

Cálculo de reservas remanentes de hidrocarburos en zonas estructuralmente complejas: aplicación al campo de "Ayoluengo" (1ª parte)

Remaining hydrocarbon reserve estimation in structurally complex areas: Application to the «Ayoluengo» Field (Part 1)

E. Alvarez de Buergo y A. García

LOCS OIL COMPANY OF SPAIN, Alfonso XII nº15. 28014 Madrid

ABSTRACT

The Ayoluengo oil and gas field (North Burgos, Spain) discovered in 1964 was originally developed mainly using pre 3D technologies: a certain well gridding and well to well correlations. 24 years later, with 51 wells drilled, an accurate estimation of remnant reserves was required. The structural complexities of the reservoir formed by numerous lenticular sands (43), highly fractured and partitioned by multitude of faults -multiplying the number of individual reservoirs to more than 300- the diversity of gas-oil-water contacts and the wide range of oil densities (20-39° API), forced to the recording of a 3D seismic survey before the target could be accomplished. The interpretation of the new seismic combined and integrated with the well data created the basis for the new reserves estimation.

Keywords: Ayoluengo hydrocarbon field, stratigraphic-structural trap, isolated blocks, reserves, wells, production, logs, drainage areas, recoverable reserves, 3D seismic.

Geogaceta, 20 (1) (1996), 161-164
ISSN: 0213683X

Introducción

Antes de proceder al desarrollo de un campo de petróleo -o en su caso de gas- y casi inmediatamente después de haber perforado el pozo descubrimiento, y quizá alguno más para conocer la extensión y magnitud del yacimiento, hoy en día, es habitual realizar una campaña de sísmica 3D. Así se logra un mayor y mejor conocimiento tanto de las características estructurales como de las estratigráficas del nuevo hallazgo permitiendo un desarrollo más rápido, eficaz y económico.

Sin embargo, en el pasado reciente, hace menos de diez años, no existían ni la tecnología ni los medios que permitieran manejar fácilmente el ingente volumen de datos generado por una sísmica 3D. Los campos se desarrollaban por un método «estadístico» alrededor de una malla que se cerraba, o abría, en función de la información aportada por la escasa sísmica existente y, sobre todo, por la correlación entre los sondeos que se iban perforando.

Es el caso del campo petrolífero-gasífero de Ayoluengo, descubierto en 1964 dentro del antiguo Permiso de Investigación Ubierna, que luego pasó a convertir-

se en la Concesión de Explotación Lora. El campo está situado al noroeste de la provincia de Burgos, en el extremo suroccidental de la Cuenca Cantábrica. Es un anticlinal de dirección noreste-suroeste, limitado en superficie por el Anticlinal de Polientes al oeste, por la Estructura Fallada de Zamanzas al noreste, y, al este y sur por la Sub-cuenca de Sedano y por la Banda Plegada, respectivamente (Fig.1).

Ayoluengo, con una extensión inferior a los 10 km², necesitó 52 sondeos para proceder a una extracción que apenas llegó a superar, en sus mejores momentos, los 5000 barriles/día, con un factor de recuperación inferior al 20 %. La malla inicial de perforación fue de 25 ha.

Su complejidad como almacén de hidrocarburos, viene derivada de ser una trampa combinada, estratigráfico-estructural. El entrapamiento estratigráfico lo definen arenas lenticulares, pertenecientes al Complejo Purbeck-Weald (Pujalte, 1989); el estructural, la posición favorable de las mismas al localizarse sobre una «almohadilla» salina del Keuper. El sello lo forman las arcillas entre las que se encuentran intercaladas las arenas.

El alto grado de fracturación interna

del Anticlinal de Ayoluengo dio lugar a la formación de compartimentos, en muchos casos estancos, reconociéndose más de 300 almacenes independientes, derivados de 43 arenas potencialmente productoras. Un hecho insólito es que, 27 años después del descubrimiento del campo, en 1991, año en que se perforó el último sondeo, todavía se reconocieron en algunas arenas presiones vírgenes.

El mecanismo de producción es, inicialmente, por drenaje gravitacional y por expansión del gas, aunque algunas arenas parecen mostrar indicaciones de estar sometidas a presión hidrostática (Chevron, 1987). En cuanto las arenas pierden presión se produce mediante bombeo artificial.

El origen de los hidrocarburos existentes en el campo está, al menos para el caso del petróleo, en las margas anóxicas del Lías, cuya extensión regional abarca gran parte de la Cuenca Cantábrica (Quezada y Robles, 1995). El Pliensbachiense y el Toarciense, con una potencia de entre 40 y 100 m en la Sub-cuenca de Sedano, contienen kerógenos de Tipo II, con contenidos en carbonos orgánicos (TOC) entre 1 y 5 %. La generación en los depo-

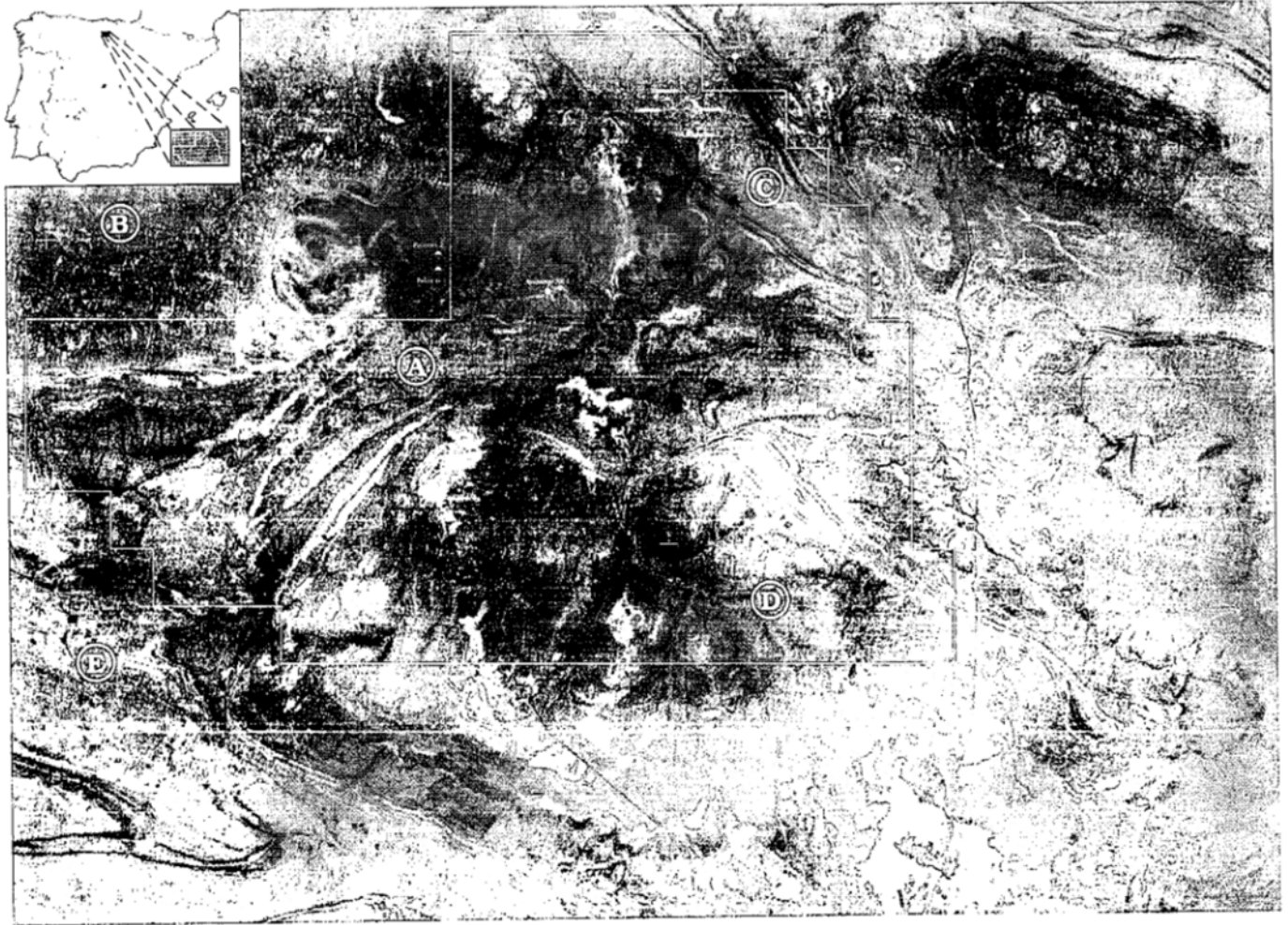


Fig. 1.- Foto satélite de la Concesión Lora. (A) Campo de Ayoluengo (los sondeos referenciados únicamente por un número muestran los límites externos del campo, (B) Anticlinal de Polientes, (C) Zona fallada de Zamanzas, (D) Cuenca de Sedano, (E) Banda plegada.

Fig. 1.- Satellite photo of Lora Concession . (A) Ayoluengo Field (the wells with the number on top roughly delineate the Field), (B) Polientes Anticline, (C) Sedano Sub-basin, (E) Folded Area.

centros o cuencas generativas, comenzaría alrededor del Cretácico medio-superior según los distintos autores (De la Cruz, 1988 e Ibergex, 1994). El Lías, en la vertical del campo, está inmaduro, rozando el comienzo de la ventana de generación de petróleo (valores de reflectancia de vitrinita cercanos a 0,6), indicando que, con respecto a los dos surcos generativos que lo limitan en profundidad - Polientes al noroeste y Sedano al este-sureste- Ayoluengo actuó como un alto relativo.

El mecanismo de migración permanece como una incógnita. El camino más sencillo sería atravesando las formaciones calcáreas del Dogger, apoyadas directamente sobre la roca madre. Sin embargo, la porosidad primaria del Dogger es, generalmente, inferior al 5 %, y aunque suele presentar indicios de petróleo, éste no ha sido encontrado en ellos en cantidades comerciales, a pesar de haber sido investigado extensivamente, siendo, por ejemplo, el objetivo principal del sondeo Ayoluengo nº 1. Tampoco se han en-

contrado zonas con acumulación de hidrocarburos en los paleo-altos donde los carbonatos al estar, o bien fracturados, o bien carstificados, tienen porosidades secundarias. Por tanto, el camino postulado han sido microfracturas, planos de estratificación y zonas de fracturación.

El petróleo de Ayoluengo tiene entre 20° y 39° API, bajo contenido en azufre, y un ratio gas/petróleo de 1000 pies³/barril. El amplio rango de variación en la densidad del petróleo es otra muestra de la existencia de diferentes yacimientos desconectados entre sí. (R. Sanz, 1967).

Localmente, en el Albiense, Wealdiense y Purbeckiense se reconocen carbones y sedimentos arcillosos ricos en materia orgánica, con capacidad para generar gas.

Caracterización del almacén: Problemática

El almacén del campo lo constituyen los materiales clásticos del Complejo Purbeck-Weald, de edad Jurásico Superior-Cretácico Inferior. Éstos se apoyan sobre

un paquete relativamente isopaco de Jurásico marino (Dogger y Lías), emplazado sobre una «almohadilla» salina del Keuper (Fig. 2). El suprayacente del almacén esta formado por clásticos de las Formaciones «Escucha» y «Utrillas» y por carbonatos del Cretácico Superior. El conjunto está afectado por fases distensivas Mesozoicas, responsables de la creación de surcos y altos, íntimamente relacionados con movimientos halocinéticos. Estas fases quedan enmascaradas en Ayoluengo por la compresión alpina, responsable de inversiones e importantes traslaciones (Serrano *et al.*, Hernaiz *et al.*, Malagón *et al.*, 1994), que a su vez, en opinión de los autores, quedan ocultas por una etapa de relajación finiterciaria. Esto último, probablemente, en combinación con fenómenos de disolución salina, hace que las dos primeras fases descritas pasaran tradicionalmente desapercibidas. Las imágenes sísmicas actuales muestran el flanco occidental del anticlinal hundido con respecto al oriental, que recoge el mayor porcentaje de acumulación.

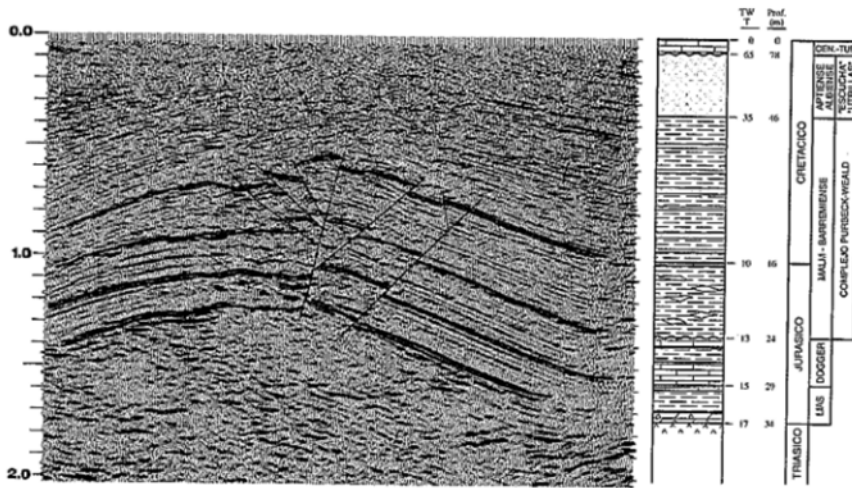


Fig. 2.- Línea sísmica tipo de la campaña sísmica 3D y su correlación con la columna estratigráfica.

Fig. 2.- 3D seismic line correlated with the stratigraphic column.

La edad del almacén es difícil de precisar con más detalle debido a la escasa presencia de microfósiles y palinomorfos y a variaciones de las facies con respecto a los afloramientos de superficie (Ramírez del Pozo, 1992). La compañía norteamericana Amospain -posteriormente Chevron- que operó el campo originalmente, subdividió la zona de almacén en cuatro grandes grupos o unidades: Unidad A superior, Unidad A inferior, Unidad B (Ayoluengo y Sargentos) y Unidad C, que hoy se asocian con un «Wealdense», «Purbeckense superior», «Purbeckense inferior» y «Purbeckense inferior-basal» respectivamente. En este trabajo sólo se hace referencia al intervalo «Purbeckense inferior», ya que estas facies contienen la mayor parte del petróleo entrapado comercialmente. Su origen es fundamentalmente continental: llanuras de tipo aluvio-fluvial (Quesada 1996, comunicación personal).

La zona preferencial de acumulación, cuyo techo está a una profundidad media de 1000 m, tiene una potencia ligeramente inferior a los 500 m, en aquellos sondeos donde la serie se conserva más completa. Las arenas actualmente identificadas, con capacidad teórica para actuar como almacén, son 43. Son arenas lenticulares, muy difíciles de correlacionar, intercaladas entre arcillas, en una proporción que varía de menos del 10 % a más del 20 % de arenosidad, con permeabilidades muy variables, alcanzando hasta 1000 milidarcys. El espesor medio de los lentejones oscila entre 5 y 10 m, con una porosidad media del 18 %, mínima del 8 % y máxi-

ma del 30 %.

En el yacimiento, además de las ya mencionadas complejidades estructurales y estratigráficas, se deducen procesos de remigración relacionados con la compresión alpina y su etapa de relajación posterior que, al producir inversiones y/o basculamientos en los bloques, han sido mecanismos indirectos causantes de la recolocación de los hidrocarburos. Éstos, aunque difíciles de demostrar, dada la edad de la migración antes apuntada, necesariamente deben existir. Quizá sean la clave para explicar el origen de zonas con agua por encima de otras con petróleo que, a su vez se hallan sobre otras con gas.

En 1988, cuando ya se habían producido 13 millones de barriles, y se había instalado una turbina para aprovechar el gas generado -hasta entonces se quemaba- transformándolo en electricidad, se disparó una sísmica 3D con una extensión de unos 70 km². Esta decisión se produjo: a) por la necesidad de establecer las reservas remanentes, con un cierto grado de precisión, para decidir la conveniencia de instalar nuevas turbinas; b) como consecuencia de la imagen de compresión, que permitía intuir, por primera vez, una línea 2D disparada poco antes; y c) para fomentar la búsqueda de objetivos más profundos.

El procesado de la nueva campaña (ver figura 2) permitió comprobar que:

-No se había logrado resolución suficiente para reconocer, cartografiar y correlacionar las arenas productoras individualmente.

-El techo de la zona preferencial de acumulación produce un reflector sísmico de gran intensidad.

-Existe una fase compresiva, no bien conocida previamente.

Como resultado de la interpretación de la nueva campaña se obtienen dos mapas en tiempo, uno correspondiente a un horizonte próximo al techo del almacén y otro próximo a la base del mismo (Suarez, A., 1990).

Una vez convertidos a profundidad ambos horizontes -problemática que por su extensión escapa del ámbito de este artículo- y con la revisión de correlación de los sondeos existentes (Suarez, A., 1990), era factible determinar las reservas de hidrocarburos remanentes.

Conclusiones

1- Desde 1964, año en que se perforó en el anticlinal de Ayoluengo el sondeo Ayoluengo n° 1, descubridor del campo del mismo nombre, hasta 1988, año en que se dispara una campaña de sísmica 3D, el emplazamiento de los sondeos de desarrollo se realizaba alrededor de una malla que se abría o cerraba en función de la escasa sísmica existente y por correlación de sondeos.

2- La perforación de los sondeos anteriores a dicha campaña, 51 en total, demostró que el campo era una trampa combinada compleja, estratigráfico-estructural.

3- La zona de acumulación preferencial está formada por arcillas con intercalaciones de arenas lenticulares, difíciles de correlacionar, generalmente con espesores de entre 5 y 10 m, muy fracturadas por numerosas fallas que originan la formación de compartimentos estancos, reconociéndose más de 300 almacenes independientes. La edad del conjunto es Jurásico Superior-Cretácico Inferior.

4- A finales de los 80 se planteó la necesidad de proceder al cálculo de las reservas remanentes del campo, haciéndose patente la necesidad de registrar una campaña de sísmica en 3D.

5- El resultado de esta campaña, disparada en 1988, no consiguió resolución suficiente para reconocer, cartografiar y correlacionar las arenas productoras individualmente.

6- Sí permitió una mejor interpretación estructural demostrando que el campo había estado sometido a procesos compresivos, no bien conocidos previamente.

7- Finalmente se cartografiaron un horizonte cercano al techo del Purbeck Inferior y otro al techo del Dogger (techo

y base del almacén principal), documentos que sentaban las bases para el cálculo de las reservas remanentes.

Referencias

- Chevron (1987): Ayoluengo Field. *Nota Interna*.
- Chevron (1990): Ayoluengo 3D Interpretation. *Informe interno por Suárez, A.*
- Chevron (1988): Cantabrian - North Burgos, 116. *Informe interno por De La Cruz, F.*
- García-Siñeriz, B. (1979): *Tesis*. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.
- Hernaiz *et al.* (1994): *Geogaceta*, 15, 143-146.
- Ibergex (1994): *Informe*. CANTABRIAN BASIN (SPAIN) Petroleum Geology and Hydrocarbon Potential.
- Malagón, J. *et al.* (1994): *Geogaceta*, 15: 139 - 142.
- Pujalte, V. (1989): *Libro Homenaje a Rafael Soler*, 105 - 114.
- Quesada, S.; Robles, S.; Pujalte, V. (1993): *Geogaceta*, 13, 92 - 96.
- Quesada, S.; Robles, S. (1995): *Field Trip Guide Book*. Seventeenth International Meeting on Organic Geochemistry.
- Repsol Exploración, S.A. (1992): Revisión e interpretación de la Estratigrafía del Cretácico Inferior y Superior no marinos de sondeos de la Concesión Lora a partir de información previa existente. *Informe interno por Ramírez del Pozo, J.*
- Repsol Exploración, S.A. (1990): Ayoluengo Field Remaining Reserves Study. *Informe Interno*.
- Repsol Exploración, S.A. (1990): Ayoluengo 53 Final Report. *Informe Interno*.
- Repsol Exploración, S.A. (1991): Ayoluengo Field Remaining Reserves Update. *Informe Interno*.
- Sanz, R. (1967): *Seventh World Petroleum Congress Proceedings. Volume 2*. 251 - 258
- Serrano, A. *et al.* (1994): *Geogaceta*, 15, 131 - 134.