

Influencia del bitumen sobre la calidad de un reservorio siliciclástico: Aplicación al campo de Salam en el desierto occidental de Egipto.

The influence of bitumen on reservoir quality of a siliciclastic deposit: Application to the Salam field (Western Desert, Egypt)

R. Marfil (*), R. Duro(*), C. Dorronsoro(**), A. Permayer (***) y C. Rossi (*)

(*).- Dpto. de Petrología y Geoquímica. Facultad de CC. Geológicas. Universidad Complutense. 28040-Madrid.

(**).- Dpto. de Química Aplicada V/EHU. 20080-San Sebastián

(***).- Dpto. de Geoquímica, Petrología y Prospección Geológica. Universidad de Barcelona. 08071-Barcelona.

ABSTRACT

Bitumen are rarely taken into account in the petrophysical characterization of reservoirs because they may be rather difficult to distinguish. This paper focuses on the effects of bitumen on the reservoir quality of the sandstones from the Salam Field in the Western Desert (Egypt). We describe the various morphologies of the bitumen by SEM and we relate these data with the chemical composition of the bitumen and with the porosity determined by Hg injection.

The coatings of bitumen affect preferentially the reservoir quality restricting pore throats, whereas the pore fillings of bitumen affect mainly the macroporosity.

Key words: bitumen, sandstone reservoir, porosity, organic geochemistry, Salam field (Egypt).

Geogaceta, 25 (1999), 139-142

ISSN: 0213683X

Introducción

El bitumen en un reservorio puede influenciar su calidad, del mismo modo que los cementos minerales, debiendo ser evaluado como parte de la evolución diagénica de cualquier sistema de poros. El bitumen puede causar heterogeneidad y formar barreras de permeabilidad, no relacionadas con las facies deposicionales o diagénesis pre-bitumen (Lomando, 1992). Asimismo, su importancia económica debe tenerse en cuenta, ya que su presencia puede afectar adversamente los parámetros del reservorio y por tanto, influir en los cálculos de reservas.

En este trabajo se combinan los resultados de estudios petrológicos y geoquímicos orgánicos con los obtenidos del estudio de la porosidad en muestras de areniscas almacén cretácicas y jurásicas procedentes de 3 sondeos del Campo de Salam, dentro de una importante área petrolífera en el Desierto Occidental de Egipto. Las profundidades que representan las muestras oscilan entre 1272m y 3536m. Las principales areniscas productoras se encuentran en la Fm. Alam el

Bueib (Valanginiense a Barremiense) y Bahariya (Albiense superior a Cenomaniense inferior). La Fm. Khatatba, de edad comprendida entre el Jurásico medio e inferior, contiene la roca madre de los petróleos. Datos previos sobre estos reservorios pueden encontrarse en Permayer *et al.* 1995; Rossi *et al.* 1996; Marfil *et al.* 1997.

De las relaciones observadas en este trabajo, se pueden obtener importantes conclusiones sobre como la composición, cantidad y morfología de los bitúmenes, pueden influir de una manera decisiva sobre las propiedades de un reservorio siliciclástico. La composición casi cuarzoarenítica del depósito, que varía relativamente poco en la vertical (Rossi *et al.*, 1996), facilita el estudio de los procesos de acumulación de bitumen en la porosidad, en función de la profundidad, temperatura, presión, tiempo y circulación de fluidos.

Para este estudio se han seleccionado 40 muestras y se han utilizado las siguientes técnicas: 1) Porosimetría mediante intrusión de mercurio, utilizando un Poresizer 9310 (Micromeritic Instr. Corp.). Previamente, se extrajeron los hidrocar-

buos (HC) de la porosidad conectada mediante lavados con diclorometano. Además, en parte de las muestras, las más ricas en HC, se realizó el estudio de la porosidad sin eliminarlos, a fin de conocer el efecto de su presencia sobre la misma. 2) Difracción de rayos X de la muestra total, para cuantificar el contenido en carbonatos, arcillas y sulfuros. 3) Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) en modo de electrones secundarios (SE) y retrodispersados (BSE), para el estudio morfológico de los poros y de los procesos diagénicos que los modifican. 4) Los componentes orgánicos han sido analizados por pirólisis de Rok-Eval y por Cromatografía de gases, utilizando en parte de las muestras un doble método de extracción, con el fin de ver como se comportan los HC en la porosidad cerrada y en la interconectada (Permayer *et al.*, 1995).

Resultados obtenidos y discusión

Datos petrofísicos

Las areniscas estudiadas son de grano medio a fino, bien seleccionadas y las

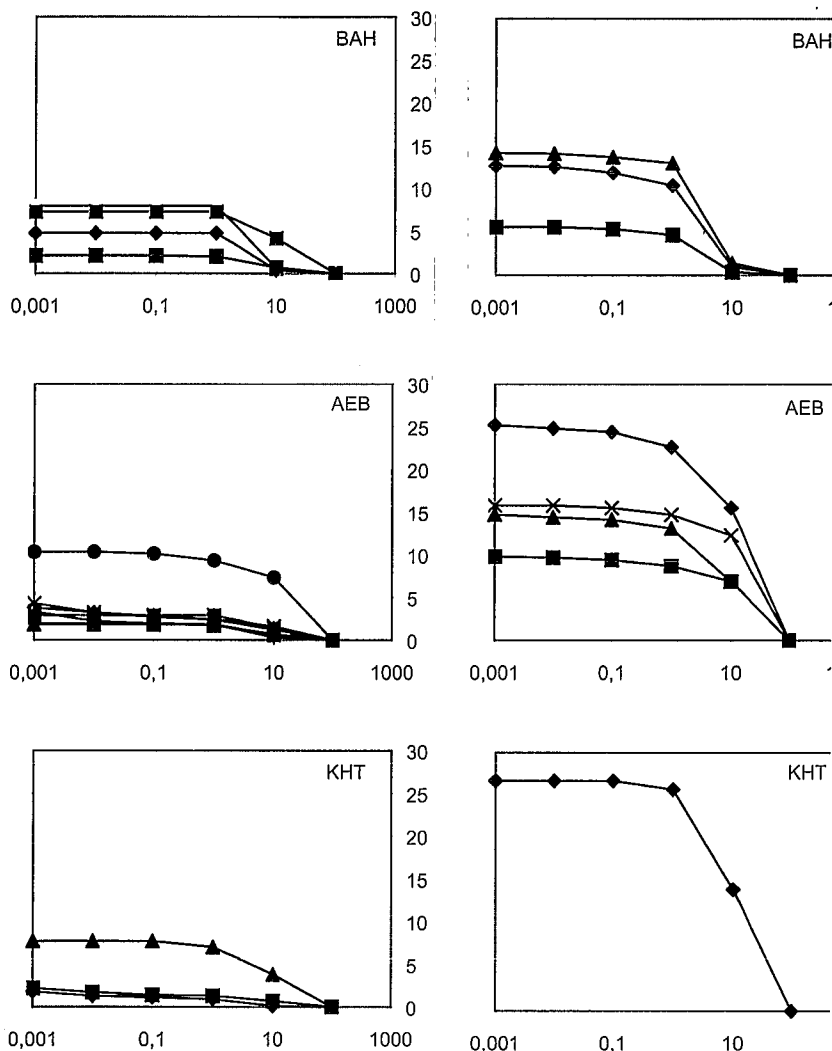


Fig.1.- Curvas acumuladas de la porosidad en función del tamaño de poro. Los gráficos de la columna de la izquierda corresponden a muestras sin tratamiento; los de la columna de la derecha a muestras tratadas con diclorometano.

Fig.1.- Curves of mercury injection in relation to pore size . The left graphs are from samples without treatment. The right graphs are from samples with treatment.

porosidades medidas oscilan entre 5.6 y 26.7%. Como puede verse en la tabla 1, su variación no guarda ninguna relación con la profundidad. En la mayoría de los casos no se ha observado una relación clara entre la porosidad y la composición del esqueleto de las areniscas, excepto cuando la proporción de granos arcillosos dúctiles de origen intracuenal supera el 5%. En estos casos, la reducción de porosidad inicial por compactación es relativamente alta, dando como resultado porosidades finales relativamente bajas. Este efecto reviste cierta importancia en las areniscas de la Fm. Bahariya, siendo poco significativo en las formaciones AEB y Khatatba. Las variaciones observadas en las areniscas de las formaciones AEB y Khatatba reflejan, esencialmente, diferencias en el grado de alteración dia-

genética, suponiendo que no existan sobrepresiones en alguno de los depósitos estudiados (Surdam *et al.*, 1989; Wilson y Stanton, 1994).

En la Figura 1 se han representado las curvas acumuladas de la porosidad en función del tamaño de poro. En las areniscas de la Fm. Bahariya, se observa que el valor modal está comprendido entre 1 y 10 μm y en las areniscas de la Fm. AEB, la moda está comprendida entre 10 y 100 μm . En las areniscas de la Fm. Khatatba, el comportamiento es ligeramente distinto al de la Fm. AEB, existiendo dos modas, una entre 100 y 10 μm y otra secundaria entre 10 y 1 μm . A veces, existe una tercera moda entre 1 y 0.1 μm (Fig. 1).

En las areniscas de la Fm. Bahariya, el valor modal entre 1 y 10 μm representa una porosidad primaria intergranular re-

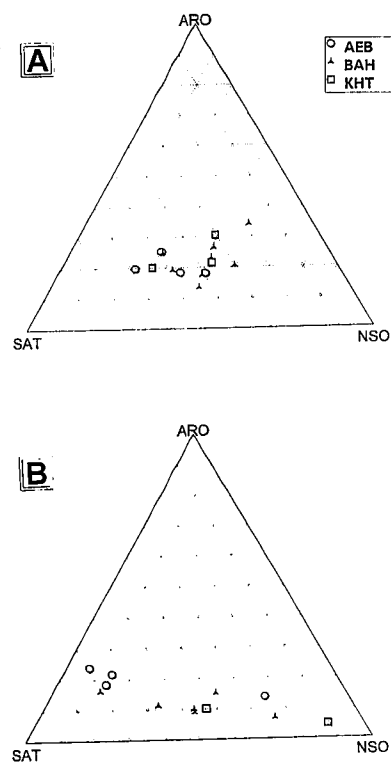


Fig. 2.- Representación de los valores composicionales de los bitúmenes en el diagrama triangular de Tissoit y Welte (1984). Los dos gráficos representan los valores obtenidos por el método de extracción sin molturación (A) y con molturación y extracción posterior (B).

Fig. 2.- Diagrams (after Tissoit & Welte) of the geochemistry data for the bitumen. The two diagrams show the results by methods of A) plug of whole-rock extraction and B) from whole-rock crushed extraction.

ducida por el cemento sintaxial de cuarzo y los cementos de kaolinita-dickita. En las areniscas de la Fm. AEB, la moda del tamaño de poro comprendida entre 10 y 100 μm representa, en muchos casos, porosidad secundaria intergranular relacionada con la disolución de cementos y reemplazamientos de ankerita y siderita. El cemento de caolinita-dickita, lo mismo que en las areniscas de la Fm. Bahariya, cierra parte de esta porosidad secundaria, dejando menor proporción de poros con valores entre 10 y 1 μm . En las areniscas de la Fm. Khatatba, el rango de distribución del tamaño de los poros, mayor que en las anteriores formaciones, refleja probablemente variaciones texturales. La porosidad en estas areniscas es intergranular, tanto primaria como secundaria, esta última por disolución de los cementos carbonáticos.

Datos geoquímicos

Se ha analizado la composición del bitumen atrapado en la porosidad de las

MUES.	PROF (m)	FORM.	POR (A)	POR (B)	POR (C)	SAT (1)	ARO (1)	NSO (1)	SAT (2)	ARO (2)	NSO (2)
BO32	1871,78	BAH	4,7	13,0	12,8	69,25	23,82	6,92	48,36	25,23	26,41
BO33	1876,04	BAH	2,1	10,0	5,6	64,00	21,68	14,32	58,78	19,70	21,52
BO34	1878,48	BAH	7,9	16,6	14,3	67,40	18,31	14,29	46,52	18,31	35,17
BO35	1923,59	BAH	7,2	24,7		24,08	13,68	62,24	39,47	18,04	42,49
BO62	2403,65	ALD			13,8				54,29	22,14	23,57
BO36	2429,26	AEB	3,8			24,69	6,85	68,19	29,82	20,58	49,60
BO37	2436,27	AEB	3,3			47,05	8,85	44,10	48,33	24,91	26,76
BO38	2526,79	AEB	1,8	16,6		37,70	15,18	47,12	48,24	19,16	32,60
BO39	2608,17	AEB	4,3			46,67	9,86	43,47	35,36	23,09	41,55
BO76	2636,82	AEB		13,0	25,2				19,63	35,82	49,55
BO40	2654,50	AEB	2,9	20,0	9,8	55,96	11,15	32,49	43,77	13,51	42,72
BO80	2991,00	AEB	10,3	16,3	11,4				27,95	22,64	34,61
BO41	3087,93	AEB	1,9	11,8	15,8	70,24	16,16	13,59	40,78	17,47	41,75
BO42	3383,28	KHT	1,8			42,93	0,10	46,84	35,93	21,53	42,54
BO43	3445,15	KHT	2,1			10,38	4,67	84,93	53,73	20,04	26,23
BO97	3530,80	KHT	7,7	21,2	26,7				37,98	38,28	49,12

Tabla 1.- Datos de la porosidad y geoquímica orgánica (en %) de las muestras estudiadas.

Table 1.- Porosity and organic geochemistry data (%) of the studied samples.

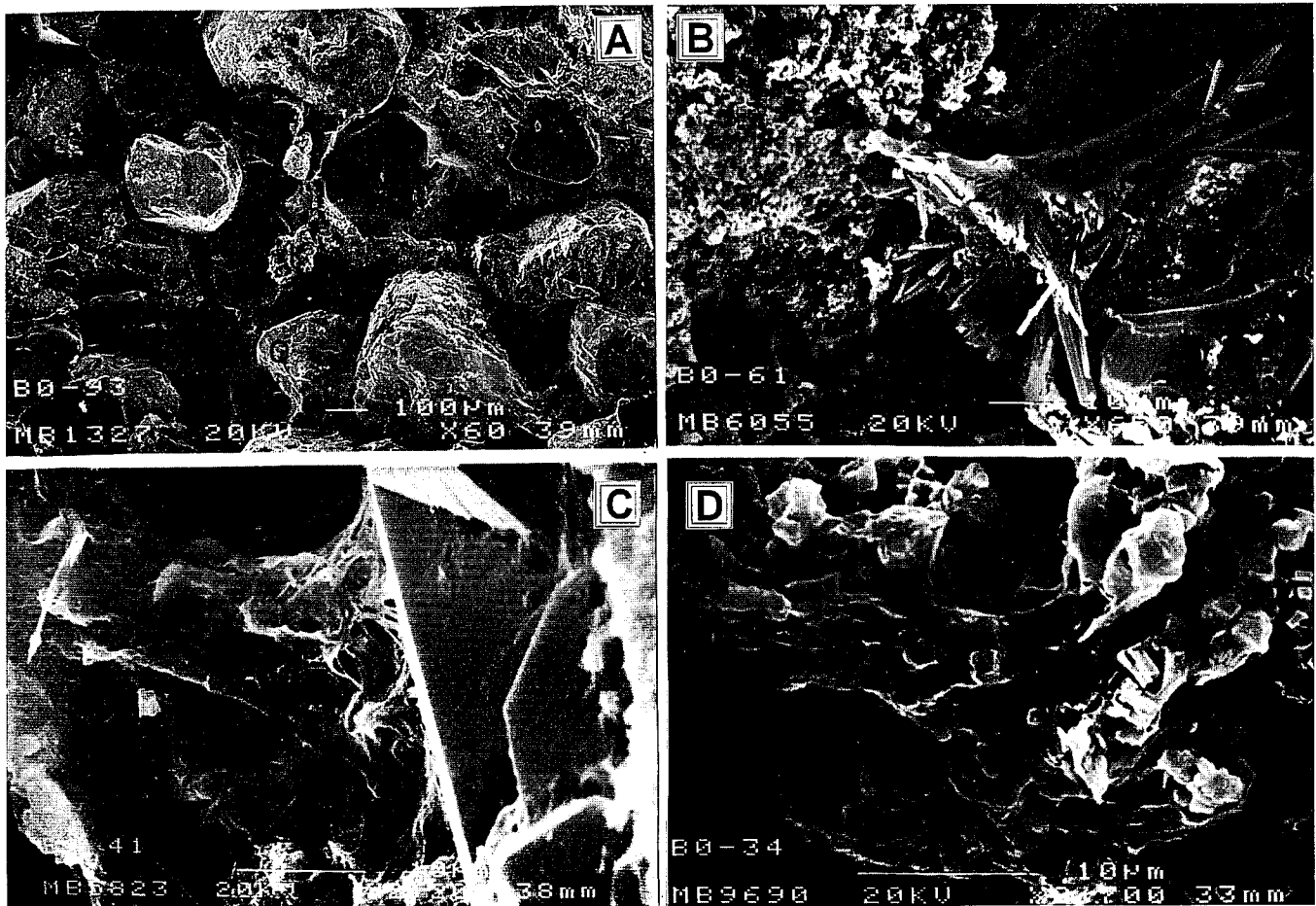


Fig. 3.- Aspectos al M.E.B. de A) Porosidad primaria intergranular reducida por cemento sintaxial de cuarzo (Q) y cemento oclusivo de caolinita-dickita (K). B) Cemento sintaxial de cuarzo y posterior cemento oclusivo de pirrotina, tapizado por bitumen (B) que cierra las conexiones entre poros. C) Bitumen pelicular cerrando la conexión entre los poros, D) Bitumen pelicular recubriendo parcialmente el cemento de caolinita-dickita.

Fig 3.- SEM view of A) Intergranular primary porosity reduced by quartz rims (Q) and Kaolinite-dickite (K) occluding cement. B) Quartz rims post-dated by pyrrhotite occluding cement. Bitumen occurs as carpet closing pore throats. C) Carpet of bitumen closing pore throats. D) Bitumen coating mixed with kaolinite-dickite pore-filling restricting and closing pore throats.

muestras (Tab. 1) Se ha relacionado la composición geoquímica con las variaciones de la porosidad por intrusión de mercurio, según se lavaran previamente o no, con diclorometano. Como se observa en la figura 1, existe una reducción de la porosidad cuando las muestras no han sido lavadas con diclorometano, no solo en la cantidad, sino también en la distribución estadística de los poros. Asimismo, esta variación se hace mayor hacia la base del reservorio (Fm. Khatatba), donde por su mayor proximidad a la roca madre quedan atrapados mayor cantidad de compuestos pesados, disminuyendo éstos hacia los niveles más altos del reservorio.

Por otra parte, como se señala en la figura 2, existe una variación composicional de las fases orgánicas, según sea el método de extracción de las mismas, observándose variaciones significativas en la cantidad de los elementos más ligeros (aromáticos), y con un enriquecimiento de los más pesados (saturados y compuestos polares), cuando el análisis se realiza sobre el extracto obtenido en roca molturada.

El enriquecimiento en compuestos más pesados de los bitúmenes estudiados se ha asociado con el entrapamiento de éstos en los cuellos de la porosidad, cuellos que estarían en el campo de la microporosidad, pero que podrían cerrar o desconectar poros mucho mayores, como intentaremos demostrar con la ayuda del MEB.

Datos petrológicos

El sistema de porosidad que encontramos en las areniscas en estudio se podría modelizar como un conjunto de macroporos (20-10 µm, según Ehrenberg, 1990), de tipo intergranular fundamentalmente,

junto con una red de conexiones, teniendo una morfología de cuellos (*throats*) entre los mismos, cuyos rangos estarían dentro de la microporosidad (20-10 µm, según Ehrenberg, 1990) (Fig. 3A).

La macroporosidad, como se ve en la figura 3A, sufre procesos de reducción debidos a cementaciones por cuarzo, arcillas y sulfuros (Fig. 3B). Estos procesos pueden afectar también a los rangos de tamaño inferiores, aunque son menos influyentes, debido al tipo morfológico de la arcilla más abundante (caolinita-dickita) El bitumen se presenta como cementos peliculares (Fig. 3C,D,E) o como cementos ocluyentes mezclados con otros cementos (principalmente arcillosos), rellenando microporosidad y cuellos que interconectan macroporosidad (Fig. 3D).

No hemos encontrado las morfologías vesiculares, digitales y en gotas, citadas por Lomando, 1992, como típicas del bitumen en los reservorios siliciclásticos.

Conclusiones

El bitumen atrapado en la porosidad, dentro del reservorio estudiado, se muestra únicamente (i) como cemento pelicular sobre los granos minerales; (ii) como cementos ocluyentes, más o menos completos, en íntima asociación con caolinita-dickita y raramente con lilita y/o clorita. Estas diferencias controlan las propiedades petrofísicas del reservorio, ya que los cementos peliculares afectan, fundamentalmente, a las conexiones entre los poros y los cementos ocluyentes, así como el bitumen asociado a las arcillas afecta en mayor medida a la macroporosidad.

De esta forma se justificaría que una escasa cantidad de bitumen, podría generar un cierre generalizado de los cuellos,

con lo que podríamos conseguir una reducción importante de la porosidad conectada, medida por intrusión de mercurio, con una relativamente baja reducción de la porosidad total. Asimismo, explicaríamos la bajada en los rendimientos previstos de los campos de extracción de hidrocarburos, donde el bitumen no es fácilmente identificable en los *logs*, interpretándose como porosidad conectada.

Agradecimientos

Agradecemos a Repsol Investigaciones Petrolíferas S.A. y Khalda Petroleum Co., por facilitar, tanto el muestreo en Salam Base, como la consulta de datos geológicos básicos en El Cairo. Este trabajo ha sido financiado parcialmente por el proyecto coordinado de la DGICYT PB-96-1236.

Referencias

- Ehrenberg, S. N. (1990): *AAPG Bull.* 74, 1538-1558.
- Lomando A. J. (1992): *AAPG Bull.*, 76, 1137-1152.
- Marfil, R., Dorronsoro, C., Rossi, C. y Permanyer, A. (1997): *Geogaceta*, 21, 59-162.
- Permanyer, A., Marfil, R., Rossi, C., Dorronsoro, C. y Lahcini, A. (1995): En *Organic Geochemistry: Developments and Applications to Energy, Climate, Environment and Human History*. Eds. J. Grimalt y C. Dorronsoro: 344-347.
- Rossi, C., Marfil, R. y Permanyer, A. (1996): *Geogaceta*, 20, 172-175.
- Surdam, R. C., Crossey, L.J., Hagen, E.S. y Haesler, H.P. (1989): *AAPG Bull.*, 73, 1-23.
- Wilson M. D. y Stanton, P. T. En *Reservoir Quality assessment and Prediction in Clastic Rocks*. Ed. D. Wilson: 59-118.