

EL CAMPO DE PETRÓLEO DE AYOLUENGO: 50 AÑOS DE HISTORIA

Jorge Navarro Comet
Abril 2016



Foto F. Vélez

CONTENIDO

1. INTRODUCCION	1
2. GEOLOGIA REGIONAL	6
3. HISTORIA DEL DESCUBRIMIENTO	17
4. GEOLOGIA DEL PETROLEO	23
4.1. Almacén y sello	23
4.2. Roca madre, generación y migración	24
4.3. Trampa	25
5. PRODUCCION.....	29
6. INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	32
7. MUSEO DEL PETROLEO	35
8. REFERENCIAS.....	36

EL CAMPO DE PETRÓLEO DE AYOLUENGO: 50 AÑOS DE HISTORIA

1. INTRODUCCION

El campo de Ayoluengo es el único yacimiento de petróleo económicamente explotable que ha sido descubierto hasta la fecha en la península Ibérica. El campo se encuentra localizado en la región geológica conocida como Cuenca¹ Cantábrica² (Figura 1), en el norte de la provincia de Burgos, muy cerca del límite con la Comunidad de Cantabria (Figura 2), a unos 65 km por carretera al norte de la ciudad de Burgos. El campo fue descubierto el 6 de Junio de 1964 mediante la perforación del pozo de exploración Ayoluengo-1³, que llegó a fluir unos 85 barriles⁴ de petróleo al día, a partir de una capa de arenas de 5 metros de espesor y situada a unos 1350 metros de profundidad. La producción comercial del campo comenzó en el año 1967. Casi 50 años después, aún continúa la producción del campo, con unos 100-150 barriles de petróleo y 37000 pies cúbicos⁵ de gas al día, lo cual es tan solo un recuerdo de lo que fue.

Para que la exploración rindiera sus frutos y se realizara el descubrimiento de Ayoluengo fueron necesarios más de 20 años de intensos trabajos, desde que comenzara la exploración sistemática en España, al finalizar la Guerra Civil en el año 1939 (Sanz, 1948). Tras el descubrimiento de Ayoluengo se intensificó considerablemente la actividad exploratoria en España, sin embargo, resulta sorprendente que a día de hoy y transcurridos más de 70 años de exploración, aún continúe siendo el único campo de petróleo comercial descubierto en tierra⁶ en España.

El campo de Ayoluengo y su entorno geológico es un lugar ideal para introducirse en las técnicas que se emplean tanto en la producción como en la exploración de hidrocarburos. La visita al campo de Ayoluengo y sus alrededores permitirá conocer en qué consisten las instalaciones de superficie, recorrer los pozos en producción y ver en funcionamiento sus sistemas de bombeo. Pero también por otro lado, el particular relieve de la región donde se encuentra situado este singular yacimiento de hidrocarburos, permite observar y tocar en superficie rocas similares a las involucradas en su formación, desde las posibles rocas madre⁷ generadoras de los hidrocarburos hasta las arenas productoras. A su vez, en las proximidades se pueden observar estructuras geológicas muy similares a las del campo de Ayoluengo, que en su momento fueron acumulaciones de hidrocarburos y que fueron destruidas por la erosión y el desmantelamiento de su cobertera sedimentaria.

¹ **Cuenca sedimentaria**, depresión de la superficie terrestre en la que se produce una importante acumulación de sedimentos.

² **Cuenca Cantábrica**, área del norte de la península Ibérica que se caracteriza por una estratigrafía y tectónica similar. Esta cuenca fue formada y rellena con sedimentos durante el Mesozoico y posteriormente plegada por la orogenia Alpina durante el Cenozoico (ver escala crono estratigráfica general en la contraportada).

³ La foto de la portada de esta guía corresponde al pozo del descubrimiento Ayoluengo-1. La foto fue tomada por Federico Vélez en Junio de 1964, entonces fotógrafo del Diario de Burgos y autor de un amplio reportaje gráfico sobre los primeros años de Ayoluengo.

⁴ **Barril**, medida de volumen utilizada en exploración y producción de petróleo, equivale a 158,98 litros.

⁵ **Pie cúbico**, medida de volumen utilizada en exploración y producción de gas. Equivale a 0,028 metros cúbicos.

⁶ Excepto el campo de Ayoluengo, todos los campos comerciales de petróleo en España han sido descubiertos en el Mar Mediterráneo, frente al Delta del Ebro. El campo Casablanca descubierto en 1975 por un grupo de compañías liderado por CHEVRON y del cual se han extraído más de 147 millones de barriles, es el de mayor tamaño y aún continúa en producción. Actualmente este campo es operado por REPSOL. CEPESA participa como socio en este yacimiento desde su descubrimiento en el año 1975 y recibe un 7,4% de su producción.

⁷ **Roca madre**, sedimento con alto contenido en materia orgánica, a partir del cual se pueden generar hidrocarburos.

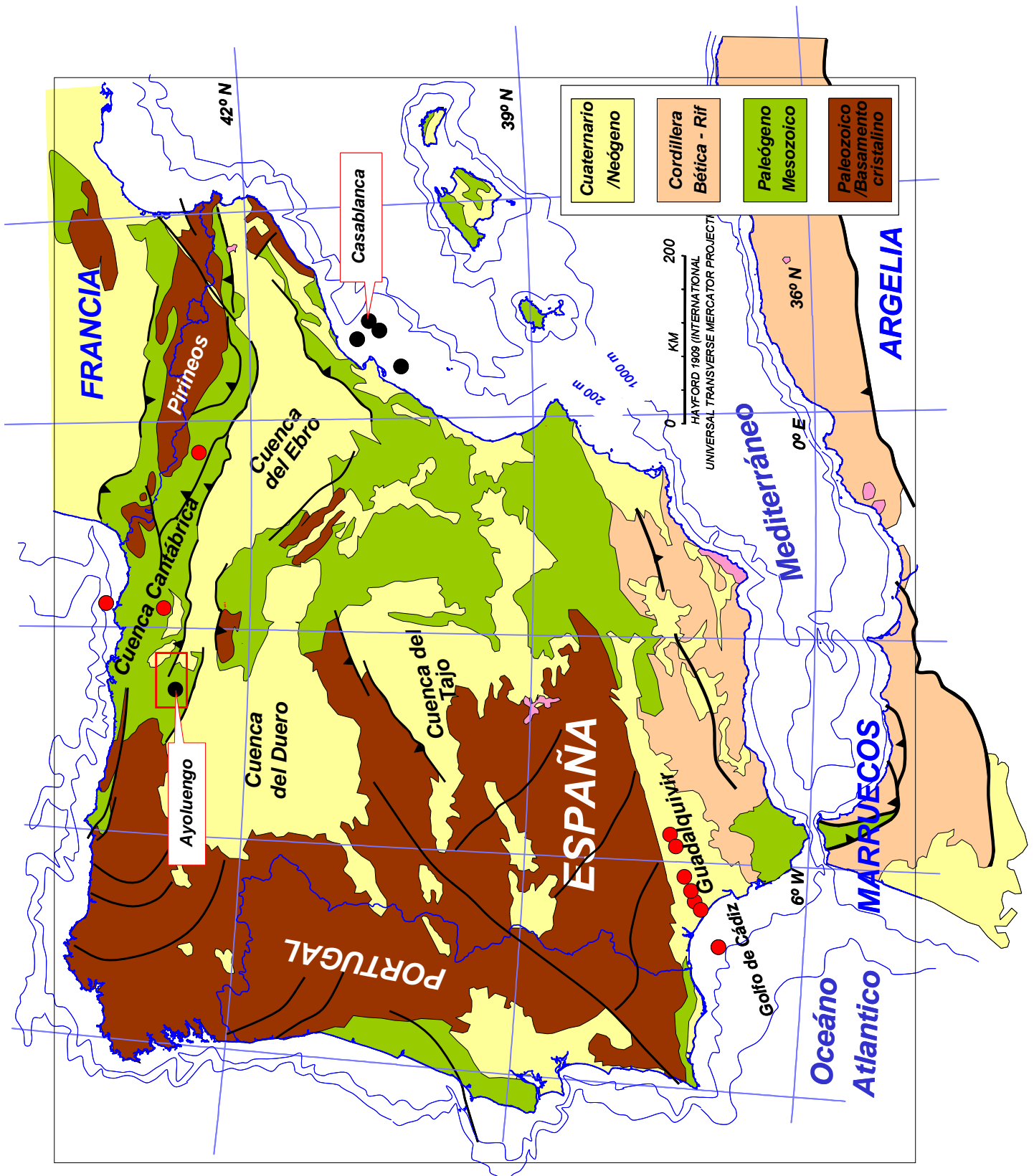


Figura 1. Mapa geológico⁸ de la Península Ibérica mostrando la situación del campo Ayoluengo, así como otros campos de gas (puntos rojos) y petróleo (puntos negros). Ayoluengo es el único campo de petróleo económicamente explotable descubierto en la Península Ibérica. Geológicamente el campo se ubica en el parte sur de la Cuenca Cantábrica. El pequeño rectángulo rojo indica el área que aparece representada en las Figuras 2, 3 y 4. El campo Casablanca, el mayor campo de petróleo descubierto hasta la fecha en España y del cual se han extraído más de 147 millones de barriles, se encuentra situado en el Mar Mediterráneo, en frente del Delta del Ebro.

⁸ **Mapa geológico**, mapa que muestra la distribución en la superficie de distintos tipos de rocas, incluyendo sus edades, características relacionales y estructurales.

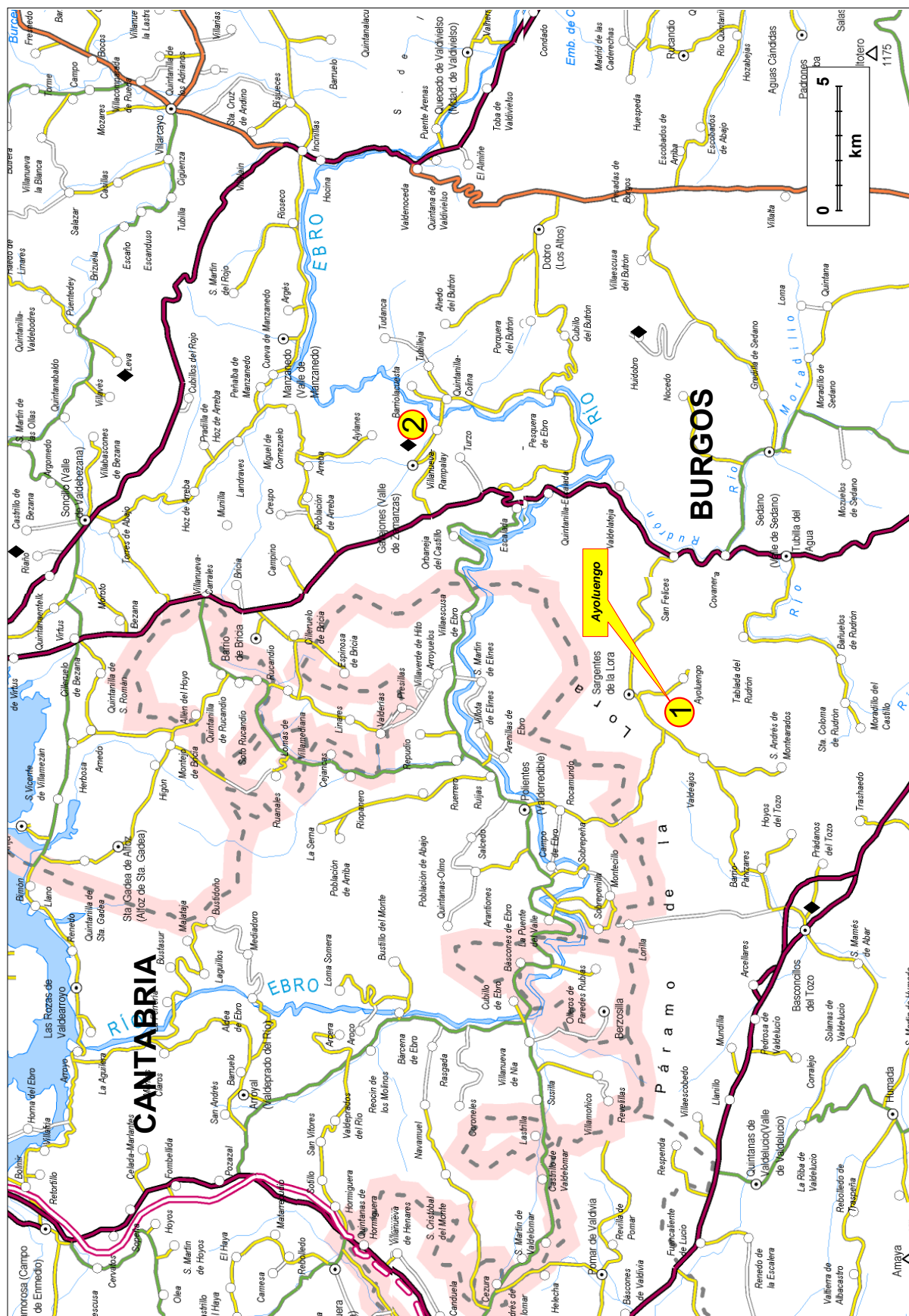


Figura 2. Mapa de carreteras con la localización del campo de Ayoluengo (círculo 1). El campo se encuentra en el norte de la provincia de Burgos, cerca del límite con la Comunidad de Cantabria, a unos 65 km por carretera desde la ciudad de Burgos y unos 300 km desde Madrid. Los rombros señalan los lugares donde se han identificado manifestaciones de petróleo y asfalto en superficie. El círculo 2 indica las manifestaciones de arenas asfálticas de Villanueva de Rampalay, en el núcleo del anticlinal de Zamanzas.



Figura 3. Foto satélite (Google Earth) del campo de Ayoluengo (círculo 1) y alrededores. Destaca el relieve tabular del páramo de la Lora donde se encuentra el campo. Se indica la situación de las manifestaciones de arenas asfálticas de Villanueva de Rampalay (círculo 2), que se encuentran en el núcleo del anticlinal de Zamanzas, donde fueron perforados por CAMPSA durante los años cuarenta los primeros pozos de exploración en el área.

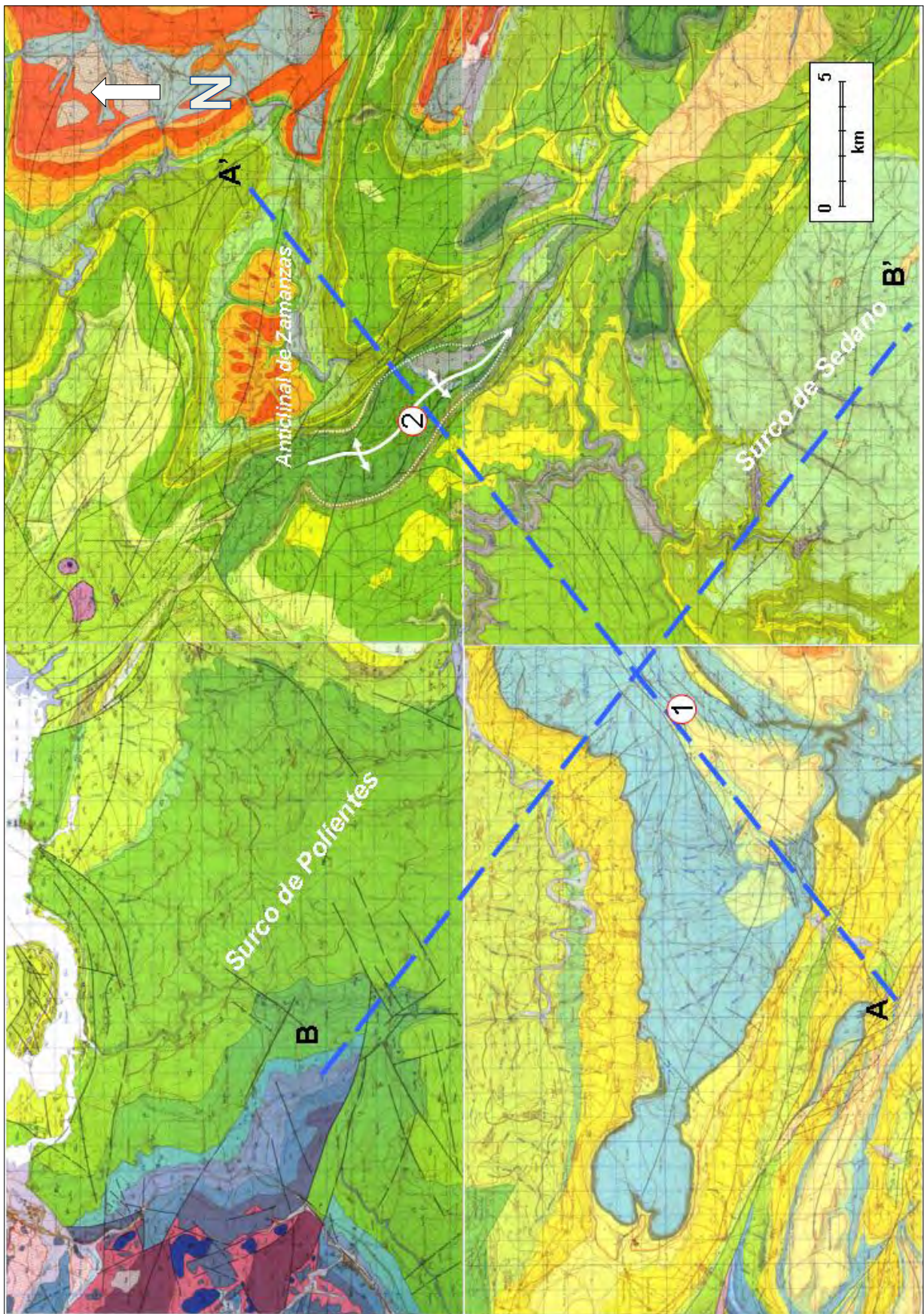


Figura 4. Composición de cuatro hojas a escala 1:50.000 de la cartografía geológica de España (MAGNA) realizada por el IGME (Instituto Geológico y Minero de España), donde se ha indicado la localización del campo de Ayoluengo (círculo 1) en la Hoja 134-Polientes. Aunque los colores varían de una hoja a otra, en general, los naranjas representan rocas de edad Cenozoica. Los colores verdes, amarillos y azules muy claros son de edad Cretácica. Rocas de edad Jurásico (azules oscuros) y Triásico (rojos y rosados) se pueden observar en la esquina noroeste del mapa. Se indica la situación del anticlinal de Zamanzas donde se realizaron los primeros pozos de exploración en el área. Las líneas discontinuas A-A' y B-B' indican la situación de los cortes geológicos de las Figuras 19 y 20.

2. GEOLOGIA REGIONAL

El campo de petróleo de Ayoluengo se encuentra localizado entre los pueblos de Sargentos de La Lora, Valdeajos y Ayoluengo, en la provincia de Burgos (Figura 2), en la Comunidad Autónoma de Castilla y León en el norte de España.

La topografía del área donde se ubica el campo se caracteriza por un relieve alto y plano, situado a unos 1000 metros de altura sobre el nivel del mar. Este paraje se conoce localmente como el páramo de la Lora. Estas altiplanicies tienen una gran extensión que aparecen rotas por la prolongada acción erosiva de los ríos: el Ebro y su afluente el Rudrón, que cruzan los páramos por unas gargantas tortuosas que se denominan hoces o cañones, que producen un tajo de hasta 250 metros de profundidad. La diferencia de altitud entre los páramos y el fondo de los cañones permite una gran variedad biológica y paisajista. Arriba domina la vegetación de matorral, sobre todo encinas y enebros. En lo hondo del cañón, serpentea un bosque de ribera muy tupido con chopos, sauces y avellanos.

Este tipo de relieve es consecuencia directa de la naturaleza y disposición de las rocas. Las rocas que configuran las altiplanicies de los páramos son principalmente calizas⁹ de edad Cretácico¹⁰ superior, que se disponen en estratos prácticamente horizontales. Estas calizas son muy duras y resistentes, pero los procesos de disolución y erosión, tanto por acción de aguas subterráneas como por los ríos, producen su lento desmantelamiento. Mientras que las rocas subyacentes, que son más antiguas, de edad Cretácico Inferior hasta Jurásico¹¹, son menos resistentes a los agentes erosivos y por lo tanto son rápidamente erosionadas, quedando al descubierto en los cañones y valles (Figuras 5 y 6). Este relieve tan accidentado permite tener acceso en superficie a una secuencia sedimentaria de más de 1000 metros de espesor, que incluye rocas similares a las involucradas en la generación y el almacenamiento de los hidrocarburos del campo de Ayoluengo. Así por ejemplo, en el anticlinal¹² de Zamanzas (ver su situación en Figuras 3 y 4), gracias a la acción de la erosión (Figura 7), se puede observar una buena sección de rocas de edad Cretácico. De esta manera, en el núcleo del anticlinal y cerca del río Ebro, se observan unas arenas impregnadas con asfalto, muy similares a las que producen hidrocarburos en el campo de Ayoluengo. En este caso, la acción de la erosión no solo ha producido el desmantelamiento de la cresta del anticlinal de Zamanzas, sino que también ha destruido un antiguo yacimiento de petróleo, muy similar al de Ayoluengo, y del que hoy - gracias a la erosión - podemos observar sus restos en la superficie.



Figura 5. Paisaje característico de la región de los páramos burgaleses. Se observa un relieve plano en lo alto de los páramos (al fondo), donde los estratos se encuentran en una disposición prácticamente horizontal. La acción erosiva de los ríos Rudrón y Ebro sobre estas rocas ha producido unos cañones espectaculares. En lo alto del cerro aislado que aparece en primer plano, sobre las calizas del Cretácico Superior se encuentra la Ermita de Santa Centola y Elena, próxima al pueblo de Valdeateja (Burgos).

⁹ **Caliza**, roca sedimentaria formada básicamente por carbonato de calcio CaCO_3 .

¹⁰ **Cretácico**, periodo de tiempo geológico que abarca desde hace 145 hasta 66 millones de años, con una duración de 79 millones de años.

¹¹ **Jurásico**, periodo de tiempo geológico que abarca desde hace 201 hasta 145 millones de años.

¹² **Anticlinal**, pliegue de estratos en forma abovedada.

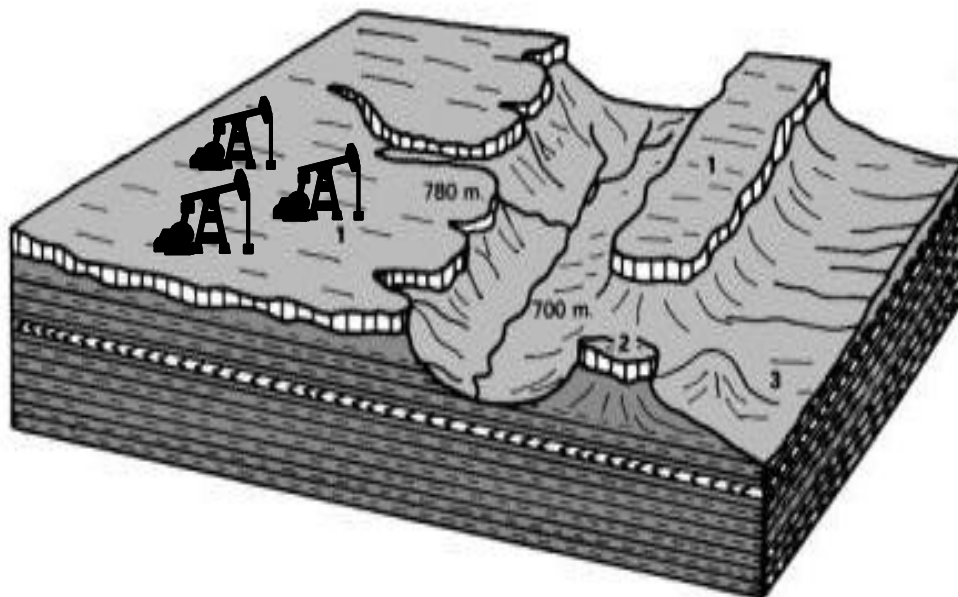


Figura 6. Bloque diagrama que ilustra el relieve de páramos y cañones en el entorno del campo de Ayoluengo. Este tipo de relieve es consecuencia directa de la naturaleza y disposición horizontal de las rocas, así como de la acción erosiva, principalmente de los ríos.

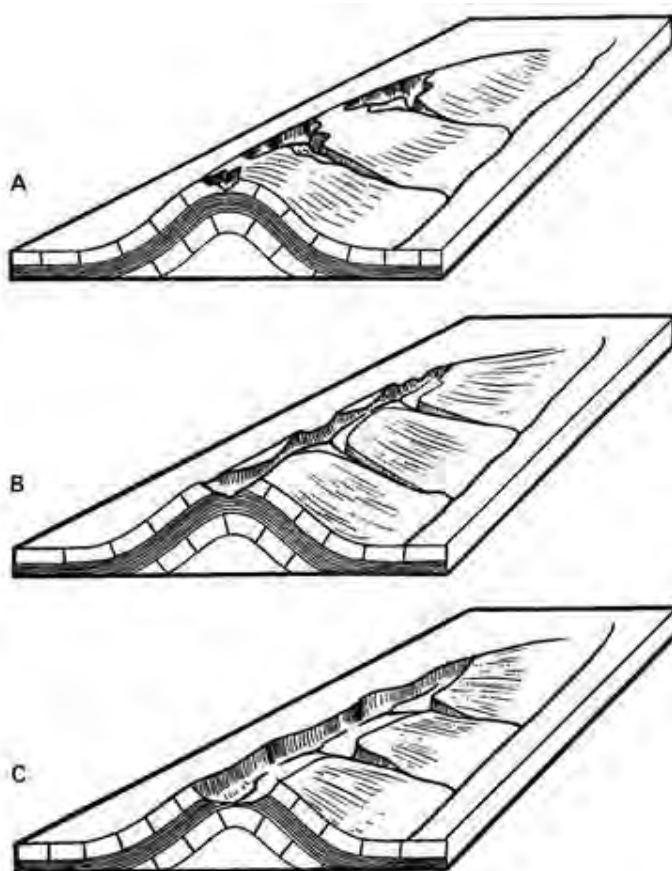


Figura 7. Esquema de evolución del anticlinal de Zamanzas. Gracias a la acción de la erosión sobre la cresta del anticlinal, podemos observar en la actualidad una buena sección de rocas de edad Cretácica, desde los flancos hasta el núcleo de esta estructura. El anticlinal de Zamanzas es un análogo excelente para observar en superficie una estructura muy similar a la del campo de Ayoluengo. En el núcleo de este anticlinal se encuentran aflorando unas arenas impregnadas con asfalto.

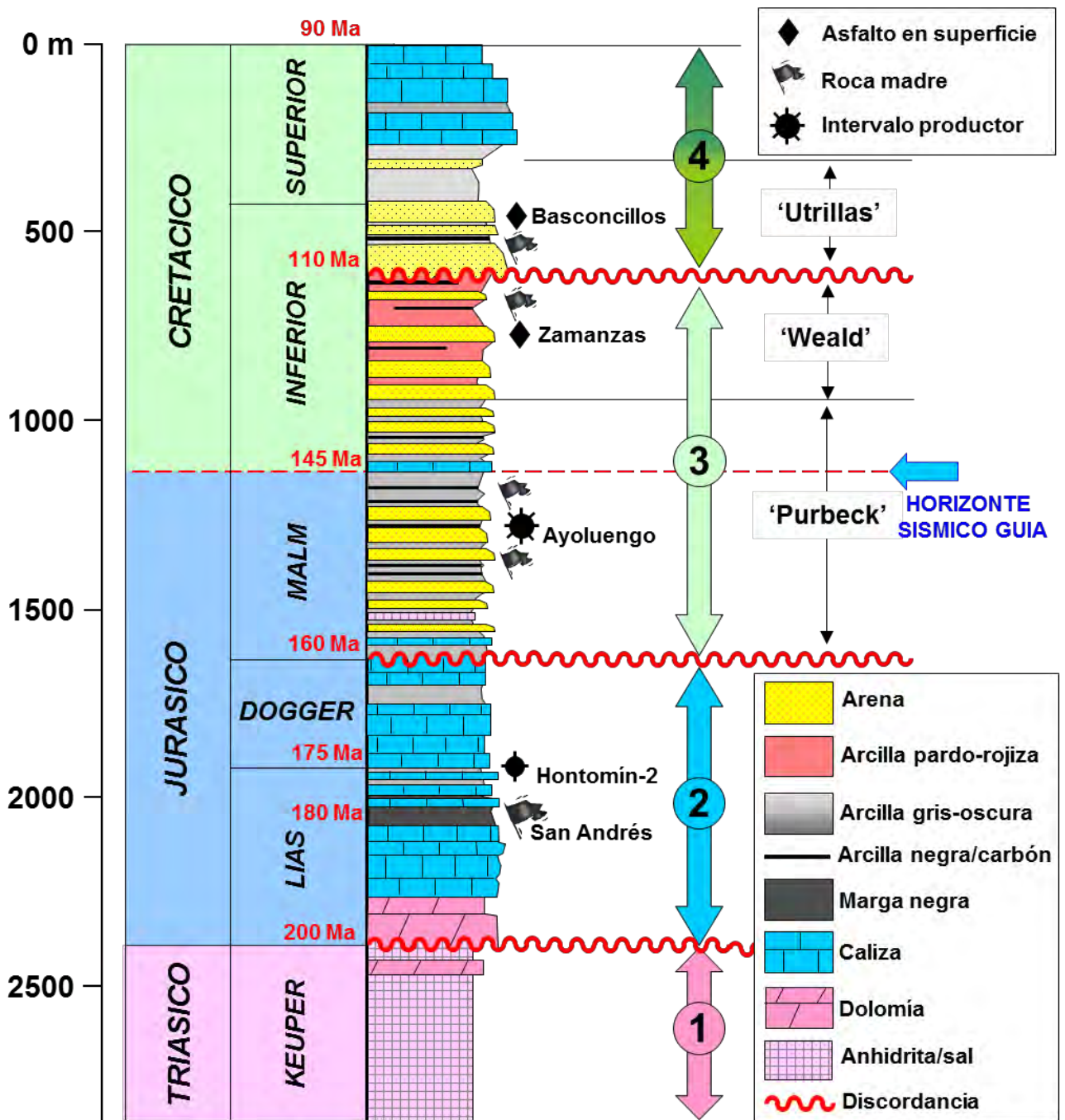


Figura 8. Columna estratigráfica generalizada del campo de Ayoluengo y su entorno. Las arenas productoras de la Formación conocida como 'Purbeck' se encontraron a unos 1350 metros de profundidad en el pozo Ayoluengo-1. Las ondulaciones en rojo señalan las discontinuidades estratigráficas (discordancias) más importantes. Las banderas negras indican los intervalos que contienen abundante materia orgánica y son capaces de generar hidrocarburos (roca madre). Los círculos negros marcan los intervalos que han llegado a producir hidrocarburos en alguno de los pozos perforados en esta área. Los rombos negros indican las manifestaciones de asfaltos en superficie. Se ha indicado el horizonte sísmico guía (flecha azul) cuyo mapa en profundidad aparece en la Figura 29. Los números en rojo indican la edad geológica aproximada en millones de años (Ma) de los diferentes horizontes estratigráficos.

Gracias fundamentalmente a los datos de los pozos de exploración de hidrocarburos, líneas sísmicas y a la geología de superficie se ha establecido una sección estratigráfica generalizada para esta región, que dividida por discontinuidades estratigráficas¹³, se puede agrupar a grandes rasgos en cuatro grandes secuencias, que desde más antigua a más moderna serían las siguientes (Figura 8):

- 1) Secuencia de arcillas rojas-verdes y evaporitas¹⁴ de edad Triásico¹⁵ Superior. Son las rocas más antiguas que han sido atravesadas por los pozos en el campo de Ayoluengo. Estas rocas son fundamentalmente el producto de precipitación a partir de la evaporación de agua con alto contenido en sales en un ambiente extremadamente árido. La presencia de estos materiales evaporíticos es muy común en el Triásico Superior del norte de África y Europa donde se conocen como Keuper¹⁶. Su espesor puede ser considerable y llegar fácilmente a más de 500 metros. Esto unido a su gran extensión geográfica nos da una idea del gran volumen de agua de mar que fue necesario que se evaporara para generar estos depósitos. Una vez enterrados bajo otros sedimentos, la carga de estos y la alta plasticidad de las sales puede hacer que fluyan tanto vertical como horizontalmente, llegando en ocasiones hasta la superficie (Figura 20). Este fenómeno se conoce como diapirismo. Sales y yesos de esta misma secuencia se pueden observar aflorando en la superficie unos 30 km al noroeste del campo de Ayoluengo (Figura 4).
- 2) Alternancia de calizas y margas grises Jurásicas. Esta secuencia tiene un espesor de unos 800 a 900 metros y fue depositada en una extensa plataforma marina, bajo diferentes profundidades de agua, desde someras hasta ambientes marinos más profundos. Hacia la base de la secuencia, en el Lías¹⁷, se observa una mayor presencia de dolomías¹⁸. Por encima, aparece un nivel de margas negras (Figura 9), de unos 180 millones de años edad, con un alto contenido en materia orgánica y con abundante fósiles marinos. Este nivel de margas negras ha sido considerado como el generador de los hidrocarburos presentes del campo de Ayoluengo (Quesada et al, 1996, 1997, 2006; Beroiz & Permanyer, 2011). Hacia la parte superior continua la secuencia calcárea al techo de la cual existe una importante discontinuidad estratigráfica que se interpreta como una retirada de mar al final del Dogger¹⁹.
- 3) Alternancia de arcillas y arenas (Figura 10) de edad Jurásico Superior hasta Cretácico Inferior. Hacia la base, entre las arenas aparece alguna pasada de calizas con gasterópodos, ostrácodos²⁰, restos de characeas²¹, niveles con alto contenido en materia orgánica (Figura 11), carbones y ocasionalmente algo de anhidrita²². En la parte superior, las arcillas son pardo-rojizas con niveles de arenas de pequeño espesor, de 1 a 2 metros. Todos estos sedimentos se interpretan como depósitos fluvio-lacustres²³ (Figura 12) y se conocen regionalmente bajo el nombre de Purbeck²⁴ (Figura 10) y Weald²⁵ (Figura 13). En el intervalo denominado Purbeck es donde se encuentran almacenados los hidrocarburos en el campo de Ayoluengo.
- 4) Arenas y arcillas, con algún nivel conglomerático de colores muy variados (blanco, amarillo, rojizos, etc.) que se encuentran en una gran parte de la mitad norte de la Península Ibérica. Se conocen regionalmente como Formación Utrillas²⁶ y son fácilmente reconocibles en el campo por sus colores vistosos (Figuras 14 y 15). Suelen presentar en la base capas de lignito, carbones sub-bituminosos y arcillas carbonosas con gran contenido en azufre. Este conjunto de arenas y arcillas se interpreta como

¹³ **Discontinuidad estratigráfica**, superficie que representa una ruptura en la tendencia evolutiva de una sucesión estratigráfica.

¹⁴ **Evaporitas**, rocas sedimentarias que se forman por la precipitación de sales. La sal (ClNa), yeso (CaSO₄·2H₂O) y anhidrita (CaSO₄) son componentes comunes de este tipo de rocas.

¹⁵ **Triásico**, periodo de tiempo geológico que abarca desde hace 252 hasta 201 millones de años. Los tres periodos geológicos: Triásico, Jurásico y Cretácico forman el Mesozoico.

¹⁶ **Keuper**, término creado en Alemania para identificar unas arcillas, yesos y sales del Triásico Superior.

¹⁷ **Lías (o Jurásico Inferior)**, época geológica que abarca desde hace 201 hasta 174 millones de años.

¹⁸ **Dolomía**, roca formada por carbonato de magnesio y calcio, CaMg(CO₃)₂.

¹⁹ **Dogger (o Jurásico Medio)**, época geológica que abarca desde hace 174 hasta 163 millones de años.

²⁰ **Ostrácodos**, clase de crustáceos de muy pequeño tamaño, muchas veces microscópicos que poseen un caparazón de dos valvas.

²¹ **Characeas**, algas calcáreas típicas de aguas dulces, tranquilas y poco profundas.

²² **Anhidrita (CaSO₄)** roca sedimentaria formada por precipitación.

²³ **Sedimentos fluvio-lacustres**, son aquellos depositados en cauces de ríos, llanuras de inundación y lagos.

²⁴ **Purbeck**, nombre que se da en Inglaterra a una secuencia de depósitos lacustres de agua dulce hasta salobres de edad Jurásico Superior a Cretácico Inferior. Su uso se ha extendido a otras áreas de Europa.

²⁵ **Weald**, nombre que se da a una secuencia de depósitos continentales de edad Cretácico Inferior en el sur de Inglaterra. Su uso se ha extendido a otras áreas de Europa.

²⁶ **Formación Utrillas**, secuencia de arenas y arcillas. Suele contener hacia la base capas de carbones y arcillas carbonosas, ocasionalmente bituminosas. Se denominan así por haber sido identificadas y descritas en Utrillas, pueblo de la provincia de Teruel.

un depósito en ambientes fluviales hasta marino costero, asociado a la gran transgresión²⁷ marina a escala global que se inició en el Cretácico Inferior, hace unos 110 millones de años. La base de esta secuencia está marcada por una importante discordancia regional que en ciertas zonas puede tener un marcado carácter erosivo, sobre los materiales en los que se apoya (Figura 13). Estas arenas y arcillas son frecuentemente explotadas en canteras en esta región como fuente de arenas silíceas y caolín²⁸ (Figura 15). Hacia techo, las arenas y arcillas pasan gradualmente a unas calizas y margas²⁹ del Cretácico Superior que son las que dan lugar al relieve tan plano de los páramos (Figura 16). Estas calizas y margas fueron depositadas en plataformas marinas con una gran extensión regional, muy estables y durante un periodo de la historia de la tierra muy cálido, con un nivel del mar relativamente alto. Esta secuencia de calizas puede alcanzar en la zona unos espesores de unos 250 a 300 metros. En la actualidad, estas calizas son un excelente acuífero en la región. Su recarga se produce por infiltración de agua de lluvia y deshielo en los páramos. Las aguas subterráneas circulan a través de los poros, fracturas y fisuras en las calizas, disolviendo los carbonatos y generando unas formas muy peculiares en el relieve, conocidas como paisaje kárstico³⁰. Las surgencias naturales de estas aguas subterráneas se producen en los valles, pudiendo originar grandes tobas calcáreas³¹ como la de El Tobazo (Figura 17) y cascadas, como la del pueblo de Orbaneja el Castillo (Figura 18).



Figura 9. Nivel de margas negras intercaladas con pequeños niveles de calizas de edad Lías (Jurásico Inferior) que contienen abundantes restos fósiles. Este nivel estratigráfico es considerado como la roca madre de los hidrocarburos del campo de Ayoluengo (Quesada et al, 1996, 1997, 2006; Beroiz & Permanyer, 2011). Foto tomada en el desvío de la carretera a San Andrés de los Carabeos (Cantabria).

²⁷ **Transgresión (marina)**, avance del mar hasta cubrir áreas de tierra firme

²⁸ **Caolín**, mineral de la arcilla producto de la alteración de feldspatos. Se caracteriza por su escasa dureza, tacto untuoso y color blanquecino. Se utiliza en la industria papelera, química y cerámica (porcelana, loza, etc.).

²⁹ **Marga**, roca sedimentaria formada básicamente por carbonato y arcilla.

³⁰ **Paisaje kárstico**, paisaje muy peculiar originado por circulación de aguas, tanto superficiales como subterráneas principalmente en rocas calizas. La acción del agua disuelve el carbonato originando formas muy características.

³¹ En estas surgencias, las aguas subterráneas cargadas de carbonato cálcico disuelto, al encontrarse con la atmósfera, liberan parte del CO₂ disuelto, produciéndose la precipitación de carbonatos y dando lugar a espectaculares tobas calcáreas y terrazas de piscinas naturales.

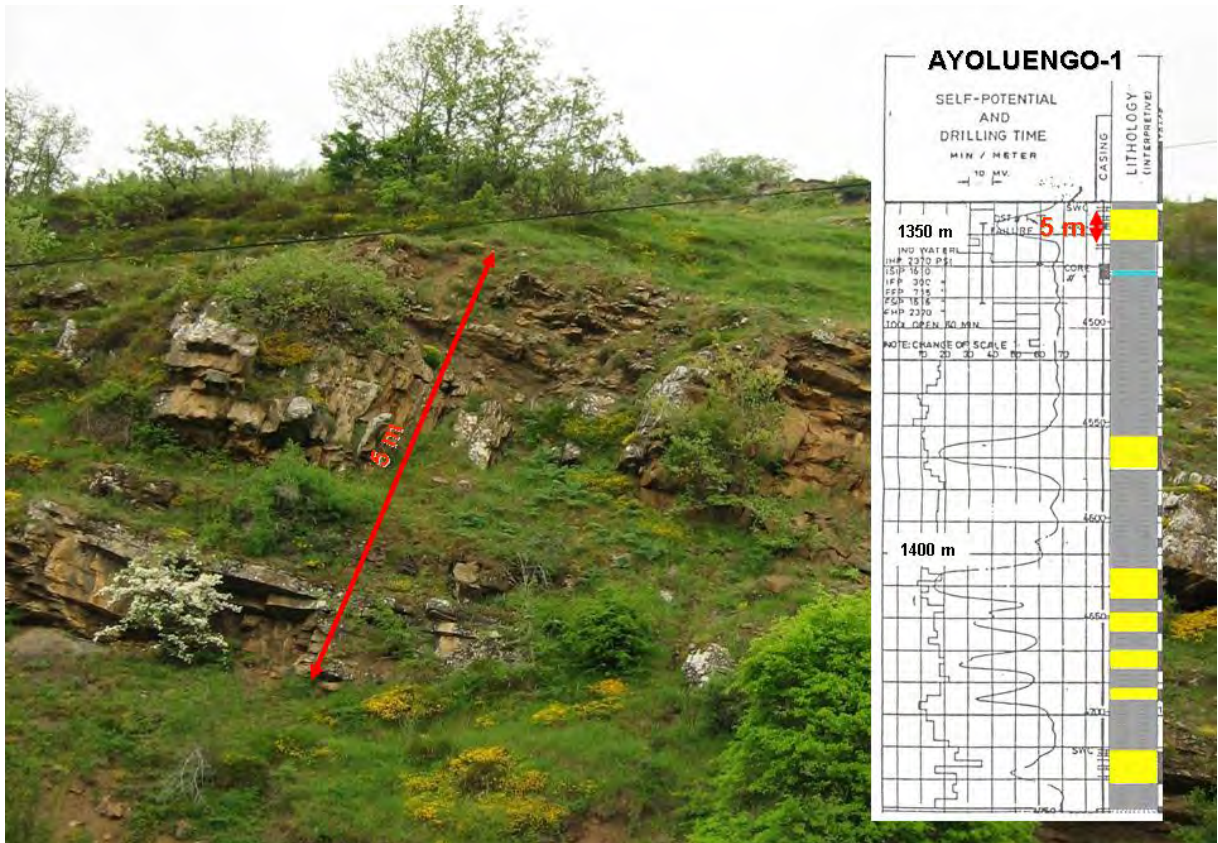


Figura 10. Nivel de arenas del Purbeck (Jurásico Superior). Este nivel de arenas es muy similar por sus características y espesor (5 metros) al nivel de arenas que produjo petróleo en el pozo Ayoluengo-1, cuya columna estratigráfica y registro eléctrico³² aparece a la derecha. Foto tomada en la carretera de Bárcena de Ebro a Loma Somera (Cantabria).



Figura 11. Foto mostrando fragmentos de restos vegetales en la base de sedimentos Purbeck. La presencia de niveles con abundante materia orgánica (arcillas negras, carbones) en el Purbeck (Jurásico Superior) es muy común y es especialmente notable en muchos de los pozos de exploración de hidrocarburos perforados en el área. La foto está tomada en la carretera de Reocín de los Molinos a Bárcena de Ebro (Cantabria).

³² **Registro eléctrico, diagráfia o log**, es un registro continuo de ciertos parámetros físicos de las rocas atravesadas por un pozo, tales como radioactividad natural, potencial espontáneo, velocidad de transmisión de ondas acústicas, etc.

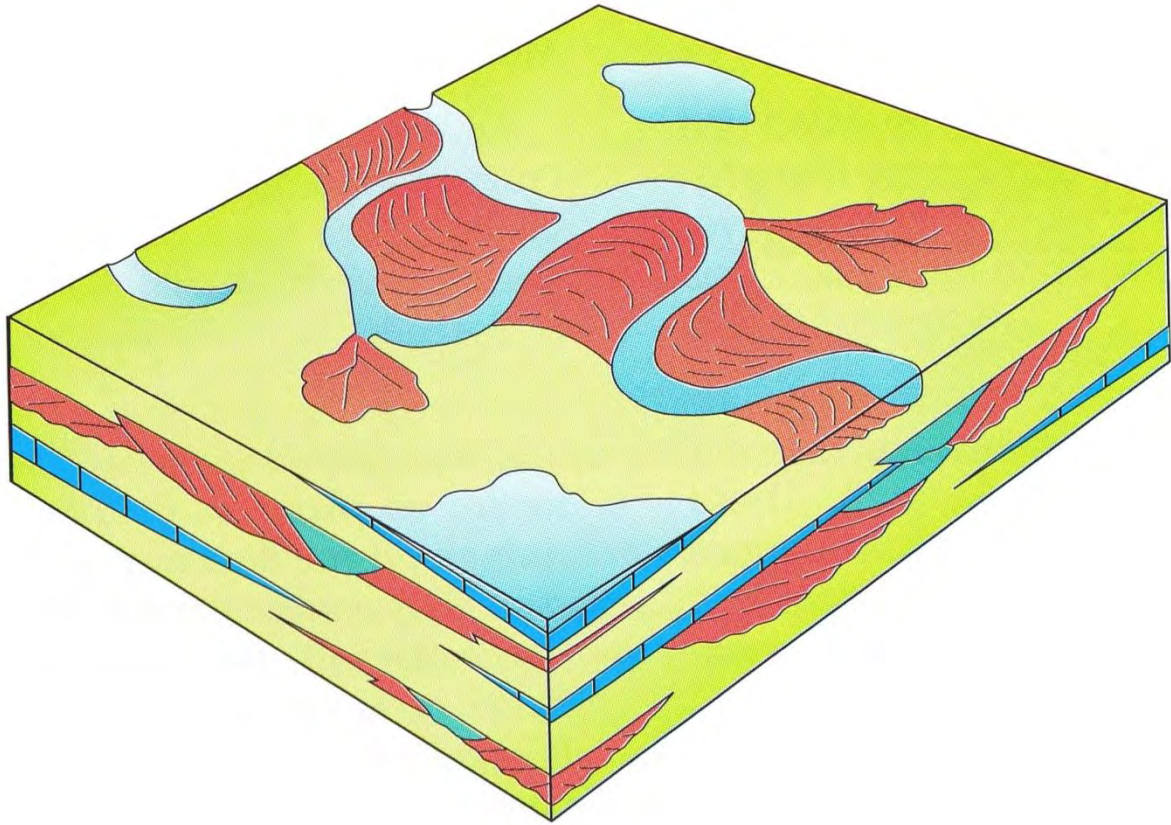


Figura 12. Esquema de sedimentación en un medio fluvio-lacustre (Homewood et al, 2000). Este ambiente sedimentario se desarrolla en llanuras terrestres relativamente extensas, con un nivel freático alto, donde abundan los cauces fluviales de alta sinuosidad (tipo meandriforme), así como pequeños lagos y charcas de poca profundidad. Los depósitos de arenas se producen principalmente a lo largo de los cauces fluviales, mientras que en las llanuras de inundación y lagos predominan los depósitos limo-arcillosos, carbonatos y materia orgánica. Tal y como se observa en la figura, los depósitos de arenas (en rojo) no presentan una gran continuidad lateral y vertical, dando lugar a cuerpos de arena aislados y no conectados entre sí.



Figura 13. Discordancia (línea roja discontinua) entre las arenas de la Formación Utrillas (banco superior) sobre las arenas y arcillas rojas del Weald (serie Inferior). Esta discordancia es fácilmente reconocible en afloramientos y corresponde al límite entre las secuencias 3 y 4 de la columna estratigráfica de la Figura 8. La base de la Formación Utrillas tiene regionalmente un marcado carácter erosivo tal y como puede observarse en el corte esquemático de la Figura 31. Foto tomada cerca del límite de Cantabria y Burgos, en la carretera que circula junto al Río Ebro, desde Polientes (Cantabria) a Orbaneja del Castillo (Burgos).

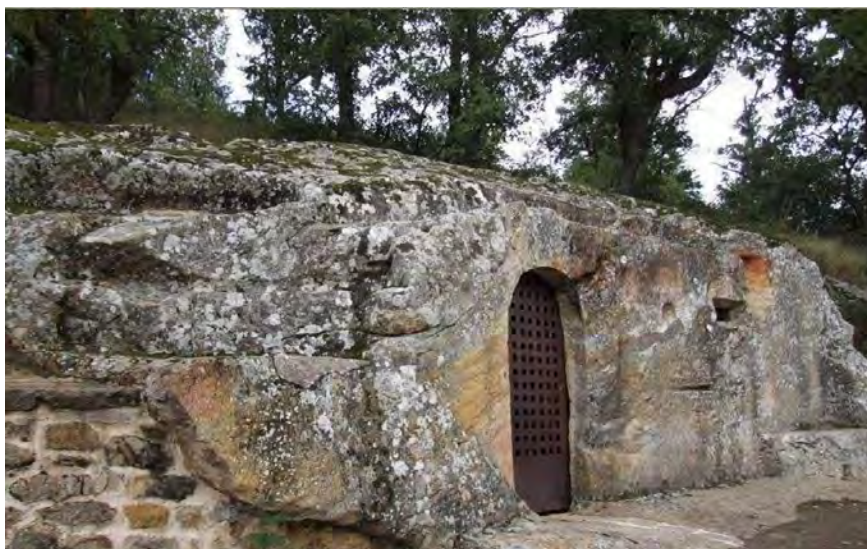


Figura 14. Iglesia rupestre de Cadalso (Cantabria) excavada en las arenas de la Formación Utrillas. Estas arenas resultan fácilmente excavables con simples herramientas, lo que permitió que en la Edad Media se construyeran en esta zona una gran cantidad de habitáculos que albergan pequeñas iglesias rupestres.



Figura 15. Arenas de la Formación Utrillas del Cretácico Inferior. Estas arenas son fácilmente reconocibles en el campo por su variedad de colores: blanco, amarillo, rojo, etc. La foto está tomada en el frente de una explotación de arcillas caoliníticas, situada en la carretera que va desde Basconcillos a Prádanos del Tozo (Burgos). Estas arcillas caoliníticas se usan como pasta blanca para la fabricación de baldosas y azulejos. La mancha negra que aparece en la parte central del frente de explotación son unas arenas asfálticas, es decir, una impregnación de asfalto en un nivel de arenas. Este hidrocarburo pudiera haber sido generado a partir de arcillas carbonosas, muy características de la misma Formación Utrillas y que también pueden ser considerados como una roca madre local. Los escarpes que se observan al fondo corresponden a las calizas del Cretácico Superior.



Figura 16. Bancos de calizas y margo calizas del Cretácico superior que dan lugar a las altiplanicies de los páramos. Las calizas están ocasionalmente karstificadas, produciendo unas formas en el relieve muy características. Foto tomada en la carretera que asciende desde San Felices a Sargentos de la Lora (Burgos).



Figura 17. Toba calcárea en la ladera norte del Páramo de la Lora, cerca del límite entre las provincias de Cantabria y Burgos. Esta curiosa construcción natural, que se conoce localmente como El Tobazo, está asociada a una surgencia de aguas subterráneas sobre el valle del Ebro. La toba calcárea se produce por la precipitación del carbonato de calcio que viene disuelto en las aguas subterráneas. Estas aguas subterráneas circulan por las fisuras y fracturas de las rocas calcáreas del Cretácico Superior (se pueden observar en la parte superior de la foto) lo que hace que sean ricas en carbonato. En la surgencia, el carbonato va precipitando sobre las raíces, hojas y musgos que se encuentra en su camino, originando una roca muy porosa. Su elevada porosidad procede de que los materiales vegetales causantes de la precipitación, que acaban pudriéndose y desapareciendo, dejando un hueco en su lugar. La surgencia no siempre tiene agua y depende de la época del año. La foto está tomada en primavera, en la carretera que circula junto al Río Ebro, desde Polientes (Cantabria) a Orbaneja del Castillo (Burgos).



Figura 18. Cascadas y 'piscinas' naturales en el mismo pueblo de Orbaneja del Castillo (Burgos). Por un mecanismo similar al mencionado en la Figura 17, la precipitación de carbonato cálcico genera en este caso una serie de pequeñas 'piscinas' escalonadas en terrazas.

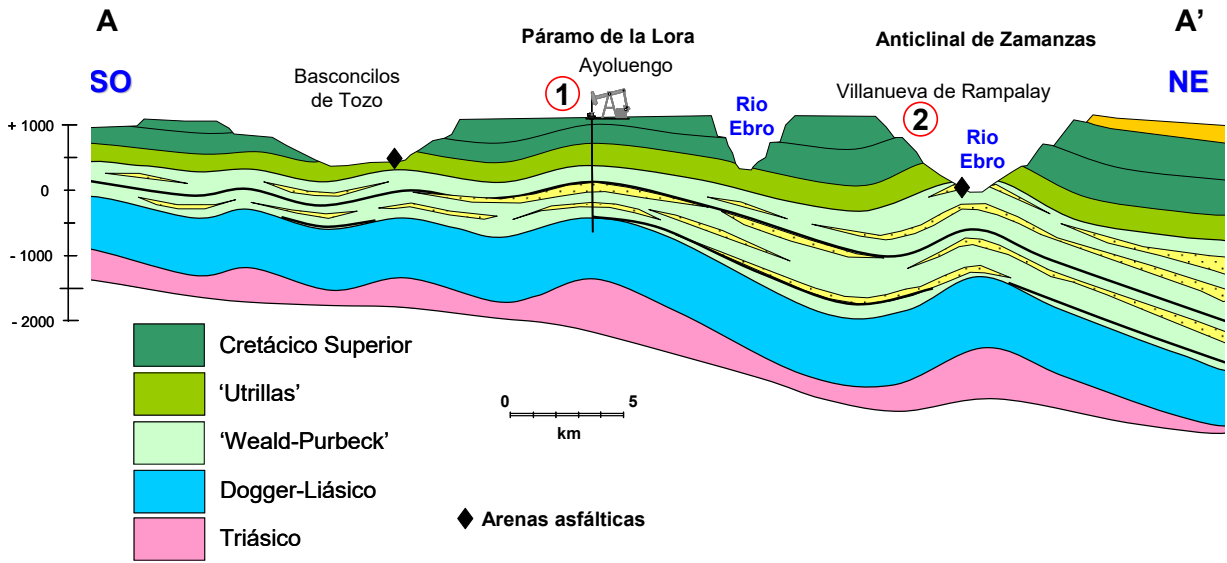


Figura 19. Corte geológico regional de orientación SO-NE, donde se han indicado el campo Ayoluengo y las principales impregnaciones de asfaltos (arenas asfálticas) en superficie: Basconcilos del Tozo y Villanueva de Rampalay. La situación y dirección del corte geológico corresponde a la línea A-A' del mapa de la Figura 4.

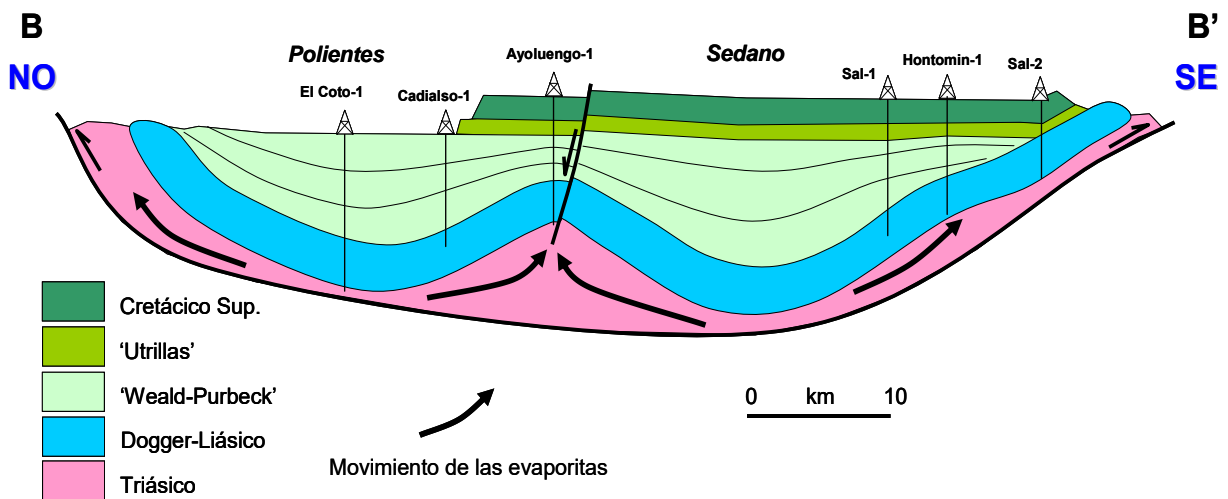


Figura 20. Esquema de dirección NO-SE mostrando dos pequeños surcos o mini-cuencas (Sedano y Polientes) al NO y SE del campo de Ayoluengo. Estos surcos se formaron por el movimiento plástico (según las flechas) de las evaporitas de edad Triásico Superior, rellenándose principalmente con sedimentos fluvio-lacustres (Purbeck-Weald) durante el Jurásico Superior-Cretácico Inferior. La situación y dirección del corte geológico es a lo largo de la línea B-B' del mapa de la Figura 4.

3. HISTORIA DEL DESCUBRIMIENTO

El norte de la provincia de Burgos y sur de Cantabria era bien conocido desde finales del siglo XIX por la presencia de abundantes indicios de petróleo y arenas impregnadas de asfalto³³ fácilmente observables en la superficie (Dupuy de Lôme, 1933, 1937, 1941). Todas estas arenas son prácticamente de la misma edad geológica comprendida entre el Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Entre las impregnaciones más conocidas destacan las del Valle de Zamanzas, Basconcillos del Tozo, Huidobro y Robredo-Ahedo, todas ellas en la provincia de Burgos (Figura 2). Algunos de estas impregnaciones fueron explotadas de una manera rudimentaria y experimental durante la Primera Guerra Mundial y después de la Guerra Civil española por CAMPSA³⁴ (Almela et al, 1946; IGME, 1951). La explotación consistía en la apertura de socavones y galerías a lo largo de las arenas impregnadas con asfalto y según el buzamiento de las capas. El material extraído era desmenuzado y arrojado en unas grandes cubas con agua, las cuales eran calentadas al fuego de leña. Con el calor, el material bituminoso se quedaba flotando en la superficie y era separado del agua en unos decantadores, y allí con unos simples cazos se extraía el petróleo. De esta manera tan artesanal se obtenía una producción muy marginal, del orden de uno a tres barriles de petróleo al día (Figura 21).

Es a partir de 1940 cuando se inician los primeros esfuerzos serios y sistemáticos en la exploración de hidrocarburos en el área. Los primeros trabajos de perforación los realiza CAMPSA en el año 1941 en el núcleo del anticlinal de Zamanzas (Figuras 3, 4 y 19), pero con pobres resultados. La localización de estos primeros pozos de exploración se basaba en la cartografía geológica de superficie y en la proximidad a las manifestaciones superficiales de asfaltos. Estos pozos llegan a alcanzar profundidades finales entre los 500 y 900 metros, pero únicamente en alguno de ellos se obtuvieron pequeñas cantidades de petróleo y gas en arenas y calizas del Jurásico y Cretácico Inferior.

Debido a la gran cantidad de indicios de petróleo en superficie y a los resultados alentadores de los primeros pozos perforados, una extensa área (2800 km²) en su mayoría dentro de la provincia de Burgos fue declarada Reserva Petrolífera a favor del Estado en el año 1944, siendo los derechos de exploración y producción otorgados en 1946 a la compañía CAMPSA (IGME, 1951). CAMPSA perforo algunos pozos más en este área (Figura 22), casi todos ellos con indicios de gas y petróleo, pero sin obtener cantidades que justificaran su puesta en producción. En el año 1959, las compañías norteamericanas Standard Oil Company of California³⁵ (25%) y Texaco (25%) se unieron a CAMPSA (50%) en la búsqueda de hidrocarburos. Con la incorporación de estos dos socios, que actuaban como operadores en consorcio bajo el nombre de AMOSPAIN, se llevaron a cabo nuevos reconocimientos geológicos de superficie y la adquisición de líneas sísmicas 2D a comienzos de los años 60. Con esta nueva información se confirmó el anticlinal de Ayoluengo, dentro del permiso de investigación Ubierna que había sido otorgado a AMOSPAIN en 1960.

El 5 de mayo de 1964 AMOSPAIN inició la perforación del pozo de exploración Ayoluengo-1, denominado así por el cercano pueblo de igual nombre. El pozo había sido diseñado para alcanzar una profundidad de 3500 metros, con el objetivo de probar la presencia de hidrocarburos en las areniscas Cretácicas, en las calizas del Jurásico Inferior, en las cuales se había probado algo de crudo en los pozos anteriores de CAMPSA, y la sección Triásica (Figura 8). El 2 de junio se atravesó un nivel de areniscas del Purbeck, de unos 5 metros de espesor, a la profundidad de 1346 metros, que mostro unos buenos indicios de petróleo. El día 6 de Junio se realizó una prueba de producción (DST#2)³⁶ en este nivel de arenas (1348-1361 m) y

³³ **Arenas asfálticas o bituminosas**, son arenas cuyos poros están saturados con asfalto. Se suelen encontrar en la superficie o muy próximos a ella, donde los hidrocarburos más ligeros se volatilizan y únicamente permanece la fracción asfáltica más pesada en los poros de la roca. Su presencia indica la ausencia de una roca sello o cobertera que impida el escape de los hidrocarburos hasta la superficie. Curiosamente, las reservas de petróleo almacenadas en arenas asfálticas ('tar sands' o 'oil sands') de Canadá y Venezuela, son consideradas como las mayores reservas mundiales de petróleo, superiores a las de Oriente Medio.

³⁴ **CAMPSA**, Compañía Arrendataria del Monopolio de Petróleos, S.A., a la cual se le adjudicó en 1927 la administración del monopolio de hidrocarburos del Estado Español en la Península e Islas Baleares. Las islas Canarias quedaron excluidas del monopolio, circunstancia que fue aprovechada por CEPSA en 1929 para construir en Tenerife la única refinería en ese momento en suelo español. CAMPSA fue disuelta en 1992 y actualmente es simplemente una marca comercial de REPSOL.

³⁵ **Standard Oil Company of California**, que años después paso a llamarse CHEVRON.

³⁶ **DST (Drill Stem Test)** es una prueba de producción en la que se utiliza la sarta de perforación, a la cual se le ensamblan herramientas especiales. Suele ser una prueba de corta duración, que permite evaluar el potencial de producción de un intervalo particular, así como obtener medidas de presión, características de la roca almacén y propiedades de sus fluidos.

el pozo alcanza a fluir unos 85 barriles al día (Sanz, 1967, Ballester, 1989) de un petróleo de 36° API³⁷, que llega a fluir en superficie, alcanzando una columna de unos 30 metros durante unos pocos minutos, llegando a manchar la superficie cercana al pozo (Figura 24). Una vez realizada esta prueba, se continuó con la perforación, atravesándose las calizas del Jurásico Inferior, en las cuales se realizó una prueba de producción, que arrojó una pequeña cantidad de crudo de 41° API, que no se consideró comercial. La perforación terminó a los 2397 metros, dentro de la sección Triásica donde no se registraron indicios de hidrocarburos.

Ayoluengo-1 fue el primer descubrimiento comercial de petróleo realizado en España y de momento es hasta la fecha el único en tierra. Era el sondeo número 149, desde que en el año 1941 se comenzó a llevar un registro oficial de todos los pozos de exploración perforados en España.

La noticia del descubrimiento atrajo la visita de los habitantes de los pueblos cercanos (ver foto de la portada de esta guía) y tuvo una gran repercusión en los medios de la época, tanto en la prensa escrita (Figura 25 y 26) como en el NO-DO, un noticiario y documental que el régimen franquista obligaba a proyectar en todas las salas de cine antes de la película. Prácticamente toda la prensa nacional se hizo eco del descubrimiento, donde se llegaron a publicar titulares como "Este páramo puede convertirse en el Oklahoma español" (Figura 27). También hubo bastantes rumores y especulaciones en la prensa sobre la importancia del descubrimiento, las posibles reservas descubiertas y la calidad del crudo. Para evitar especulaciones se llegó a suspender durante unos días la cotización de las acciones de CAMPSA en la Bolsa de Madrid. Las noticias del descubrimiento tuvieron tal difusión, que el geólogo de pozo Bill Stoeckinger, que había aparecido en varios medios, era reconocido por la gente en las calles de Madrid. El gerente de exploración de CAMPSA Ruperto Sanz, era requerido continuamente por la prensa para que suministrara información sobre el descubrimiento, e incluso era directamente contactado por algún miembro del gobierno para que le comunicara cualquier novedad directamente, sin filtro alguno. Dos de los ingenieros de minas de CAMPSA, Ruperto Sanz y Cristóbal Racero, fueron condecorados por el Gobierno español en Mayo de 1965 por su activa participación en el descubrimiento de Ayoluengo.

Desde su descubrimiento, la titularidad del campo de Ayoluengo ha pasado por varios propietarios. La perforación del pozo de exploración y los primeros pozos de desarrollo, junto con la construcción de las instalaciones de superficie y el inicio de la producción del campo fue operado por AMOSPAIN. En el año 1981, la participación de CAMPSA en permisos de investigación y concesiones de explotación fueron cedidos a ENIEPSA³⁸ por Decreto ley, que paso a tener una participación en el campo. En el año 1985, el campo que había sido operado desde sus comienzos por AMOSPAIN, pasó a ser operado directamente por CHEVRON.

En el año 1987 Texaco vendió su participación. En 1990, prácticamente coincidiendo con la venta de CHEVRON de todos sus activos de exploración y producción en España, el campo pasa a ser operado por REPSOL, compañía que fue formada en 1987, tras la fusión de HISPANOIL³⁹ y ENIEPSA en 1985, que había heredado los activos originales de CAMPSA. En el año 2002, REPSOL vendió su participación a la compañía inglesa Northern Petroleum, que en el año 2006 lo vendió a otra compañía inglesa llamada Ascent Resources Plc, que a su vez lo vendió en Noviembre de 2007 a la compañía también inglesa Leni Gas & Oil plc, quien en la actualidad es la operadora del campo, bajo el nombre de Compañía Petrolífera de Sedano (CPS, S.L.). A día de hoy, transcurridos casi 50 años desde su puesta en producción en 1967, el campo aún sigue produciendo, con un promedio de unos 100 a 150 barriles de petróleo y unos 35000 pies cúbicos de gas al día.

Después del campo de Ayoluengo se descubrieron en la misma región, y también por la asociación AMOSPAIN, los yacimientos no comerciales de Tozo y Hontomín en el año 1965 y Huidobro en 1966, todos ellos cercanos a Ayoluengo y en misma provincia de Burgos. En Tozo y Huidobro se produjeron pequeñas cantidades de petróleo a partir de capas de arenas similares a las que producen en Ayoluengo, que no justificaban su puesta en producción.

El yacimiento Hontomín, localizado en una estructura anticlinal de pequeño tamaño, tuvo una pequeña producción de petróleo de 32° API a partir de las calizas de la base del Jurásico (Figura 8). En el año 1990 se volvió a entrar en el pozo Hontomín-2, que había sido perforado en 1968, llevándose a cabo una

³⁷ La gravedad API o grados API, de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida comúnmente utilizada en la industria de exploración y producción para cuantificar la densidad del petróleo a 60° Fahrenheit. Valores superiores a 10 implican que son más livianos que el agua y, por lo tanto, flotarían en ésta.

³⁸ ENIEPSA, Empresa Nacional de Investigación y Explotación de Petróleo fue fundada en 1976. Era propiedad del Instituto Nacional de Industria (INI) y se dedicaba a realizar tareas de exploración y producción en España.

³⁹ HISPANOIL, la Sociedad Hispánica de Petróleos S.A. (HISPANOIL) se constituyó el 5 de mayo de 1965 con el fin de promover la explotación de recursos petrolíferos en otros países. En 1985 se fusionó con ENIEPSA.

prueba de larga duración en las calizas Jurásicas, a una profundidad de 1360 metros. Durante esta prueba se llegaron a recuperar mediante un bombeo discontinuo un total de 2928 barriles de petróleo. Sin embargo, el pozo fue abandonado en el año 1991 debido a la alta producción de agua, superior al 85%. En los años 1991 y 2007 se perforaron otros dos pozos en el yacimiento de Hontomín, pero ambos tuvieron resultados negativos. En la actualidad, la estructura de Hontomín es utilizada como almacenamiento experimental de CO₂, promovido por la Fundación Ciudad de la Energía (Ciuden⁴⁰). Este proyecto, único en su género en el mundo, incluye la adquisición de una sísmica 3D, la perforación de un pozo de inyección de CO₂, junto a otros dos pozos que servirán para monitorizar y visualizar el comportamiento del CO₂ inyectado en el subsuelo.



Figura 21. Fotografías de los restos de las instalaciones de la compañía CAMPSA en las inmediaciones del pueblo de Villanueva de Rampalay (Burgos), en el Valle de Zamanzas (ver localización en las Figuras 2, 3 y 4). En estas instalaciones se trataba las arenas asfálticas que se extraían en galerías subterráneas en las inmediaciones. A partir de estas arenas y mediante un proceso muy artesanal se obtenían de uno a tres barriles de petróleo al día.



Figura 22. Fotografías de los pozos de exploración perforados por CAMPSA en Villanueva de Rampalay (Burgos), en el núcleo del anticlinal de Zamanzas. La foto de la izquierda fue tomada el domingo 3 de Noviembre de 1946, durante una visita al área por A. Almela, J.M. Ríos y V. Jones, todos ellos trabajando para CIEPSA⁴¹. La foto de la derecha corresponde al “Sondeo nº7” perforado a principios de los años 50 con la sonda Oil Well 64-B, adquirida por CAMPSA en el año 1947. Este produjo pequeñas cantidades de gas y petróleo, pero con un rápido declino de la presión. Fue el más profundo perforado por CAMPSA en esta zona, llegó hasta los 2177 metros de profundidad y terminó en rocas evaporíticas del Triásico Superior (Keuper). En ambas fotos, se observa al fondo las calizas del Cretácico Superior aflorando en el flanco occidental del anticlinal de Zamanzas.

⁴⁰ **Ciuden** (Fundación Ciudad de la Energía) es una Fundación del Estado Español, creada en 2006, cuyo objetivo fundamental es la realización de actividades de investigación y desarrollo tecnológico en el ámbito de las tecnologías limpias del carbón, incluyendo la captura y almacenamiento de CO₂.

⁴¹ **CIEPSA**, Compañía de Investigaciones y Explotaciones Petrolíferas, S.A, fue constituida en 1940 por CEPSA y Vacuum Oil Co. (hoy Exxon-Mobil) con el objeto de investigar y explotar todo tipo de hidrocarburos. En enero de 2004, CIEPSA pasó a denominarse CEPSA E.P., S.A.

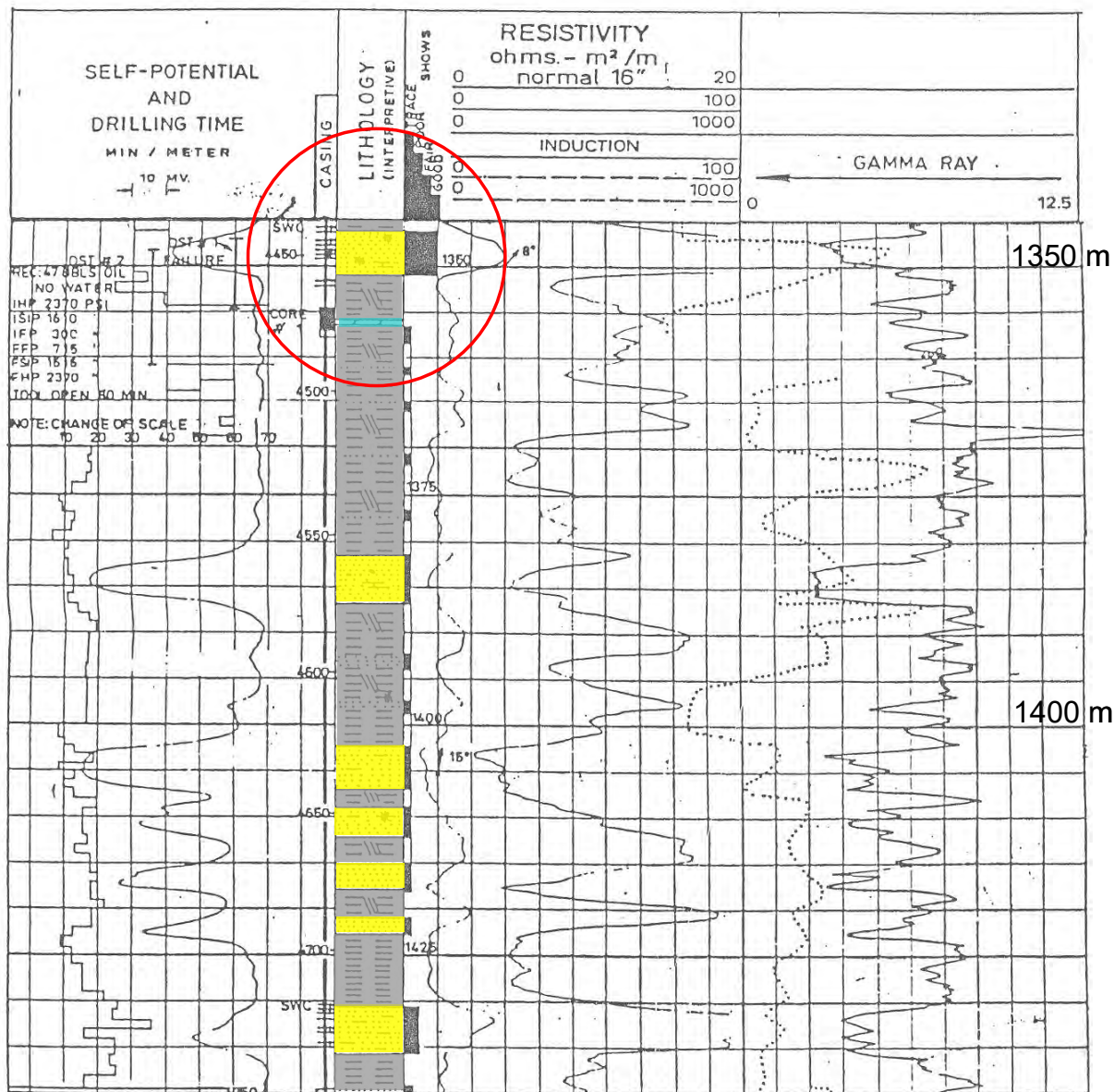


Figura 23. Registro eléctrico del intervalo (1345-1440 metros) del pozo Ayoluengo-1. En la pista de la izquierda aparece la curva del potencial espontáneo⁴², en la central, las curvas de resistividad⁴³ y a la derecha la curva de radioactividad natural⁴⁴. En la columna litológica, se ha coloreado las arcillas en gris, las arenas en amarillo y las calizas en azul. A la derecha de esta columna aparecen representados por rectángulos negros los indicios (*shows*) de petróleo habidos durante la perforación. Los mejores indicios fueron detectados en el intervalo 1346-1351 metros, que es también donde se registra la mayor resistividad. En este intervalo es donde se realizó la primera prueba de producción (DST#2), que produjo unos 85 barriles al día de petróleo. Un nivel de arenas muy similar al que produjo en este pozo puede observarse en la Figura 10.

⁴² **Potencial espontáneo** ('self-potential' en inglés), efecto que se produce en un pozo debido a la diferente concentración de las disoluciones presentes en el lodo, el agua de las formaciones permeables y el de las arcillas

⁴³ **Resistividad** ('resistivity' en inglés), es la resistencia de las rocas a la circulación de una corriente eléctrica. Depende del tipo de fluido que contienen los poros de la roca. Los hidrocarburos tienen una resistividad muy alta y el agua salada muy baja. Para medir la resistividad se pueden emplear sondas con diferentes dispositivos: normal, de inducción, etc.

⁴⁴ **Radioactividad** ('gamma ray' en inglés), las arcillas normalmente contienen un pequeño porcentaje de minerales que emiten radioactividad y que se puede medir mediante un contador en una sonda.

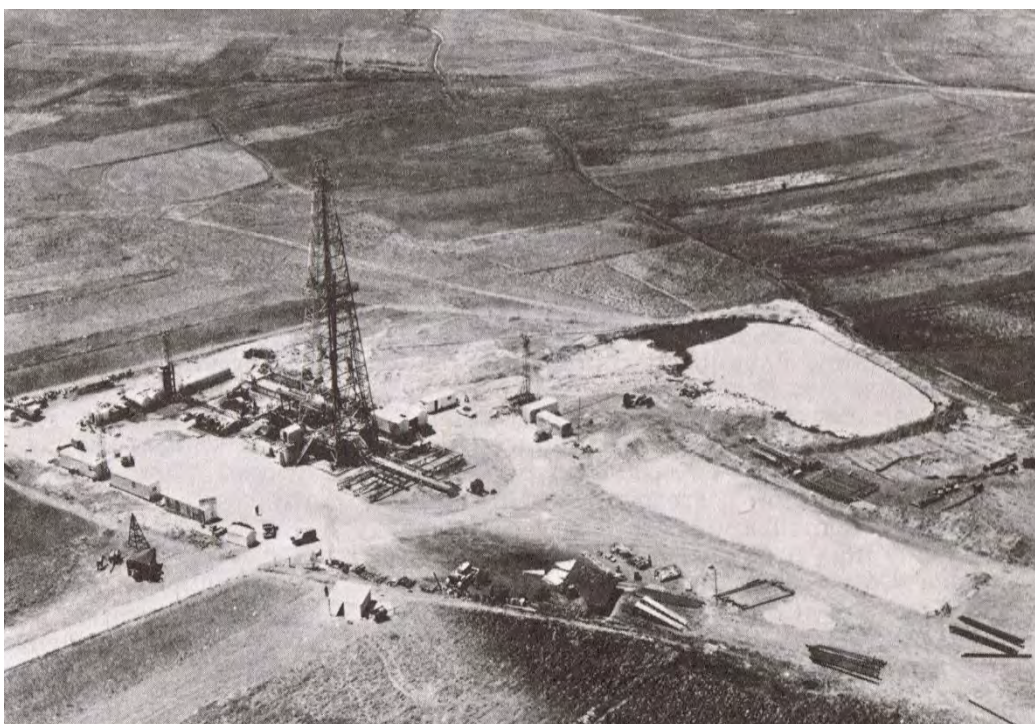


Figura 24. Foto área del pozo Ayoluengo-1, probablemente tomada en Junio de 1964. La prueba de producción realizada el 6 de junio de 1964 en un nivel de areniscas situado a unos 1350 metros de profundidad produjo petróleo. Según testimonios de la época, el petróleo surgió en la superficie y llegó a alcanzar una columna de unos 30 metros durante unos pocos minutos, llegando a manchar la superficie cercana al pozo, tal y como se observa en la parte inferior derecha de la fotografía (Meléndez y Fuster, 1978).

<p>MADRID, JUEVES 11 DE JUNIO DE 1964 - EJEMPLAR DOS PESETAS</p>	<p>A B C DEPOSITO LEGAL.—M. 13 - 1958</p>	<p>DIARIO ILUSTRADO AÑO QUINCAGESIMO SEPTIMO. NUM. 18.170 112 PAGINAS</p>
<p>LAS PRUEBAS QUE SE REALIZARON AYER EN VALDEAJOS CONFIRMAN LA EXISTENCIA DE PETROLEO EN CANTIDADES RENTABLES</p>		
<p>EL YACIMIENTO OFRECE MAGNIFICAS POSIBILIDADES DE EXPLOTACION INDUSTRIAL</p>		
<p>Los "leys", de características diversas, han colmado de satisfacción a técnicos y prospectores</p>	<p>El espesor de la zona explorada alcanza, según se asegura, los cinco metros</p>	
<p>SEGUN PARECE, HA SIDO DESCUBIERTA UNA SEGUNDA BOLSA EN «AYOLUENGO I»</p>		

Figura 25. Titulares del periódico ABC del jueves 11 de Junio de 1964 informando sobre las pruebas de producción que acababan de ser realizadas en el pozo Ayoluengo-1 y el descubrimiento de "una segunda bolsa". No deja de resultar curioso el tratamiento que la prensa suele dar a este tipo de hallazgos - incluso hoy en día - desde donde se propaga - salvo raras excepciones - la falsa creencia popular de que los hidrocarburos se encuentran en el subsuelo almacenados en "bolsas". Esta "segunda bolsa" se refiere a un segundo nivel de arenas impregnadas con petróleo que fueron probadas en el mismo pozo Ayoluengo-1.

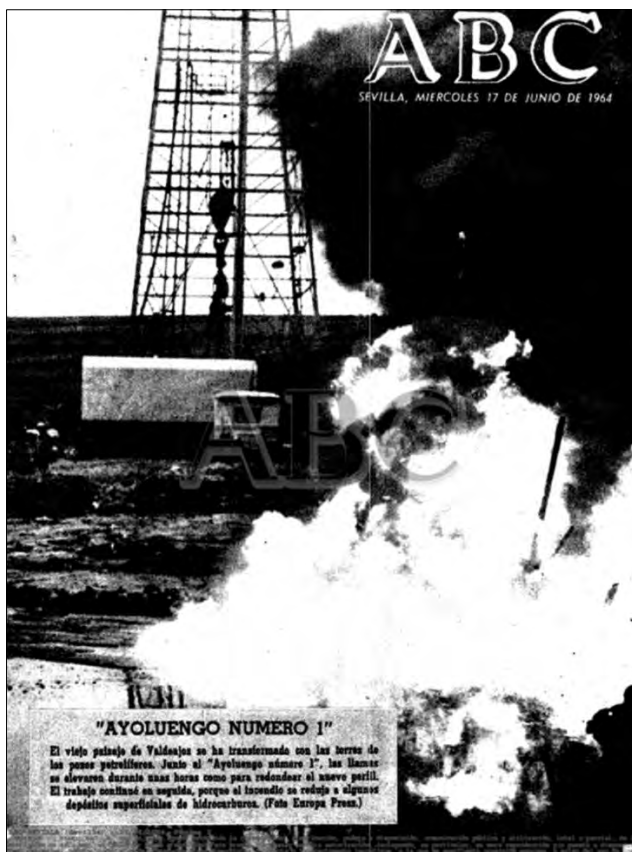


Figura 26. Portada del periódico ABC (Edición Sevilla) del 17 de Junio de 1964 mostrando una foto del pozo AyoluenGO-1 durante una de las pruebas de producción.



Figura 27. Páginas centrales de un amplio reportaje gráfico y literario del periódico El Alcázar de fecha 8 de Junio de 1964. Este reportaje fue realizado por el periodista Jesús Hermida, enviado especial del periódico para cubrir el descubrimiento de AyoluenGO. Jesús Hermida era entonces jefe de reporteros de El Alcázar y años después se hizo muy popular, gracias a su particular e inconfundible estilo, especialmente a partir de su retransmisión por TVE de la llegada del hombre a la luna en Julio de 1969.

4. GEOLOGIA DEL PETROLEO

Para que se forme una acumulación de hidrocarburos se requiere que concurren en el tiempo y espacio cinco elementos y procesos geológicos (Figura 28): **roca madre**, **generación y migración**, **roca almacén**, **trampa** y **roca sello**. De una manera muy simple se puede decir que los hidrocarburos se forman por la transformación de la materia orgánica que contienen las rocas sedimentarias (**roca madre**). La materia orgánica comienza a transformarse (**generación**) en petróleo y gas, bien por acción de las bacterias, o más comúnmente al ser sometida a altas temperaturas y presiones. Después de ser expulsados de la roca madre, los hidrocarburos fluyen (**migración**) hacia una roca porosa y permeable (**roca almacén**) con una configuración geométrica que favorezca su acumulación (**trampa**) y cubierta por una roca impermeable (**roca sello**) que impide su escape hacia niveles superiores y la superficie. A continuación analizaremos los elementos y procesos involucrados en la formación de la acumulación de hidrocarburos del campo de Ayoluengo.

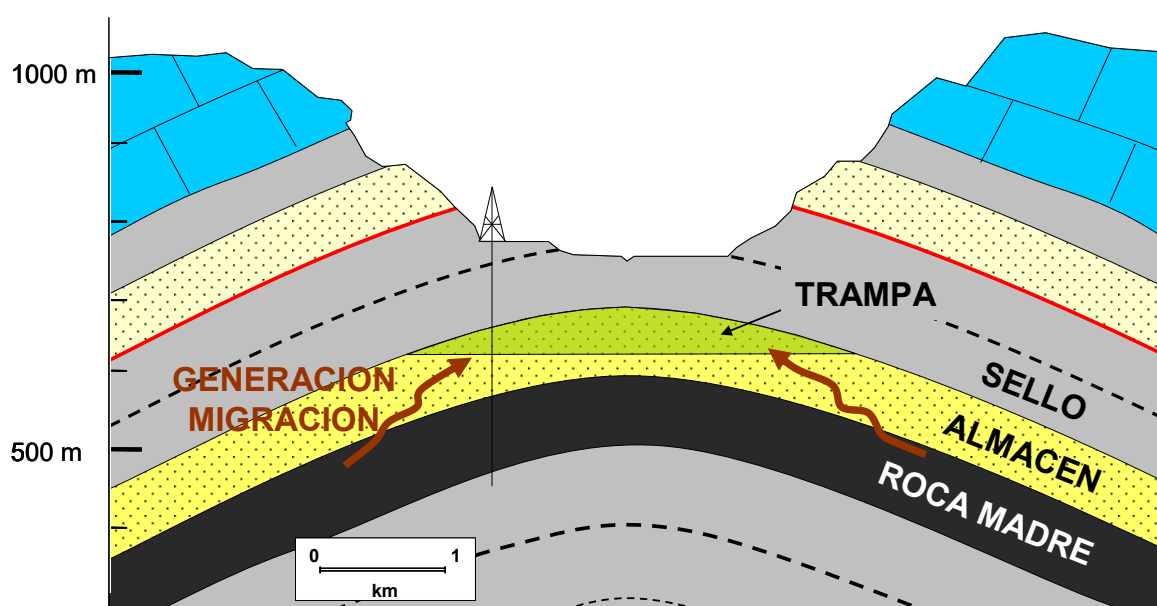


Figura 28. Esquema donde se muestran los cinco elementos y procesos geológicos necesarios para que se forme una acumulación de hidrocarburos: roca madre, generación-migración, roca almacén, trampa y roca sello.

4.1. Almacén y sello

Los hidrocarburos en el campo de Ayoluengo se encuentran almacenados en unas 40 capas de arenas intercaladas entre arcillas y situadas entre los 800 y 1500 metros de profundidad (Figura 23). Este tipo de yacimientos se conocen como multi-capa⁴⁵, que presentan una gran dificultad en la estimación de sus reservas (Alvarez & García, 1996; García & Alvarez, 1996) y además suele complicar notablemente su producción.

Esta alternancia de arenas y arcillas fue depositada durante el Jurásico Superior-Cretácico Inferior en un medio sedimentario fluvio-lacustre (Figura 12). Las arenas se encuentran intercaladas entre arcillas, que actúan como sello impermeable, impidiendo la comunicación vertical entre las diferentes capas de arena. Las capas de arena impregnadas con hidrocarburos tienen una forma lenticular⁴⁶, con una extensión lateral que puede variar considerablemente, desde unos pocos metros cuadrados hasta varios kilómetros cuadrados, lo que dificulta el seguimiento lateral de un pozo a otro.

⁴⁵ **Multi-capa** ('multi-layer' en inglés), son yacimientos de hidrocarburos formados por la alternancia vertical de varias capas de roca almacén, no conectadas entre sí y con una distribución de fluidos (gas, petróleo y agua) muy heterogénea. Cada capa almacén puede tener su propio régimen de presión, cada una con su particular contacto entre fluidos, existiendo múltiples contactos.

⁴⁶ **Lenticular**, en forma de una gran lenteja o lente y de poca extensión lateral.

La distribución de hidrocarburos en los diferentes niveles de arenas es muy irregular. Se pueden encontrar capas de arena saturadas con agua, intercaladas entre capas con gas y petróleo. Además, no siempre las capas con gas se encuentran por encima de las de petróleo⁴⁷. Prácticamente, existen tantos contactos entre fluidos, como lentejones de arenas saturados con hidrocarburos hay en el campo. En realidad, casi se puede afirmar que cada capa de arena con hidrocarburos constituye un pequeño yacimiento independiente.

El espesor vertical de los niveles de arena varía lateralmente, siendo unos 2-3 metros el espesor medio, aunque pueden llegar a tener un máximo de 10 metros. En general, la porosidad⁴⁸ de las arenas es buena y depende de la cantidad de arcilla que contengan. La porosidad media es del 18%, aunque existen valores tan altos como el 28% y otros tan bajos como el 8%. La permeabilidad⁴⁹ es también muy variable, desde pocos mD⁵⁰, pudiendo llegar a ser de hasta 500 mD. La variación en cuanto a la distribución de arenas, tanto lateral como vertical, así como las propiedades petrofísicas tan heterogéneas hace que el factor de recuperación⁵¹ del campo sea relativamente bajo, del orden del 20%.

La presencia de la gran falla⁵² de Ayoluengo de dirección NE-SO y que corta a todo el conjunto (Figuras 29, 30 y 31) aún fragmenta y divide más el yacimiento, que llega a estar formado por más de 300 almacenes independientes (Alvarez y García, 1996). Todo esto conlleva a que para drenar el petróleo que se encuentra distribuido en capas tan compartimentalizadas, se requiera un gran número de pozos. Resulta curioso que el último pozo perforado en el campo (Ayoluengo-52) en 1990, aún encontrara niveles con hidrocarburos a presión original, es decir, que no habían sido afectados por la producción en anteriores pozos.

4.2. Roca madre, generación y migración

La calidad del crudo de Ayoluengo es muy heterogénea, su densidad oscila entre 20° y 39° API, normalmente más pesado cuanto menor es la profundidad. El amplio rango de variación de la densidad del crudo es una buena muestra de la existencia en el yacimiento de diferentes compartimentos no conectados entre sí. En general, los crudos de Ayoluengo (Querol, 1969) contienen un alto porcentaje de parafina, un elevado contenido de arsénico (20 a 25 ppm⁵³) y un bajo contenido en azufre (0.17%). El contenido inicial de gas en el crudo, que se expresa mediante el GOR⁵⁴, presentaba valores del orden de 350 scfg/stb. El agua presente tiene una salinidad de unas 50000 ppm de NaCl⁵⁵.

El origen del petróleo de Ayoluengo se ha atribuido a las margas negras del Lías (Quesada et al., 1996, 1997). Estas margas negras aparecen intercaladas con pequeños niveles de calizas (Figura 9) y son el reflejo de una serie de eventos anóxicos oceánicos⁵⁶ en los fondos marinos a escala global durante el Pliensbaquiense-Toarciense⁵⁷ (Quesada et al, 2006). Toda esta secuencia tiene un espesor de unos 100

⁴⁷ Estos fluidos (gas, petróleo y agua) aparecen normalmente estratificados dentro de una roca almacén, según las diferentes densidades. El más ligero es el gas, que se encuentra normalmente en la parte superior, luego el petróleo en el medio y en la parte inferior el agua, que es el más denso.

⁴⁸ **Porosidad**, espacios huecos presentes en una roca, se mide en porcentaje (%) sobre el volumen total de roca.

⁴⁹ **Permeabilidad**, capacidad que tiene una roca para permitir que los fluidos pasen a través de sus poros

⁵⁰ **mD (miliDarcy)**, milésima parte del Darcy que es la unidad de medida de la permeabilidad.

⁵¹ **Factor de recuperación**, porcentaje del total de hidrocarburo que se encuentra almacenado en un yacimiento que puede ser extraído comercialmente a superficie. Si el factor de recuperación del campo es de un 20%, esto quiere decir que el 80% del hidrocarburo no podrá ser extraído y permanecerá en el subsuelo.

⁵² **Falla**, superficie de discontinuidad en la que se ha producido desplazamiento relativo de una de las partes con relación a la otra.

⁵³ **ppm**, partes por millón.

⁵⁴ **GOR** (gas oil ratio), cantidad relativa de volumen de gas con respecto a volumen de petróleo presente en un yacimiento a 15°C y 1 atmósfera de presión, que se conocen como condiciones standard. Se mide en scfg/stb (standard cubic feet of gas per standard barrel), es decir pies cúbicos (standard) de gas por barril (standard) de petróleo.

⁵⁵ La concentración de sales (o salinidad) se mide mediante la cantidad de sólidos disueltos en el agua en miligramos de sal por litro de agua (mg/l), o lo que es lo mismo, en ppm (partes por millón). Como referencia, el agua de mar tiene una salinidad de unos 35.000 ppm de sales.

⁵⁶ **Evento anóxico oceánico (OAE en inglés)**, período de tiempo geológico durante el cual se produce una gran concentración de materia orgánica a los sedimentos. Su origen no es claro y puede ser debido a diferentes causas, probablemente interrelacionadas entre ellas: alta productividad de materia orgánica en los océanos, ausencia de oxígeno en los fondos marinos, cambios climáticos y del nivel del mar globales, expulsión masiva de gases en períodos de intenso vulcanismo, etc. Estos eventos pueden ser causa y/o efecto de extinciones masivas.

⁵⁷ **Pliensbaquiense y Toarciense**, son dos edades geológicas del Lías Superior (Jurásico Inferior), que en conjunto abarcan desde 190 a 174 millones de años.

metros. Las margas presentan un alto contenido en materia orgánica, con valores de TOC⁵⁸ que oscilan entre 1 y 8%. La materia orgánica es de tipo I y II⁵⁹, con elevados índices de hidrógeno⁶⁰, de hasta 760 y valores de S₂⁶¹ que pueden llegar hasta 50 mg/gr.

Quesada et al. (1996, 1997) analizaron muestras de margas negras procedentes de afloramientos del Lías y una muestra de petróleo, que era una mezcla de todos los crudos del campo de Ayoluengo. De su análisis establecieron⁶² que el origen de los crudos producidos en Ayoluengo se encuentra en estos niveles con alto contenido en materia orgánica del Lías. Sin embargo, no está claro como el petróleo generado en estas margas del Lías ha podido ascender lateral y verticalmente hasta los niveles donde se encuentra almacenado en Ayoluengo. La gran falla de Ayoluengo podría haber servido como vía de migración del petróleo. Sin embargo, aunque este mecanismo es viable, resulta difícil explicar la gran heterogeneidad de crudos encontrados en Ayoluengo y la distribución tan irregular de los fluidos, encontrándose arenas con gas intercaladas entre arenas con petróleo y/o agua.

Por otro lado, dentro de la secuencia Cretácico Inferior-Medio se han reconocido abundantes niveles muy ricos en materia orgánica, tanto en afloramiento (Figura 11) como en los pozos perforados en esta región. Estos niveles son de espesor variable, normalmente inferiores al metro y están compuestos por carbones y arcillas carbonosas negras, con una alta capacidad generadora de hidrocarburos. Su rendimiento puede variar desde los 10 hasta 270 litros de crudo por tonelada de roca⁶³ (IGME, 1981, 1982). Dado el carácter lenticular de las arenas productivas en Ayoluengo, rodeadas totalmente por arcillas, en ocasiones con una gran cantidad de materia orgánica, hace que sea muy probable que una materia orgánica similar haya sido la generadora de los hidrocarburos de Ayoluengo. Si así fuera, la conexión entre roca madre y almacén sería directa, lo cual no requiere entonces grandes distancias de migración. La gran heterogeneidad de la materia orgánica en este tipo de ambiente fluvio-lacustre, podría explicar la presencia de gas junto a las diferentes calidades de petróleos de Ayoluengo. Es evidente que para comprobar esta hipótesis se necesitan más análisis de petróleos y de potenciales rocas madre, que permitan establecer claramente que rocas han generado los hidrocarburos de Ayoluengo.

4.3. Trampa

La trampa de Ayoluengo fue confirmada mediante sísmica⁶⁴ 2D. Se trata de un anticlinal fallado (Figura 29, 30 y 31) de una extensión de unos 10 km² con un cierre estructural⁶⁵ de unos 300 metros. La estructura de Ayoluengo se sitúa en un alto relativo entre dos mini cuencas o surcos: Sedano al sureste y Polientes al noroeste (Figura 20). La falla principal del campo, denominada falla de Ayoluengo, tiene una dirección NE-SO, llega hasta la superficie (Figuras 30 y 31) y divide al yacimiento en dos grandes bloques, mediante un salto⁶⁶ de unos 250 metros, quedando levantado el bloque oriental. Además de esta gran falla, existen otras fallas de menor envergadura (ver fallas de Sargentos y de Cueto de la Figura 31), que son antitéticas⁶⁷ de la falla de Ayoluengo. Estas fallas son difíciles de reconocer en pozos y en sísmica, pero de suficiente salto como para producir el aislamiento de una misma capa de arenas a un lado y otro de estas fallas.

⁵⁸ **TOC (Total Organic Content)**, es una medida del % en peso del contenido total de carbono de las rocas. Normalmente, rocas con valores superiores al 1% se consideran que pueden ser rocas generadoras de hidrocarburos.

⁵⁹ **Tipos de materia orgánica**, la materia orgánica en los sedimentos se puede clasificar en diferentes tipos, dependiendo de su origen. La materia tipo I es generada principalmente a partir de algas. El tipo II procede de una mezcla de materia enriquecida en lípidos. El tipo III procede de vegetales terrestres.

⁶⁰ **IH (índice de hidrógeno)**, es una medida de la cantidad de hidrógeno de una roca: a mayor valor, mayor es la capacidad de generar petróleo.

⁶¹ **S₂**, medida de la capacidad de generar hidrocarburos de una roca. Se mide en miligramos de hidrocarburo que pueden generar por gramo de roca (mg/gr). Esta medida se obtiene a partir de pirólisis, técnica analítica de laboratorio que consiste en calentar una muestra de roca a temperaturas de hasta 550 °C y medir los hidrocarburos que genera.

⁶² Esta relación genética la establecen por la similitud de los cromatogramas de la fracción de hidrocarburos saturados y la similitud de la composición isotópica de carbono.

⁶³ **Litros de crudo por tonelada de roca (l/t)**, es también una medida de la capacidad de generación de hidrocarburos de una roca. Normalmente se utiliza en el análisis de muestras de rocas ricas en materia orgánica (pizarras bituminosas, etc), obtenidas en superficie con el objetivo de cuantificar su potencial generador de crudo mediante calentamiento en un horno.

⁶⁴ **Sísmica**, técnica geofísica que registra el tiempo transcurrido en viajar la energía sísmica emitida desde el suelo, reflejada por el contacto entre formaciones rocosas y su retorno a la superficie. El producto final es una representación del subsuelo ya sea en dos (2D) o en tres (3D) dimensiones.

⁶⁵ **Cierre estructural**, es la diferencia de altura entre el punto más alto y más bajo de una estructura.

⁶⁶ **Salto de una falla**, magnitud del desplazamiento relativo sufrido por un estrato roto por una falla.

⁶⁷ **Falla antitética**, falla que muestra un sentido de desplazamiento opuesto al de una falla mayor con la que se relaciona genéticamente. En este caso, estas dos fallas antitéticas se relacionan con la falla de Ayoluengo.

En el año 1988 se adquirió una campaña sísmica 3D⁶⁸ de unos 70 km² con el objeto de estimar las reservas remanentes del campo, mejorar la definición estructural de la trampa e identificar posibles objetivos más profundos (Alvarez y García, 1996). Sin embargo, esta campaña 3D no tuvo la resolución suficiente para reconocer y cartografiar las arenas productoras individualmente, sin embargo aportó una mejora considerable en la definición estructural y sirvió para localizar el pozo Ayoluengo-53, último pozo perforado en el campo (REPSOL, 1990).

La estructura anticlinal del campo de Ayoluengo es fruto de la combinación del flujo plástico de las evaporitas y arcillas del Triásico Superior en una fase temprana (Jurásico Superior-Cretácico Inferior) y la actuación de esfuerzos de la orogenia Alpina⁶⁹, que pliegan aún más la estructura (Klimowitz et al, 1999), llegándose a producir el colapso y ruptura de su cresta originando la falla normal⁷⁰ de Ayoluengo (Figuras 30 y 31).

La presencia de evaporitas y arcillas de edad Triásico Superior tiene una gran importancia en el estilo de deformación regional y en el control de la sedimentación. Las evaporitas, por tratarse de unas rocas con una elevada plasticidad, se pueden deformar fácilmente y fluir vertical y horizontalmente como un material viscoso. La carga diferencial de un espesor considerable de sedimentos sobre este material evaporítico puede hacer que comience a fluir, desde zonas donde hay mayor carga hacia otras zonas donde la carga sea menor. Mediante este mecanismo se produce un hundimiento progresivo en las zonas desde donde fluye el material evaporítico, generándose pequeños surcos (ej.: Sedano y Polientes) que pueden llegar a rellenarse con una potente secuencia de sedimentos (Figura 20). Mientras tanto, en las zonas hacia donde fluyen, se producen unos altos relativos, donde la sedimentación es mucho más reducida. Así pues, la combinación del flujo de las evaporitas, simultáneos a la sedimentación, puede dar lugar a fuertes variaciones laterales de espesor en una misma secuencia, tal y como se observa en el área de Ayoluengo. Posteriormente, los esfuerzos compresivos durante la Orogenia Alpina en el Cenozoico⁷¹ acentúan ligeramente esta geometría, aunque pueden producir el plegamiento y levantamiento relativo de estos surcos. Esta compresión también puede afectar a las zonas más altas, como es el caso de la estructura de Ayoluengo. A su vez, la acción de estos esfuerzos compresivos sobre los niveles evaporíticos hacen que estos actúen como nivel de despegue⁷², llegando a producir la extrusión de este material evaporítico en superficie. La presencia de estas extrusiones de sales, yesos y arcillas es muy común en la zona (ver esquina noroeste del mapa de la Figura 4). En la superficie aparecen profundamente trastornados, siendo difícil reconocer su estratificación original y los materiales que lo componen aparecen revueltos en una tremenda confusión. Un ejemplo espectacular de este fenómeno de extrusión de sales, yesos y arcillas en superficie se puede observar en el diapiro situado junto al pueblo de Poza de la Sal (Burgos).

⁶⁸ La ventaja de la **sísmica 3D** con respecto a la 2D radica en la enorme cantidad de información que proporciona, con lo que se reduce sensiblemente la incertidumbre acerca de la posición y geometría de las capas en el subsuelo.

⁶⁹ **Orogenia Alpina**, episodio tectónico compresivo durante el Cenozoico donde se formaron las principales cadenas de montañas en Europa: Alpes, Pirineos, etc.

⁷⁰ **Falla normal**, falla cuyo movimiento se produce según el sentido de la inclinación del plano de falla.

⁷¹ **Cenozoico**, periodo de tiempo que abarca desde hace 66 millones de años hasta la actualidad.

⁷² **Nivel de despegue**, capa plástica que permite a una unidad rocosa situada sobre ella deslizarse como respuesta a un esfuerzo.

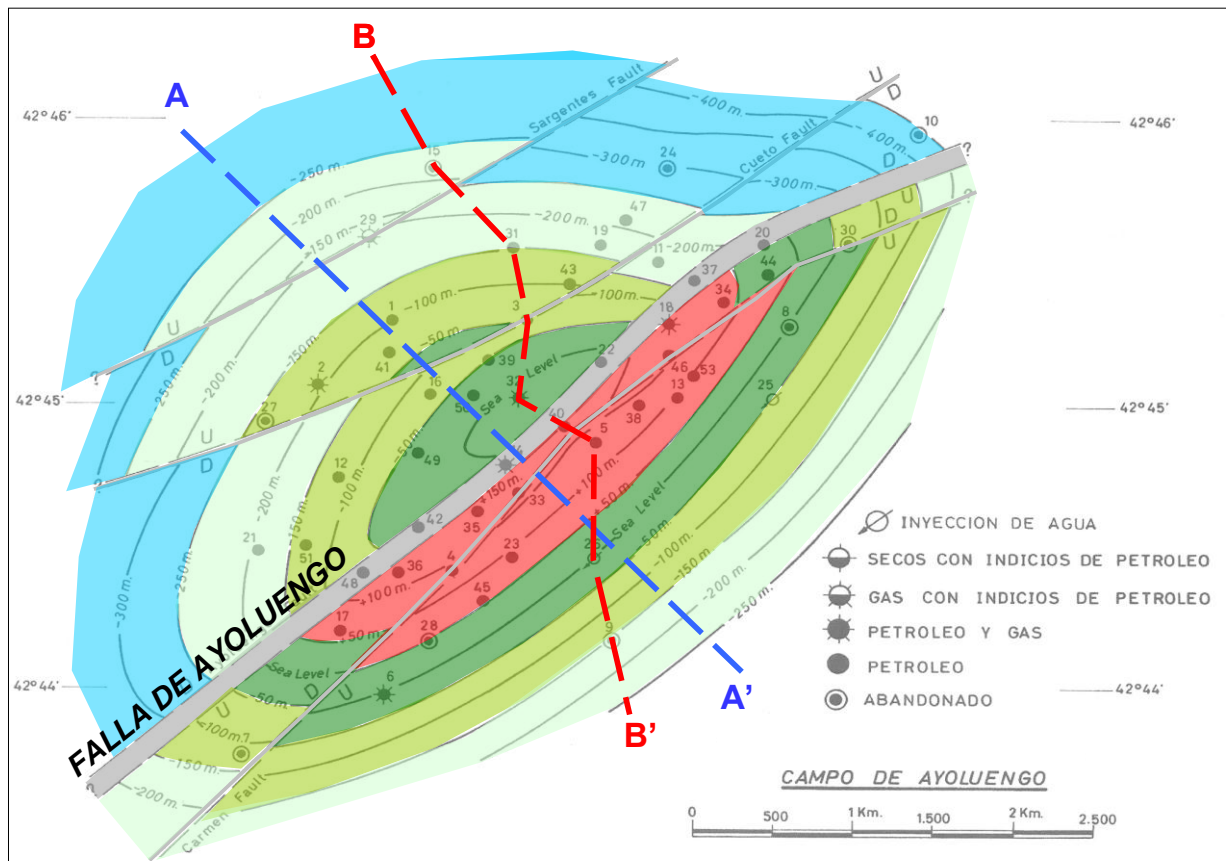


Figura 29. Mapa del campo Ayoluengo (REPSOL 1994), donde se representa mediante curvas de nivel la profundidad de un horizonte guía. Las curvas aparecen representadas cada 50 metros y esta referidas al nivel del mar. El horizonte guía representado corresponde a un nivel de calizas lacustres, situado aproximadamente en el límite Jurásico-Cretácico que aparece indicado en la columna estratigráfica de la Figura 8. Este mapa se construyó a partir de la profundidad en la cual este horizonte guía fue atravesado en los pozos del campo. La línea de trazos azul A-A' corresponde a la dirección aproximada de la línea sísmica de la Figura 30. La línea quebrada roja B-B' representa el trazado del corte geológico de la Figura 31.

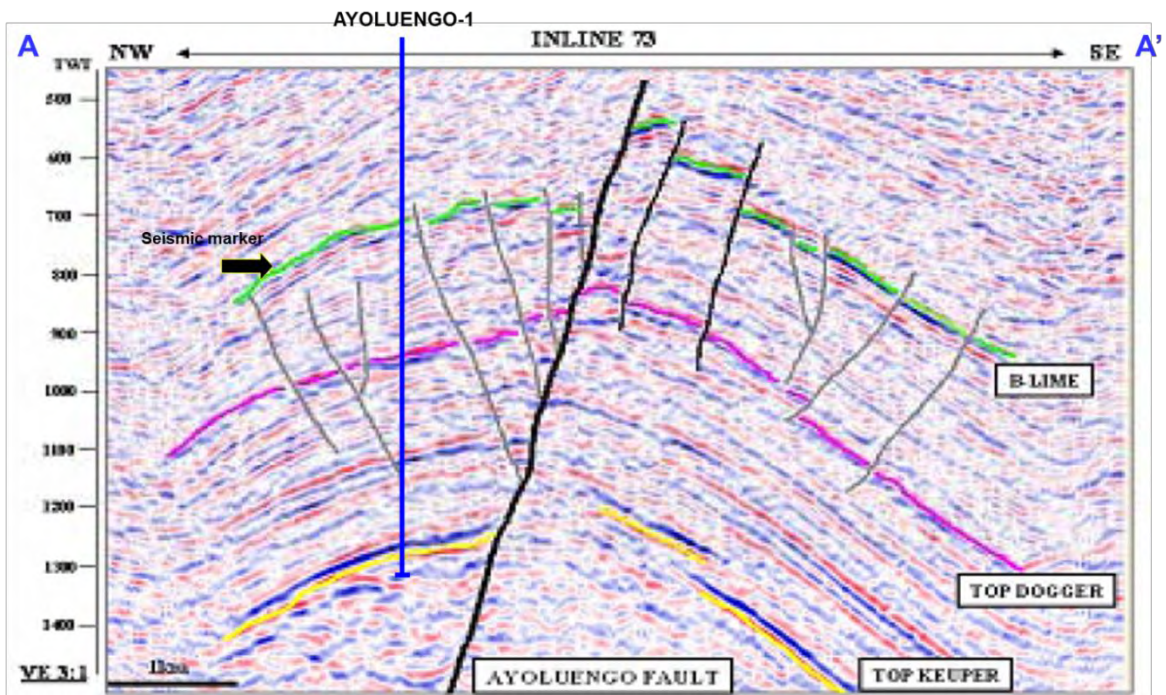


Figura 30. Línea sísmica de la campaña 3D adquirida en el año 1988 sobre el campo Ayoluengo (Abeger et al, 2006). Esta línea es de dirección NO-SE (aproximadamente a lo largo de la línea azul de trazos A-A' de la Figura 29) y muestra claramente la estructura anticlinal del campo, fragmentada por la gran Falla de Ayoluengo, que llega hasta la superficie y divide al yacimiento en dos grandes bloques. En la línea sísmica se indica la situación del pozo Ayoluengo-1, que fue perforado en el bloque bajo de la Falla y llegó a atravesar la sección Triásica (Keuper) llegando hasta una profundidad total de 2397 metros.

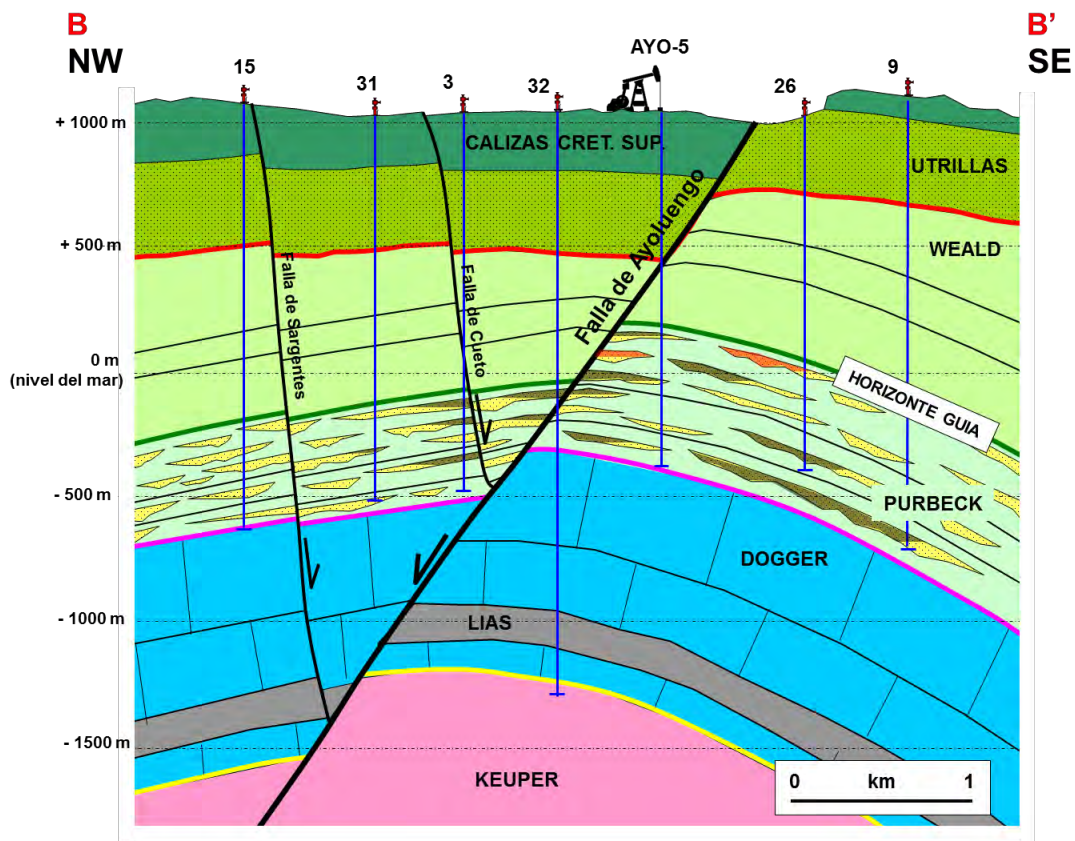


Figura 31. Corte geológico esquemático del campo Ayoluengo a lo largo de una dirección noroeste-sureste (según la línea roja B-B' de la Figura 29), donde se muestran algunos de los pozos. Las calizas del 'Horizonte guía' de la Figura 8 se ha representado en color verde. Puede observarse que el pozo Ayoluengo-5 ha sido uno de los que ha perforado la estructura en su posición más alta. Las arenas de la Formación Utrillas (Albiense, Cretácico Inferior) se pueden observar aflorando en superficie al SE de la falla de Ayoluengo. Se observa en el corte el marcado carácter erosivo de la base de la Formación Utrillas. Existen dos fallas (Sargentines y Cueto) de menor envergadura y antitéticas de la falla de Ayoluengo que también colaboran en la fragmentación del yacimiento.

5. PRODUCCION

A raíz del descubrimiento en el pozo Ayoluengo-1 en Junio de 1964, se inició una campaña de perforación de pozos de desarrollo hasta una profundidad de unos 1500 metros, que culminó en 1967 con la realización del pozo Ayoluengo-32. La concesión La Lora, derivada del permiso de Investigación Ubierna fue otorgada a AMOSPAIN en Enero de 1967 por un período de 50 años. La producción comercial comenzó el 9 de Febrero de 1967 mediante 32 pozos, alcanzándose el máximo de producción en 1969 con 5200 barriles de petróleo al día (Figuras 32 y 33). Desde el año 1976 hasta 1985 se perforaron otros 20 pozos más. En el año 1990 se perforó el pozo Ayoluengo-53, último pozo perforado en el campo hasta la fecha. En total se han perforado un total de 52⁷³ pozos, de los cuales en este momento, sólo 11 se encuentran en producción. Inicialmente en 1967 se estimaron unas reservas de unos 10 millones de barriles. Sin embargo, la producción acumulada del campo hasta finales de 2015 ha sido de 17 millones de barriles de petróleo.

El mecanismo de producción del yacimiento es inicialmente natural, por expansión del gas en solución, aunque algunos niveles de arenas muestran un ligero empuje de agua. Cuando la energía que empuja a los fluidos desde la roca almacén hasta el pozo no es suficiente para una óptima producción natural, entonces se recurre a métodos artificiales. Llega un momento en que el gas, deja de presionar sobre el crudo, por lo que hay forzarlo con bombas para que suba a la superficie. Esta ayuda a la producción se puede realizar de muchos modos. En Ayoluengo, el sistema que se viene utilizando desde el comienzo de la explotación del campo es el bombeo mecánico (Figura 34). Para ello se utilizan bombas de balancín, conocidas popularmente como 'caballitos'. Estos se componen de un balancín, que transforma el movimiento circular del motor de accionamiento en un movimiento oscilatorio lineal, que se transmite por medio de un varillaje al pistón de la bomba situada en el fondo del pozo. Este bombeo se realiza hasta el momento en que el coste del sistema de extracción es mayor que la rentabilidad que se obtiene del petróleo y entonces es cuando el pozo es abandonado.

La producción por pozo es muy irregular. Hay pozos que no han sido capaces de producir, hasta pozos que han llegado a producir hasta 500 barriles de petróleo al día. Igualmente, la producción de gas y agua en los pozos también es muy variable. Los mejores productores de petróleo se sitúan al este de la falla de Ayoluengo.

Los pozos requieren continuos trabajos de mantenimiento, con tratamientos de estimulación, nuevos cañoneos, limpieza de parafinas, etc. Para realizar estos trabajos de intervención en los pozos, el campo de Ayoluengo dispone permanentemente de una unidad de *workover*⁷⁴.

⁷³ En el campo se han perforado un total de 52 pozos, desde Ayoluengo-1 hasta Ayoluengo-53. No existe el pozo Ayoluengo-52.

⁷⁴ **Unidad de workover**, este tipo de equipos se utilizan para el mantenimiento, reparación mecánica y acondicionamiento de pozos ya perforados y entubados. Estos equipos, que suelen ir montados sobre un camión, tienen componentes similares a los de perforación pero normalmente más pequeños. Tienen menor potencia y capacidad, ya que trabaja, en principio, dentro del pozo ya entubado, y por consiguiente, con menores diámetros y volúmenes que los utilizados durante la perforación. El campo de Ayoluengo cuenta con un equipo Cardwell kb200B.

AYOLUENGO FIELD PRODUCTION HISTORY



Figura 32. Historia detallada de producción de petróleo diaria (BOPD⁷⁵) y acumulada (MMSTB⁷⁶) del campo Ayoluengo desde su descubrimiento en el año 1964 hasta el finales del año 1988 (CHEVRON, 1989). A finales de 1988 se producían diariamente 1083 barriles de petróleo, 987 barriles de agua, 1,34 millones de pies cúbicos de gas y la producción acumulada del campo era de 15,1 millones de barriles. La producción alcanzó su flujo máximo en el año 1969, cuando se llegaron a producir 5200 barriles de petróleo al día.

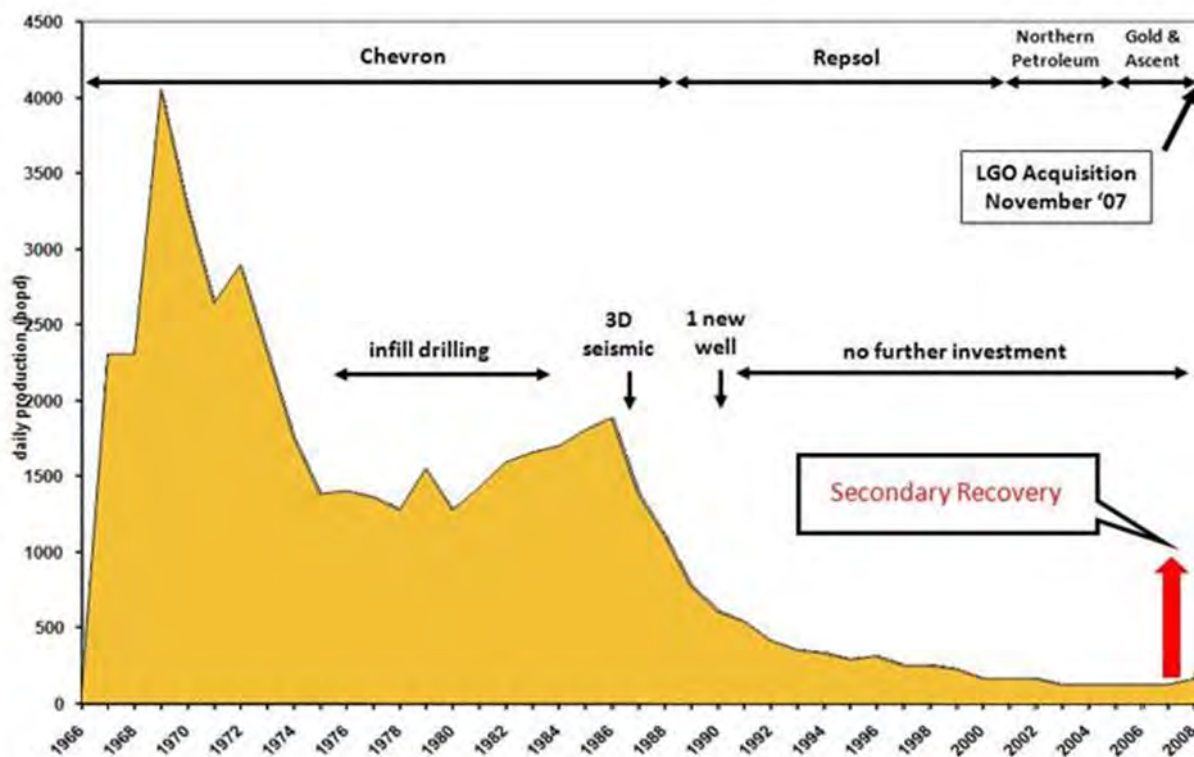


Figura 33. Resumen de la historia de producción diaria del campo Ayoluengo hasta el año 2009 (Leni Gas & Oil, plc, 2012). A partir del año 1987 comienza el lento declino de la producción, siendo actualmente de unos 100 a 150 barriles de petróleo al día.

⁷⁵ BOPD (Barrels Oil Per Day), barriles de petróleo diarios

⁷⁶ MMSTB (Million Stock Tank Barrels), millones de barriles en condiciones atmosféricas.

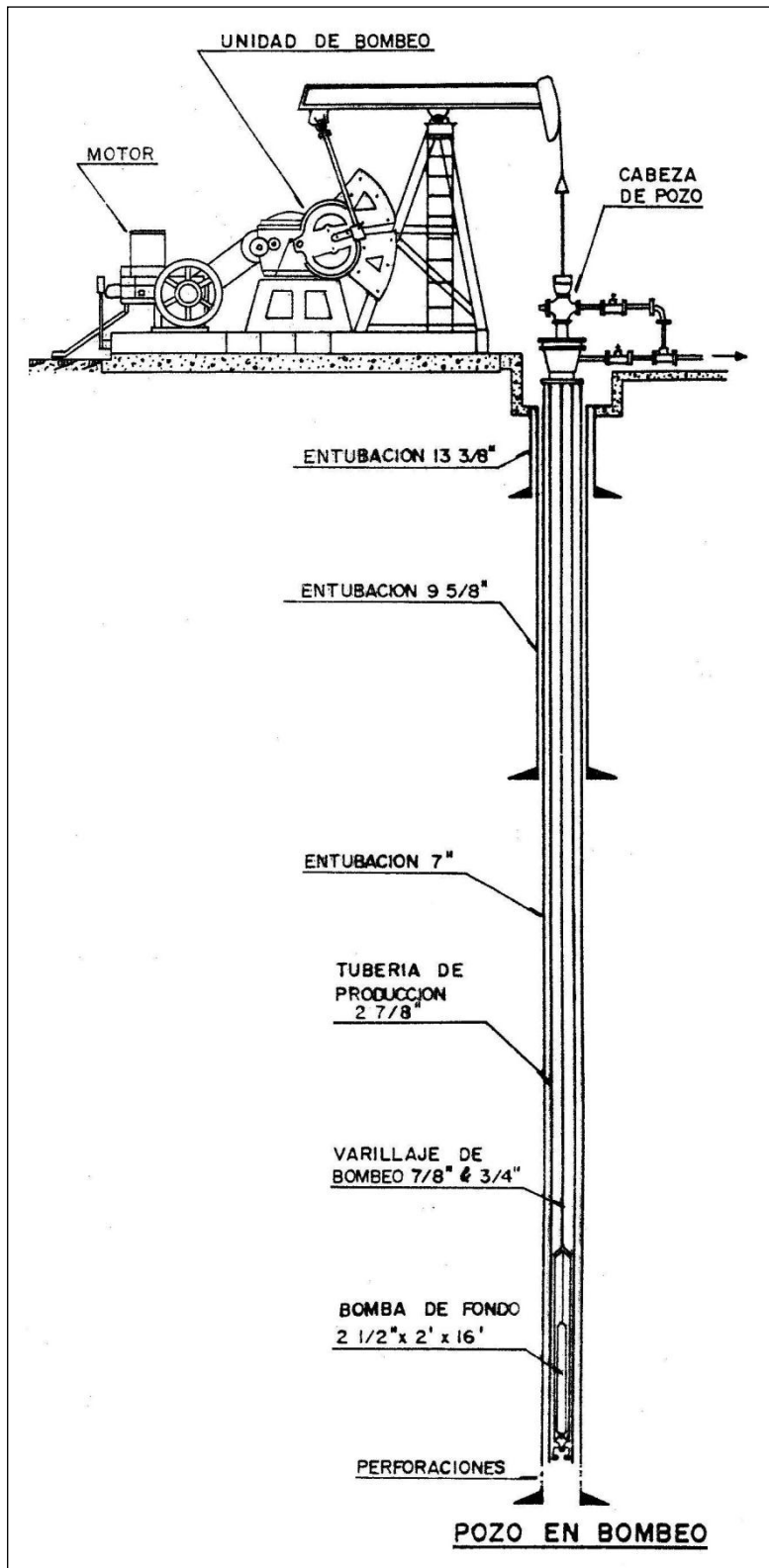


Figura 34. Esquema típico de un pozo productor del campo Ayoluengo (CAMPSA, 1981). Este consiste en una bomba en el fondo del pozo, situada por encima de las perforaciones abiertas a producción. La bomba está formada por un tubo vertical unido a la tubería de producción de 2 7/8 pulgadas de diámetro. Dentro de este tubo se mueve arriba y abajo un pistón que succiona y empuja los fluidos por el interior de la tubería de producción hacia la superficie. El extremo superior del pistón está unido al varillaje de bombeo. Este varillaje es de acero y es movido por un balancín ubicado en la superficie, al cual se le transmite el movimiento de vaivén por medio de una biela y manivela, las que se accionan a través de una caja reductora movida por un motor de combustión. Este motor está alimentado por gas, el mismo gas producido en el campo después de haber sido tratado en las instalaciones.

6. INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Las instalaciones de superficie (Figura 35) fueron diseñadas y construidas para manejar y procesar unos 5000 barriles de fluidos al día, aprovechando el gas que se producía para generar la energía eléctrica requerida por el campo y alimentar los motores de las bombas de balancín. El exceso de gas se quemaba. El crudo se exportaba a través de un pequeño oleoducto de 10 pulgadas⁷⁷ de diámetro y 11 km de longitud entre las instalaciones del campo y una terminal de carga (Figura 36) cerca del pueblo de Quintanilla de Escalada, al pie de la carretera de Burgos a Santander, desde donde se cargaba a camiones que lo transportaban a su destino final. En la actualidad, la carga se realiza en las mismas instalaciones del campo, ya que el oleoducto y la terminal de carga (Figura 36) fueron desmantelados.

Todos los pozos productores se encuentran unidos con la estación receptora a través de dos tuberías. Originalmente por una de las líneas fluía el petróleo, agua y gas proveniente de los pozos productores hasta el colector en la estación receptora (Figura 35). La segunda tubería es la que alimenta de gas a los motores que mueven las bombas de balancín. El petróleo, agua y gas procedentes de los pozos productores entraban en la estación receptora a través de un tubo colector. Este colector conectaba la producción de los pozos a tres separadores donde se producía la separación entre el gas y el resto de fluidos (agua y petróleo). Sin embargo, el declino de la producción y la pérdida de presión en el yacimiento ha hecho que este esquema original de entrada y salida de fluidos en las instalaciones haya ido sufriendo variaciones a lo largo del tiempo. El oleoducto de exportación del crudo del campo fue desmantelado en el año 1993. Por otro lado, la separación entre los fluidos (petróleo/agua) y el gas actualmente se realiza en los pozos. El petróleo y agua fluyen por la tubería de producción, mientras que el gas sube por el espacio anular⁷⁸. Los fluidos producidos en cada pozo son almacenados en unos pequeños tanques situados junto a los pozos productores. El gas fluye por tuberías hasta la estación receptora, entra por el colector hasta los separadores, donde se mide la cantidad de gas total producido. De ahí, pasa por la unidad de deshidratación, donde el gas pierde el agua que puede llevar en suspensión y desde donde es distribuido por medio de distintas líneas, para ser utilizado en el generador eléctrico, en los motores de gas de las unidades de bombeo de los pozos y en el calentador de crudo. El eficiente aprovechamiento de este gas, tanto como combustible para calentar el crudo y generación de la energía eléctrica que consume el campo, así como alimentación de los motores que mueven las bombas de los pozos, hace que los costes operativos sean muy bajos, lo cual permite que a pesar de la pequeña cantidad de crudo que se produce, el campo siga siendo rentable.

El crudo y el agua son transportados con un camión cisterna desde los tanques de los pozos productores hasta una balsa en la estación receptora. Desde ahí, el crudo y agua se envían al calentador de crudo, que es un recipiente cerrado dentro del que se encuentran dos tubos en forma de U, exteriormente bañados por el agua y el crudo, en cuyo interior, por medio de un sistema de quemadores, se quema gas con objeto de elevar la temperatura del fluido, con lo que se facilita la separación entre agua y petróleo. El agua así separada sale por la parte inferior del calentador y se envía a un tanque de 1000 barriles ubicado en la zona de la planta de inyección de agua. El crudo, que aún en su interior conserva pequeñas gotitas de agua en emulsión, sale por la parte superior del calentador y entra a continuación en el separador de gotas.

En la parte superior del separador de gotas (Figura 37), se encuentra ubicado un emparrillado en el que hay establecido un campo eléctrico de 16500 voltios. Esta corriente eléctrica hace que, cuando las gotitas de agua emulsionadas con el petróleo pasen a través de él, se atraigan y se junten formando gotas de mayor tamaño que, sencillamente por diferencia de densidad, se separan del crudo. El agua separada en esta planta, sale por la parte inferior de la misma y es enviada al tanque ubicado en la planta de inyección de agua. El petróleo, ahora perfectamente limpio de agua, sale por la parte superior de la planta siendo enviado a uno de los tres tanques de almacenamiento (hay dos con capacidad de 5000 barriles y otro de 10000 barriles).

Como se ha descrito anteriormente, todas las aguas residuales que se han ido separando en la estación receptora, se envían a un tanque de agua. Desde este tanque, con objeto de no producir daños en la permeabilidad y porosidad de la formación en la que se van a inyectar, se hace pasar el agua a través de un filtro formado por arena de distintos tamaños dispuestos en capas para, de esta forma, eliminar los sólidos finos, iones solubles, microorganismos y residuos petrolíferos que aun pudiera contener el agua. Después de filtrada, este agua se transfiere a un tanque de 500 barriles y de ahí, por medio de unas bombas triplex, son inyectadas en el pozo Ayoluengo-23, entre los 1320 y 1470 metros de profundidad,

⁷⁷ 1 pulgada = 2.54 cm

⁷⁸ **Espacio anular**, espacio que hay entre la tubería de revestimiento y la de producción.

muy por debajo de cualquier acuífero superficial. Este proceso de inyección cumple un doble objetivo; por un lado, la inyección de agua en las mismas arenas de donde se está realizando la extracción de gas-petróleo-agua, reduce la declinación de presión del yacimiento y, por otro lado, se eliminan estas aguas residuales, que no pueden ser utilizadas para el riego debido a su alta concentración en sales.

En 1986 se instaló una turbina para generación y venta de electricidad aprovechando el gas producido. La instalación estaba diseñada para producir 2.5 MWh con un consumo de gas de 1 millón de pies cúbicos al día. El declino en la producción de gas hizo que esta turbina fuera desmantelada en 1997.

Los crudos de Ayoluengo tiene un bajo contenido en azufre (0.17%), alto contenido en parafinas (70-75%) y en arsénico (20-25 ppm), lo que hace que sean inadecuados para su refinado, ya que daña los catalizadores. Presenta un alto poder calorífico (PCS = 45 Mj/Kg) por lo que se comercializa en bruto como combustible industrial. Camiones cisterna recogen en las mismas instalaciones del campo la producción y la transportan para ser quemada en una industria de Burgos.

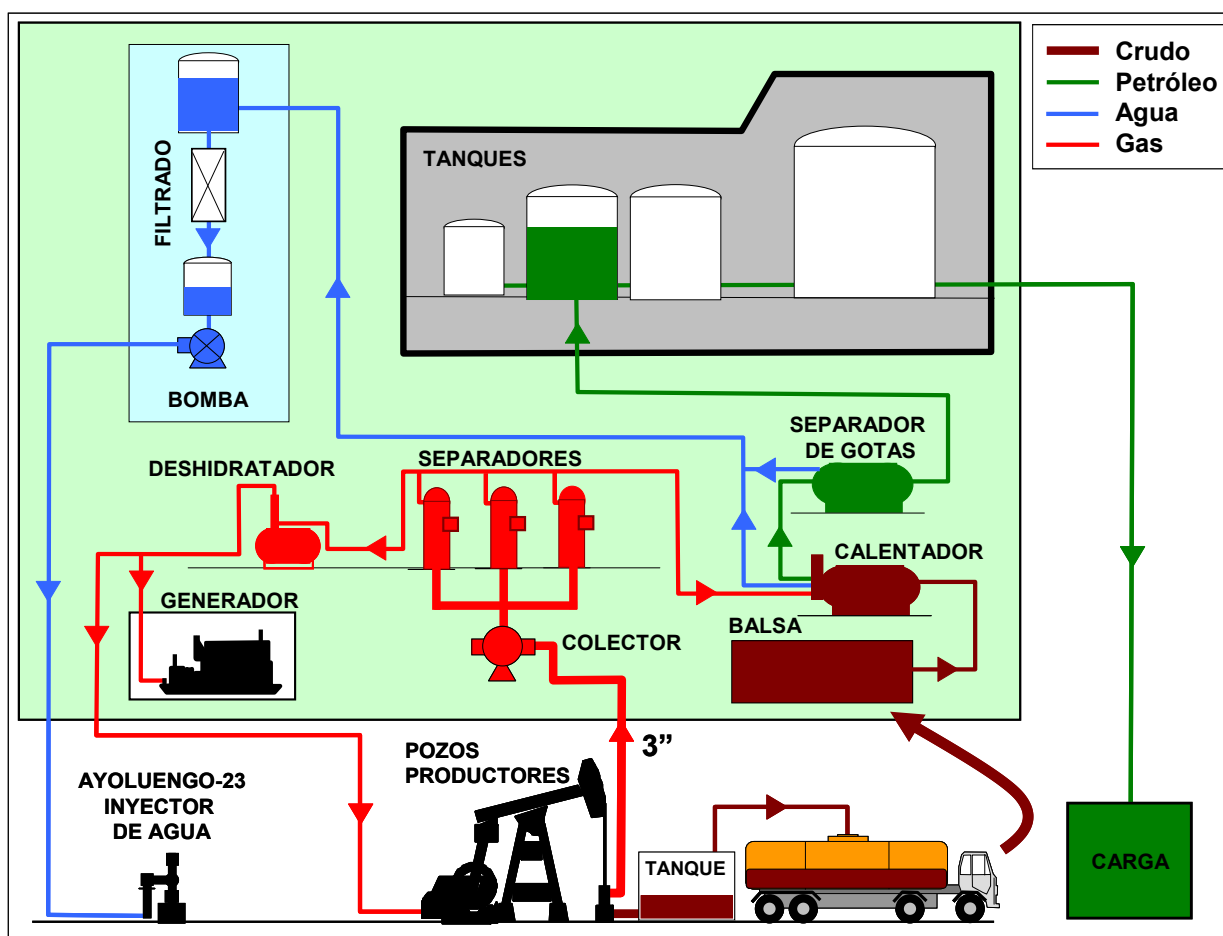


Figura 35. Esquema de instalaciones del campo de Ayoluengo. Todos los pozos productores se encuentran unidos con las instalaciones principales del campo a través de dos tuberías. Por una de ellas fluye el gas proveniente de los pozos productores hasta la estación receptora. Parte del gas es enviado a través de una segunda tubería para su utilización como combustible en los motores que mueven las bombas de balancín de los pozos productores. Otra parte del gas se utiliza para generar electricidad y su consumo en el calentador del crudo. La mezcla de petróleo y agua producida es almacenada en tanques, junto a los pozos productores y transportados a la estación receptora mediante un camión cisterna. En la estación el petróleo y agua son separados. El agua después de ser tratada se vuelve a inyectar en el yacimiento.



Figura 36. Fotografías de la terminal de carga situada cerca del pueblo de Quintanilla de Escalada, al pie de la carretera de Burgos a Santander. Hasta esta terminal llegaba desde el campo de Ayoluengo un oleoducto de 11 kilómetros de longitud y 10 pulgadas de diámetro, desde donde el petróleo se cargaba en camiones cisterna que lo transportaban a su destino final. El oleoducto y esta terminal de carga dejaron de funcionar en el año 1993. La fotografía de la izquierda (Ayala et al, 2006) muestra la estación de carga en funcionamiento durante los años 60 y a la derecha la estación abandonada en la actualidad.



Figura 37. Detalle de las instalaciones del campo de Ayoluengo. Fotografías del separador de gotas, a la izquierda cuando era transportado hasta el campo en los años 60 (Ayala et al, 2006) y a la derecha en la actualidad.



Figura 38. Aspecto general de las instalaciones del campo de Ayoluengo. A) En la foto de la izquierda se pueden observar el calentador de crudo (con dos tubos verticales) y el tanque del separador de gotas (derecha). Al fondo en el centro se observa la torre del equipo *Cardwell kb200B* que dispone el campo para intervenir en los pozos. B) En la foto de la derecha se observa en primer término las torres de separación de líquido/gas y a la derecha los tanques de almacenamiento.

7. MUSEO DEL PETROLEO

Con motivo del 50 aniversario del descubrimiento del campo de Ayoluengo, el 7 de Junio de 2014 se inauguró el Museo del Petróleo en el pueblo de Sargentos de la Lora (Burgos), que fue abierto definitivamente al público el 21 de Marzo de 2015 y es hasta la fecha el único Museo del Petróleo en España. El Museo se encuentra justo en la entrada por el Este al pueblo de Sargentos de la Lora y a unos 3 km de las instalaciones del campo de Ayoluengo.

El objeto del Museo, es dar a conocer la historia del campo de Ayoluengo, además de transmitir a los visitantes todo lo relacionado con industria del petróleo, desde la exploración y producción, hasta la influencia que tienen los hidrocarburos en nuestras vidas.

En los paneles del Museo se hace una introducción a los diferentes elementos y procesos que se requieren para que en el subsuelo se produzca una acumulación de hidrocarburos. Se puede acceder a videos interactivos donde se explica claramente cómo se forma una roca madre, como genera los hidrocarburos y como estos migran y se acumulan en diferentes tipos de trampas geológicas. Se exhiben muestras de rocas impregnadas con hidrocarburos, así como diferentes tipos de petróleos. También se explican mediante paneles las diferentes técnicas que se emplean en la búsqueda de los hidrocarburos, desde la adquisición sísmica, pasando por la perforación de pozos, registros eléctricos y los diferentes tipos de pruebas de producción y mecanismos de producción que permiten extraerlos desde el subsuelo hasta la superficie. A su vez se exhibe una gran cantidad de material relacionado con todas estas técnicas, entre ellas el tricono que en el pozo Ayoluengo-1 perforo en Junio de 1964 las arenas que contenían en sus poros el petróleo. También podemos encontrar una herramienta de registro eléctrico y hasta un auténtico 'caballito', cedido por la empresa operadora del campo de Ayoluengo y que puede observarse en el exterior del Museo.

Mediante infografías se muestran las particularidades geológicas del páramo de la Lora, su geodiversidad, historia geológica, y su incidencia en la existencia del campo de Ayoluengo. Se muestran mapas y cortes geológicos, fósiles de la zona y hasta una maqueta 3D donde se puede observar las entrañas del campo de Ayoluengo y su geología. También se hace un repaso a la historia del campo, aportando datos exhibe una excelente colección de fotografías de la época y periódicos donde se anunciaba la noticia del descubrimiento.



Figura 39. Museo del Petróleo de Sargentos de la Lora (Burgos). Fue abierto al público el 21 de Marzo de 2015 y es hasta la fecha el primer y único Museo de este tipo en España. Un auténtico 'caballito', cedido por la empresa operadora del campo de Ayoluengo, ha sido instalado en el exterior del Museo.

8. REFERENCIAS

- Abeger, G., Serrano, A. and Quesada, S., 2006, Petroleum Geology of the Onshore Cantabrian Basin. *Libro XXV Aniversario AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo)*, p. 155-162.
- Almela, A., Ríos, J.M. y Garrido, J., 1946, Report on the work and drillings that CAMPSA is doing at the present time in the Valley of Zamanzas (Burgos). *Informe interno CIEPSA*.
- Almela, A., 1961, Geología del petróleo en España. *Curso sobre Investigación, Explotación, Transporte y Refino de Hidrocarburos. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Madrid, Tomo I, Geología*, p. 47-72.
- Alvarez, E. y García, A., 1996, Cálculo de reservas remanentes de hidrocarburos en zonas estructuralmente complejas: aplicación al campo de "Ayoluengo" (1º parte), *Geogaceta*, 20 (1), p. 161-164.
- Alvarez, E., 2006, Investigación de hidrocarburos en España. ¿Una asignatura pendiente? (I.ª parte: Los descubrimientos). *Libro XXV Aniversario AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo)*, p. 309-329.
- Alvarez, E., 2006, Investigación de hidrocarburos en España. ¿Una asignatura pendiente? (II.ª parte). *Libro XXV Aniversario AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo)*, p. 330-341.
- Anónimo, 1955, Prospecciones petrolíferas realizadas por la CAMPSA. *Notas y Comunicaciones del Instituto Geológico y Minero de España*, nº 38, p: 3-13.
- Ayala, F.J. et al, 2006, El petróleo de la Lora. La esperanza que surgió del páramo. *Editorial Dossoles, Burgos, 2006*.
- Ballester, A., 1989, Buscando petróleo. *Espasa Calpe*, 330 p., p. 35-44.
- Beroiz, C., Permanyer, A., 2011, Hydrocarbon habitat of the Sedano Trough, Basque-Cantabrian Basin, Spain. *Journal of Petroleum Geology*, Vol. 34(4), October 2011, p. 387-410.
- CAMPSA, 1958, 1928-1958.
- CHEVRON, 1989, Ayoluengo Field, Spain. *Internal Report*.
- Comisión Nacional de Energía (CNE), Dirección General de Petróleo, 2003, Cronología del Sector Petrolero Español. *Informe CNE*, 48 p.
- Dupuy de Lôme, E., 1933, Nota acerca de la Industria Petrolífera Rumana y aplicación de sus datos geológicos a la investigación de algunos yacimientos petrolíferos españoles. *Vol. Inst. Geol.* v.53, p. 138-217.
- Dupuy de Lôme, E., 1937 Las investigaciones de petróleo en España. *Boletín del Instituto Geológico y Minero de España*, Tomo LIV, p: 4-73.
- Dupuy de Lôme, E., 1941, Las investigaciones de petróleo en España, *Vol. Inst. Geol.*, v.54, p. 335-386.
- Dupuy de Lôme, E., 1941, Oil indications and oil wells in Spain, *Ciepsa, Geological Report No. 26*.
- Editorial Complutense, 2000, Ciencias de la Tierra, *Diccionarios Oxford-Complutense*. 814 p.
- García, A. y Alvarez, E., 1996, Calculo de reservas remanentes de hidrocarburos en zonas estructuralmente complejas: aplicación al campo de "Ayoluengo" (2ª parte), *Geogaceta*, 20 (1), p. 165-168.
- Gessal, 2005, Ayoluengo – The only oil field onshore Spain?. *Field trip guide book. 67th EAGE Conference & Exhibition, Madrid, Spain*.
- Gibbons, W., and Moreno, M.T. (Eds.), 2002, The Geology of Spain, *Geological Society, London*, 649 p.

- Gonzalez Muñoz, J.M., Insenser, P. 2003, Petroleum Exploration on the northwest of the Iberian Peninsula during the Spanish Civil War: 1937-1938. *AAPG International Conference Barcelona, Spain, September 21-24, 2003, AAPG Bulletin*, Vol. 87 (2003), No.13.
- Homewood, P., Mauriaud, P. Lafont, F., 2000, Best Practices in Sequence Stratigraphy for explorationists and reservoir engineers, *Editions Elf Exploration*, Memoir 25.
- IGME, 1951, Estudio de la Reserva de Burgos. Memoria, *IGME*, 61 p.
- IGME, 1981, Exploración de pizarras bituminosas en el sector de Mataporquera-Aguilar de Campoo (Santander, Palencia), *IGME*, 126 p.
- IGME, 1982, Investigación de pizarras bituminosas en los sedimentos del Cretácico Inferior-Medio de dos sectores de las provincias de Palencia y Burgos. *IGME*
- IGME, 1994, Mapa geológico de España, Escala 1:50.000, Hoja134, Polientes, Memoria. *IGME*
- Klimowitz, J., Malagón, J., Quesada, S. y Serrano, A., 1999, Desarrollo y evolución de estructuras salinas Mesozoicas en la parte suroccidental de la Cuenca Vasco-Cantábrica (Norte de España): Implicaciones exploratorias. *Libro AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo), Homenaje a José Ramírez del Pozo*, p. 159-166.
- Klimowitz, J., Ruiz, G., Hernández, E. y Pérez, A., 2006, 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). *Libro XXV Aniversario AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo)*, p. 163-168.
- Martínez, M y J.M. Moreno, 2014, Petróleo de la Lora: 50 años de historia. *Publicación del Ayuntamiento de Sargentos de la Lora*, 160 p.
- Meléndez, F., 1971. La investigación petrolífera en España, *En: Geología del Petróleo, Ed. Paraninfo, Madrid*. p. 361-398.
- Meléndez, B. y Fuster, J.M., 1978. Geología. *Ed. Paraninfo, Madrid*, p.353-368.
- Meléndez, I., 2004, Geología de España. Una historia de seiscientos millones de años. *Ed. Rueda, Madrid*, 277p.
- Merten, R., 2006, Petroleum exploration and production in Spain, *Z. dt. Ges. Geowiss*, 157, p. 717-732.
- Navarro, J., 2014, Spanish field turns 50. Celebrating Ayoluengo. *AAPG Explorer*, June 2014, p.46.
- Navarro, J., 2016, Spain's Oldest and Only Onshore Oilfield. *AAPG Explorer*, February 2016, p.32-33.
- Navarro, J, 2016, Ayoluengo – 50th Anniversary of Spain's only onshore oil field. Abstract in: *European Oil & Gas Industry History Conference. London, 3rd-4th March 2016. Petroleum Group of the Geological Society*.
- Northern Petroleum Exploration Ltd., 2006, Concesión de Explotación "LORA", Campo petrolífero de Ayoluengo, Burgos, España. *Informe interno*.
- Puche, O., Mazadiego, L.F., Menéndez, J.E., 2011, Petroleum in the Spanish Iberian Peninsula. History of Research in Mineral Resources. *Cuadernos del Museo Geominero*, 13, IGME, Madrid.
- Ramírez del Pozo, 1969, Síntesis estratigráfica y micropaleontológica de las facies Purbeckiense y Wealdense del Norte de España. *Ediciones CEPSA*, 68 p.
- Querol, R., 1969, Petroleum exploration in Spain, In: The exploration of Petroleum in Europe and North Africa. *Institute of Petroleum, London*, 1969.

Quesada, S., Robles, S., Dorronsoro, C., 1996, Caracterización de la roca madre del Lías y su correlación con el petróleo del Campo de Ayoluengo en base a análisis de cromatografía de gases e isótopos de carbono (Cuenca Vasco-Cantábrica, España). *Geogaceta*, 20 (1), p. 176-179.

Quesada, S., Dorronsoro, C., Robles, S., Chaler, R. and Grimalt, J., 1997, Geochemical correlation of oil from the Ayoluengo field to Liassic black shale units in the southwestern Basque-Cantabrian Basin (northern Spain), *Organic Geochemistry*, V. 27, No. 1-2, p. 25-40.

Quesada, S., Robles, S., Rosales, I., 2005, Depositional architecture and transgressive–regressive cycles within Liassic backstepping carbonate ramps in the Basque–Cantabrian basin, northern Spain. *Journal of the Geological Society, London*, 162, p. 531-548.

Quesada, S., Rosales, I., Robles, S., 2006, Liassic organic facies Basque-Cantabrian basin (North Spain). *Libro XXV Aniversario AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo)*, p. 29-52.

Quesada, S., Hernandez, E., Rosales, I., Klimowitz, J. and Serrano, A. , 2006, A field trip guide book: Two days around Ayoluengo oil field area. *Libro XXV Aniversario AGGEP (Asociación de Geólogos y Geofísicos Españoles del Petróleo)*, p 209-222.

REPSOL, 1990, Informe Final Sondeo Ayoluengo-53. *Informe interno REPSOL*.

REPSOL, 1994, Concesión de Explotación “LORA”, Campo petrolífero de Ayoluengo, Burgos, España. *Informe interno REPSOL*.

Ríos, J.M., 1958, Posibilidades petrolíferas del subsuelo español. *Ed. Alhambra, Madrid*, 50 p.

Sanz, R., 1948. El petróleo, *Colección Memorias del IGME* núm. LI, 217 p. (reedición 1979).

Sanz, R., 1967, Ayoluengo field, Southwest Cantabrian Basin, Northcentral Spain, *7th World Petroleum Congress Proceedings, Mexico*, Volume, 2, p. 251-258.

Serrano, A. y Martínez del Olmo, W., 1990, Tectónica salina en el Dominio Cántabro-Navarro: evolución, edad y origen de las estructuras salinas. En: *Formaciones evaporíticas de la Cuenca del Ebro y cadenas periféricas, y de la zona de Levante*, (Ortí Cabo & Salvany Eds.), Barcelona 1990.

Siemcalsa, 2002, Informe sobre la situación de la exploración y explotación de hidrocarburos en Castilla y León. *Informe interno para la Junta de Castilla y León*.

Vera, J.A. (editor), 2004, Geología de España, *SGE-IGME, Madrid*, 890 p.



IUGS

www.stratigraphy.org

Comisión Internacional de Estratigrafía

v 2015/01



TABLA CRONOESTRATIGRÁFICA INTERNACIONAL

Fanerozoico		Cenozoico		Mesozoico		Paleozoico		Cretácico	
Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era
Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca
SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad
Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)
	Holoceno	Superior	0.0117						
	Medio	0.126							
	0.781								
	1.80								
	2.58								
	3.600								
	5.333								
	7.246								
	11.63								
	13.82								
	15.97								
	20.44								
	23.03								
	28.1								
	33.9								
	37.8								
	41.2								
	47.8								
	56.0								
	59.2								
	61.6								
	66.0								
	72.1 ±0.2								
	83.6 ±0.2								
	86.3 ±0.5								
	89.8 ±0.3								
	93.9								
	100.5								
	~113.0								
	~125.0								
	~129.4								
	~132.9								
	~139.8								
	~145.0								

La norma de colores se rige por la de la Comisión del Mapa Geológico del Mundo (CCGM-IUGS) - <http://www.ccmw.org>



Fanerozoico		Mesozoico		Paleozoico		Carbonífero		Paleozoico	
Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era
Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca
SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad
Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)
	Titiense	Superior	152.1 ±0.9						
	Kimmeridgiense	157.3 ±1.0							
	Oxfordiense	163.5 ±1.0							
	Callovioense	166.1 ±1.2							
	Bathonense	168.3 ±1.3							
	Bajocense	170.3 ±1.4							
	Aalenense	174.1 ±1.0							
	Toarciense	182.7 ±0.7							
	Plenstabiense	190.8 ±1.0							
	Sinemuriense	199.3 ±0.3							
	Hettangense	201.3 ±0.2							
	Rhaetiense	~208.5							
	Norriense	~227							
	Carniense	~237							
	Ladiniense	~242							
	Anisiense	247.2							
	Olenekense	251.2							
	Indusiense	252.17 ±0.06							
	Changhsingense	254.14 ±0.07							
	Wuchiapingense	259.8 ±0.4							
	Capitanense	265.1 ±0.4							
	Wordense	268.8 ±0.5							
	Roadiense	272.3 ±0.5							
	Kunguriense	283.5 ±0.6							
	Artinskense	290.1 ±0.26							
	Sakmarense	295.0 ±0.18							
	Asselense	298.9 ±0.15							
	Gzhelense	303.7 ±0.1							
	Kasimoviense	307.0 ±0.1							
	Moscoviense	315.2 ±0.2							
	Bashkirense	323.2 ±0.4							
	Serpukhovense	330.9 ±0.2							
	Viséense	346.7 ±0.4							
	Tournaisiense	358.9 ±0.4							

Traducción al castellano de J.C. Gutiérrez-Morco en colaboración con: Sociedad Geológica de España, Instituto Geológico y Minero de España, Instituto de Geociencias (CSIC-UCM) y Real Academia de Ciencias.

Fanerozoico		Paleozoico		Devónico		Silúrico		Ordovícico		Cámbrico	
Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era
Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca
SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad
Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)
	Fameniense	Superior	372.2 ±1.6								
	Frasniense	382.7 ±1.6									
	Givetense	387.7 ±0.8									
	Eifeliense	393.3 ±1.2									
	Emsiense	407.6 ±2.6									
	Pragiense	410.8 ±2.8									
	Lochkoviense	419.2 ±3.2									
	Pridoli	423.0 ±2.3									
	Ludfordiense	425.6 ±0.9									
	Gorstense	427.4 ±0.5									
	Homeriense	430.5 ±0.7									
	Sheinwoodiense	433.4 ±0.8									
	Telychiense	438.5 ±1.1									
	Aeroniense	440.8 ±1.2									
	Rhuddaniense	443.8 ±1.5									
	Hiraniense	445.2 ±1.4									
	Katliense	453.0 ±0.7									
	Sandbiense	458.4 ±0.9									
	Darwiiliense	467.3 ±1.1									
	Darlingiense	470.0 ±1.4									
	Floienense	477.7 ±1.4									
	Tremadociense	485.4 ±1.9									
	Jiangshaniense	~489.5									
	Pailiense	~494									
	Guzhangliense	~497									
	Drummiense	~500.5									
	Piso 5	~504.5									
	Piso 4	~509									
	Piso 3	~514									
	Piso 2	~521									
	Fortuniense	~529									
	Terreneuviense	541.0 ±1.0									



Precámbrico		Proterozoico		Arcaico		Hádico	
Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era	Enotema / Eón	Era
Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca	Sistema / Período	Epoca
SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad	SSP	Piso / Edad
Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)	Edad (Ma)
	Ectiarcario	Neo-proterozoico	~635				
	Criogeniense	~720					
	Tónico	1000					
	Esténico	1200					
	Ectásico	1400					
	Calimico	1600					
	Estaténico	1800					
	Orosirico	2050					
	Riáctico	2300					
	Sidérico	2500					
	Neo-arcaico	2800					
	Meso-arcaico	3200					
	Paleo-arcaico	3600					
	Eo-arcaico	4000					
	Hádico	~4600					

La definición del Estratigrama Global de Lintle (GSSP - Global Boundary Stratotype Section and Point) para la base de los diversos prosarcos, sistemas y eones, se basa en el punto de tiempo de la serie del Arcaico, Tónico, Criogeniense y Esténico, que se fundamenta en una serie de edades arqueológicas (GSSA - Global Standard Stratigraphic Age). Los GSSP oficiales se relacionan con el símbolo del 'Clavo Dorado' (Golden Spike), que también los materializa en el terreno.

El original de la Tabla, más los detalles de los GSSP (límite de definición de cada uno, localización geográfica y geológica, correlación, etc.), se actualiza regularmente en la web: <http://www.stratigraphy.org>.

La datación absoluta en millones de años (Ma) para la base del Ectiarcario y del resto de unidades del Fanerozoico, es solo orientativa, en especial para aquellos límites sin GSSP formal. (Ma). Estos números podrán revisarse en el futuro o recalibrarse geocronológicamente. Los valores indicados provienen de Gradstein et al. (A Geologic Time Scale 2012), exceptuando las dataciones del Pleistoceno, Plioceno, Mioceno y Cretácico, aportadas por las subcomisiones respectivas de la ICS-IUGS.

Tabla diseñada por K.M. Cohen, S.C. Finney y P.L. Gibbard

Envió de 2013, 2015 © International Commission on Stratigraphy (IUGS)

Cohen, K.M., Finney, S.C., Gibbard, P.L. y Fan, J.-X. (2013). Actualización

The ICS International Chronostratigraphic Chart. Episodes 36: 189-204.

<http://www.stratigraphy.org/ICSChart/ChronostratChart2015-01-Spanish.pdf>