frontera: experiencias y recomendaciones de fácil aplicación	19-28
S. Quesada, I. Rosales y S. Robles Liassic organic facies in the Basque-Cantabrian basin (North Spain)	29-52
E. Llave, F. J. Hernández-Molina, D. Stow, L. Somoza y V. Díaz del Río The contourite depositional system in the Gulf of Cádiz: an example of drifts with reservoir potential characteristics.	53-72
N. Antich, J. Buitrago, C. García Mojonero, A. Jiménez y W. Martínez del Olmo Contourites: an unknown and excellent reservoir (Gulf of Cádiz, SW Spain)	73-80
J. M. González-Muñoz Aplicaciones de la Bioestratigrafía en la exploración y producción de hidrocarburos	81-86
J. Suárez Alba La Mancha Triassic and lower Lias stratigraphy, a well log interpretation	87-100
W. Martínez del Olmo, C. García Mojonero y S. Torrecusa The Guadalquivir and Gulf of Cádiz gas basin (SW, Spain)	101-116
J. Varela, J. C. Vicente-Bravo, M. Esteban y W. Martínez del Olmo The oil fields in the Spanish Mediterranean sea.....	117-125
C. Díaz Merino, J. C. Vicente-Bravo, L. Villalobos, P. Cámara y W. Martínez del Olmo The Serrablo field, a commercial gas discovery in the Jaca basin (southern Pyrenees, Spain)	127-142
L. Cortés Hermoso de Mendoza, C. Riaza y W. Martínez del Olmo Gulf of Biscay gas and condensate fields.	143-149
G. Abeger, A. Serano y S. Quesada Petroleum Geology of the onshore Cantabrian basin.	151-158
J. Klimowitz, G. Ruíz, E. Hernández y A. Pérez Caracterización estratigráfica de la serie Purbeck en el área de la cubeta de Polientes-Sedano y las franjas plegadas de Montorio y Zamanzas (Cuenca Cantábrica)	159-164
T. Vallauré y J. Mallo-García Metodología para un estudio de viabilidad de inyección y almacenamiento de CO ₂ en el campo Casablanca (Mediterráneo, España)	165-173
J. Navarro Comet The volcanic origin for the world's greatest sepiolite accumulations: Tajo Basin (Central Spain) .	175-181
J. Klimowitz, E. Hernández y A. Serrano A field trip guide book: The Mediterranean basin (Catalan coastal range onshore analogues)	183-203
S. Quesada, E. Hernández, I. Rosales, J. Klimowitz y A. Serrano A field trip guide book: Two days around Ayoluengo oil field area.	205-217
W. Martínez del Olmo Guía de campo: el diapirismo salino en el Prebético e Ibérico.	219-262
H. Stockhausen, R. Villanueva y M. Feal Salido Análisis geoestadístico de los yacimientos de gas en el delta del Nilo, Egipto (primera aproximación) 263-274	
J. M. González-Muñoz y J. R. Carballo-García The post-salt fields of the Precaspian basin (Kazakhstan): Petroleum system and exploration potential. 275-281	
J. Navarro, T. Bartrina, A. Alaminos y C. Rossi Carboniferous Petroleum System in the RKF field (Berkine Basin, Algeria).	283-286
I. Polonio y E. Figari Sedimentology of the Devonian reservoir in the Reganne basin outcrop study of the Bled El Mass area: Sedimentology and sequence Stratigraphy Geology	287- 304
E. Álvarez de Buergo Investigación de hidrocarburos en España. ¿Una asignatura pendiente?	305-336

Facies sísmicas y diagénesis tardía en almacenes carbonatados

M. Esteban, S. Torrescusa, P. Lukito, C. Solla, C. De Viguera, C. Ríaza, L. M. Lara y S. Soriano.

RepsolYpf, Paseo de la Castellana 280, Madrid, España.

Resumen

Se definen una serie de facies sísmicas tubulares, circulares, elípticas o irregulares, independientes de la estratificación y las geometrías deposicionales, y afectando diversas unidades estratigráficas en el almacén y cobertera. Las denominadas sismofacies negativas se refieren a aparentes colapsos y pérdidas de señal sísmica, siendo las más características las estructuras en V y las chimeneas diagenéticas. Estas sismofacies se interpretan como resultado de procesos corrosivos y / o dolomitizantes, con varios tipos de porosidad, incluyendo grandes vóculos y cavernas, sin que impliquen necesariamente la presencia de gas. Algunas estructuras en V sin desarrollo vertical y sin chimeneas asociadas se reconocen como originadas en ambientes de karst meteórico (dolinas, cenotes) cercanos a la superficie. Sin embargo, las estructuras en V con importante desarrollo vertical o con chimeneas asociadas se interpretan como producto de la diagénesis profunda y tardía. Las estructuras en V y / o las chimeneas pueden conectar con el fondo del mar pero generalmente parece que se formaron en condiciones de enterramiento. Las denominadas sismofacies positivas se refieren a incrementos de amplitud muy localizados (HRDZ, pods) que se interpretan como resultado de cementación preferencial por carbonatos y otros minerales. En algunos casos, estas sismofacies parecen tener relación con anomalías electromagnéticas. Estas sismofacies positivas incluyen montículos cementados en el fondo del mar, pero pueden también desarrollarse como grandes concreciones en enterramiento. Frecuentemente, ambas sismofacies se hallan íntimamente asociadas, con sismofacies positivas predominantes en la parte alta de la serie sellante y de cobertera y las sismofacies negativas predominantes en el almacén y / la parte baja de la serie sellante. Las sismofacies negativas y positivas se asocian a procesos diagenéticos profundos y tardíos de corrosión-cementación producidos por la interacción de geofluidos con la roca encajante, operando a gran escala y afectando a almacenes y sellos. En los casos en que se han obtenido muestras de roca en estas sismofacies diagenéticas, se constata la concentración de asociaciones paragenéticas características de los estadios termobáricos y corrosivos posteriores al cese de la presión-disolución y las secuencias de cementación previas. Los datos analíticos apuntan a que los geofluidos involucrados en estas sismofacies diagenéticas están relacionados con los frentes de migración de hidrocarburos y parecen reflejar el grado de integridad de la serie sellante. Sin embargo, la ausencia de sismofacies diagenéticas como las aquí descritas, no implica la ausencia de procesos diagenéticos profundos y tardíos. En los casos de gran efectividad del sello estos procesos diagenéticos pueden ser *stratabound*. Se requiere el estudio de más casos con sismofacies diagenéticas y la confirmación de estas hipótesis preliminares con un muestreo adecuado y análisis de las asociaciones paragenéticas. Tal como se ha demostrado en un caso de cuenca inexplorada, la correcta interpretación de estas sismofacies ha permitido pronosticar acertadamente los elementos esenciales del Sistema Petrolero: presencia de carbonatos, desarrollo de grandes porosidades y permeabilidades, localización de vías de migración de hidrocarburos y grado de riesgo / efectividad de la serie sellante.

La sísmica 3D en la identificación de almacenes detríticos en áreas frontera: experiencias y recomendaciones de fácil aplicación

W. Martínez del Olmo, C. García Mojonero, J. Buitrago y N. Antich
RepsolYpf. Paseo de la Castellana 280, Madrid 28046

Resumen

La calidad de la sísmica 3D y su cada vez mayor utilización en los proyectos de exploración-producción ha venido a mostrarnos que los numerosos mapas de atributos sísmicos que de ella podemos obtener no constituyen un método infalible para la identificación de almacenes detríticos, y que lejos de disminuir el trabajo puramente geológico, la sísmica 3D exige una mayor dedicación a este, tanto a la escala de cuenca como a la escala del intervalo de reflexiones sísmicas en estudio.

Una revisión de algunos casos históricos nos permite obtener sencillas conclusiones y recomendaciones que pueden ser expresadas en:

- Los mapas de atributos son tanto más fiables cuanto más expresan una arquitectura sedimentaria que responde a un modelo geológico conceptual.
- La canalización y sinuosidad de los sistemas y la observación de sus múltiples atributos geológicos (desbordamientos, canales principales y distributarios, meandros abandonados, avulsiones, geometrías canal-levee, lóbulo etc.) constituyen una fiable indicación, de partida, que puede ser mejorada con el análisis de las velocidades de intervalo y los contrastes de amplitud entre el relleno de las formas canalizadas y el medio en el que se encajan.
- Necesidad de interpretar horizontes sísmicos muy próximos y en mallas muy cerradas, así como de utilizar el atributo del propio horizonte (conceptual línea de tiempo geológico) o de ventanas de extracción de unas pocas decenas de milisegundos.

Liassic organic facies in the Basque-Cantabrian basin (North Spain)

S. Quesada¹, I. Rosales² and S. Robles³

¹. Exploración Sur-Offshore Argentina, Repsol Ypf.

². Div. Geología y Geofísica, IGME

³. Dpto. Estratigrafía y Paleontología, Universidad del País Vasco.

Abstract

The Liassic succession of the Basque-Cantabrian basin offers an excellent opportunity to analyze the geochemical characteristics and depositional patterns of marine organic facies deposited in anoxic hemipelagic settings, one of the most prolific environments for source-rock deposition in the world. Well-exposed outcrops, access to subsurface data, a detailed biostratigraphy and a large amount of geochemical information combine to make this basin such a favorable setting. The paper discusses the stratigraphy, sedimentology, paleoecology, organic and inorganic geochemistry and sequence stratigraphy of these liassic facies within a depositional and paleoceanographic model. The study reveals essential for the petroleum evaluation of the basin, one of the most active areas of Spain for hydrocarbon exploration. Evidences based on its widespread regional extension, organic richness, kerogen quality and oil-source correlation points to this Liassic organic facies as the main oil source rock in the Basque-Cantabrian basin.

The Contourite Depositional System in the Gulf of Cadiz: an example of drifts with reservoir potential characteristics

E. Llave¹, F. J. Hernández-Molina², D. Stow³, L. Somoza¹ and V. Díaz del Río⁴

1 Instituto Geológico y Minero de España, Ríos Rosas, 23, 28003 Madrid, Spain 2 Facultad de Ciencias del Mar, Universidad de Vigo, 36200 Vigo, Spain 3 National Center of Oceanography, Southampton. University of Southampton, Waterfront Campus. Southampton SO14 3ZH, UK 4 Instituto Español de Oceanografía, C/ Puerto Pesquero s/n, 29640 Fuengirola, Spain

Abstract

A brief state-of-the-art related to bottom currents and their deposits is presented remarking its interest in hydrocarbon exploration and complemented with a general overview of the Contourite Depositional System (CDS) of the Gulf of Cadiz generated by the Mediterranean Outflow Water (MOW). Deep-water traction currents can generate large dimension deposits in deep-water environments, where the contourite drifts are particularly relevant because they are as common in modern ocean basins as turbidite bodies. These drifts can be excellent reservoir rocks for hydrocarbon fields, gas hydrates and shallow free gas. At present, their study and facies modelling is of great interest in hydrocarbon exploration, due to the “clean sand” accumulation in deep-sea environments producing good reservoir rocks with greater textural maturity than turbidites. Based on the depositional and erosive features distribution, five morphosedimentary sectors have been identified within the CDS of the Gulf of Cadiz, which from east to west are: 1) proximal scour and sand ribbons, 2) overflow sedimentary lobe, 3) channels and ridges, 4) active contourite drifts, and 5) submarine canyons. The development of these sectors is related to systematic deceleration of the MOW as it flows westwards, to the interaction with the particular margin bathymetry, and to the effects of Coriolis force. Stratigraphic architecture of the different drifts and their relation with the major structural features allow us to propose a regional Quaternary evolution for the whole system. Tectonics has represented a key factor in the seafloor morphological changes, which has controlled new pathways for the core and branches of the MOW at every stage. Consequently, the behaviour of MOW controls the contourite stratigraphy and architectural changes. Superimposed on these tectonic changes, both climatic and eustatic changes during the Quaternary have controlled the development of vertical contourite stratigraphy. Sandy deposits are mainly located on the sectors 1, 3 and 4 within the CDS, and they are a consequence of that lateral and vertical evolution.

Contourites: An Unknow and Excellent Reservoir (Gulf of Cadiz, SW Spain)

N. Antich, J. Buitrago, C. García Mojonero, J. Cakebread, A. Jiménez and W. Martínez del Olmo

RepsolYpf, Paseo dela Castellana 280. 28046 Madrid.

Abstract

Contourites, in seismic imaging, at wells or at outcrop, are usually described as thin sand layers originated by contour following bottom currents that rework and destroy the appreciated turbiditic reservoirs. The Gulf of Cadiz provides an example that allows discarding the old models and opens new exploration trends in present-day and ancient deep waters. From seismic lines and one well, the contouritic sands of Cadiz show:

- Excellent quality reservoirs; for their thickness, porosity and net/gross ratio.
- Area of deposit bigger than 20.000 km².
- Seismo-stratigraphic criteria that allows predicting its presence in poorly known or explored areas.

Aplicaciones de la Bioestratigrafía en la exploración y producción de hidrocarburos

J. M. González-Muñoz

RepsolYpf Paseo de la Castellana 280, 28046 Madrid

Introducción

El presente trabajo es una aproximación a las principales aplicaciones de la Bioestratigrafía en la exploración y producción de hidrocarburos (E&P); utilidades centradas principalmente en la reducción de riesgos y costes exploratorios. Estas últimas consecuencias son las que harán que la Bioestratigrafía siga siendo de utilidad. Las diferentes metodologías expuestas sólo serán esbozadas como consecuencia del espacio disponible, pero pueden ser ampliadas a través de la bibliografía suministrada. Igualmente no podremos reflejar la amplia gama de técnica y metodología que hacen que los fósiles sean una herramienta para la E&P. El principal objetivo es mostrar las más usuales aplicaciones de la Bioestratigrafía en la exploración y producción de hidrocarburos.

Conclusiones

La Bioestratigrafía es una ciencia integrada y multidisciplinar, a caballo entre la Paleontología y la Estratigrafía, que está sufriendo una fuerte especialización en las últimas décadas. Su uso en la E&P está documentado desde finales del siglo XIX. La Bioestratigrafía ha sido utilizada de manera clásica en la E&P como herramientas de referencia para consolidar dataciones y correlaciones entre pozos. Pero sus aplicaciones se han ido diversificando en los últimos años en consonancia con una optimización de presupuestos y de riesgo exploratorio. Durante la perforación de sondeos la Bioestratigrafía ha demostrado ser una ciencia aplicada cuya utilización repercute directamente en la reducción de costes operativos. En la actualidad, salvo la consumada experiencia de algunos geólogos de pozo, nunca infalible, es la única herramienta para dataciones en ese tipo de trabajos exploratorios. Sin olvidar su utilización para la monitorización de sondeos desviados. La Estratigrafía Secuencial sigue requiriendo que los datos paleontológicos puntalicen sus predicciones. En todos los análisis y modelados de cuenca (de 1D a 3D) varios de sus elementos están directamente influenciados por la historia térmica y la secuencia de enterramiento. Está claro, por poner un ejemplo, que la madurez de la roca madre y la historia diagenética dependen directamente de la evolución térmica de la cuenca. La madurez termal de esta última está en relación directa con la información proporcionada por los conocidos geotermómetros (fósiles). La correlación gráfica puede definirse, en sentido amplio, como un proceso en el que fósiles que proceden de dos secciones estratigráficas pueden ser comparados de un modo determinístico. La Bioestratigrafía ha ido expandiendo sus horizontes en las últimas décadas adecuando sus técnicas clásicas hacia una vertiente más aplicada, que puede ser de gran utilidad para la optimización de costes y evaluación de riesgos exploratorios.

La Mancha Triassic and Lower Lias Stratigraphy, a Well Log Interpretation

J. Suárez Alba

Repsol Exploración S. A. Pº de la Castellana 280, 28046 Madrid

Abstract

The Stratigraphy of the Triassic Keuper and the Lowermost Liassic sedimentary section has historically attracted much less attention than the adjacent sediments of Muschelkalk and Buntsandstein, and Lower to Middle Lias. A twelve wells correlation has been prepared to demonstrate the arrangement of facies in these formations, as well as their respective ordering in sequences. Well data show the existence of complex multistage thick evaporitic sequences in the lower more saline K1 unit, and in the upper relatively more anhydritic K4-K5. A clastic episode K2-K3 is quite extended across the zone with several sand rich fairways. The topmost Keuper K6 unit is a very good marker. Sedimentation continued with a thick evaporitic section, the Anhydrite Zone, which has a significant halite episode in the central part of the cross section. It is remarkable the good correlation between outcrops and well data.

The Guadalquivir and Gulf of Cádiz Gas Basins (SW, Spain)

W. Martínez del Olmo y C. García Mojonero and S. Torrescusa
RepsolYpf, Paseo de la Castellana 280, 28046 Madrid.

Abstract

In the Guadalquivir-Gulf of Cádiz marine Miocene foreland basins, 25 small commercial biogenic gas fields have been developed with a total URR of 220 BCF. Productive reservoirs are Miocene turbidite sands separated in two different sedimentary models: 1) The onshore HST of the Guadalquivir River Sand Formation, of Tortonian-Messinian age. 2) The offshore LST of the Guadiana River Sand Formation of Messinian age.

The biogenic gas was provided by Tortonian shales in a deep-water environment. In this setting we interpreted an early phase of trapping in the form of gas hydrates and a second phase when the Pliocene overburden melt the frozen gas and created an efficient migration to the very close deep water reservoirs. With the exception of one, the totality of gas fields are found in stratigraphic traps with a very low vertical closure (< 10 milliseconds twt) generated by the combination of turbidite sedimentary relief and sand-shale differential compaction.

Petrophysical studies can be summarized in: a) Channel fill and basin floor facies of both turbidite systems have the highest values of individual sand thickness. b) Turbiditic facies have a strong control over the Guadalquivir River Sand Formation (HST) porosity values. c) Porosities are very constant in the different facies of the (LST) Guadiana River Sand Formation. d) The lateral continuity of sand bodies is: prograding complex < levee < channel fill < basin floor fan.

The Oil Fields in the Spanish Mediterranean Sea

J. Varela¹, J.C. Vicente-Bravo¹, J. Navarro², M. Esteban¹ and W. Martínez del Olmo¹.

1. Repsolypf. Paseo de la Castellana 280, 28046 Madrid

2. Cepsa

Abstract

Over a hundred wells have been drilled in the Gulf of Valencia basin since initial commercial discovery in 1970 (Amposta field), resulting in 18 oil discoveries and 8 commercial developments with an URR of 255 MMBO. Previous exploration concepts emphasized Jurassic-Cretaceous carbonate reservoirs with karst-related porosity and paleo-high type traps (buried hills) generated by karstification at the angular unconformity between the heterogeneous substratum and the Miocene. This paper aims to show a different interpretation of the petroleum geology, arisen from a careful review of the ample database:

- Burdigalian-Langhian oil-prone source rock, mature in limited areas and expulsing during Plio-Pleistocene times. This late expulsion is critical for understanding and organic buildups onlapping the top reservoir unconformity.
- Traps controlled by extensive faults active during the Mio-Pliocene. These tilted blocks contain, at small scale (meter size) the rugosity inherent to the erosional unconformity and the subaerial karstification mentioned above.
- Current data indicate major obliteration of the early karst porosity by meteoric and burial carbonate cements. Present-day porosity is mostly related to late burial dolomitization and corrosion, controlled by faults, fractures and possible minor remnants of the early karstic porosity. This late reservoir development took place during the Pliocene migration time and also affected Miocene clastic deposits.

The Serrablo field, a commercial gas discovery in the Jaca basin (southern Pyrenees, Spain)

C. Díaz Merino, J. C. Vicente Bravo, L. Villalobos¹, L. León¹, P. Cámara and W. Martínez del Olmo.

RepsolYpf, Pºde la Castellana, 280, 28046, Madrid

1. Petroleum Geologist

Abstract

Exploration activity in the south-central pyrenean thrust and fold belt started in 1952. From that date to the first commercial discovery (Serrablo or Jaca gas field, 1978), over 25 exploratory wells were drilled. The Serrablo dry gas field has an estimated URR of 1,000 MMNm³ (~36 BCF). Before depletion, it was transformed to gas storage.

A summary of the petroleum geology of this small, isolated gas province comprises the following main concepts:

- 1) Source rock: A thick section (300 meters) of Ypresian hemipelagic shale, kerogen type III with TOC below 0.6 % and Ro (%) between 1.0 and 1.3 values. This poor source rock quality is compensated by its significant thickness.
- 2) Reservoir: Two thick carbonate turbidite megabreccias, Lutetian in age, deposited in the south-central pyrenean Eocene foreland basin and named megabeds of the Aurin and Jaca respectively. Porosity values range from 1.5 to 2.0 %. However, a late extensional, heterogeneous but predictable microfracture system provides high permeabilities and, consequently, high rates of production in the original vertical wells. Furthermore, the productivity of the new generation of horizontal wells has increased by 4 to 5 times the performance of the vertical ones and now produce up to 100 MMscf/day.
- 3) Trap: Fractured zones of late Eocene-Oligocene anticlinal structures.
- 4) Seal: Hemipelagic shale within the flysch megasequence.
- 5) Migration pathway: Vertical migration by faults and fractures due to different overpressure stress.

The large Jaca basin is a proven gas basin but it is underexplored in terms of effort and quality of seismic data. Improving seismic definition is the key for future exploration activity.

Gulf of Biscay gas and condensate fields

L. Cortés Hermoso de Mendoza¹, C. Riaza² and W. Martínez del Olmo²

1. Shesa (Grupo EVE), 2. RepsolYpf .

Abstract

The Gulf of Biscay area is a very structural complex marine foreland basin developed between the westward prolongation of two main structural domains: the Landes Plateau and the Vizcaya-Guipuzcoa North-Pyrenean fold and thrust belt.

The petroleum geology of this gas-condensate province can be summarized as follows:

- Source rock: Westphalian bituminous coals with maturity level ranging .6 to .9 Ro values.
- Reservoir: Cenomanian-Turonian-Campanian limestones deposited in an outer ramp with oolitic and skeletal shoals, chinks, apron calcarenites and minor tidal flats and lagoonal facies. This reservoir has two major porosity types: intergranular enhanced by late corrosion (shoals and apron facies) and vuggy, also corroded in a late phase. The latter is common to all facies, and late microfractures and associated vugs enhanced reservoir permeability.
- Seal: Late Campanian-Paleocene pelagic marls and marly limestones.
- Traps: Fault-propagation folds of the early Eocene compressional phase. This productive traps are located below a very complex tectonic unit, some cases overturned, that includes Triassic salt and flysch facies of the Cretaceous-Paleogene southern sedimentary trough (Bilbao syncline).
- Migration pathway: vertical by fractures, and a short horizontal distance by the basal Cretaceous unconformity.

Eight exploration wells have been drilled since 1980, when the Gaviota gas-condensate field was discovered, resulting in three commercial field (Gaviota, Albatros and West Albatros) with a total URR around 340 BCF and 12 MMBC. The very poor quality of the 2D and 3D seismic data and the high success rate of the basin demonstrate the efficiency of the gas system and promise a new exploration activity from seismic resolution improvement.

Petroleum Geology of the Onshore Cantabrian Basin

G. Abeger, A. Serrano and S. Quesada.

RepsolYpf, Paseo de la Castellana 280, 28046, Madrid.

Abstract

More than 70 exploratory wells have been drilled in the Burgos sub-basin (onshore Cantabrian ranges). This exploration activity led to a lot of oil shows, no commercial discoveries and only one commercial oil field (Ayoluengo), was discovered in 1964 and still producing, and with an estimate URR above 18 MMBO and 20 BCFG. The petroleum geology of this small and isolated oil field can be summarized in several main concepts:

- 1) Source rock: Pliensbachian-Toarcian marine paper shale, K-II, TOC above 7 %, IH average 700 that reached the oil window in the Upper Cretaceous, before the structural traps were created by alpine compressive phase.
- 2) Reservoir: fluvial channel facies and fluvio-deltaic channel facies in the Upper Jurassic, with porosities ranging 18 to 25 % and permeability up to 1 Darcy. Both reservoirs of the Purbeck facies have a limited volume, 6-12 m. thick and 25-40 m. wide. This lenticular reservoir distribution and the fault compartmentalization required 53 wells to develop the field.
- 3) Trap: early diapiric salt dome with crestal collapse faults perpendicular to the compressive alpine fold.
- 4) Seals: intraformational flood plain and abandonment channel facies shales.
- 5) Migration pathway: lateral short migration from the adjacent depocenters and perhaps minor vertical charge. We think the local and isolated Ayoluengo oil field, located in an area with a regional source rock, structural closures and different reservoir-seals possibilities, represents a good example of an early migration, only effective for the previous traps.

Caracterización estratigráfica de la serie Purbeck en el área de la cubeta de Polientes-Sedano y las franjas plegadas de Montorio y Zamanzas (Cuenca Cantábrica)

J. Klimowitz¹., G. Ruíz¹., E. Hernández¹ y A. Pérez²

1) GESSAL. Geología de Investigación y Síntesis. C/ Toronga 21, 28043 Madrid. 2) Shesa (Grupo EVE)

Resumen

Los recientes estudios, incluidos en las actividades exploratorias de la empresa Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi (SHESA), desarrollados para los permisos de investigación Bricia y Arcera, han permitido la revisión estratigráfica de la serie Purbeck en la Cubeta de Polientes-Sedano y en las franjas plegadas que la limitan, Montorio al S-SW y Zamanzas al N-NE.

Como resultado de este estudio y mediante la integración de la información sísmica y estratigráfica de sondeo y superficie, se ha podido establecer una nueva correlación de la serie del Purbeck inferior, en el que radica el mayor interés exploratorio del área, ya que a él pertenecen los almacenes del yacimiento de Ayoluengo y los numerosos indicios de petróleo registrados en el valle de Zamanzas (Villanueva de Rampalay) y Huidobro. Los medios sedimentarios que involucra el Purbeck, continentales (aluviales, fluviales anastomosados y meandriformes, lacustres), deltáicos, transicionales y marinos someros , así como su rápida y constante evolución, condicionan la calidad de los almacenes y constituyen un ejemplo muy completo de relación entre el potencial de las facies almacén y su medio sedimentario.

Metodología para un estudio de viabilidad de inyección y almacenamiento de CO₂ en el Campo Casablanca, Mediterráneo, España

T. Vallaure y J. Mallo-García

Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A., Paseo de la Castellana, 278, 28046 Madrid

Resumen

El Protocolo de Kioto (PK), habiendo sido ratificado por más de 150 países, y tras la significativa adhesión de Rusia, entró en vigor el 16 de febrero de 2005. El Protocolo ya fue ratificado por todos los países miembros de la Unión Europea (UE) en mayo de 2002 y, de acuerdo con sus conclusiones, la UE se comprometió a efectuar una reducción conjunta de sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 8% entre 2008 y 2012 respecto a los volúmenes emitidos en 1990, con posibilidad de reparto de las cuotas de reducción entre sus países miembros. España emite actualmente un 45% por encima de los mencionados niveles de referencia de 1990 y su objetivo principal para 2012 es rebajar este exceso de emisión al 15% sobre los niveles de 1990. El Plan Nacional de Asignación de Derechos de Emisión de España (PNA) definido para el período 2005-2007 fue aprobado por la Comisión Europea en diciembre de 2004 y ya está actualmente en vigor. En él se establecen los volúmenes de emisión máximos permitidos para todas y cada una de las industrias emisoras de CO₂ identificadas en el país. RepsolYpf, en línea con estos objetivos y, habiendo desarrollado un sólido compromiso medioambiental, ha emprendido diferentes proyectos y líneas de actuación encaminados a mejorar su eficiencia interna. El nivel de emisión asignado por el PNA para RepsolYpf en España es de 10×10^6 tm/año de CO₂ para el periodo 2005-2007. En este sentido se dio comienzo en el año 2002 a un estudio inicial de viabilidad técnico-económica (TarraCO₂) para la captura de parte del CO₂ emitido por la refinería de RepsolYpf en Tarragona, estudio que se está complementando actualmente con otro (Castor) que evalúa la posibilidad de inyectar y “secuestrar” 500.000 toneladas métricas anuales de CO₂ durante 30 años en el campo de petróleo Casablanca, situado en el Mar Mediterráneo, 45 km al sur de Tarragona.

Abstract

The Kyoto Protocol (KP) is fully enforced since February 16th, 2005, following its ratification by more than 150 countries, including Russia. The KP has already been ratified in May 2002 by all the countries members of the European Union (E.U.). The E.U. has acquired a collective compromise to reduce its emissions of GHGs by 8% between 2008-2012 relative to 1990 emission levels. Provision is made about a possible split in the reduction quotas among members. Spain present emission level is 45% above 1990 reference levels and the national main target for year 2012 is to reduce this level down to a 15% above 1990 reference levels. Spain, through its National Allocation Plan (NAP), has set the levels of emissions allowances assigned to every installation in the country for 2005-2007 period. The NAP has been approved by the European Commission in December 2004. RepsolYpf, strongly committed with a clean environment and aligned with the NAP. Has developed a Climate Change Plan, in which different lines of action have been defined. The emission level assigned to RepsolYpf in Spain is 10×10^6 metric tonnes / year (t/y) of CO₂ for 2005-2007 period. Accordingly, RepsolYpf started in 2002 a two step study: (1st) viability study (TarraCO₂) of capturing CO₂ emitted by its refinery in Tarragona and its transport to

offshore Casablanca platform and (2 nd) viability study of injecting 500.000 t/y of CO₂ during a time period of 30 years and its storage in Casablanca field. Casablanca field is located offshore Mediterranean Sea, 45 km South of Tarragona.

The volcanic origin for the world's greatest sepiolite accumulations: Tajo Basin (Central Spain)

J. Navarro Comet

CEPSA . Ribera del Loira, 50, 28042 (Madrid)

Abstract

The world's best-developed accumulations of sepiolite occur in the alluvial to fluvio-lacustrine Middle Miocene section of the Tajo Basin (Central Spain). Previous interpretations considered weathering of Paleozoic and Mesozoic rocks fringing the Tajo Basin along with complex basinal fluid migration and dissolution of precursor clay minerals as the source of silica and magnesium required for sepiolite formation. However, the simultaneous occurrence of sepiolite in particular stratigraphic layers and in different sedimentary settings, strongly suggests that silica and magnesium input must be related to an overriding event synchronous in the entire Basin. It is here proposed that Miocene volcanic ash falls from high-magnesium explosive activity, located in the Iberian Peninsula and Western Mediterranean, have played an important role for the sepiolite generation. Airborne volcanic ash eventually settled into the Tajo Basin where subsequent alteration and dissolution may have promoted sepiolite formation by releasing large amounts of silica and magnesium into the environment. This hypothesis is based on two lines of evidence: chronostratigraphy and geochemical correlation between the sepiolite and Miocene volcanic rocks.

A field trip guide book: The Mediterranean Basin (Catalan coastal range onshore analogues)

J. Klimowitz¹, E. Hernández¹ and A. Serrano²

1. GESSAL (Geología de Exploración y Síntesis, S. L.) c/ Toronga 21, Local 1. 28043 - Madrid

2. RepsolYpf

Introduction and field trip objectives

The field trip aims to review the petroleum system of the Offshore Mediterranean, a major hydrocarbon exploration region in Spain, and still considered as one of the most prospective area. Many years of exploration in the Mediterranean Basin have contributed to the development of a Tertiary complete database of geological and geophysical information, including seismic data, well log and geochemical analysis. The integration of all these data constitutes an outstanding frame to analyse the different elements that configure the “Petroleum Systems” of this sedimentary basin.

Beautifully exposed outcrops, detailed stratigraphy and sedimentology and a huge amount of geochemical and subsurface data, combine to make the selected area a unique setting for a field trip regarding these topics. The conclusions are based on the study of many outcrops, wells, seismic data and petrophysic and geochemical analysis. These data come from the extensive oil exploration carried out in the basin by several oil companies and experts since the 60's and from in-house studies.

This guide has been elaborated taking into account many papers listed in the references chapter, in particular, the article of Orlopp (1988) and helpful comments and Ph. D. thesis carried out by Dr. W. Martínez del Olmo and Dr. E. Clavell Verges. This guide benefits from many data and comments kindly provided by Petroleum Oil and Gas Spain and J. Navarro-M^a. Jesus Simón; many ideas and figures from the project on the Amposta area undertaken by GESSAL for ESCAL UGS and many ideas about carbonates and the Mediterranean as well as outcrop knowledge of Dr. Mateu Esteban. We wish to thank all of them for their generous release of data and ideas.

A field trip guide book: Two days around Ayoluengo oil field area

S. Quesada¹, E. Hernández², I. Rosales³, J. Klimowitz² and A. Serrano¹

1. RepsolYpf. 2. Gessal 3. IGME

Introduction, objectives and regional setting

The aim of this field trip is to show the main elements of the petroleum systems of the Basque-Cantabrian Basin. Many years of exploration in the western Basque-Cantabrian Basin have contributed to the development of a complete database of geological, geophysical, and geochemical analysis. The integration of all this data constitutes an outstanding frame to analyse the different elements that configure the “Petroleum Systems” of this sedimentary basin.

Beautifully exposed outcrops, detailed stratigraphic and sedimentologic data and a large amount of geochemical and subsurface data, combine to make the selected area a unique setting for a field trip concerning these topics. These data come from in-house studies and from the extensive oil exploration carried out in the basin by several oil companies.

The Basque-Cantabrian Basin is a Mesozoic-Cenozoic subsiding area developed between the European and Iberian plates, which recorded a thick pile of sediments finally folded and thrust during the Alpine orogeny. The basin constitutes the western extension of the Pyrenean folded belt along extensive onshore areas of northern Spain and offshore areas of the Cantabrian Sea. The Palaeozoic Asturian Massif bound it westward, eastward by the Palaeozoic Basque Massifs, and southward by the Duero and Ebro Tertiary basins. Northward, the basin extends through the offshore areas of the Bay of Biscay.

The field trip will be held in the southwestern part of the basin, the area, which concentrates the major interest of the basin from the point of view of hydrocarbon exploration. Inside the southwestern part of the basin (field trip area) it is possible to define four paleogeographic and tectonic domains:

- Zamanas Folded Belt: Fold and thrust area that bounded northeastwards the field trip area.
- Polientes and Sedano basins: Mesozoic sedimentary depocenter separated by a high salt structure with NE-SW orientation that constitutes the Ayoluengo structure.
- Montorio Folded Belt: Tectonic belt of folds and inverse faults with south vergences, associated with the southern thrust of the Basque-Cantabrian Basin over the foreland Tertiary Duero Basin.

Guía de campo: El diapirismo salino en el Prebético e Ibérico

W. Martínez del Olmo

RepsolYpf, Paseo de la Castellana 280, 28046 Madrid

Introducción

Con frecuencia trabajamos en bloques de exploración en los que la deformación inducida por la sal juega un papel importante, ya sea como sustrato móvil que condiciona surcos preferenciales de depósito, sea como motor de trampas estructurales, estratigráficas y mixtas, sea como creador de vías de migración vertical de los hidrocarburos expulsados desde niveles estratigráficos infra y suprasalinos. La gran mayoría de estas áreas en exploración se localiza en cuencas sedimentarias donde la información de superficie es mínima o nula, así que su interpretación ha de realizarse desde las líneas sísmicas.

Todos sabemos que la interpretación sísmica es más fácil cuando las formas estructurales (diapiros, rollers, turtle backs, overhangs, cicatrices etc.) y las anomalías sedimentarias que el diapirismo produce (olistolitos, slump, mini-cuencas etc.) se han visto en el campo, y este y no otro, es el objeto de esta guía.

La larga historia diapírica del sector en descripción, produjo y aún produce diapirismo reactivo, activo y pasivo, y todas las geometrías y formas estructurales descritas en las cuencas con deformación salina, y ellas pueden interpretarse a pesar de que una tectónica compresiva tardía haya retomado la estructuración salina previa. Esta última dificultad es salvable porque las distorsiones sedimentarias creadas por el diapirismo en su entorno (olistolitos de pequeña y gran talla, cantos blandos, facies de slump en plataformas carbonáticas someras etc.) permiten interpretar la localización de las viejas y a veces desaparecidas geometrías salinas y el tiempo en que estas alcanzaron los tempranos paleo-fondos marinos y los tardíos niveles de erosión aérea.

El sector Prebético e Ibérico que proponemos visitar, es extenso, con excelentes afloramientos, buenas condiciones de acceso y alojamiento y mapas geológicos a escala 1:50.000 que, salvo excepciones, tienen calidad suficiente para poder visualizar la compleja y larga historia salina. Por el contrario, la mayoría de las interpretaciones estructurales, recogidas en dichos mapas, no han podido sustraerse a dos viejos conceptos (Trías inyectado en fallas y cabalgamientos con suela de Triásico) que han creado interpretaciones no acordes con la realidad.

La calidad de las viejas líneas sísmicas que en él área existen, es realmente deficiente (fuerte relieve y espesas formaciones carbonatadas de alta velocidad y desde superficie) problema que se soslayará con la presentación de seleccionadas líneas sísmicas, de mejor calidad, existentes en el alledaño Mediterráneo.

En consecuencia, nos pareció útil, la realización de una guía de campo que permita observar, discutir y mejorar las interpretaciones que sobre diapirismo y tectónica se presentan, y nada más apropiado para facilitarla que esta edición de la AGGEP. Como todas las guías cuyo motivo es la deformación estructural, las fotografías ilustrativas son difíciles, pues las formas estructurales son de considerable volumen. Así que muchas fotos no tienen más objeto que indicar hacia donde hay que mirar y así ayudar a reconocer los relieves que hacen objeto de los pequeños mapas y esquemas.

Finalmente, deseo mostrar mi agradecimiento a Jaime Suárez Alba y Gabriel Lerét Verdú que vinieron al terreno en algunas ocasiones. Así que aprovecho para comunicar a los interesados que cualquiera de los dos viejos amigos conocen muchos de los afloramientos e itinerarios y pueden guiaros por ellos tan bien o mejor que yo.

Análisis Geoestadístico de los yacimientos de Gas en el Delta del Nilo, Egipto (primera aproximación).

H. Stockhausen 1 (*), R. Villanueva Iza 2 y M. Feal Salido 3 (*)

1. RepsolYPF, Paseo de la Castellana #280, Madrid 28046

2. Unión Fenosa Gas, Parque Empres. Alvento Edif. D, Madrid 28033

3. Indra, Av. de Bruselas # 35, Alcobendas 28109

(*) Previamente en la Universidad de Vigo, Campus de Vigo, Pontevedra 36310

Resumen

El presente estudio pretende desde la visión geoestadística dar un pequeño aporte que junto a otros estudios ayude a comprender mejor la tipología de la roca madre, su extensión areal, edad y patrones de migración de los yacimientos de gas en el Delta de Nilo, donde se ubica el 80 % de las reservas de gas de Egipto.

Mediante una aplicación del programa Surfer V.8, se realizó un estudio geoestadístico para determinar la afinidad de 15 yacimientos de gas en el onshore y offshore del Delta del Nilo. El objetivo principal del proyecto, era ver la distribución espacial de cada uno de los componentes químicos de los yacimientos de gas (metano, propano, butano, etc.) separados por secuencias sedimentarias Pliocenas y Miocenas. La separación en dos secuencias sedimentarias se debió por un lado a una razón operacional, en el sentido que estos intervalos son puestos a producir en forma individual y por el otro, que al estar asociados a procesos geológicos distintos, se partió del principio que el tipo de gas en cada uno de ellos provenían de rocas madres distintas o de procesos de migración distintos, lo cual fue corroborado mediante un análisis retrospectivo de los datos obtenidos.

A pesar de que este estudio solo contó con un número reducido de datos (yacimientos), han sido los suficientes para ofrecer una primera aproximación sobre la distribución de los componentes de gas a lo largo del Delta del Nilo. Incluso en base a los resultados obtenidos, se pudo especular sobre la distribución lateral de facies de la roca madre, posible presencia de más de un intervalo de roca madre, así como de los patrones de migración involucrados en cada uno de estos grupos estratigráficos a lo largo de todo el Delta del Nilo.

Además de la contribución inicial que pueda aportar este estudio sobre las tendencias de composición de gases de los yacimientos en el Delta del Nilo, este trabajo puede servir de manera práctica a la industria del petróleo y gas, tanto en la exploración de nuevos campos, comercialización del gas, y desarrollo de futuras infraestructuras del sector.

The Post-Salt Fields of the Precaspian Basin (Kazakhstan): Petroleum Systems and Exploration Potential

J. M. González-Muñoz and J. R. Carballo-García.

RepsolYpf

Introduction

The PreCaspian Basin (Kazakhstan) is a promising Oil & Gas basin, with discoveries since the beginning of the past century. This is one of the most important salt basins in the world due to the occurrence of an evaporitic unit (Kungurian-Lower Permian) separating the two mega complexes. We use the term PostSalt to refer to sediments above the mentioned salt interval (Kungurian). This basin has many giant oil and gas fields: Tengiz (1979, 9 BBO), Karachaganak (1979, 46 TCF) and the last discoveries in the offshore Caspian Sea, Kashagan (2000, around 10 BBO) renewed its petroleum interest (González, 2001). But all of these fields and discoveries are found in the pre-salt section, mainly in Palaeozoic reservoirs.

This article will focus on the PostSalt unit, synthesizing the associated elements of its petroleum system, and analyzing the exploratory potential.

Carboniferous Petroleum System in the RKF field (Berkine Basin, Algeria)

J. Navarro Comet *, T. Bartrina*, A. Alaminos* and C. Rossi**

* CEPSA EP, Madrid, Spain

**Dpt. Petrología y Geoquímica, Instituto de Geología Económica (CSIC-UCM), Univ. Complutense, Madrid, Spain

In 1992 the Sonatrach/CEPSA Association discovered the Rhourde El Krouf (RKF) oil field, located in the Berkine Basin of eastern Algeria, in the Erg Oriental region. The RKF-1 exploration well, drilled to a total depth of 5,081 m tested a combined rate of 5,000 BOPD from two separate siliciclastic reservoirs: TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) and Carboniferous. The RKF structure was identified on a wide spaced grid of 2D seismic lines shot during the 70s and 80s. The RKF-1 discovery well had a great impact for the exploration strategy in the Berkine Basin. It confirmed the extension to the southwest of the prolific TAGI oil trend from El Borma field (AGIP, 1964) at the Tunisian-Algerian border, encouraging other companies to continue their exploration efforts in the region. On top of that, the RKF-1 was the first well to test hydrocarbons in the Carboniferous section of the Berkine Basin, revealing the presence of a new petroleum system. Although the TAGI sandstones are currently ranked as the prime commercial reservoir unit in the Basin, the Carboniferous petroleum system must be also considered as an important hydrocarbon resource.

Sedimentology of the Devonian Reservoir in the Reggane Basin. Outcrop Study of the Bled el Mass area. Sedimentology and Sequence Stratigraphy Geology

I. Polonio and E. Figari

RepsolYpf. Paseo de la Castellana 278, 28046, Madrid

Abstract

The aim of this study was to perform in outcrops the sedimentology and sequence stratigraphy of the Lower Devonian succession which makes the main reservoir level in the Reggane basin (Algeria). The Bled El Mass corresponds to a structural high separating the Ahnet basin eastwards from the Reggane basin westwards. The outcrops corresponds to the eastern flank of the Reggane basin which is intensively folded in outcrops.

The sedimentation pattern of the Gondwana craton is characterised by a stable tectonic regime and very low sedimentation rate during the lower Paleozoic. In the Reggane area, around 1800 meters of sediments accumulated between the Upper Cambrian and top of middle Devonian (a period of 150 MA). The sedimentation rate will approximate 12 m per million year. Such sedimentation rate is extremely low and characterises the low-subsidence pattern of cratonic basins.

A large wave-length and low amplitude flexural deformation characterises Paleozoic times on the Gondwana shield. Flexural intra-cratonic sub-basins were created on the Gondwana shield, the sub-basins being separated by arches forming highs on which sedimentary series are thinning. The Bled El Mas area is located above a major Panafrican lineament and makes a high between the Ahnet and Reggane basins. Evidence of onlaps and truncatures of the whole Cambro-Ordovician succession can be seen suggesting that the area has been uplifted during sedimentation. The whole succession from Cambrian to Upper Ordovician (around 600 m of sediment) is pinching out, onlapping the base Cambrian unconformity. The onlap was sealed by the Silurian shales and the Lower Devonian succession was apparently not affected anymore by this syn-sedimentary uplift. A progressive unconformity has been documented, associated to truncation of the different term of the Cambro-Ordovician succession. This geometry then suggests that a relative uplift associated to flexuration and normal faulting occurred during Cambro-Ordovician times.

During Lower Palaeozoic times, the sedimentation conditions in the Gondwana platform were influenced by three main factors: (1) the colonisation of the earth by vegetation since middle Silurian times. The colonisation of landmass by vegetation was effective during Lower Devonian and plants were able to fix and consolidate the floodplain shales. Cambro-ordovician pre-vegetative fluvial systems will be then characterised by braided type sand-rich channels laterally migrating in a basin-wide braided plain, whereas Devonian system show floodplain development; (2) a contrasted climatic cyclicity. During Cambro-Ordovician times, the Gondwana supercontinent was located close to the South pole. Cold and probably semi-arid climatic conditions prevailed during Cambrian and Ordovician, culminating with the intra-Asghill glacial event. Silurian times were marked by the melting of the ice sheets and the climate globally warmed during Silurian, Devonian and Carboniferous as the Gondwana shifted northwards; (3) Low topographic gradients in continental and shallow marine

environments. The Saharan platform was characterised by a very smooth topography from continental to marine environments. There was no shelf break in this cratonic setting and the shelf margin was located thousands of kilometres to the NW in Morocco. Bled El Mass area is a structurally complex zone at the boundary between the Reggane Basin to the West and the Ahnet basin to the East. It corresponds to the culmination of the Azzel Matti arch that runs from the suture zone between the Reguibat and Hoggar shield in the South to the Ougarta ridge, toward the High Atlas. The structural style in the Bled El Mass area is mainly controlled (1) by the structural inheritance of numerous vertical NS directed planes of weakness in the Panafrican basement reactivated during the Hercynian event, and (2), by the existence of a thick Silurian shale level, which allows the uncoupling between the Cambro-Ordovician beds and the Devonian and Carboniferous series.

The Bled El Mass area is mainly characterised by NS basement trends corresponding to major vertical faults on which the main folds are developed. The area is also marked by two other minor trends: (1) ENE-WSW lineaments, corresponding to old inherited highs in the basement on which the Cambro-Ordovician beds are onlapping either sedimentary or tectonically controlled and (2) WNW-ESE lineaments which seems to correspond partly to the carboniferous basins boundary faults, south of Bled El Mass. The Cambro-Ordovician beds are structured by tight folds and several faults with displacement greater than 200 m, whereas the Lower Devonian appears practically unfaulted. The Silurian levels seem to be pinched out by shearing at several location close to tight folding of both Cambro-Ordovician and lower Devonian series. The Jurassic sills appears to be concordant with the strata all along the Djebbel Abberaz structure. Although a sill may follow gently tilted strata, it is not physical conceivable that it would follow beds dipping at 60°. This evidences a post-Jurassic component of deformation.

Four main facies associations have been determined in the outcrops, which include fluvial facies associations, tidal platform facies associations, shoreface facies associations offshore and carbonate facies associations. The facies are regrouped in three main depositional systems: the fluvial incised valley and estuarine systems, the storm-dominated shoreface systems and the tidal ramp depositional system. Generally speaking, fluvial transport direction and progradation trends are from SE to NW. In the south North profile, subsidence slightly increased in the northern part of the Bled el Mas during Upper Siegenian, Emsian and Eifelian times. The Gedinian and lower Siegenian sequence are almost isopach. In the East West profile, the series does not show any significant thickness variation across the Bled el Mas. Basin deformation with a migration of depocenter effectively started in the area during Couvinian times and probably increased during Upper Devonian and Carboniferous.

Investigación de hidrocarburos en España. ¿Una asignatura pendiente?

E. Álvarez de Buergo

Repsol-YPF, Paseo de la Castellana 278-280, 28046 Madrid

Resumen

A partir de la comparación de los datos actuales de consumo de petróleo y gas en España con los de producción, se hace una revisión de los descubrimientos de hidrocarburos realizados históricamente. Los primeros, el campo de gas de Castillo (Vitoria) y el de petróleo y gas de Ayoluengo (Burgos) son de la década de los 60. Durante los 70 se realizan la mayoría de los descubrimientos de petróleo en el Mediterráneo (Amposta, Dorada, Casablanca-Montanazo y Tarraco) y los campos de gas de Jaca-Serrablo (Cuenca Surpirenaica), Golfo de Cádiz y Gaviota en el Mar Cantábrico (gas y condensado). En los 80 se prueban los distintos campos de gas de la Cuenca del Guadalquivir (Marismas, El Romeral, El Ruedo y Las Barreras) extensión en tierra de los del Golfo de Cádiz. Se explota el gas de Ayoluengo y en el Mediterráneo se descubren y se hacen pruebas en dos yacimientos menores: Salmonete y Angula. En la década de los 90 se descubren los campos satélites de Albatros en el Mar Cantábrico y en el Mediterráneo, Rodaballo, Chipirón, Boquerón y Barracuda. De cada uno de los descubrimientos y sus producciones se derivan los sondeos de delineación y desarrollo o explotación para poder estimar el ratio de éxitos frente al número total de sondeos de exploración, calculándose el porcentaje de territorio explorado. La base de información proviene de las Estadísticas de Hidrocarburos publicadas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Finalmente, se revisan las sub-cuencas españolas donde se ha realizado exploración de hidrocarburos, analizándose el número de sondeos de exploración perforados en cada una, en qué años y las compañías que en ellas trabajaron tratando de determinar el grado de investigación y el potencial remanente.

Abstract

Moving from present gas and oil consumption in Spain in relation to the production, all hydrocarbon discoveries within the country are reviewed. The first ones, the Castillo Gas discovery in Vitoria and the Ayoluengo oil & gas discovery in Burgos province are from the sixties. During the seventies most of the oil fields of the Mediterranean Sea (Amposta, Dorada, Casablanca-Montanazo & Tarraco) together with the main Gas Fields of Jaca-Serrablo (Pyrenean foothills), Gulf of Cadiz & Gaviota (gas& condensate in the Cantabrian Sea) were found. During the eighties the inland extension of the Gulf of Cadiz gas fields was proved with several gas discoveries within the Guadalquivir Basin (Marismas, El Romeral, El Ruedo & Las Barreras). The Ayoluengo Field gas was exploited and two minor oil fields were tested in the Mediterranean Sea: Salmonete & Angula. The nineties bring most of the satellites: Albatros in the Cantabrian Sea and Rodaballo, Chipirón, Boquerón & Barracuda in the Mediterranean Sea. The individual analysis of each of them, including production and appraisal or development wells, allows an estimation of the number of exploration wells drilled in the country and also the success rate as well as the percentage of the country which has been explored. Well information is originally based on Estadísticas de Hidrocarburos from the Spanish Ministry of Industry, Tourism and Commerce. Finally, in order to determine the degree of exploration and the remaining potential of the Spanish sub-basins with hydrocarbon exploration, the number of exploration wells drilled, in which years and by which operator are analyzed.