

**ESTUDIO DEL POTENCIAL DE LA
EXTRACCIÓN DE GAS NO
CONVENCIONAL EMPLEANDO EL
FRACKING EN CASTILLA Y LEÓN**



**Agencia de Innovación, Financiación
e Internacionalización Empresarial**



Estudio realizado en el marco del "Grupo de Trabajo del Sector Energético", en el ámbito del II Acuerdo Marco para la Competitividad e Innovación Industrial de Castilla y León y, subvencionado por la Agencia de Innovación, Financiación e Internacionalización Empresarial de Castilla y León, Junta de Castilla y León.

Financiado por:



Ade

**Agencia de Innovación, Financiación
e Internacionalización Empresarial**

Dirigido por:

cecale

Asistencia Técnica:



Estudio realizado en el marco del "Grupo de Trabajo del Sector Energético", en el ámbito del II Acuerdo Marco para la Competitividad e Innovación Industrial de Castilla y León y, subvencionado por la Agencia de Innovación, Financiación e Internacionalización Empresarial de Castilla y León, Junta de Castilla y León.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	6
Panorama energético Regional.....	6
petroleo y gas convencional. reservas.....	6
El Gas Natural	7
Los yacimientos de Castilla y León en el contexto nacional	10
Explotaciones, reservas y recursos de Castilla y León	11
El yacimiento de Ayoluengo (Burgos).....	11
Otros yacimientos de Castilla y León	14
El precedente en castilla y leon del yacimiento petrolifero de ayoluengo	15
Situación actual de producción y perspectivas de reactivación de pozos antiguos.....	15
Reservas.....	23
Perspectivas de reactivación de pozos antiguos	24
2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE CASTILLA Y LEÓN.....	29
MAPA GEOLÓGICO DE SUPERFICIE DE CyL y de las potenciales formaciones a explorar y explotar. 29	
Mapa nacional de potenciales formaciones a explorar y explotar.....	37
descripción de las formaciones geológicas potenciales de contener gas no convencional.....	38
recopilación de mapas de afloramientos de formaciones potenciales.....	38
visita a afloramientos de rocas potenciales de cy l para analisis detallado de las formaciones geológicas.....	41
análisis de la información y resumen de las formaciones potencialmente productivas en el subsuelo de CASTILLA Y LEÓN	58
estimación de la superficie ocupada por las formaciones potencialmente productivas.....	58
Estimación de la superficie ocupada (en afloramientos y en formaciones profundas) por las formaciones potencialmente productivas.....	59
incidencia de las formaciones potenciales en áreas restringidas.....	61
LICS.....	61
ZEPAS.....	61
RED NATURA.....	61
REALIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS CON INFORMACIÓN DE LOS SONDEOS PARA LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 50 AÑOS.....	66
RECOPILACIÓN DE LAS CAMPAÑAS DE SÍSMICA Y SUS REINTERPRETACIONES CON HERRAMIENTAS MODERNAS.....	66
3. IMPLICACIÓN ECONÓMICA DEL DESARROLLO DE ESTA ACTIVIDAD EN CYL	71
ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS DE GAS EN CASTILLA Y LEON	73
Repercusiones del nuevo proyecto de Ley de modificación de la Ley de Hidrocarburos	74
Beneficios económicos.....	74

Potencialidad de creación de empleo	75
Estimación de la relación COSTE (perjuicios sociales, riesgo medioambiental, etc.) – BENEFICIO (recursos económicos, empleo, etc.).....	77
Necesidades de consumo de agua.....	77
Presencia de contaminantes en el fluido de retorno	78
Contaminación de acuíferos	78
Sismicidad inducida.....	80
Emisión de gases de efecto invernadero	81
Huella superficial	82
4. SECTORES INDUSTRIALES RELACIONADOS CON EL GAS NO CONVENCIONAL	84
4.A. ANÁLISIS DE DEMANDA	84
DEMANDA ACTUAL Y PREVISTA POR SECTORES.....	84
PRODUCCIÓN ENERGÍA PRIMARIA.....	84
CONSUMO ENERGÍA.....	86
CONSUMO GAS NATURAL	87
DEMANDA FUTURA.....	89
4.B. ACTIVIDADES Y TECNOLOGÍA UTILIZADA EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL.....	90
INTRODUCCIÓN	90
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES EN FASE DE EXPLORACIÓN	91
OBRA CIVIL Y ACCESOS.....	92
MOVILIZACIÓN E INSTALACIÓN DE LA TORRE DE PERFORACIÓN Y EQUIPAMIENTO AUXILIAR.....	94
PERFORACIÓN DEL POZO	96
ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA	100
ENSAYOS Y TERMINACIÓN	103
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES EN FASE DE EXPLOtación.....	106
OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN	106
OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA	107
TERMINACIÓN E INSTALACIÓN DE CABEZA DEL POZO Y TUBERÍAS	107
TUBERÍAS.....	109
PLANTA DE COMPRESIÓN	110
PLANTA DE TRATAMIENTO.....	111
DISTRIBUCIÓN AL MERCADO.....	112
IMPACTO EN LA INDUSTRIA DE CASTILLA Y LEÓN	113
EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD LOGÍSTICA EXISTENTE EN ESPAÑA	113
EVALUACIÓN DE OPORTUNIDADES EN LA CADENA LOGÍSTICA en fase de exploración en CASTILLA Y LEÓN	115

DESGLOSE DE ACTIVIDADES PRINCIPALES Y SUS OPORTUNIDADES CATEGORIZADAS	115
EVALUACIÓN DE OPORTUNIDADES EN LA CADENA LOGÍSTICA en fase de explotación en CASTILLA Y LEÓN	121
INFRAESTRUCTURA EN FASE DE EXPLOTACIÓN	121
EVALUACIÓN DE CAPACIDADES Y PUESTOS DE TRABAJO ESPECIALIZADOS	124
CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA DE CASTILLA Y LEÓN	125
REFORMA DE LEY DE HIDROCARBUROS	126
MEDIDAS PARA FOMENTAR LA COMPETENCIA EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL:	127
MEDIDAS RELATIVAS A LA FISCALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS:	128
POTENCIAL I+D+i	129
Economía y empleo	130
Capacidades en ciencia, tecnología e innovación	130
Posicionamiento tecnológico	130
Capacidades de infraestructuras de I+D+i, de homologación, certificación y comercialización ..	130
Contribución a los objetivos energéticos y medioambientales	131
Centros tecnológicos de Castilla y León	131
5. CAMPAÑA DE SENSIBILIZACIÓN SOCIAL	133
Reflexiones sobre la divulgación y sensibilización social	134
Díptico explicativo de la exploración y explotación del gas no convencional	136
6. CONCLUSIONES	139

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

En la región de Castilla y León, al igual que en el resto del mundo, la energía constituye un sector clave de la economía, tanto por su gran peso en la industria como, sobre todo, por su valor estratégico, al ser la energía elemento imprescindible de cualquier industria o servicio. En la industria media actual los costes energéticos de producción, en general, se sitúan entre el 20% y 30% del coste del producto final, por lo que un factor clave de la competitividad pasa por la reducción de los costes energéticos.

A nivel nacional, los objetivos marcados por el actual gobierno respecto a la política energética se fundamentan en la sostenibilidad del sector, para lo cual se requiere la seguridad en el suministro energético, la competitividad de los mercados de la energía y la protección del medio ambiente.

Actualmente en España el contexto del panorama energético se caracteriza por:

- Elevado peso de los hidrocarburos en el mix energético, ya que alrededor de las dos terceras partes de la demanda de energía primaria se cubre con hidrocarburos.
- Extraordinaria dependencia de las importaciones, el 80% de nuestra demanda energética se cubre con importaciones,
- Altas tasas de crecimiento de la demanda energética que alcanzan su máximo en el año 2007, a partir de entonces se produce una caída del consumo debida a la crisis económica. La *Agencia Internacional de la Energía (AIE)*, señala en su informe *World Economic Outlook* relativo al año 2013, que los indicadores de consumo energético a nivel global continúan manteniendo una tendencia al alza.

En este contexto general, el presente estudio tiene como objetivos analizar las posibilidades del Gas no convencional en Castilla y León, evaluando en primer lugar los potenciales recursos de gas no convencional, estimar los posibles escenarios de producción y valorar su repercusión en la industria y empleo en la comunidad de Castilla y León.

PANORAMA ENERGÉTICO REGIONAL PETROLEO Y GAS CONVENCIONAL. RESERVAS

Desde el punto de vista energético, la comunidad de Castilla y León se encuentra entre las regiones españolas que producen más energía.

La producción energética primaria de la región por fuentes de energía, por orden de importancia, es la siguiente:

El Carbón, ha sido tradicionalmente la fuente principal de producción de energía en la región, extraído de las cuencas mineras de León y Palencia. Las reformas estructurales del gobierno han reducido considerablemente su producción y actualmente es equiparable al resto de fuentes de energía.

La Nuclear se sitúa como la principal fuente de energía en la región, aunque de forma coyuntural desde hace unos años la única central nuclear de la región, Santa M^a de Garoña (Burgos), se encuentra inactiva por decisión político-técnica. La seguridad de este tipo de instalaciones, el tratamiento de sus



residuos y el rechazo de ciertos sectores sociales, hace que la energía nuclear se encuentre en continuo debate.

La Hidráulica supone una importante aportación energética en la región, y de las más importantes en España, gracias a las centrales hidráulicas del curso bajo del río Duero.

La Eólica se ha convertido en una de las fuentes de energía de la región con un gran potencial dadas las características geográficas de Castilla y León y por el apoyo económico de las administraciones. Esta fuente energética junto con la hidráulica presenta el inconveniente de la estacionalidad que no tienen las dos primeras.

Estas cuatro fuentes de energía citadas suponen casi el 100% del total del mix energético de Castilla y León, estando el porcentaje de aportación de cada una de ellas entre el 20 y el 28%.

De forma residual se utilizan otras fuentes de energía como la Biomasa, Energía Solar Térmica y Fotovoltaica, Geotermia, etc. Su implantación es reducida fundamentalmente por su elevado coste.

Aunque de escasa entidad, es destacable la explotación de petróleo existente en la región, el campo de Ayoluengo (Burgos), que tiene su aplicación en pequeñas industrias próximas.

Respecto al gas convencional, actualmente no se conoce ni explota ningún yacimiento en la región y a nivel nacional su explotación es testimonial.

El Gas Natural

El gas natural consiste en una mezcla de gases, en proporciones variables, pero donde el metano (CH_4) constituye más del 70%. Otros gases que pueden estar presentes en proporciones apreciables son el nitrógeno (hasta el 20%), dióxido de carbono (hasta el 20%) y etano (C_2H_6 , hasta el 10%).

Origen

Proviene de la degradación de materia orgánica. En muchos casos va asociado a yacimientos de petróleo, aunque en otras ocasiones se descubre aislado. El componente fundamental del gas natural, el metano, también puede producirse artificialmente mediante la fermentación bacteriana de materia orgánica (por ejemplo en una depuradora de aguas residuales).

Utilización

El gas natural puede utilizarse tal como sale del yacimiento (aunque pueden ser necesarias operaciones de filtrado y secado, sobre todo para aumentar la duración de las canalizaciones por donde va a discurrir). El problema principal es su transporte; puede hacerse a través de gasoductos o licuando primero el gas (comprimiéndolo y bajando mucho su temperatura), cargando el líquido en un buque metanero y regasificándolo en el punto de destino. Su uso principal es el de combustible para proporcionar calor, impulsar turbinas productoras de electricidad o mover motores. También se emplea como materia prima en la fabricación de abonos nitrogenados.

El gas natural en España

En 2010 se han consumido en España 404.042 GWh de gas natural, un 0,1% inferior a la de 2009. El gas natural constituyó en 2010 el 24,5% de la energía primaria en España. En 1985 esta cifra era únicamente de un 2%, lo que da una idea del crecimiento que ha tenido en España esta fuente de energía y su importancia, no sólo desde el punto de vista medioambiental, sino también como factor de

competitividad de las empresas españolas.(Fuente: Informe resumen 2010. Boletín Estadístico de Hidrocarburos)

Los hidrocarburos, la fuente más importante de energía en la actualidad, son desgraciadamente muy escasos en España. El descubrimiento en 1964 del campo de la Lora hizo concebir muchas esperanzas, pero hubo que esperar hasta 1973 para encontrar de nuevo una zona productora, el sondeo Amposta, frente a las costas de Tarragona, pero las reservas de ambos campos no cubren, ni con mucho, las necesidades energéticas de España.

Por lo que se refiere al gas, el que se obtiene en Ayoluengo se emplea, dadas sus características composicionales, para uso industrial en máquinas.

Últimamente, el importante descubrimiento de gas en Jaca, unido a la existencia de hidrocarburos en otros tres sondeos del Mediterráneo, ha hecho renacer las esperanzas de encontrar nuevos campos de energía, bien sea gas o petróleo.

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

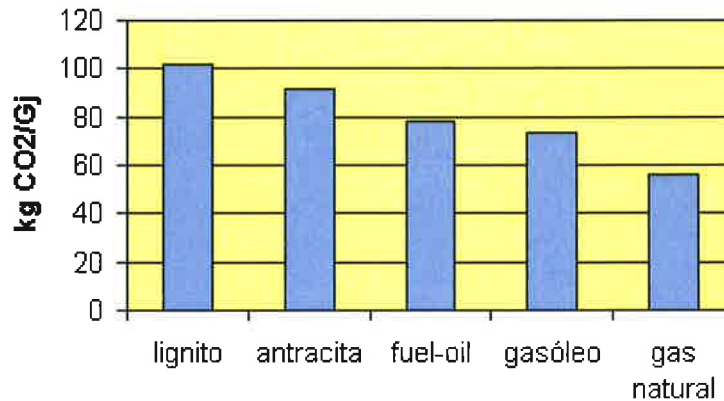
Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de reinyección. En esos casos el gas se considera como un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

- La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refino del crudo.
- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- Se puede emplear como combustible para vehículos, tanto privados como públicos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.

Menores emisiones de gases contaminantes (SO₂, CO₂, NO_x y CH₄) por unidad de energía producida.

EMISIÓN DE CO₂ EN LA COMBUSTIÓN



Emisiones de CO₂

El gas natural como cualquier otro combustible produce CO₂; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son un 40-50% menores de las del carbón y un 25-30% menores de las del fuel-oil.

Emisiones de NO_x

Los óxidos de nitrógeno se producen en la combustión al combinarse radicales de nitrógeno, procedentes del propio combustible o bien, del propio aire, con el oxígeno de la combustión. Este fenómeno tiene lugar en reacciones de elevada temperatura, especialmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98% de NO y del 2-5% de NO₂. Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO₂ a la lluvia ácida y a la formación del "smog" (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades).

La naturaleza del gas (su combustión tiene lugar en fase gaseosa) permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de combustión lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire.

La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las modernas instalaciones tienen a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

Emisiones de SO₂

Se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10ppm (partes por millón) en forma de odorizante, por lo que la emisión de SO₂ en su combustión es 150 veces menor a la del gas-oil, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el fuel-oil.

Emisiones de CH₄

El metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO₂. De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural

durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado.

La mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera son causadas por la actividad ganadera y los arrozales, que suponen alrededor del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

Partículas sólidas

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. y además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

Los yacimientos de Castilla y León en el contexto nacional

Los yacimientos españoles de hidrocarburos se distribuyen en dos zonas:

La continental, a la que pertenecen los Campos de Ayoluengo, Tozo y Huidobro (estos dos últimos, no comerciales), cuya roca almacén son las arenas de la facies Weald, y el Campo de Hontomín, cuya roca almacén es el Jurásico.

La de plataforma, con los sondeos en producción de Amposta, Casablanca, Dorada y Tarraco.

El gas solamente se obtiene en el Cretácico Superior, en los sondeos de Castillo, en la provincia de Álava.

La producción de hidrocarburos en España en un período de 15 años, desde el año 1963 hasta 1978, en que entró en producción el gas de Castillo, en la provincia de Álava, se indica en la Tabla 1.

PETROLEO. MILES DE TONELADAS							Gas mill. de m ³ .
Año	Ayoluengo	Amposta	Casablanca	Dorada	Tarraco	Total	Castillo
1963							3.816
1964							2.475
1965							2.474
1966	4					4	2.475
1967	110					110	2.475
1968	110					110	2.475
1969	193					193	2.476
1970	156					156	1.749
1971	126					126	2.038
1972	138					138	1.926
1973	111	653				764	1.528
1974	84	1.892				1.976	1.408
1975	66	1.961				2.027	1.163
1976	67	1.705				1.772	1.250
1977	65	690	111		120	986	896
1978	61	392	102	164	267	986	850
Total	1.291	7.293	213	164	387	9.348	31.373

Tabla 1. Producción de Hidrocarburos en España

Explotaciones, reservas y recursos de Castilla y León

Antes del descubrimiento de hidrocarburos en la plataforma de Mediterráneo, los mejores indicios españoles de petróleo y gas se habían encontrado en el Jurásico y Cretácico Inferior. Las rocas madre más prometedoras son las de Jurásico marino y las facies Purbeck y el Neocomiense, mientras que las rocas-almacén más favorables son los carbonatos del Jurásico y las arenas de la facies Weald y el Albiense.

Por lo que se refiere a la región Castellano-Leonesa, sería en estas formaciones donde, si se multiplicara el número de sondeos, se podrían encontrar, quizás, nuevos yacimientos, por lo que serían las provincias de Burgos y Soria las que tiene mayores posibilidades dado que estos materiales geológicos predominan o sólo existen en estas dos provincias.

En cuanto al gas natural, las formaciones más antiguas capaces de contener acumulaciones comerciales son las del Carbonífero, concretamente las alternancias de areniscas y lutitas portadoras de abundante materia orgánica. Las rocas almacén suelen ser en estos casos las areniscas del Trias, concretamente las del Buntsandstein, tanto si se trata del petróleo originado en las calizas del Carbonífero. Además, las capas y diapiros salinos del Keuper constituyen, por su parte, una excelente cap rock. Todo ello apunta igualmente a las favorables condiciones de Burgos y Soria para que puedan tener ese tipo de yacimientos.

En cualquier caso, dado que los campos de gas tienen en España una inmediata aplicación comercial, es indudable que la exploración de estos últimos no debería interrumpirse, tanto en las formaciones cenozoicas como en los sedimentos terciarios que cubren gran parte de la Meseta.

El yacimiento de Ayoluengo (Burgos)

En Castilla y León, hasta hace pocos años, sólo figuraba como punto de recursos energéticos ligados a los hidrocarburos el Campo de Ayoluengo (ver figura 1). Las nuevas tecnologías han despertado otras opciones no convencionales que se reparten por la parte septentrional de la Cuenca del Duero aumentando, en principio, la superficie con posibilidades energéticas.

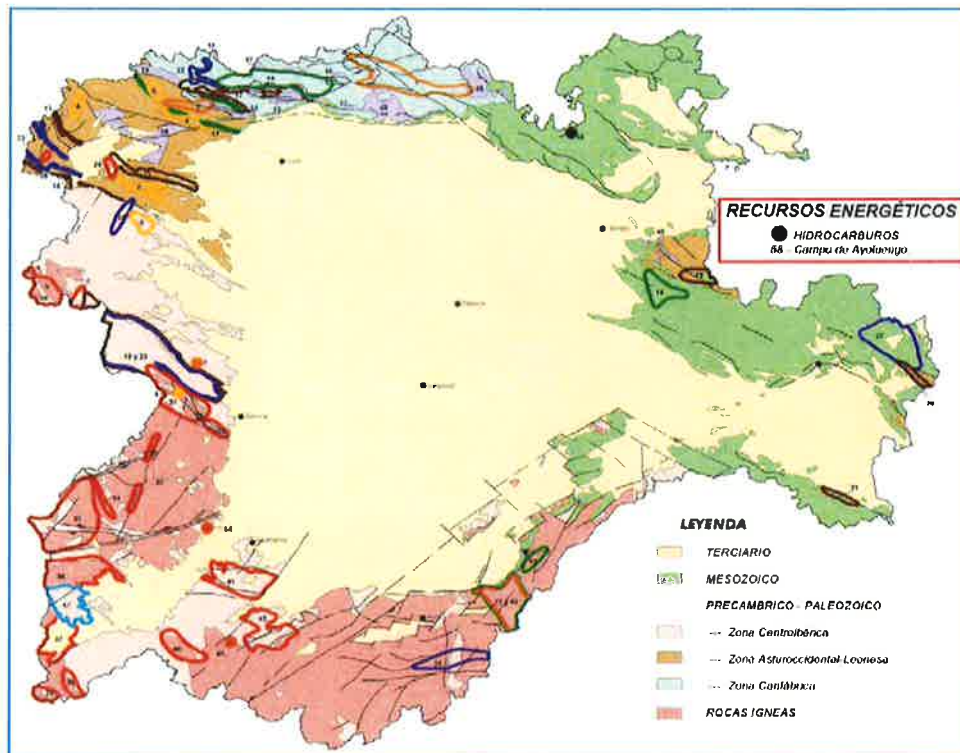


Figura 1: Localización del Campo de Ayoluengo en la geología de Castilla y León.

El campo petrolífero de Ayoluengo fue descubierto por CAMPSA—AMOSPAIN en 1964 (QUEROL, 1969). Está situado en la culminación de un gran domo anticlinal formado durante el Weald el cual está atravesando por varias fallas que han provocado el hundimiento del bloque central durante el Terciario. Por otro lado, es muy probable que bajo el anticlinorio exista un domo salino del Triásico. De acuerdo con el sondeo «Ayoluengo n.º 1», la columna estratigráfica de los materiales mesozoicos atravesados por el mismo es la siguiente (figura 2):

0-248 m: Calizas marinas y margas del Cretácico Superior (Cenomaniense).

248-610 m: Arenas sueltas de la facies de Utrillas (Albiense).

610-924 m: Arcillas multicolores con intercalaciones de areniscas y dolomías azoicas, con agua dulce y salobre, pirita y materia carbonosa, del Weald.

924-1115 m: Lutitas grises y areniscas y calizas del Weald con una fauna de ostrácodos del Purbeck. En la base de este tramo, que constituye la Unidad A, existen unas calizas muy resistentes que forman un excelente nivel guía. Una cierta cantidad de petróleo se extrae aquí de las areniscas y calizas.

1115-1580 m: Arcillas multicolores, azoicas, del Weald, con anhidrita y algunas dolomías de origen continental o deltaico. Aquí se encuentra la mayor parte del petróleo del campo de Ayoluengo, el cual impregna cuerpos lenticulares de areniscas. En la base de esta sección, que constituye las unidades B y C, hay una calcarenita, formada por fragmentos de calizas, cuyo tamaño está comprendido entre cantos y limos, que sugiere la existencia de una discordancia entre esta formación y el Jurásico subyacente.

1580-2375 m: Carbonatos y margas marinas del Jurásico. Dentro de las calcarenitas de este tramo se han obtenido pequeñas cantidades de aceites ligeros. La base de la unidad está formada por anhidrita y dolomías (carniolas) que pasan gradualmente al Keuper.

2375-2397 m: Dolomías, sal y anhidrita del Keuper.

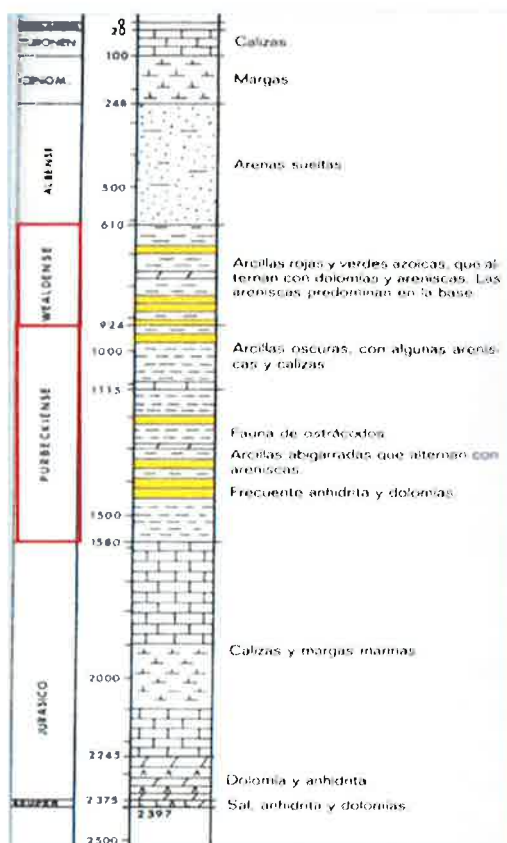


Figura 2: Columna litológica esquemática del sondeo Ayoluengo-1.

Excepto en el caso de una caliza fracturada del Purbeck, las rocas almacén de Ayoluengo son principalmente arenas, con porosidad media del 18% y una permeabilidad variable. El campo está dividido en varias zonas productoras por un sistema de fallas y la naturaleza discontinua de las areniscas.

El petróleo de Ayoluengo tiene un alto contenido en cera, tal y como ocurre en casi todos los que se encuentran en sedimentos continentales. El contenido en azufre es bajo, aproximadamente el 0,17 % y el de arsénico alto, de 22 a 23 ppm, así como en parafina. El petróleo es más ligero en profundidad, variando la densidad de 20° a 39° API. El ratio gas/petróleo es de 1000 piés³/barril (Arribas et al., 1982; ENIEPSA, 1985; Alvarez de Buergo y García, 1996). Las reservas recuperables se han calculado en dos millones de toneladas.

Esta producción es conducida a la Estación Receptora de Petróleo, situada en el mismo campo, donde se separan los distintos fluidos. El petróleo se vende directamente como fuel, para ser quemado en las factorías de la provincia de Burgos y Cantabria. El gas se destina a la producción de energía eléctrica en el propio Campo, y es vendida en su totalidad a Iberdrola.

Con este escenario de posibilidades y reservas de hidrocarburos convencionales parece lógico pensar que la posibilidad de que existan reservas de gas en la propia roca madre que puedan ser recuperadas de forma no convencional suscite un elevado interés desde el punto de vista estratégico.

Otros yacimientos de Castilla y León

La presencia de hidrocarburos en el subsuelo de Castilla y León es conocida, en primer lugar, por los afloramientos de asfalto, situados principalmente en la provincia de Burgos. A partir de los afloramientos del valle burgalés de Huidobro, la Sociedad de Sondeos de Huidobro perforó a principios de siglo un pozo de 220 m, que obtuvo muestras de petróleo de buena calidad (Fray Valentín de la Cruz, 1996).

La exploración sistemática, basada en criterios geológicos, comienza en los años de la posguerra española. En 1941 se perfora el sondeo Tudanca-1, iniciando una campaña de prospecciones que culminará con el descubrimiento en 1964 del Campo Petrolífero de Ayoluengo. Este yacimiento lleva 50 años en explotación y es el único productor de hidrocarburos de Castilla y León (IGME, 1987).

Desde 1941 hasta la actualidad, se han perforado en Castilla y León un total de 139 sondeos, de los cuales 52 han resultado productivos (45 en Ayoluengo), 31 con indicios y 56 negativos. Si se clasifican por provincias, además de los pozos de hidrocarburos realizados en el Campo de Ayoluengo (58), se han perforado 87 sondeos más en Castilla y León, que se reparten por las provincias de Burgos (73 sondeos), Soria (8 sondeos), Palencia (4 sondeos) y León (2 sondeos). El total de metros perforados es de 244.383. Todo esto da testimonio de que la actividad investigadora sobre hidrocarburos en la Comunidad Autónoma de Castilla y León ha sido muy intensa hace años.

El objetivo de las prospecciones han sido las sucesiones mesozoicas de la Región Vasco-Cantábrica, y en menor medida, de la Cordillera Ibérica, centrándose especialmente en las estructuras anticlinales y diapíricas. Los sondeos productivos, que han abordado estos objetivos geológicos, se distribuyen en cinco áreas, todas en el Norte de la provincia de Burgos: Tozo, Polientes, Hontomín, Huidobro y Treviño. Las cuatro primeras fueron exploradas por AMOSPAIN, y la de Treviño por CIEPSA (Ríos, op. cit.).

Las áreas de Tozo y Polientes están situadas al SW y NE del Campo de Ayoluengo, respectivamente. En estas áreas se perforaron varios sondeos en los años 1966-68 con el objetivo de conocer las posibilidades de las zonas contiguas a Ayoluengo. De estos sondeos, tres resultaron productivos a pequeña escala: dos en Tozo (indicios 767 y 768), y uno en Polientes (indicio 825). En los tres casos, la sustancia encontrada fue petróleo (Ríos, 1967).

En Hontomín se perforaron dos sondeos, de los cuales uno (indicio 1071) resultó productivo de petróleo.

En el área de Huidobro se perforaron dos sondeos (indicios 829 y 831), que resultaron productivos de petróleo (Ríos, 1967). Esta exploración fue realizada en 1966 para conocer las posibilidades del Anticlinal de Huidobro.

En el Condado de Treviño las perforaciones comenzaron en 1957. El segundo sondeo (indicio 842) cortó un nivel de gas húmedo en el Cretácico superior, con la serie metano, etano, propano, butano, pentano y hexano. El sondeo se abandonó por dificultades técnicas. La estructura investigada es un anticlinal asociado a un domo salino profundo (Zona Diapírica de Treviño) (Ríos, 1960). Unos kilómetros al norte, ya en la provincia de Álava, se descubrió en 1959 el campo de gas de Castillo, que ha estado en producción desde 1963 hasta 1981 (Ríos, 1960; Fernández Carrasco, 1991).

EL PRECEDENTE EN CASTILLA Y LEON DEL YACIMIENTO PETROLIFERO DE AYOLUENGO

Situación actual de producción y perspectivas de reactivación de pozos antiguos.

En palabras de Miguel Delibes en un artículo publicado en La Vanguardia el 14 de junio de 1964, decía, sin restar importancia al acontecimiento, “de momento, la noticia es importante para la aldea de Valdeajos, para el municipio de Sargentos, para el partido de Sedano, para la provincia de Burgos, para la región castellana, y para España entera. Esperemos” y finalmente concluía “el tiempo nos dirá en qué queda todo esto”.

Se sitúa este yacimiento en el término municipal de Sargentos de la Lora, en el noroeste de la provincia de Burgos, muy cerca del límite con Cantabria. Ocupa una superficie de algo más 7 km², que queda comprendida entre las poblaciones de Sargentos de la Lora, Ayoluengo y Valdeajos, y tiene una potencial área productiva de hasta 10 km² (ENIEPSA, 1995). La investigación inicial se realizó sobre 13 permisos con un área total de 471.861 Ha. Posteriormente se concentró en uno solo, el Permiso de Investigación Ubierna (181.019 Ha), titularidad de CAMPSA. Esta empresa se había asociado en 1959 con la empresa operadora AMOSPAIN, formada por consorcio de las americanas CALSPAIN (Standard Oil Company California) y TEXSPAIN (Texaco Inc.) (ENIEPSA, 1985; Fray Valentín de la Cruz, 1996).

En lo que sigue se describe de forma sucinta un conjunto de características que describen el petróleo de la Comarca de la Lora, que surgió en 1964 tras unas investigaciones y que, 50 años después, sigue produciendo crudo de forma lenta pero constante.

Cronología de un descubrimiento

El descubrimiento del yacimiento petrolífero de Ayoluengo, en la comarca burgalesa de la Lora, data de 1963 y la explotación de petróleo se remonta a junio del año 1964, cuando del primero de los pozos petrolíferos, el Ayoluengo I, situado en la localidad de Valdeajos de la Lora, surgieron unos 6.000 litros de crudo. La noticia tuvo una gran repercusión dado que era la primera vez que este preciado recurso energético aparecía en España. Durante los tres primeros años de su explotación, entre 1964 y 1966, los campos de esta comarca cambiaron de actividad ya que pasaron de la anterior dedicación, la producción de patatas, a la perforación de pozos petrolíferos y su puesta en funcionamiento. Llegaron a hacerse hasta 30 pozos en esos momentos.



Figura 3: Cartel anunciador del Campo Petrolífero de Ayoluengo.

A pesar del éxito que suscitó el Pozo Ayoluengo-1, no fue el primero perforado para estos fines en España pues, en realidad, se trataba del sondeo número 101 de los realizados hasta ese momento. Además de la presencia de indicios superficiales en los alrededores, la elección del lugar de prospección vino alentada por la investigación geológica y geofísica que permitió identificar una posible trampa de hidrocarburos en el pequeño anticlinal fallado de Ayoluengo, alojado, como único matiz estructural, dentro de la gran concavidad sinclinal de amplio radio y suaves buzamientos que es la gran Paramera de Sargentos-Sedano. Originalmente el primer pozo de exploración se había previsto perforar hasta los 4.000 m de profundidad, donde se esperaba penetrar unas calizas de edad Jurásica, sin embargo el petróleo se encontró a 1.380 m, en los poros de unas arenas que fueron depositadas en el tránsito entre Jurásico y Cretácico (130 m.a.)



Figura 4: Panorámica del emplazamiento del sondeo Ayoluengo-1

La compañía explotadora inicial de los yacimientos fue la empresa estatal CAMPSA, que no lo abordó en solitario sino en colaboración con las compañías Texaco y Chevron. Así fue durante casi 30 años hasta que, en el año 1990, fue la compañía Repsol la que pasó a controlar los mismos. Se abandonó casi la mitad de los pozos que anteriormente se explotaban dado que, aunque en un principio se habían cifrado las reservas entre 80 y 100 millones de barriles de crudo, la fragmentación que se observó que presentaba el yacimiento impedía una explotación comercial rentable.

En 2002 la explotación pasó a manos de la empresa Northern Petroleum, ya que Repsol había vendido a la petrolera británica la mayoría de las acciones. Northern Petroleum obtuvo derechos para explorar zonas aledañas, como Huidobro, en espera de poder aumentar la producción.

En octubre de 2007, la actual compañía explotadora, Leni Gas & Oil, adquirió al 100% el yacimiento, y es su subsidiaria, la Compañía Petrolífera de Sedano (CPS), la encargada de la explotación del mismo.

La producción de hidrocarburos en esta comarca alcanzó su máximo esplendor entre finales de la década de los 60 e inicios de la década de los 70, descendiendo rápidamente en la década de los 90 con una producción inferior a los 250 barriles. Propiciado por la escalada de los precios del petróleo de los últimos años, Leni Gas & Oil ha realizado una nueva exploración de la zona y ha hecho nuevas

perforaciones con nuevas tecnologías hasta llegar hoy en día a una producción algo mayor, pero que no supera las expectativas esperadas de 2.500 barriles.

A día de hoy, la británica Leni Gas & Oil “prácticamente” ha vendido los derechos de explotación del campo de Ayoluengo a la empresa RAVI Corporate, por una cantidad cercana a los 9,3 millones de euros.

Según datos de hace dos años, hay un total de 54 pozos perforados en el subsuelo de la Lora (figura 5) con unas profundidades variables entre 900 y 1.400 metros.

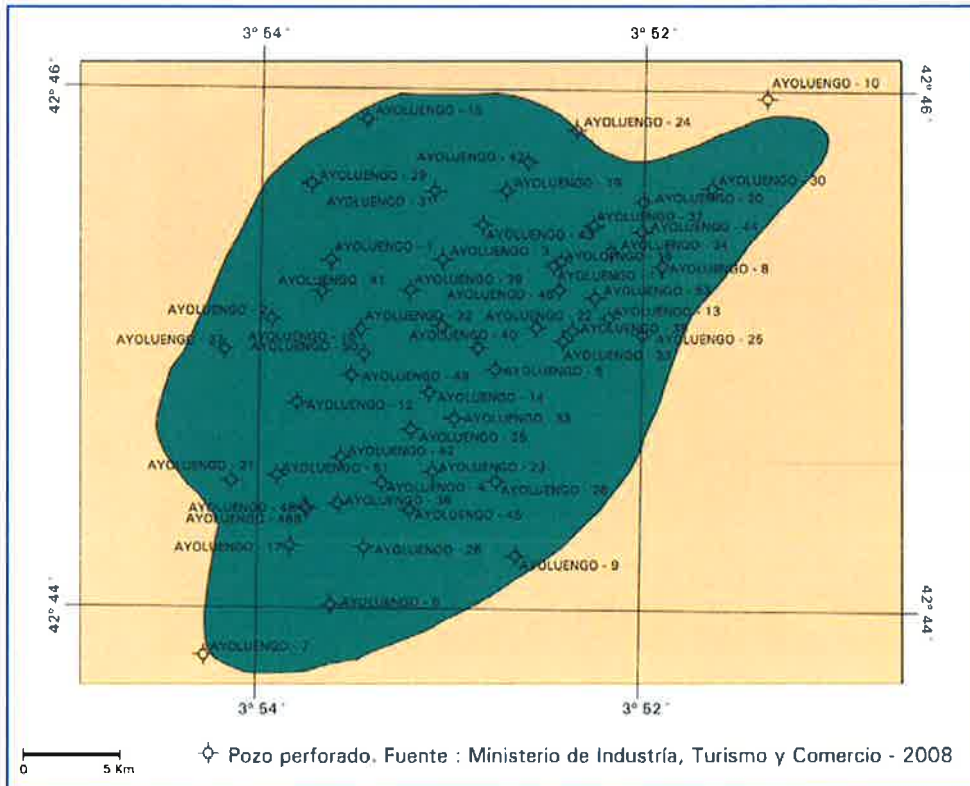


Figura 5: Mapa reciente de los pozos perforados en el Campo de Ayoluengo.

La producción de petróleo, en acumulado hasta el año 2008 según fuentes del Ministerio de Industria, alcanza los 17,08 MBbl (millones de barriles) equivalente a 2,28 Mt (millones de toneladas)

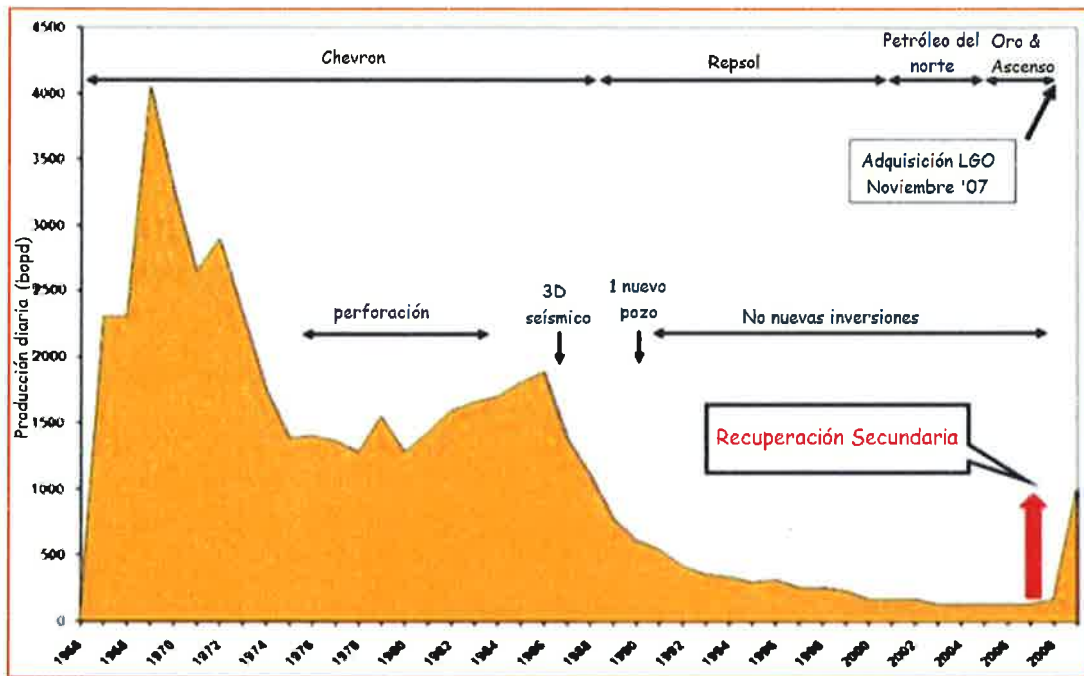


Figura 6: Datos de producción histórica de petróleo en la Lora

Geología del campo de pozos de Ayoluengo

El Campo petrolífero de Ayoluengo está formado por una acumulación de petróleo y gas en una serie de capas lenticulares de arenas y areniscas que tienen, dado su origen sedimentario, una extensión limitada lo cual da lugar a esa compartimentación del campo. Los materiales que almacenan los hidrocarburos corresponden a los materiales de la facies Purbeck (Jurásico Superior y Cretácico Inferior), así como materiales calizo-margosos del Lías (Jurásico inferior) y Keuper (Triásico superior).

Su estructura corresponde a un amplio anticlinal en forma de domo que aparece recortado por varias fallas que lo compartimentan. Este anticlinal, de dirección NE-SW, se encuentra limitado, al Oeste, por el Anticlinal de Polientes, al NE por la Estructura Fallada de Zamanzas, al Este por la Sub-cuenca de Sedano y, al Sur, por la Banda Plegada, respectivamente.

Esta complejidad del Campo de Ayoluengo lo define el dato de que, con una extensión inferior a los 10 km², necesitó 52 sondeos para optimizar la producción. La malla inicial de perforación fue de 25 ha. Su complejidad como almacén de hidrocarburos, viene derivada de ser una trampa combinada, estratigráfico-estructural. El entrapamiento estratigráfico lo definen arenas lenticulares, pertenecientes al Complejo Purbeck-Weald (Pujalte, 1989); el entrapamiento estructural viene definido por la posición favorable de las mismas al localizarse sobre una «almohadilla» salina del Keuper. El sello lo forman las arcillas entre las que se encuentran intercaladas las arenas.

El alto grado de fracturación interna del Anticlinal de Ayoluengo dio lugar a la formación de compartimentos, en muchos casos estancos, reconociéndose más de 300 almacenes independientes, derivados de 43 lentejones de arenas potencialmente productoras cuyos espesores oscilan entre 5 y 10 m (Alvarez de Buergo y García, 1996). Un hecho insólito es que, 27 años después del descubrimiento del campo, en 1991, año en que se perforó el último sondeo, todavía se reconocieron en algunas arenas presiones vírgenes. El mecanismo de producción es, inicialmente, por drenaje gravitacional y por expansión del gas, aunque algunas arenas parecen mostrar indicaciones de estar sometidas a presión

hidrostática (Chevron, 1987). En cuanto las arenas pierden presión se realiza la producción mediante bombeo artificial.

Estos lentejones que componen la roca almacén corresponden a diferentes cuerpos de areniscas que se encuentran aislados entre sí. Un hecho insólito es que, 27 años después del descubrimiento del campo, en 1991, año en que se perforó el último sondeo, todavía se reconocieron en algunas arenas presiones vírgenes (Álvarez de Buergo & García, 1996a). Cada uno de estos lentejones constituye en realidad un yacimiento independiente, lo cual, como se dijo anteriormente, disminuye la rentabilidad del campo petrolífero dado que implica la perforación de más sondeos.

Todos estos materiales pertenecen a las facies Purbeck y Weald y han sido divididos por las empresas explotadoras en cuatro grandes unidades, que de techo a muro son (figura 7):

Unidad A superior: facies Weald

Unidad A inferior: Purbeck superior

Unidad B: Purbeck inferior

Unidad C: Purbeck inferior-basal

De estas cuatro unidades, la mayoría del petróleo se encuentra atrapado en las arenas de la Unidad B, es decir, en el Purbeck inferior.

La estructura está formada por el Anticlinal de Ayoluengo, de dirección NE-SW, que se localiza sobre una almohadilla salina de la facies Keuper, y está cortado por fallas de igual dirección que hundan la parte central del anticlinal (figura 7). Entre estas fallas destacan dos fracturas principalmente:

La Falla de Sargentos, al Este de la cual se encuentran las arenas más productivas.

La Falla de Ayoluengo, que atraviesa la zona de almacén (Vázquez, 1983; ENIPEPSA, 1985; Álvarez de Buergo y García, 1996).

Por lo que respecta a la calidad del petróleo de Ayoluengo, destaca por que es ligero, con densidades que varían entre 20° y 39° API (como referencia sirva decir que una densidad superior a 10° API implica que es más liviano que el agua), con escaso contenido en azufre pero alto contenido en arsénico, lo cual lo hace poco apto para refino, dado que el proceso sería muy caro. La composición química de este petróleo, que estropeaba los catalizadores de las refinerías, hace que se comercialice en bruto como combustible industrial, empleado por industrias del vidrio de Cantabria y el País Vasco.

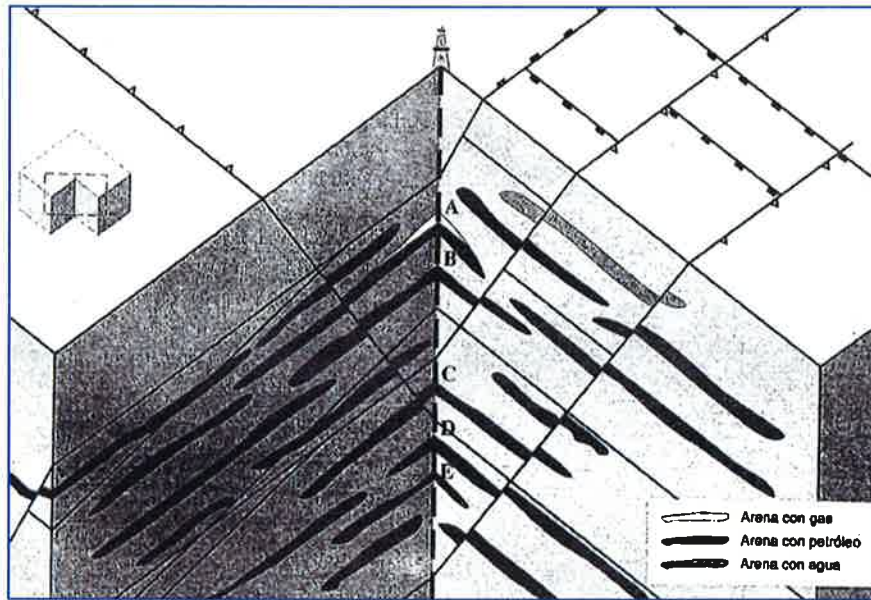


Figura 7: Geología del campo petrolífero de Ayoluengo (según García y Álvarez, 1996)

La roca madre y la migración

El origen de los hidrocarburos existentes en el campo está, al menos para el caso del petróleo, en las margas anóxicas del Lías medio, cuya extensión regional abarca gran parte de la Cuenca Cantábrica (Quesada y Robles, 1995). Esta roca madre generadora de los hidrocarburos que se explotan en el campo de Ayoluengo, del Lías medio, es precisamente la roca objetivo principal de los proyectos de shale gas. Es de edad Pliensbachiense y Toarciense.

Este Lías marino está constituido por una alternancia de margas, margocalizas y calizas, que incluyen cuatro intercalaciones principales de margas, arcillas y calizas bituminosas. Las alternancias tienen un contenido medio de materia orgánica entre 0,5 y 2,25% en peso, que se eleva en las intercalaciones hasta el 3,5-8%; la materia orgánica predominante tiene kerógenos de naturaleza algal/amorfa (tipo II). En conjunto constituyen una unidad de más de 100 m de espesor, que se depositó en facies euxínicas (Quesada et al., 1993 y 1996).

El Lías, en la vertical del campo, está inmaduro, rozando el comienzo de la ventana de generación de petróleo (valores de reflectancia de vitrinita cercanos a 0,6), indicando que, con respecto a los dos surcos generativos que lo limitan en profundidad (el surco de Polientes, al NW, y el surco de Sedano, al ESE), Ayoluengo actuó como un alto relativo. El mecanismo de migración permanece como una incógnita. El camino más sencillo sería atravesando las formaciones calcáreas del Dogger, apoyadas directamente sobre la roca madre. Sin embargo, la porosidad primaria del Dogger es, generalmente, inferior al 5 %, y aunque suele presentar indicios de petróleo, éste no ha sido encontrado en ellos en cantidades comerciales, a pesar de haber sido investigado extensivamente, siendo, por ejemplo, el objetivo principal del sondeo Ayoluengo n° I. Tampoco se han encontrado zonas con acumulación de hidrocarburos en los palco-altos donde los carbonatos, al estar o bien fracturados o bien karstificados, tienen porosidades secundarias. Por tanto, el camino postulado han sido microfracturas, planos de estratificación y zonas de fracturación.

De estas lutitas negras migraron estos elementos energéticos hasta alcanzar rocas almacén entrampadas en materiales impermeables, que son los lentejones arenosos correspondientes a las facies Purbeck-Weald. Esta migración se hizo atravesando las formaciones calcáreas del Dogger según

un mecanismo todavía poco conocido; descartados otros caminos, como la porosidad o la karstificación de las calizas, parece que la migración pudo haberse realizado siguiendo microfisuras, planos de estratificación y zonas de fracturación (Alvarez de Buergo y García, 1996).

La roca almacén

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

La edad del almacén es difícil de precisar con más detalle debido a la escasa presencia de microfósiles y a variaciones de las facies con respecto a los afloramientos de superficie (Ramírez del Pozo, 1992). La compañía norteamericana Amospain –posteriormente Chevron- que operó el campo originalmente, subdividió la zona de almacén en cuatro grandes grupos o unidades: Unidad A superior, Unidad A inferior, Unidad B (Ayoluengo y Sargentos) y Unidad C. Estos cuatro grupos se asocian con las facies Weald, la facies Purbeck superior, la facies Purbeck inferior y la facies Purbeck inferior-basal, respectivamente.

Explotación del campo de pozos de Ayoluengo

La extracción del petróleo en la Lora se lleva realizando desde sus inicios empleando los denominados “caballitos” o péndulos, bombas de superficie accionadas por combustible, en este caso por el propio gas que acompaña al petróleo en el yacimiento.



Figura 8: Sistema de extracción del crudo denominado caballito o péndulo

Para facilitar la extracción del petróleo en este campo petrolífero de La Lora se inyecta agua a presión en el reservorio. Este es uno de los métodos más simples y de menor costo para recuperar el petróleo cuando este no emerge a la superficie por su propia energía interna. La inyección de agua se realiza por medio de pozos llamados inyectoros que se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o alrededor de ellos con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo por el medio poroso hasta el pozo y posteriormente, desde éste hasta la superficie.

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

El petróleo de Hontomín y el “Sistema Petrolero de Ayoluengo”

Asociado a Ayoluengo, el petróleo de Hontomín se localiza en el flanco SE del Surco de Sedano. La acumulación se produce en un cierre en cuatro direcciones fallado, asociado a una estructura de núcleo salino, que fue perforada por cuatro sondeos exploratorios. La interpretación de secciones sísmicas indica la actividad temprana de la estructura, si bien alcanza su configuración actual durante la inversión de la cuenca sedimentaria durante el Cenozoico (Tavani et al., 2011).

La roca almacén del petróleo de Hontomín se localiza en el Lías inferior, concretamente en la transición lateral entre las formaciones Sopeña y Villanueva de Puerta (Quesada et al., 2005a). Se encuentra a una profundidad variable entre 1.300 y 1.600 metros y tiene un espesor máximo cercano a los 100 metros. Está constituida esta roca madre por dolomías y calizas dolomíticas de porosidad moderada (14-27%) que alternan con calizas sin porosidad. Las facies margosas del Lías medio-superior (Formaciones Camino y Castillo Pedroso, Quesada et al., 2005a) constituyen el sello.

Sin embargo, los altos valores de saturación en agua calculados así como el rápido decaimiento de la producción en los test, concluyeron en la no viabilidad económica del yacimiento correspondiente al petróleo de Hontomín.

Todas las acumulaciones e indicios de la zona, tanto de Ayoluengo como de Hontomín, han sido agrupadas en un conjunto denominado Sistema Petrolero de Ayoluengo (Quesada et al., 2005b). Este sistema involucra la carga de petróleo y gas a partir de las facies orgánicas del Lías medio (Formación Camino) en trampas frecuentemente asociadas a actividad halocinética. La correlación entre la roca madre y el petróleo de Ayoluengo fue probada por Quesada et al. (1996) y Quesada et al. (1997) y recientemente discutida en Beroiz and Permanyer (2011).

A pesar de su alojamiento en las formaciones calcáreas jurásicas en lugar de las formaciones arenosas de Ayoluengo hacían dudar de la posible asociación de ambos hidrocarburos. Sin embargo, los estudios de Quesada y Robles (2012) concluyen que el crudo de Hontomín es un petróleo moderadamente maduro y parcialmente biodegradado que, al igual que el cercano de Ayoluengo, se ha generado a partir de una roca madre marina arcillosa depositada en un ambiente subóxico. El petróleo muestra un elevado grado de correlación con la roca madre del Lías y puede ser asociado a la familia de petróleos del Sistema de Ayoluengo. La migración hasta la roca almacén y la carga de la estructura carbonatada que forma esta roca almacén se produjo durante el final del Cretácico y el comienzo del Cenozoico y su procedencia se ha probado que viene desde el flanco SE del Surco de Sedano.

Reservas.

Metodología de cálculo de reservas

Las estimaciones de reservas de petróleo y gas para el campo de Ayoluengo se habían basado, hasta el momento de la realización del proyecto en el que se sustenta el presente trabajo (febrero de 1990), en la interpretación de los datos de producción disponibles y la correlación de sondeos. La interpretación de la campaña de sísmica tridimensional registrada en 1988 y la revisión de los datos de los sondeos existentes, permitió la realización de un trabajo más detallado de estimación de las reservas remanentes.

Estimación de reservas

La extracción del petróleo en la Lora se lleva realizando desde sus inicios empleando los denominados "caballitos" o péndulos, bombas de superficie accionadas por combustible, en este caso por el propio gas que acompaña al petróleo en el yacimiento. Bien es cierto que las expectativas surgidas tras el descubrimiento de hidrocarburos en el primer sondeo, se vieron defraudadas en cuanto a la cantidad potencial y calidad del petróleo extraído, pues aunque relativamente ligero y con poco azufre, su contenido en arsénico lo invalida para refino. Muchas esperanzas se llegaron a albergar en el hallazgo que posteriormente, una vez ajustadas a la baja las expectativas iniciales, éstas se quedaron cortas. Las reservas recuperables, inicialmente estimadas en unos 10 millones de barriles de petróleo, se han visto superadas por una producción acumulada del Campo durante este medio siglo que ya se acerca a los 17 millones de barriles. Una cantidad pequeña, sin duda; de efectos económicos limitados.

La producción correspondiente al campo de Ayoluengo se debe considerar la producción total "on-shore", es decir, en campos petrolíferos en tierra en España ya que el resto de la producción petrolífera de España corresponde a campos "off-shore", es decir, de plataforma, concretamente de los campos de Tarragona y de Vizcaya.

Así por ejemplo, del total de producción de hidrocarburos en España en el año 2002 (casi 320.000 toneladas), la gran mayoría (casi 310.000 toneladas) corresponde a la producción del Campo de Tarragona, mientras que el Campo de Ayoluengo sólo ha representado poco más de 8.000 toneladas. En 5 años, la producción nacional se redujo a menos de la mitad (140.000 toneladas), manteniéndose Ayoluengo con cerca de 5.400 toneladas.

Provincia	Campo	2002	2003	2004	2005	2006
Tarragona	Unitización Casablanca-Montanazo D	108 616	229 734	173 116	100 204	66 766
	Rodaballo y Chipirón	166 653	63 159	54 551	33 970	35 393
	Unit. Angula-Casablanca (Boquerón)	32 772	20 365	20 528	26 141	32 590
Burgos	Lora (Ayoluengo)	8 289,6	7 297	6 353	5 699	5 397
Vizcaya	Gaviota					
TOTAL		316 330	320 555	254 548	166 014	140 146

Fuente: Estadística de Prospección y Producción de Hidrocarburos. Subdirección General de Hidrocarburos. M.Industria, Turismo y Comercio

Por tanto, este "pequeño" gran campo de producción de hidrocarburos que es Ayoluengo se mantiene, con el paso de las décadas, como una pequeña pero constante fuente de producción de este valioso recurso energético. Razón por la cual esta fuente burgalesa sigue siendo un elemento estratégico nacional.

Desde el punto de reservas, según el MINETUR (1999), a 1 de enero de 2000, las reservas españolas de crudo y gas ascendían a 2,81 Mtep, de los que 2,3 millones se localizaban bajo el mar y 0,51 en tierra. Por su parte, Repsol YPF declaraba, a final de 2001, unas reservas probadas netas de petróleo y gas natural, de 7 millones de barriles equivalentes a escala nacional.

Perspectivas de reactivación de pozos antiguos

El campo petrolífero de Ayoluengo ha sido explotado durante los últimos 50 años. Son 50 años de extracción de crudo que, en los últimos tiempos ha sido sustituido por agua como elemento de inyección para aprovechar más las reservas dado que, por sus características, su factor de recuperación inferior al 20 %. Pero aún así, se trata de un conjunto de lentejones arenosos, porosos y permeables, englobados en un conjunto arcilloso que hace de sello y que ha estado actuando como trampa desde hace millones de años. Es, consecuentemente, un elemento que puede ser empleado como almacén subterráneo cuando se extraigan las últimas gotas de crudo; e incluso, como se verá a continuación, durante la explotación de petróleo.

Este almacén subterráneo puede emplearse, si los estudios pertinentes avalan sus garantías de estanqueidad y de almacenamiento, como “embalse de aguas potables” o como “embalse de aguas sucias”, proyectos que ya funcionan desde hace años en países como, entre otros, Estados Unidos, Israel o Reino Unido. Estos embalses subterráneos se desarrollan a partir de unos sondeos de inyección, que son los que sirven de conducto para introducir las aguas limpias o sucias para su almacenamiento y regulación, y de unos sondeos de extracción, que son los empleados para dar salida a ese elemento si es que se trata de embalses de aguas limpias. En el caso de Ayoluengo, dado el origen de la porosidad que quedaría libre para ser “llenada” con agua, sería más adecuado utilizarlo, en este caso, para aguas sucias.

Pero también puede darse otro tipo de uso al campo petrolífero y es la posterior utilización de esos almacenes permeables sellados como almacenes de CO₂ en proyectos de secuestro de este gas. Para ello habría que estudiar muy bien su viabilidad pero, afortunadamente, se dispone de numerosa información del subsuelo de buena calidad que permitirá modelizar este almacén en el subsuelo. Con esta información y tantas décadas investigándolo, se sabe que cuenta con una extensión inferior a los 10 Km². Su complejidad como almacén de hidrocarburos viene derivada de ser una trampa combinada estratigráfico-estructural. El entrampamiento estratigráfico lo definen las arenas lenticulares, pertenecientes al complejo Purbeck – Weald, mientras que la trampa estructural se debe a la posición favorable de las mismas al localizarse sobre un domo salino del Keuper (ver figura 9). El sello lo forman las arcillas que constituyen la formación geológica en la que se incluyen los lentejones de arenas.

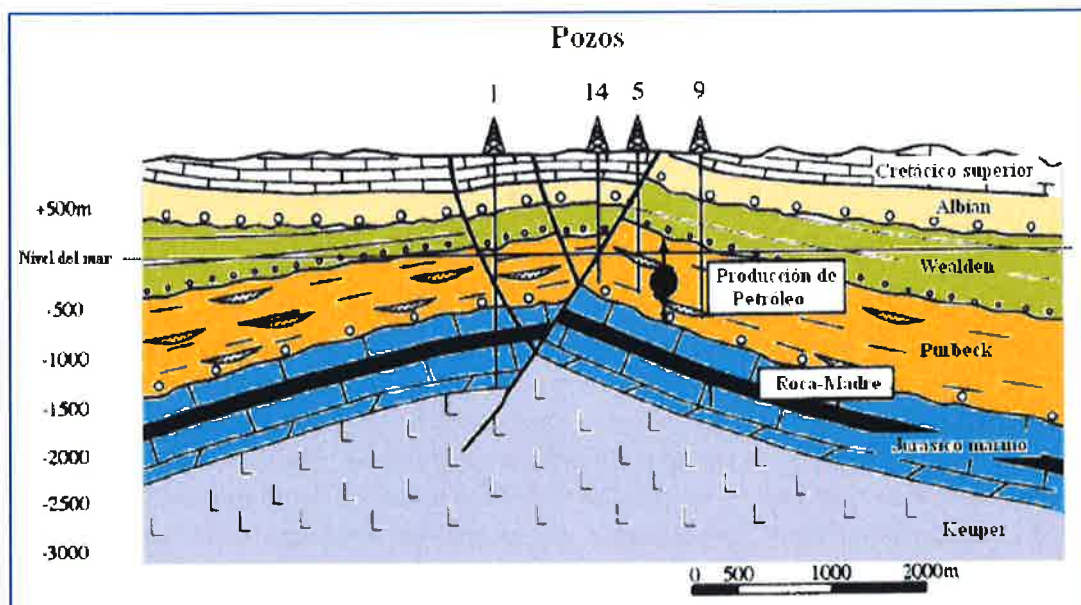


Figura 9: Sección geológica simplificada de la estructura del Campo de Ayoluengo.

En Europa los niveles atmosféricos de CO₂ se han incrementado desde alrededor de 280 ppm, inmediatamente después de la revolución industrial, hasta cerca de 370 ppm, hoy en día, debido a las grandes combustiones de combustibles fósiles. Las actuales emisiones causadas por la actividad humana llegan a las veintitrés (23) gigatoneladas (Gt) de CO₂ por año.

Esta situación podría requerir la reducción del consumo de combustibles fósiles y proveer fuentes de energía alternativa en suficiente cantidad para estabilizar los niveles de CO₂ en la atmósfera. La opción más simple de evitar aquel incremento de los niveles atmosféricos de CO₂, sería inyectar dicho CO₂ en estructuras aisladas. Campos agotados de petróleo y gas, ofrecen a priori beneficios de tener capas de rocas de eficaz sello. Además, en general presentan formaciones de presión bajas, lo cual hace que sean subsecuentes de reinyección. Adicionalmente, el CO₂ actúa como un solvente para los hidrocarburos, llegando a ser un agente efectivo para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), cuyos beneficios pueden suplir los costes de captura e inyección.

Para estudiar la capacidad de almacenamiento que tendría el campo petrolífero de Ayoluengo se van a exponer de forma resumida en este capítulo unos trabajos de Aizprúa y Rodríguez (2009) que emplean un simulador de yacimientos denominado EXECUTIVE-VIP (o simplemente VIP, programa que pertenece a LANDMARK, compañía de HALLIBURTON). El VIP es una poderosa herramienta de simulación tridimensional del subsuelo cuyo simulador incluye dos módulos: el módulo 1 sirve para inicializar el modelo en el que se define la estructura del yacimiento y las propiedades de la roca y fluidos, mientras que el módulo 2 sirve para desarrollar los estudios en el tiempo. Como todo código de simulación, el VIP trabaja con un algoritmo que resuelve un sistema de ecuaciones discretizadas previamente. Para la modelización de las diferentes fases de hidrocarburos se ha elegido el modelo denominado *Black-oil* con una serie de modificaciones respecto a la miscibilidad del CO₂ con el petróleo. Todo ello para simular el flujo de CO₂ en el subsuelo.

La capacidad de almacenamiento de CO₂ en el subsuelo es definida como la fracción de volumen del subsuelo donde un intervalo estratigráfico definido está disponible para el secuestro del CO₂. Es función de la geometría de las rocas y de la inyección, y no se basa en el periodo de tiempo el cual va a estar

dentro del intervalo estratigráfico, en el que fue ubicado, sino en el máximo volumen que se pueda inyectar con seguridad.

Los factores que se consideran a continuación son bajo una eficiencia en el secuestro de CO₂. Para ello se ha considerado C como el producto de cuatro factores:

$$C = C_i C_g C_h \phi$$

Donde:

C_i: es la capacidad intrínseca, la cual es controlada por el flujo multifásico y el fenómeno del transporte.

C_g: es el factor geométrico de capacidad, el cual es controlado por la geometría de la formación y de la inyección.

C_h: es el factor de capacidad heterogénea, que es controlado por la variabilidad geológica.

φ: es la porosidad.

La simulación de yacimientos puede proveer valores estimados para el factor de capacidad C, pero generalmente no es posible identificar de forma individualizada los varios factores dados en la ecuación anterior.

El principal objetivo de la etapa en la que se encuentran los escenarios de inyección será simular el rendimiento que tendría la inyección de CO₂ como agente para la recuperación mejorada de petróleo (conviene recordar que el porcentaje de recuperación normal de petróleo en este campo es del 20%), acompañado de un almacenamiento de dicho agente (CO₂). Para esto se realizaron dos escenarios de inyección.

Para poder realizar el estudio de los escenarios de inyección, se llevó a cabo el siguiente planteamiento referente a las características del subsuelo:

- Diseño del modelo del yacimiento.
- Caracterización de las propiedades de la roca almacén y de los fluidos.
- Atribución de propiedades PVT (presión, volumen y temperatura).
- Diseño y control de los parámetros de producción.
-

Para poder validar los escenarios se procedió a iniciar la simulación desde el año 1995 y se consideró que, dentro del período de estudio y simulación, en el año 2006 se activaban los pozos inyectores de CO₂. También se consideró en el modelo de simulación que los pozos productores de petróleo que se estimaron necesarios, estuvieron activos desde el año de inicio de la simulación, 1995.

No obstante, los pozos que continúan siendo productivos en el campo se incluyeron en el modelo para así analizar de forma correcta los resultados en cuanto al aumento de presión y producción. Dichos pozos productores de crudo están distribuidos de tal forma que puedan conseguir la máxima producción, siempre y cuando existan arenas que estén comunicadas en el subsuelo. En esta fase se hicieron todas las consideraciones antes expuestas concernientes a la miscibilidad del CO₂ con el petróleo.

Los ensayos realizados en la modelización con los escenarios de inyección demostraron que, a partir de que se empieza la inyección de CO₂ dentro del campo, se produce un aumento de la producción tanto de gas como de petróleo en el conjunto del campo (ver figura 10). Esto es un resultado interesante ya que muestra la conectividad que existe entre pozos, cualidad importante a la hora de emplear este conjunto arenoso como almacén subterráneo.

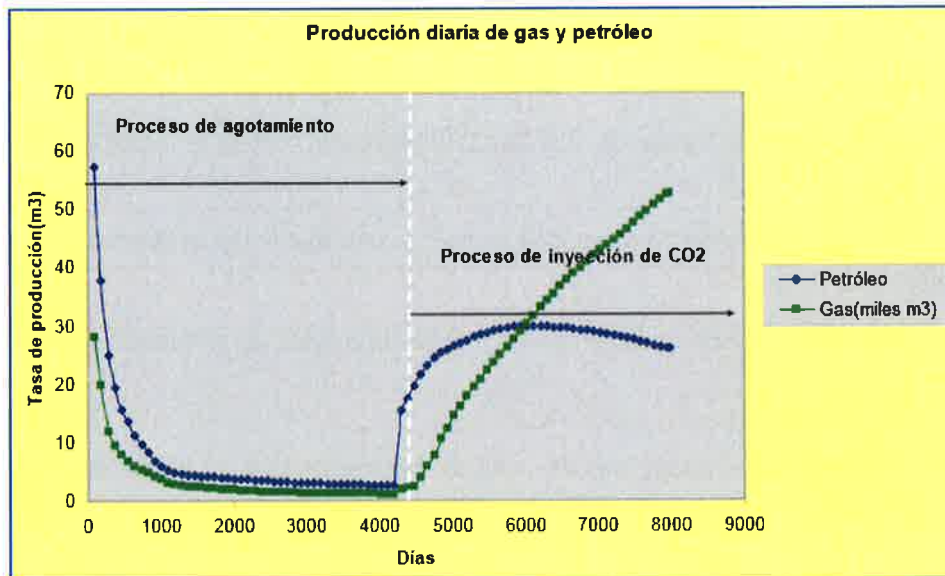


Figura 10: Producción diaria de gas y petróleo.

Otro resultado importante que se ha obtenido en esta simulación es que, con la inyección de CO₂ se observó un aumento en la producción diaria de petróleo, aunque no muy considerable probablemente debido a la poca extensión lateral de las arenas productoras (ver figura 11).

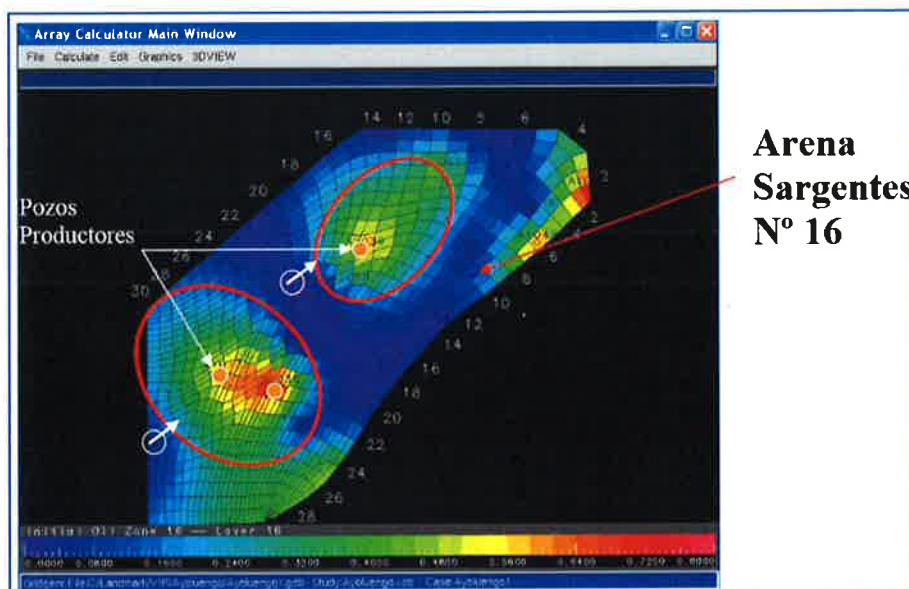


Figura 11: Modelización tridimensional de un cuerpo de arenas, que muestra la presencia de arenas lenticulares.

Con este estudio de simulación se han establecido las bases del estudio de inyección de flujo de CO₂ en el Campo Petrolífero de Ayoluengo, obteniendo las siguientes conclusiones:

- La capacidad del campo petrolífero “Ayoluengo” como posible almacén subterráneo de CO₂, se refleja en los dos escenarios de inyección propuestos. En el primero de ellos, se alcanza una capacidad de almacenamiento de 15 Hm³ al considerar un grupo seleccionado de pozos. En dicho estudio, y a partir del mismo conjunto de pozos, se alcanzaba una capacidad de almacenamiento de metano de aproximadamente 5 Hm³, que se corresponderían con los 15 Hm³ de CO₂ si se tiene en cuenta la diferencia de densidades de estos dos gases.
- En el segundo escenario propuesto se combina la inyección de CO₂ con la producción activa de petróleo, lo que conlleva que el porcentaje de CO₂ retenido sea del 52 %. Evidentemente, se produjo un aumento en la producción de petróleo, lo cual genera en el yacimiento un volumen que puede ser ocupado por el solvente (CO₂), con lo cual la capacidad de almacenamiento de CO₂ aumentó en el modelo en un 600 % con respecto al primer escenario propuesto.
- Las unidades arenosas más favorables para una posible inyección de CO₂ en ambos escenarios resultaron ser las arenas nº 16, 17, 18 y 24 de la unidad B del campo Ayoluengo.
- La inyección del solvente (CO₂) incrementó la presión del yacimiento en casi 350kPa. Esta ganancia de energía, junto con la miscibilidad del CO₂ y el petróleo, contribuyeron al aumento de la producción de petróleo.

Con este estudio de simulación, por tanto, no sólo se constata que un campo de petróleo (como el de Ayoluengo) puede ser empleado como almacén de CO₂, sino que se confirma que el propio Campo de Ayoluengo presenta un escenario viable en ese sentido. Y no sólo es viable y, por tanto, bueno este resultado sino que, además, se confirma con esta modelización que no es necesario esperar a que este campo se agote para dedicarlo a esa posible actividad puesto que se confirma con la modelización que la propia inyección durante la producción mejoraría las tasas de extracción de crudo.

2. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DE CASTILLA Y LEÓN

MAPA GEOLÓGICO DE SUPERFICIE DE CYL Y DE LAS POTENCIALES FORMACIONES A EXPLORAR Y EXPLOTAR.

El conjunto de las ocho provincias de la región castellano-leonesa abarca la mayor parte de la Cuenca terciaria del Duero, la cual pertenece, en superficie, fundamentalmente al Mioceno (ver figura 12). En sus bordes afloran sedimentos más antiguos, del Paleógeno, y en la periferia, las cadenas montañosas, formadas por materiales mesozoicos, paleozoicos, o incluso más antiguos, y por las rocas ígneas y metamórficas que constituyen el zócalo de la Meseta.

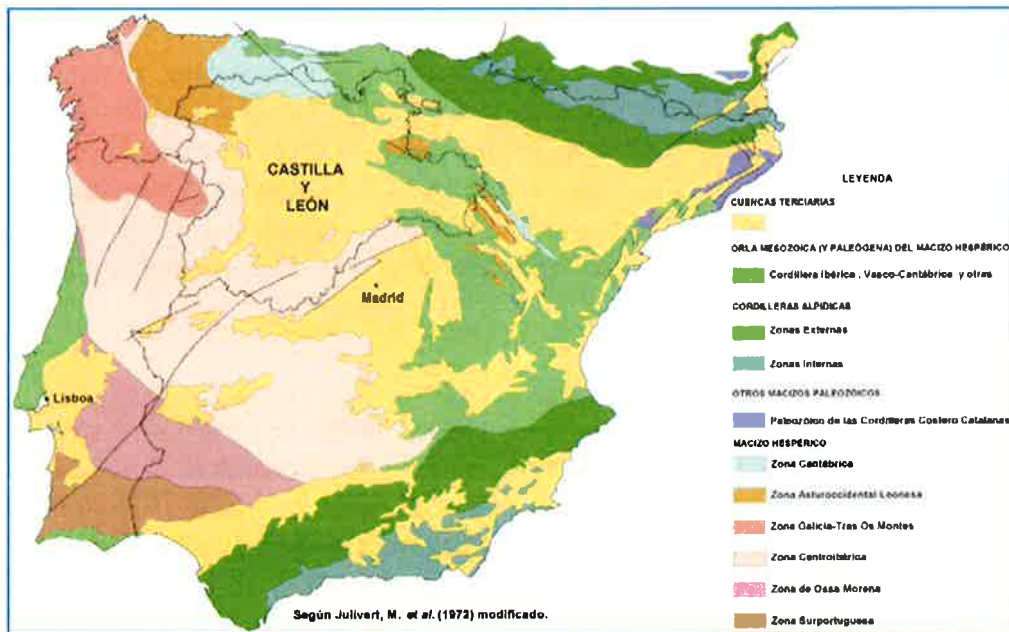


Figura 12: Esquema geológico de Castilla y León en el entorno general de la Península Ibérica.

A continuación se describen las distintas formaciones geológicas y se resumen sus caracteres geológicos, petrográficos y tectónicos de acuerdo con un orden estratigráfico (ver figura 13).

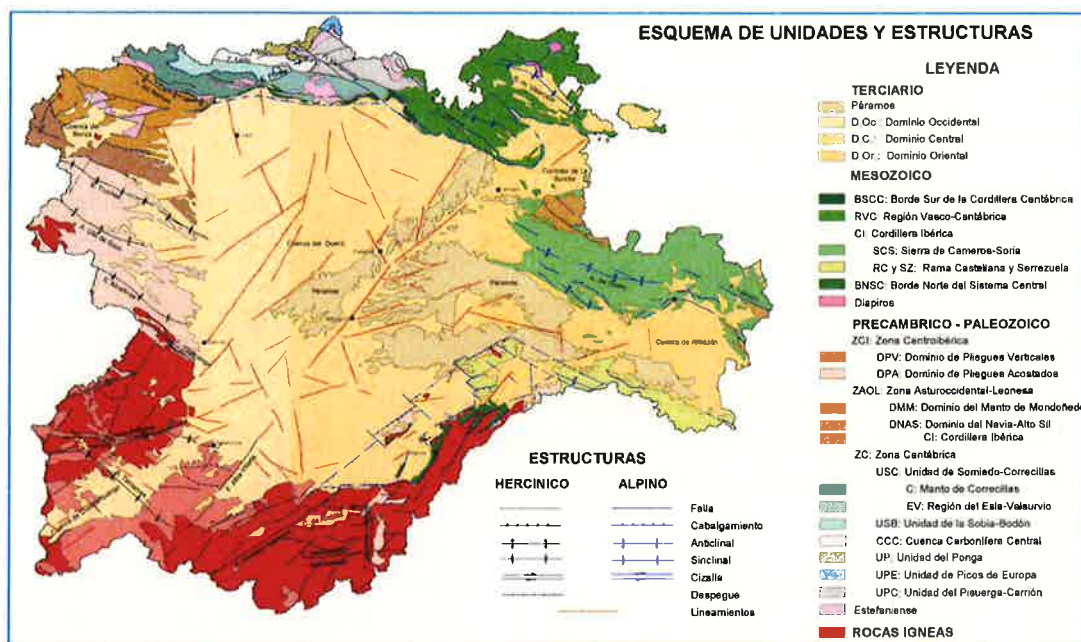


Figura 13: Esquema geológico de Castilla y León.

Rocas ígneas

Las rocas plutónicas se agrupan en dos grandes conjuntos geográficos: uno de ellos se sitúa al Oeste, en la zona occidental de las provincias de Zamora y Salamanca, y el otro, al Sur, en el Sistema Central, que abarca parte de las provincias de Segovia, Ávila y Salamanca.

Las rocas de la primera zona, la occidental, son granitoides que comprenden dos series fundamentales: alcalina y calcoalcalina. Cronológicamente, la serie alcalina es intermedia entre dos series calcoalcalinas.

- La serie alcalina está formada por leucogranitos sintectónicos de dos micas, los cuales dan lugar a varios macizos. El mayor es el Sayago-Ledesma-Vitigudino, al que siguen en importancia los granitos de Calabor (Zamora), y los de Morille y Fuentes de Oñoro, en Salamanca.
- El tamaño de grano de estas rocas, que pueden estar más o menos deformadas y orientadas, varía de medio a grueso. Los porcentajes de moscovita y biotita también son variables, aunque, por lo general, se trata de granitos de dos micas. En el de Sayago (Zamora) se reconocen tres facies: porfídica, de grano grueso y con megacrístales de microclina; de grano medio a fino, con paso gradual a la anterior; y de grano fino.
- Todos los granitos de la serie alcalina son posteriores a la fase I de deformación y al máximo del metamorfismo regional, y algo anteriores, contemporáneos o posteriores, a la fase III hercínica. En general, están relacionados con el desarrollo de migmatitas.
- Las granodioritas son las rocas dominantes en la serie calcoalcalina. Unas, las granodioritas precoces, son anteriores a los leucogranitos de la serie alcalina. Suelen presentarse en macizos alargados, con fuerte deformación, y con megacrístales. Las granodioritas tardías forman, por el contrario, macizos circunscritos, de bordes netos, y que aparecen rodeados por una aureola de metamorfismo de contacto. Además, localmente, es posible encontrar pequeños afloramientos de sienitas, cuarzo dioritas, tonalitas y dioritas.

Por lo que se refiere a los granitoides del Macizo Central, las formaciones plutónicas corresponden a granitos adamellíticos de dos micas, normalmente biotíticos, de grano medio a grueso, algunas veces porfídicos y con feldespatos de hasta 7 cm., que se muestran a veces orientados y con tránsito gradual a los gneises biotíticos.

Mineralógicamente, su composición oscila entre la de las granodioritas y cuarzomonzonitas. Puede haber grandes cristales de plagioclasas sódicas. Los feldespatos son generalmente xenomorfos y con textura perítica.

Rocas metamórficas

Bajo esta denominación se agrupan los esquistos cristalinos, tanto cámbricos como precámbricos, de diversa naturaleza situados dentro o en la periferia de los macizos graníticos. En su mayor parte se han originado a partir de rocas sedimentarias, algunas de las cuales se han podido identificar como cámbricas.

Las rocas metamórficas más frecuentes en el zócalo hercínico son las micacitas y los gneises moscovíticos y biotíticos, los cuales están atravesados por abundantes diques de cuarzo, aplitas y pegmatitas, así como las rocas de la formación «Ollo de Sapo» de la región de la Sanabria, en Zamora, y las que constituyen el complejo esquistograuwaquico en esta última provincia y en la de Salamanca.

El «Ollo de Sapo» presenta tres facies diferentes. La inferior, que corresponde a unos porfiroides con megacristales, tiene una textura esquistosa y gneisica. Los fenocristales son de feldespato, y junto a ellos aparecen unos cristales de cuarzo azulado y con golfos de corrosión que indican un posible origen volcánico. Encima aparecen unas facies de grano fino, separadas generalmente por un contacto neto, que tienen una composición similar a la anterior. Se trata de metagrauwacas feldespáticas de grano fino con intercalaciones de esquistos, cuarcitas, arcosas y volcanitas ácidas. Hacia el Este aparece una facies mixta, formada también por una alternancia de metagrauwacas feldespáticas de grano fino, y una facies porfiroide con megacristales.

El complejo esquistograuwaquico es de edad ante-ordovicica y, según el criterio más generalizado, de edad precámbrico-cámbrico en su conjunto. Se diferencian en él un Precámbrico Superior constituido por cuarcitas, esquistos, gneises y anfibolitas, en las que a veces van intercalados microconglomerados cuarzo-feldespáticos que equivalen, según algunos autores, al «Ollo de Sapo» y una serie monótona de filitas cuarcíferas, grauwas y micacitas sobre la que se dispone en discordancia el Ordovícico Inferior. Dentro de este complejo se observa frecuentemente la presencia de rocas calcosilicatadas y skarnoides entre los esquistos.

Paleozoico

El Paleozoico rodea casi en su totalidad a los materiales terciarios que constituyen el núcleo de la Submeseta Norte. Pueden distinguirse en él dos ámbitos de sedimentación separados entre sí por un eje que atraviesa la región por su parte central en dirección E-W.

En la mitad meridional, el Paleozoico está representado por materiales cuya edad se extiende desde el Cámbrico o Precámbrico hasta el Silúrico, siendo éste el menos frecuente.

En la mitad N, en la Sierra de la Demanda y en la Cordillera Cantábrica, junto al Paleozoico Inferior y discordante sobre él, aflora el Carbonífero. La presencia del Devónico es muy dudosa en toda la región.

Las características geológicas de todas estas formaciones se resumen en los apartados siguientes.

Cámbrico

En el Sistema Central, los terrenos referidos al Cámbrico constituyen el Complejo esquistó-grauwáquico, el cual ha sido desglosado recientemente en Serie de Morillo y Serie de Aldeatejada. La primera está formada por cuarcitas, anfíbolitas, gneises, esquistos y rocas carbonatadas en su tramo inferior; conglomerados o porfíroides, en su tramo medio; y pelitas y cuarcitas, en el superior. La segunda está formada esencialmente por esquistos cloríticos.

En las provincias de Ávila y Segovia, el Cámbrico está más metamorfozado e incluye, además de pizarras arcillosas, micacitas y calizas muy silicificadas.

Por lo que respecta a la Sierra de la Demanda, en Burgos, el Cámbrico está representado por areniscas conglomeráticas, esquistos calcáreos, dolomías y areniscas masivas, y por una alternancia de esquistos y areniscas con potencias superiores a los 2.200 m. Finalmente, al Este de la provincia de Soria, aparecen sucesivamente cuarcitas, pizarras, dolomías y grauwas, en el tramo inferior; a continuación, margas, calizas y dolomías y, por último, cuarcitas y pizarras coronando la serie.

Ordovícico

En el Ordovícico de la región castellano-leonesa se pueden distinguir tres tramos cuyas características son las siguientes.

El tramo inferior está representado, en Sanabria y la Sierra de la Culebra, dentro de la provincia de Zamora, por esquistos, filitas, y cuarcitas blancas, con intercalaciones de microconglomerados, estando apoyada la serie sobre el «Ollo de Sapo». En las Sierras de Tamames y de la Peña de Francia, en Salamanca, el Ordovícico inferior está formado por un conjunto de pizarras silíceas que muestran una mayor abundancia de niveles cuarcíticos hacia el techo.

El Arenigiense, que constituye el tramo intermedio, es el piso más característico del Ordovícico, y está representado por las corridas de cuarcitas armoricanas que llegan a tener más de 300 m. de espesor. A esto hay que añadir otros bancos de análoga potencia en los que capas más delgadas de cuarcita se intercalan con esquistos silíceos que dan lugar a una facies típica de flysch. Por su resistencia a la erosión, forman estas cuarcitas, en las que no son raras las pistas de cruzianas, grandes resaltes acastillados que son muy típicos en el paisaje del Oeste de la Meseta.

El Ordovícico más alto está representado por esquistos silíceos del Llanvirniense y por las pizarras oscuras del Llandeilo, muy características de las provincias de Zamora, Salamanca, Avila y Segovia.

En la Sierra de la Demanda, el Ordovícico es poco abundante, y está asociado a formaciones detríticas que contienen niveles conglomeráticos y cuarcíticos en la base, y areniscas, con débiles intercalaciones pizarrosas, en el resto de la formación.

Silúrico y Devónico

No son frecuentes las formaciones de esta edad en el Paleozoico de la región castellano-leonesa. Los escasos afloramientos se sitúan discordantes sobre el Ordovícico de la región de Sanabria y Sierra de la Culebra (Zamora), y posiblemente también en la zona de Tamames (Salamanca). Consisten estos materiales en una compleja serie formadas por pizarras, lilitas, grauwas, cuarcitas feldespáticas, vulcanitas y calizas. En general, se trata de rocas silíceas, si bien en algunos puntos presentan faunas devónicas, por lo que es muy difícil a veces la separación por edades.

En la zona oriental del Sistema Central el Silurico está representado por pizarras negras, con bancos cuarcíticos en la base.

Carbonífero

El Carbonífero aflora tanto en la Sierra de la Demanda, como en el Sistema Central y en la Cordillera Cantábrica. En la Sierra de la Demanda está representado por pequeñas manchas discontinuas, generalmente falladas y muy tectonizadas, que aparecen en contacto directo con el basamento. La serie empieza con conglomerados masivos en la base, y sigue con gravas y una alternancia de areniscas y esquistos micáceos con niveles conglomeráticos y lechos de carbón. En el Sistema Central, en la zona correspondiente a Burgos y Segovia, afloran pequeños retazos del Carbonífero formados por una alternancia de areniscas, pizarras y conglomerados que contienen algunas capas centimétricas de carbón. En Palencia, el Carbonífero está afectado por el rasgo tectónico más sobresaliente de todo el Paleozoico peninsular, el arco que describen sus materiales, y que se conoce con el nombre de Rodilla Asturiana. Se caracteriza esta estructura por una serie de mantos, deformados por plegamientos posteriores, en la que las unidades cabalgantes, afectadas por pliegues entrecruzados, se han emplazado gracias a un despegue de la base del Cámbrico. Desde el punto de vista litológico y paleogeográfico, estas unidades se sitúan directamente sobre el Cámbrico y están formadas por pizarras, areniscas, cuarcitas y calizas.

A este período, concretamente al Wesfaliense, pertenecen las pizarras negras que han actuado como roca madre de hidrocarburos y que constituyen uno de los objetivos de los proyectos de gas no convencional.

Mesozoico

Prácticamente la totalidad de las formaciones mesozoicas de la región castellano-leonesa se sitúa en la mitad oriental de la Cuenca del Duero, donde ocupan el borde meridional de la Cordillera Cantábrica, el occidental de la Sierra de la Demanda, una gran extensión en la provincia de Soria, y los relieves de la Cordillera Ibérica, así como algunos pequeños retazos, generalmente relacionados con cubetas tectónicas, en los bordes del Sistema Central.

Triásico

Todo el Triásico castellano tiene facies germánica, es decir, formado por las facies (de más antigua a más moderna) Buntsandstein, Muschelkalk y Keuper. Las dos facies más antiguas, el Buntsandstein y el Muschelkalk, no afloran en el extremo NE. En el resto de la región, el primero está constituido por areniscas abigarradas de colores rojizos, con niveles conglomeráticos en la base, y por arcillas apizarradas con fuertes cambios laterales.

El Muschelkalk muestra también grandes variaciones, y se divide en dos partes: la inferior, constituida por bancos de caliza compacta de más de 15 m. de espesor, y la superior, formada por una alternancia de margas, calizas y dolomías.

Por lo que se refiere al Keuper, está representado por margas y arcillas abigarradas con yesos y areniscas.

Jurásico

El Jurásico de la Cuenca del Duero presenta una gran variedad, si bien se pueden definir en él dos grandes unidades: el Jurásico marino y el continental (representado por las facies Weald). Por lo que se refiere a la composición litológica, dada la enorme complejidad que presenta el Jurásico, se puede

resumir diciendo que el Lías está formado por un conjunto de calizas, margas y carniolas. El Dogger y el Malm Inferior están representados por un conjunto calizo-margoso que da lugar a una gran cantidad de pequeños afloramientos, si bien, en la Cordillera Ibérica, la litología se complica con la presencia de calizas areniscosas y dolomíticas, y de margas, existiendo toda clase de términos intermedios entre ellas.

El tránsito del Jurásico al Cretácico se realiza mediante la facies Weald, que está ampliamente representada en el borde occidental de las Sierras de la Demanda, Cameros, Cebollera y Rodadero, y en el borde meridional de la Cordillera Cantábrica. En la Sierra de la Demanda, el Jurásico da lugar a potentes series de sedimentos continentales, de ambiente deltaico, consistentes en conglomerados, cuarzoarenitas, limos, calizas y margas.

En el borde Norte de la región, en la Cordillera Cantábrica, la facies Weald corresponde a depósitos del Cretácico Inferior constituidos por arenas, arcillas y margas arenosas, con predominio de las arcillas grises y rojas con ostrácodos. Esta facies Weald no tiene representación en el borde Sur; es decir, en la Cordillera Central.

A este período Jurásico, concretamente al Lías, pertenecen las margas negras que han actuado como roca madre de hidrocarburos y que constituyen uno de los objetivos de los proyectos de gas no convencional.

Cretácico

El Cretácico está ampliamente representado en las tres áreas de la región castellano-leonesa que tienen materiales mesozoicos. En el borde occidental de la Sierra de la Demanda, el Cretácico Inferior, perteneciente a la Fm Arenas de Utrillas, del Albiense, está constituido por una formación detrítica de areniscas, arenas y cantos silíceos con arcillas, que son de color blanco en la parte superior y rojo en la inferior.

En las zonas Norte y Sur, es decir, en las Cordilleras Cantábrica y Central, el Cretácico Inferior presenta también las características típicas de la facies de Utrillas, estando compuesto por areniscas blanco-amarillentas, no cementadas, micáceas, y con lechos de arcilla. En el borde meridional de la Cordillera Cantábrica hay una serie de afloramientos que forman un conjunto heterogéneo de sedimentos margocalizos, con niveles o secuencias arenosas, en el que no se ha podido diferenciar la facies Weald.

El Cretácico Superior presenta afloramientos en las tres áreas, aunque está mejor representado en el borde meridional de la Cordillera Cantábrica. Aparece siempre en perfecta concordancia con el Albiense. La sucesión comienza por una serie detrítica formada por pudingas, margas rojas, y arenas blancas o rojizas; sigue una serie calco-margosa, del Cenomaniense, y areniscas y calizas del Turoniense.

Cenozoico

El Terciario constituye el núcleo principal de la Cuenca del Duero, ocupando más del 70% de la superficie de la región castellano-Leonesa (ver figura 13). De este gran conjunto, los sedimentos del Terciario Inferior o Paleógeno son los menos abundantes, ya que están limitados sus afloramientos a las zonas periféricas.

Paleógeno

El Terciario Inferior cubre grandes extensiones en las provincias de Zamora y Salamanca, y otras mucho más reducidas en las provincias de Avila, Segovia, Soria, Burgos y Palencia.

En el borde SW se distinguen cuatro tramos que, de base a techo, son los siguientes:

- El primero o formación basal, denominado por algunos autores como Pre-Luteciense, está compuesto por conglomerados y/o arenas en la base; areniscas de grano grueso y gravas, en los niveles intermedios; y areniscas con cantos, en el techo, nivel que origina un fuerte resalte morfológico. El conjunto es de edad Paleoceno-Eoceno Inferior. Cuando esta formación basal se encuentra sobre los granitos varía fundamentalmente, ya que la base es un *lehm* de tonos blancos sobre el que se asientan areniscas de cemento silíceo.
- El segundo tramo está datado como Luteciense Inferior-Medio, y está formado por limolitas, margas y calizas.
- El tercer tramo, del Luteciense Superior-Oligoceno, está formado por una sucesión de ritmos detríticos separados por superficies erosivas. Los ritmos consisten en areniscas con estratificación cruzada en la base, que pasan a limos y lutitas, al techo, coronado, ocasionalmente, por costras calcáreas.
- El cuarto tramo del Paleógeno superior es una serie fluvial cubierta en concordancia por una formación carbonatada de calizas arenosas con intercalaciones margosas. La serie fluvial está constituida por una brecha de cemento calizo que contiene cantos de arenisca de la formación anterior, en la base, y conglomerados poligénicos con cemento calizo, en el techo.

En los bordes Sur y SE, es decir, en la provincia de Avila, existen pequeños afloramientos del Paleógeno pinzados en el zócalo paleozoico. Estos afloramientos se habían considerado hasta ahora como neógenos, pero están relacionados con el Pre-Luteciense salmantino. Se trata de conglomerados poligénicos que contienen lentejones pelíticos extraordinariamente silicificados y de los cuales, el mayor, se encuentra al N de San Muñoz (Ávila).

Por otra parte, los últimos descubrimientos paleontológicos han puesto de manifiesto que buena parte del Neógeno indiferenciado de la provincia de Ávila pertenece en realidad al Oligoceno. Sin embargo, resulta difícil separar estos materiales de los miocenos, ya que en conjunto forman una potente masa de sedimentos detríticos fluviales, alternante con lechos pelíticos, que llega probablemente hasta el Pontense. Este mismo fenómeno de identidad de facies se produce también en los bordes Norte, en la provincia de Palencia, y SE, en la provincia de Segovia, donde es muy posible que los sedimentos detríticos gruesos del borde de la cuenca sean más antiguos de lo que hasta ahora se había supuesto.

En las provincias de Palencia y Burgos, una alternancia de arcillas y areniscas, con niveles de conglomerados calcáreos muy cementados, ha sido datada como Paleógeno teniendo en cuenta sus relaciones tectónicas con el Mioceno suprayacente y su discordancia con el Cretácico Superior. En el borde NE de la Cuenca del Duero no existen apenas diferencias entre los materiales paleógenos y los inmediatamente cercanos, y de la misma edad, pertenecientes a la Cuenca del Ebro. Todos ellos se sitúan sobre el Cretácico, y consisten en margas, margas arenosas, y calizas margo-arenosas, además de conglomerados con cantos de calizas cretácicas y algunos de cuarcitas o cuarzo.

Neógeno

Desde muy antiguo, se ha venido considerando que las dos submesetas castellanas representan los restos de una gran cuenca lacustre desecada cuyas regiones centrales están actualmente ocupadas por las calizas de los páramos, las cuales coronan las cuestas y estas, a su vez, los campos. Esta nomenclatura, de claro origen fisiográfico, responde a la realidad estratigráfica sólo en cierto modo y en determinadas regiones.

Por debajo de las calizas de los páramos, de edad Pontiense, existe un conjunto de facies a las que se denominó Sarmatiense y que posteriormente se incluyeron en el Pontiense. Dichas facies pueden ser margosas, margo-arcillosas o detríticas. En conjunto, se les puede llamar facies "Cuestas", puesto que aparecen en el desnivel topográfico existente entre los páramos y las campiñas, y su definición es válida para el centro de la Cuenca, es decir, para la provincia de Valladolid y sus zonas limítrofes.

Por último, también debajo del Pontiense, se sitúan las facies del Vindoboniense, al que quizás se deba denominar mejor como Mioceno Medio. Se trata de sedimentos detríticos groseros que ocupan una gran parte de las provincias de Salamanca, Zamora, Avila y Valladolid.

Plío-Cuaternario

Por toda la Cuenca del Duero, y en especial por su mitad septentrional, se extiende un gran canturreal poligénico, de matriz arcillosa, que puede llegar a alcanzar importantes espesores. Su edad es imprecisa, y para referirse a él se utiliza el término Plío-Cuaternario. Fisiográficamente se trata de rañas formadas a partir de la erosión del relieve periférico tras las últimas convulsiones alpinas.

Cuaternario

En Valladolid y Palencia se han definido cuatro niveles de terrazas cuaternarias, si bien recientemente se han llegado a reconocer hasta trece niveles distintos, pero sin que se sepa por ahora cuál es su verdadera posición cronológica. Esta diversidad de terrazas se traduce en una cierta variedad litológica, si bien todas tienen en común su naturaleza conglomerática, con modificaciones en cuanto a la composición de los cantos, la matriz y el cemento.

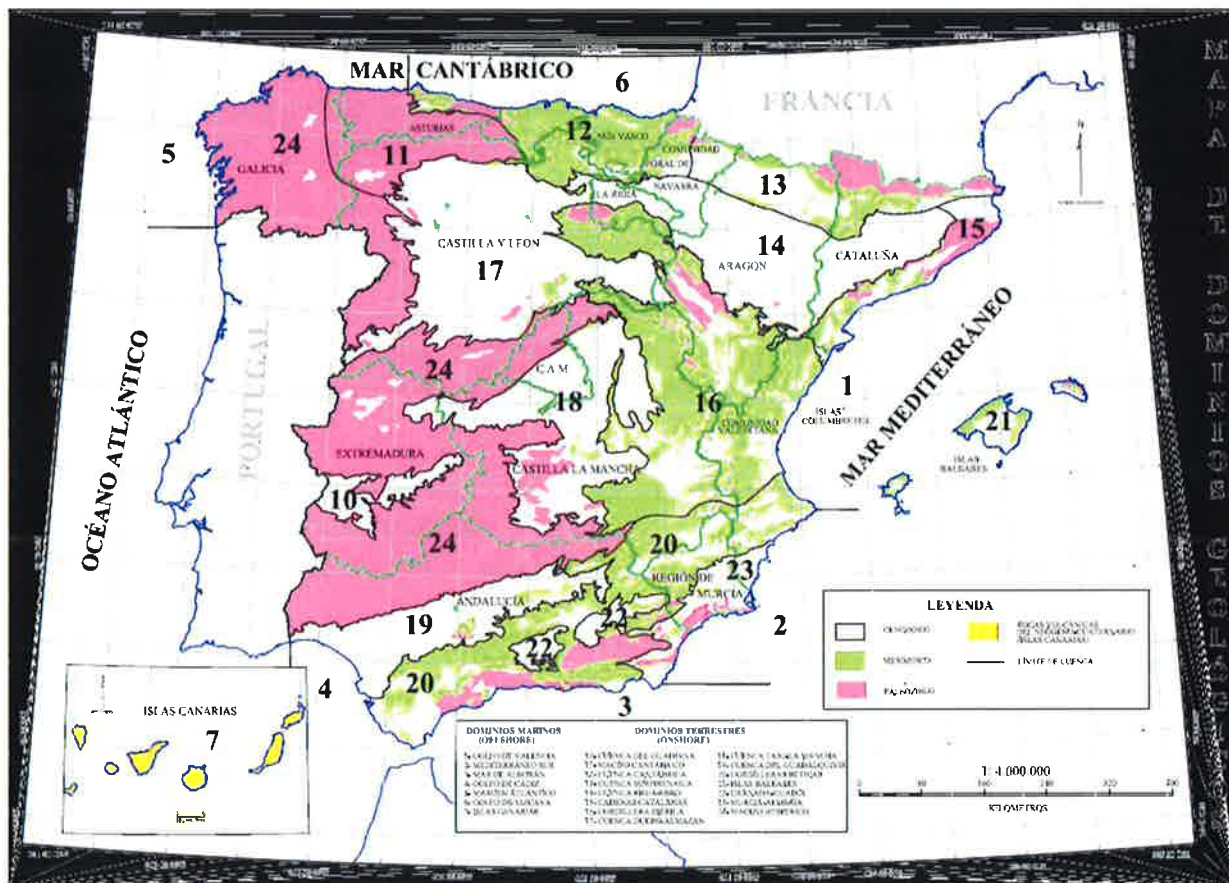
Igualmente importante son los sedimentos arenosos que, por la vegetación que soportan, caracterizan a grandes zonas de las provincias de Segovia y Valladolid, las llamadas tierras de pinares. Se trata de materiales cuaternarios, de origen fluvial, retocados posteriormente por una dinámica eólica reciente.

Finalmente, hay que mencionar los aluviones y coluviones que, en mayor o menor grado, jalonan los actuales cursos de agua.

Mapa nacional de potenciales formaciones a explorar y explotar

Para la evaluación del potencial de hidrocarburos, el territorio Español ha sido dividido en dominios, según criterios geológicos y geográficos, individualizando, por sus implicaciones exploratorias, Onshore (área de tierra) y Offshore (área de mar).

En estos dominios han sido establecidos conceptos exploratorios, para la evaluación Recursos Convencionales (onshore-offshore) como No Convencionales (onshore). Tomado del informe "Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España", elaborado por Gessal en 2013.



Mapa de distribución de los dominios geológicos de España (tomado del estudio Gessal - ACIEP).

El principal dominio de interés es el 12: Cuenca Vasco-Cantábrica

Ocupa una superficie aproximada de 22.000 km². En él han sido perforados 202 sondeos de exploración (9 sondeos/1.000 km²). Se trata del dominio con más afección en Castilla y León.

Contienen los descubrimientos comerciales: el de gas de Castillo en 1960 (33 MNm³), operado por Ciepsa y el de petróleo y gas de Ayoluengo en 1964 (16,5 Mbbi y más de 430 MNm³ de gas). Hontomín y Tozo tuvieron producciones muy limitadas.

El sondeo Armentia-1, (1997) tuvo una producción de gas superior a los 15 MNm³.

Esta cuenca cuenta con un alto potencial para "Shale Gas". En la actualidad constituye el dominio con mayor interés para las compañías de hidrocarburos.

El resto de dominios que afectan a Castilla y León no tienen interés y/o no se han producido hallazgos.

DESCRIPCIÓN DE LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS POTENCIALES DE CONTENER GAS NO CONVENCIONAL

RECOPIACIÓN DE MAPAS DE AFLORAMIENTOS DE FORMACIONES POTENCIALES

De todos los materiales anteriormente descritos, son dos períodos, el Carbonífero y el Jurásico, del Paleozoico y Mesozoico respectivamente, los que presentan una gran importancia desde el punto de vista de interés energético por su posible potencialidad como rocas generadoras de hidrocarburos al ser ambas las rocas madre principales existentes en el entorno de Castilla y León.

Carbonífero

Por lo que respecta al penúltimo período del Paleozoico, el Carbonífero, concretamente al Wesfaliense, pertenecen las pizarras negras que han actuado como roca madre de hidrocarburos y que constituyen uno de los objetivos de los proyectos de gas no convencional.

Al contrario que sucede con los afloramientos de Jurásico, que sólo muestran características claras en zonas periféricas o externas a Castilla y León, en el caso de los materiales del Carbonífero, se ha constatado la existencia de numerosos afloramientos de pizarras negras, a veces más homogéneas y potentes y a veces con más intercalaciones areniscosas y menos potentes, correspondientes a diversas formaciones geológicas y, consecuentemente, correspondientes a diferentes etapas dentro del período Carbonífero.

Dentro de todos estos afloramientos destacan seis conjuntos:

- Las pizarras negras que corresponden a la Formación Suevo, cuya potencia se reduce a unos 10-15 m de espesor.
- Las pizarras de la Fm Formigoso, encajadas entre las areniscas infrayacentes correspondientes a la Fm San Pedro y las cuarcitas superiores de Luna, que se presentan con mucho más espesor.
- Las pizarras negras con escasas intercalaciones de areniscas de la Fm Hueras, con potencias estimadas entre los 250 y los 400 m.
- El Miembro Pinos, de la Fm San Emiliano, formado fundamentalmente por lutitas negras con algunos escasos niveles de areniscas y que se caracteriza por una potencia muy variable, entre 100 y algo más de 1.200 m.
- Interdigitado con este miembro está el Miembro La Majúa, de la misma FM San Emiliano, que está formado por niveles carbonatados alternantes con varios tramos de pizarras negras de 200 m de potencia hasta formar un conjunto estratigráfico que llega a alcanzar cerca de 2.000 m de potencia.
- La Fm Valporquero constituye un conjunto de unos 180 m de pizarras con algunas intercalaciones carbonatadas, más frecuentes hacia las partes más bajas y más altas de la Formación. A pesar de su claro color, la perforación de estas pizarras en túneles ha dado lugar a liberación de metano.
- La Fm Nocedo, caracterizada por una potencia de 220-250 m, tienen lutitas negras en todo el conjunto aunque son algo variables en la mitad inferior, donde aparecen con nódulos fosfatados y paquetes lenticulares de conglomerados, y en la mitad superior, caracterizada por una alternancia de lutitas y areniscas, éstas más abundantes hacia techo.

Estos materiales, que al corresponder al Carbonífero, se situarían cerca del techo del Paleozoico, pueden estimarse a unas profundidades importantes dentro de la Cuenca del Duero. Importantes y, al mismo tiempo, variables según el sector de la Cuenca (ver figura 14). En esta figura, se observa un hundimiento del techo del Paleozoico, lo que se traduciría en una profundización de los materiales del Carbonífero, desde el Oeste hacia el Este. En las provincias de León, Zamora y Valladolid o bien no se encuentran o bien se encuentran aflorantes y van progresivamente hundiéndose hacia el Este, dando unos máximos de profundidad en la zona sur de la provincia de Burgos y, sobre todo, en la parte norte de esta misma provincia).

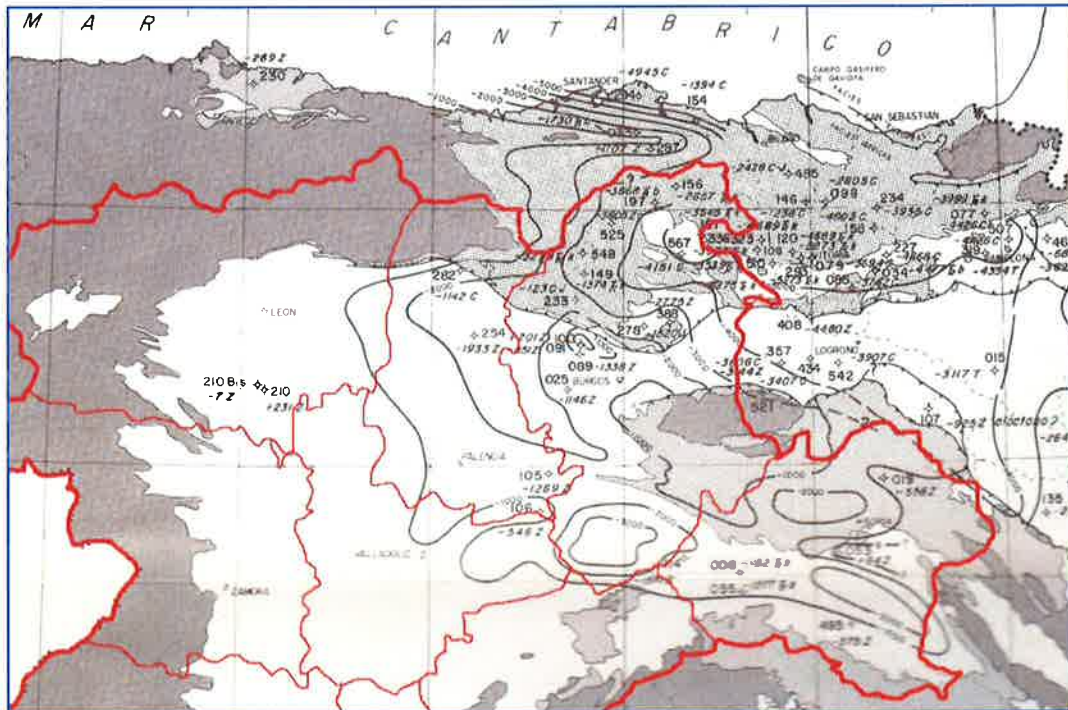


Figura 14. Mapa de isobatas (líneas de igual cota bajo el nivel del mar) del techo del Paleozoico.

Jurásico

En la parte media del Mesozoico, en el período Jurásico, concretamente el Lías medio, pertenecen las margas negras que han actuado como roca madre de hidrocarburos y que constituyen uno de los objetivos, quizás el principal, de los proyectos de gas no convencional. Estos materiales margosos negros, con intercalaciones más o menos frecuentes de capas centimétricas y decimétricas de calizas, son los que constituyen la denominada Formación Camino, la unidad estratigráfica que caracteriza estos materiales y que debe su nombre a los afloramientos de la localidad de este mismo nombre próxima a Reinosa.

El Mapa 1, (figura 15), representa la distribución, en la Península Ibérica, de los materiales del Jurásico marino, es decir, del conjunto de materiales entre los que se engloban los depósitos margosos negros del Lías medio. La presencia de estos materiales, reflejados en color azul, forma un arco Norte Sur que se encuentra delimitado, al Oeste, por una banda erosiva que impide su presencia en gran parte del territorio de Castilla y León, reduciendo su presencia a la provincia de Burgos.



Figura 15. Mapa de distribución de los materiales del Jurásico marino (en color azul) en el sector NW de la Península Ibérica.

Dentro de los materiales que forman la serie del Jurásico, los materiales del Jurásico marino están formados por depósitos tanto de calizas como de margas y unidades intermedias que se agrupan en un conjunto de espesor muy variable dentro de esta banda de dirección casi N-S de la figura 15. Estos espesores variables muestran una evolución desde máximos hasta mínimos dentro de dicha zona bandeada con una marcada direccionalidad NW-SE (ver figura 16). Estos espesores marcan el conjunto de depósitos jurásicos de origen marino dentro de los cuales se encuentran las margas negras, cuyos espesores, dentro del territorio de Castilla y León, no va a ser fácil que alcancen los 100 m de potencia.

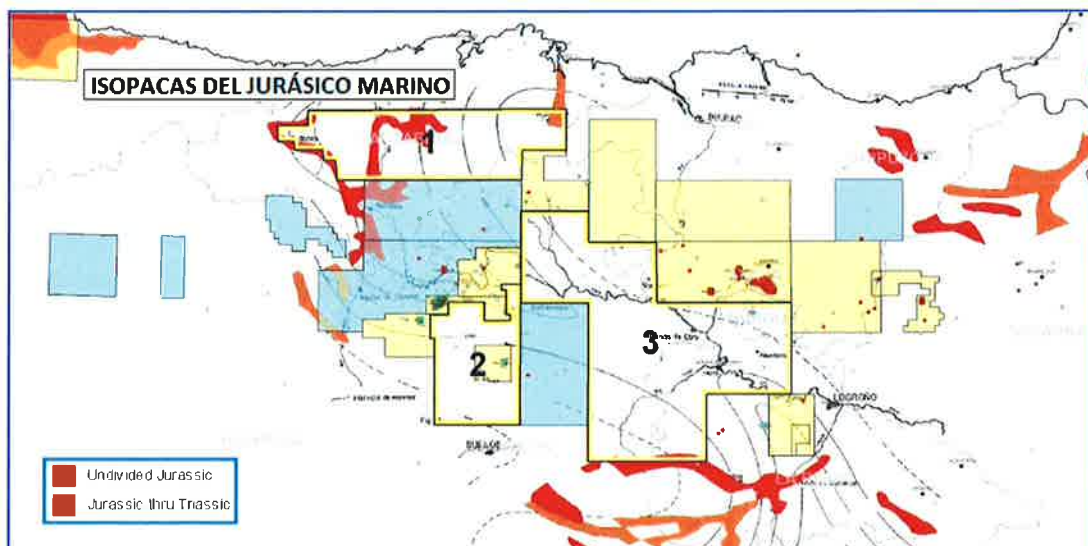


Figura 16. Isopacas (líneas de igual espesor) del conjunto de materiales correspondientes al Jurásico marino (no se indica con datos de espesores ni con mayor definición debido a criterios de confidencialidad).

Esta la es la razón por la cual los permisos de investigación de hidrocarburos que han solicitado las diferentes empresas en esta zona se concentran en esta provincia nororiental si bien también hay algunos en el Norte de la provincia de Palencia y dispersos por la provincia de Soria (ver figura 17).

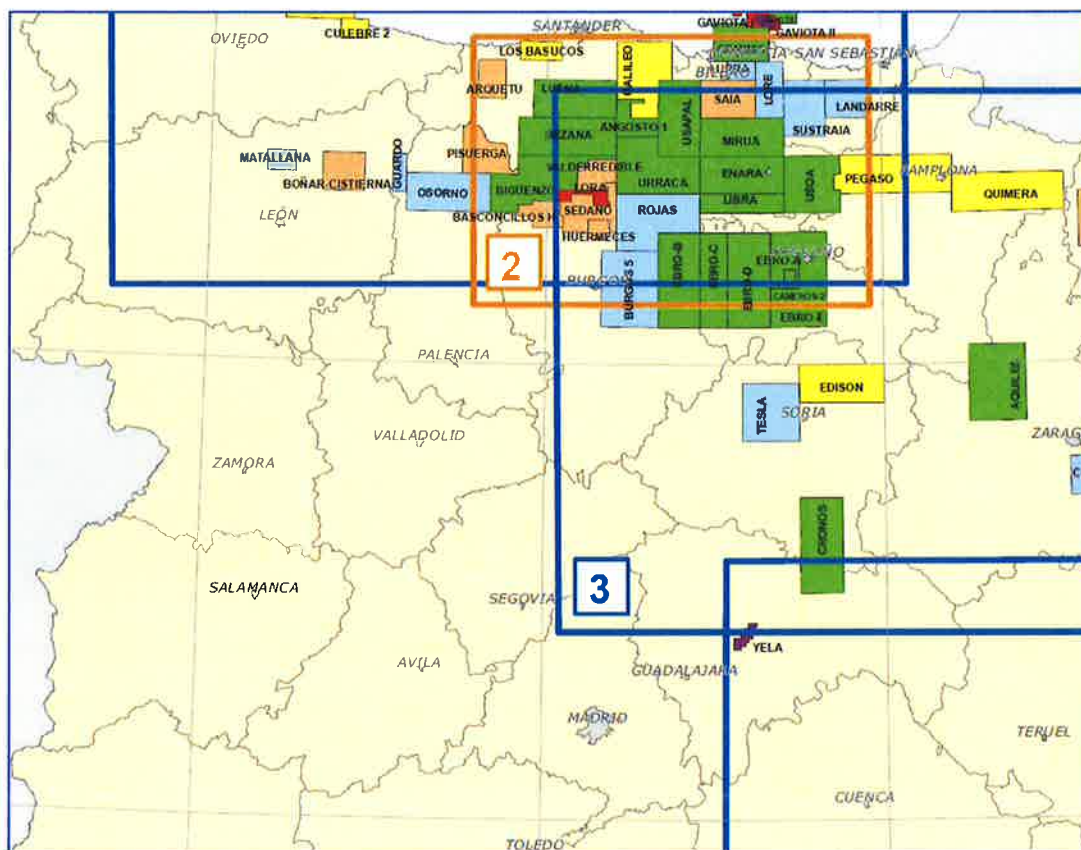


Figura 17. Mapa de Permisos de Investigación de Hidrocarburos en 2014 (Fuente: MINETUR)

VISITA A AFLORAMIENTOS DE ROCAS POTENCIALES DE CY L PARA ANALISIS DETALLADO DE LAS FORMACIONES GEOLÓGICAS

Dentro del conjunto del proyecto, se ha realizado un análisis detallado de las formaciones geológicas susceptibles de ser potenciales generadoras de hidrocarburos con el fin de ver su aspecto en superficie dado que, gracias a la estructuración que afecta a la geología de la zona, estas formaciones son parcialmente visibles en algunos sectores del territorio de Castilla y León o bien en sectores próximos.

Es este recorrido se han analizado parámetros variados como la litología, las variaciones que presentan estas formaciones potenciales, sus espesores y la estructuración que les afecta.

Para diseñar el recorrido y las visitas se analizaron primero las rocas potenciales con el fin de reconocer posibles afloramientos. Según este criterio, dos eran las formaciones principales susceptibles de comportarse como generadoras de hidrocarburos no convencionales o, lo que es lo mismo, dos eran las rocas madre principales que podrían encontrarse en Castilla y León. Por un lado, las pizarras negras del

Carbonífero y, por otro lado, las margas negras del Jurásico. Por esta razón, se han agrupado en este apartado las estaciones de observación de afloramientos en esos dos conjuntos bien diferenciados: las margas negras jurásicas (zona Reinosa-Amaya) y las pizarras negras carboníferas (zona León).

Recorrido y visita a los afloramientos de Margas negras del Jurásico

Las margas negras del Jurásico, concretamente del Lías marino, constituyen la roca objetivo de este apartado. Para analizar esos materiales se han seleccionado tres zonas principales de las cuales, las dos primeras realmente se encuentran en territorio de Cantabria, si bien, con una cierta proximidad a la provincia de Burgos. La razón de elegir estos emplazamientos se debe a que en territorio castellano leonés no existen afloramientos de calidad ya que se trata de una formación que, fundamentalmente, se encuentra a una cierta profundidad en virtud de la estructuración que afecta a la Cuenca del Duero.

- a) Reinosa y Camino
- b) San Andrés
- c) Amaya

A) *Reinosa y Camino*

En este sector se analiza la Formación Camino, conjunto de margas negras del Lías marino (Jurásico). La observación se realiza en dos puntos fundamentales: al W de la localidad de Santiurde de Reinosa y en la localidad de Camino.



Figura 18: Distribución de afloramientos en la zona de Reinosa

Al NW de la localidad de Santiurde de Reinosa, concretamente a la altura de la salida nº 144 de la Autovía A-67 a esa localidad, se identifica el mejor corte geológico de la Fm Camino. Yendo desde Reinosa hacia Cantabria, hay que tomar la salida nº 144, bajar hasta la rotonda, hacer el giro, pasar por debajo de la Autovía como para hacer el cambio de sentido y detenerse en ese talud.

En este afloramiento se observa con muy buena calidad, en corte fresco, el conjunto margoso completo, desde la base, en el Norte, apoyado sobre niveles decimétricos de calizas, hasta el techo, al Sur, que da paso también a niveles carbonatados. Es un conjunto que en esta zona alcanza una potencia cercana

125 m. La estratificación del conjunto tienen una dirección N84°E y un buzamiento aparente hacia el Sur de 15-17°. El conjunto está afectado por una fracturación con una familia de fracturas dominante de dirección N75°E y buzamiento aparente 85°N.



Figura 19: Afloramiento de las margas negras en Santiurde de Reinosa

Tanto el techo como la base de la Fm Camino no son netos sino que se identifican por un paso, por un cambio de la proporción de calizas-margas. Mientras en la Fm Camino la proporción de las margas negras es muy elevada, los contactos inferior y superior se muestran como predominantemente calcáreos, con algún nivel margoso intercalado.



Figura 20: Detalle del afloramiento de las calizas de la base de la Fm Camino

Dentro del conjunto margoso de la Fm Camino se observa la presencia de intercalaciones de calizas de pocos cm de espesor. Son calizas color gris en corte fresco que en diferentes tramos de la formación se muestran testimoniales y con muy escaso desarrollo (apenas unos cm).



Figura 21: Detalle del afloramiento de las margas negras con intercalaciones de calizas de la Fm Camino

Camino es la localidad en la que se identifica de manera oficial esta formación. Para llegar a esta pequeña localidad hay que tomar la carretera CA-183 que sale desde Reinosa hacia el NW en dirección a la localidad de Salces, a unos 2 km del centro de Reinosa. Una vez en Salces, hay que tomar una pequeña carretera, la calle del Comunero, que asciende hacia el Norte hasta llegar a la localidad de Camino, a unos 3 km de distancia. En el pueblo, cerca de las escuelas, se observa muy bien este tipo de material margoso de color negro. En esta localidad, la formación observable en Santiurde de Reinosa se muestra aquí con unas características muy parecidas en facies y en potencia (cercana a 125 m).



Figura 22: Afloramiento de las margas negras en la localidad de Camino

B) San Andrés

En este sector se analiza la Formación Camino en un desvío que hay en la carretera CA-272, a aproximadamente 1.7 km desde la Autovía A-67, que da acceso a la pequeña localidad de San Andrés, al W de Arroyal y al NE de Mataporquera. Se trata, igual que en la zona de Reinosa, de un conjunto de margas negras con alguna intercalación dispersa de calizas grises.

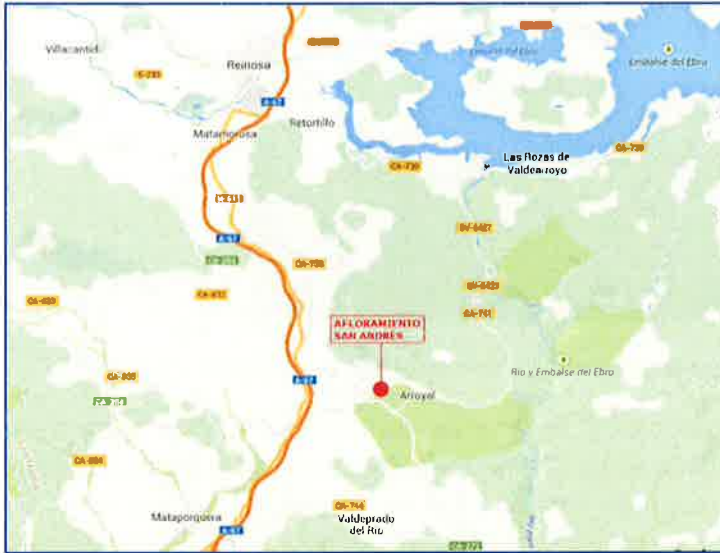


Figura 23: Distribución de afloramientos en la zona de Reinosa

En este sector próximo a San Andrés se aprecia bien el conjunto margoso negro en diferentes afloramientos existentes en taludes dispersos de la carretera así como en una trinchera próxima.

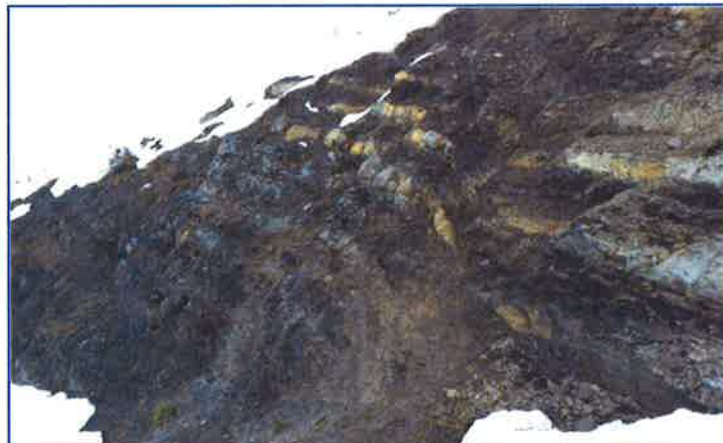


Figura 24: Afloramiento de las margas negras en el desvío a la localidad de San Andrés.



Figura 25: Afloramiento de las margas negras alternantes con capas de calizas hacia la base de la Fm Camino en una trinchera cercana al desvío a la localidad de San Andrés.

C) Amaya

En este sector se analiza la Formación Camino pero ya en territorio burgalés. Para llegar hasta este punto hay que dirigirse desde Aguilar de Campoo hacia Burgos por la carretera N-627. Aproximadamente a 1.5 km desde la Autovía A-67 se toma el desvío hacia el sur por la carretera BU-621 hasta el desvío a la carretera BU-623, situado a unos 12 km. Esta carretera se dirige hacia el SW, hacia la localidad de Amaya, situada a unos 8 km de distancia. En el primero de los accesos al pueblo de Amaya, en el talud que lo delimita, se aprecian los únicos afloramientos visibles de esta formación. Las margas son apenas apreciables dentro del conjunto de calizas que caracterizan a este reducido tramo en el que se presenta la formación en este punto geográfico.

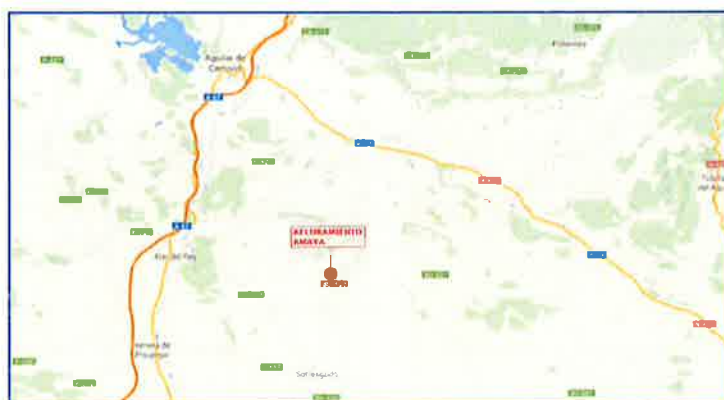


Figura 26: Distribución de afloramientos en la zona de Reinosa

La calidad de los afloramientos es muy baja y apenas se observan intercalaciones margosas negras pero se considera de interés conocer este punto de observación dado que es el más septentrional de Burgos y de los pocos en los que esta formación aflora, aunque sea con un espesor muy reducido (entre 10 y 12 m de potencia) y unas facies muy carbonatadas.



Figura 27: Afloramiento de la Fm Camino, muy carbonatada, en el primer acceso a la localidad de Amaya

Recorrido y visita a los afloramientos de Pizarras negras del Carbonífero.

Las pizarras negras del Carbonífero, concretamente del Westfaliense, constituyen la roca objetivo de este apartado. Para analizar esos materiales se han seleccionado cuatro zonas principales:

- a) Embalse Barrios de Luna
- b) Norte de Caldas de Luna
- c) Embalse de Casares
- d) Cabornera

A) *Embalse Barrios de Luna*

En este sector se analizan tres formaciones geológicas del Carbonífero: la Fm Suevo y la Fm Formigoso y la Fm Huergas.

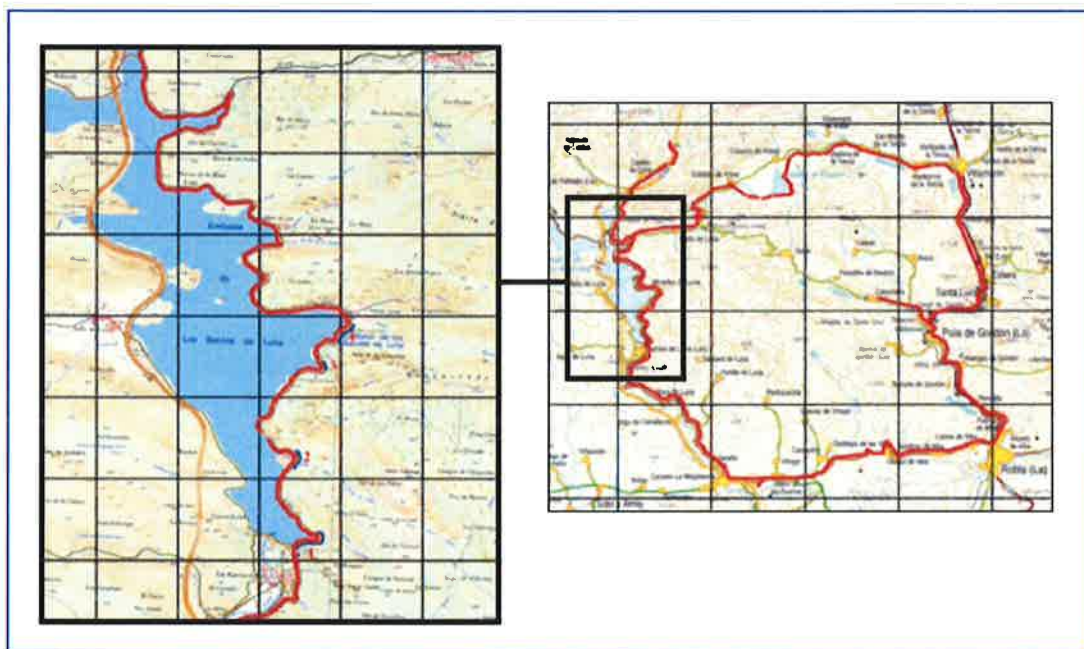


Figura 28: Mapa de recorrido de afloramientos por el sector del Embalse de Barrios de Luna

Formación Suevo, en El Ventorrillo. Junto al cierre del embalse, anexo al aparcamiento, se puede ver un afloramiento de las pizarras negras de la Formación Suevo. En este punto están afectadas por una falla que las pinza contra la Cuarcita de Luna (Hirnantense). La potencia de la sucesión en esta zona es de unos 10 m disminuyendo hacia el Oeste y aumentando hacia el Este hasta unos 15 m. Unos pocos kilómetros más al Este se les superpone una serie de pizarras y areniscas de hasta 50 m de potencia de edad Caradoc a las que, en Portilla de Luna, siguen unas margas y calizas del Ashgill pre-Hirnantense. Las coordenadas UTM del afloramiento de El Ventorrillo son 30T 0266462, 4748054



Figura 29: Pizarras de la formación Suevo en El Ventorrillo

Formación Formigoso. Según se avanza por la carretera, después del afloramiento de las Cuarcita de Luna, hay un corte razonablemente completo, aunque con tramos cubiertos y deslizados, de la Formación Formigoso hasta su tránsito con las areniscas ferruginosas de la Formación San Pedro. La base de la formación Formigoso no es visible en la carretera, pero puede verse el contacto con la Cuarcita de Luna, descendiendo campo a través hacia el pantano siguiendo el crestón de cuarcita. Las coordenadas de la base de la sección son 30T 0266466, 4748181, y las del techo 30T 0266664, 4748341.



Figura 30: Niveles de la parte alta de la Formación Formigoso, al inicio de su tránsito a la Formación San Pedro.

Pizarras de la Formación Huergas. Siguiendo adelante por la carretera del embalse, unos 2 km, en el punto de coordenadas UTM 30T 0266410, 4749324, se puede ver un afloramiento relativamente fresco de la Formación Huergas. Esta Formación, de edad Eifeliense–Givetiense, es equivalente lateral de la Formación Naranco de Asturias, donde representa facies areniscosas de plataforma. En el dominio Palentino es equivalente de la Formación Gustalapedra, con facies aún más profundas. La potencia de

la Formación Huergas es difícil de estimar, dados los importantes recubrimientos que suele presentar y su tendencia a la fracturación y deformación tectónica. Se han estimado potencias entre los 250 y los 400 m, y está constituida fundamentalmente por pizarras negras de cuenca o plataforma externa, sin bioturbación y con escasa fauna pelágica. Las intercalaciones de areniscas son escasas, salvo en un tramo de la parte media de unos 20 m de potencia, que parece representar facies algo más someras, de tempestitas distales o en tránsito a plataforma media-externa. Esto indica la presencia de dos ciclos sedimentarios, al igual que sucede en la región Palentina, donde el Miembro Man, con areniscas y calizas, también representa facies más someras.



Figura 31: Afloramiento de las pizarras de la Formación Huergas.

Formación Huergas, en Mirantes de Luna. Más adelante por la misma carretera, un poco antes de llegar al embarcadero de Mirantes de Luna, en el punto de coordenadas UTM 30T 0266894, 4750675, se puede ver un afloramiento de la parte media-superior de la Formación, y al final del afloramiento, cerca de Mirantes, el tramo areniscoso medio.



Figura 32: Las pizarras están en este punto menos alteradas que en el resto de los afloramientos de la zona.

B) Caldas de Luna

Siguiendo por la carretera, bordeando el embalse, hasta la cola para tomar dirección hacia Caldas de Luna. Sin entrar en el pueblo, se sigue por la pista hacia el norte pasando dos veces bajo la autovía, y llegando junto al túnel de ésta. Punto de coordenadas UTM 30T 0267699, 4758659. Los afloramientos de la Formación Formigoso, hasta el techo de la Formación Barrios, son pizarras en la parte baja y, el resto, cuarcitas y diamictitas del Hirnantiense. La potencia de la Formación Formigoso en esta zona es del orden de los 200 m.



Figura 33: Localización de afloramientos en la zona de Caldas de Luna.

Desde el afloramiento anterior se vuelve hacia Caldas de Luna sin entrar en el pueblo, por la circunvalación. Hay que desviarse por el pequeño túnel que conduce a las proximidades del área de servicio.



Figura 34: Lutitas del miembro Pinos de la Formación San Emiliano.

El miembro Pinos, con una edad Bashkiriense superior, está formado fundamentalmente por lutitas negras con algunos escasos niveles de areniscas, generalmente con “slumps” y algunos olistolitos

carbonatados que pueden alcanzar dimensiones plurihectométricas. El medio de depósito es de cuenca profunda y talud, representando una secuencia progradacional, que culmina con las facies de plataforma carbonatada y mixta del miembro La Majúa. La base del miembro es una discontinuidad con paleorrelieve sobre la formación Valdeteja, si bien, en algunos puntos, sobre las calizas típicas de la Formación Valdeteja se superponen otras calizas biodetríticas, frecuentemente con carácter turbidítico, que han sido cartografiadas como pertenecientes a la Formación Valdeteja e interdigitándose con el Miembro Pinos. Estas calizas, en vía de estudio aún, rellenan con frecuencia paleorrelieves con forma de surco excavados en las calizas de la formación Valdeteja. Probablemente representan depósitos de “lowstand” o regresión forzada. La zona de máxima inundación se situaría dentro de la parte baja del miembro Pinos.

El contacto con el miembro La Majúa es heterócrono y viene dado por la progradación de las plataformas carbonatadas sobre las facies de talud del Miembro Pinos. La potencia del Miembro Pinos es muy variable, llegando a alcanzar en este punto los 700 m y, en algunas secciones de otras zonas, supera los 1.200 m, mientras que en ciertos puntos apenas alcanza el centenar. La excavación del túnel del AVE en los materiales del Miembro Pinos dio lugar a detección de metano y a paradas por excesiva acumulación de metano al atravesar zonas cizalladas.



Figura 35: Afloramiento de lutitas negras de la parte media del miembro Pinos de la Formación San Emiliano.

Lutitas negras del Miembro La Majúa de la Formación San Emiliano. Desde el punto anterior se retorna por la carretera del pantano. A unos 2.5 km más adelante, en la carretera del pantano, unos 600 después de pasar bajo el viaducto de la autopista, se encuentra un afloramiento de esta formación. Este punto tiene coordenadas UTM 30T 0265184, 4755872.

El Miembro la Majúa está constituido por un número variable de bancos carbonatados, progradantes sobre facies de cuenca y talud, similares a las del Miembro Pinos, con el que se interdigita. Las facies son mucho más variadas que en éste, incluyendo desde ambientes de *lagoon-backreef*, hasta pizarras de cuenca, y pasando por plataformas carbonatadas frecuentemente recifales. La potencia del Miembro suele ser del orden de los 1.000-1.200 m, pero en algún caso se superan los 2.000 m. La potencia de

las facies de pizarras negras es muy variable, y para cada repetición puede superar los 200 m individuales. En la perforación del túnel del AVE se detectó metano, pero con concentraciones menos elevadas que en el Miembro Pinos, si bien el tramo atravesando de Miembro la Majúa fue en su mayor parte calizo. El Miembro La Majúa pasa a techo al Miembro Candeluela, con facies de plataforma mixta somera y facies deltaicas, que incluyen algunas capas de carbón explotadas hasta los años 60.



Figura 36: Lutitas negras (pardas por alteración) de facies de talud del Miembro La Majúa.

Pizarras de la formación Valporquero, en Aralla. Siguiendo por la carretera del pantano hasta llegar, unos 6 minutos después, al desvío a Pola de Gordón por la carretera LE-473. Aproximadamente kilómetro y medio después, en el punto de coordenadas UTM 30T 0267030, 4754093, se puede observar un amplio corte, entre los kilómetros 22 y 21, de las pizarras de la Formación Valporquero de edad Emsiense. Esta formación está constituida por unos 180 m de pizarras con algunas intercalaciones carbonatadas, más frecuentes hacia las partes más bajas y más altas de la Formación. Representa un medio de plataforma o rampa distal, generalmente por debajo de la zona fótica. En campo las pizarras muestran tonalidades claras, pardas o verdosas y presentan escasas faunas pelágicas de dacriocónáridos y más abundantes y diversas faunas bentónicas en las intercalaciones carbonatadas. En sondeos y túneles son pizarras negras que han dado señales de metano. No se ha podido localizar ningún afloramiento en que las pizarras se muestren inalteradas.



Figura 37: Pizarras de la formación Formigoso, en el Puerto de Aralla.

Desde el punto anterior, avanzando en dirección a Pola de Gordón hasta llegar, unos 3 km más adelante al desvío a Villamanín y Casares de Arbás.



Figura 38: Afloramientos de la Formación Formigoso

En este punto se puede observar un corte bastante completo de la Formación Formigoso desde su base, sobre las Cuarcitas de Luna, hasta el tránsito a las areniscas de la Formación San Pedro. El corte es representativo para las escamas más frontales del manto de Somiedo (la Escama de Rozo y la de Correcillas). Es de destacar la fuerte reducción de potencia que presenta la unidad en relación al corte de Caldas de Luna (manto de Bodón) y el de El Ventorrillo (Escama de Abelgas).

C) Embalse de Casares.



Figura 39: Localización de los afloramientos en la zona del Embalse de Casares.

Vista general del valle de Casares. Siguiendo por la carretera en dirección a Villamanín, unos 2 km escasos, a la salida de un pequeño túnel, hay una espléndida panorámica del valle de Casares, de origen glaciar con retoques fluviales. El valle está ocupado por la Formación San Emiliano, parcialmente duplicada por un cabalgamiento que repite en la ladera sur el Miembro Pinos. La ladera Norte viene dada por la Formación Valdeteja y la Sur por el cabalgamiento frontal del manto de Correcillas sobre el manto de Bodón.

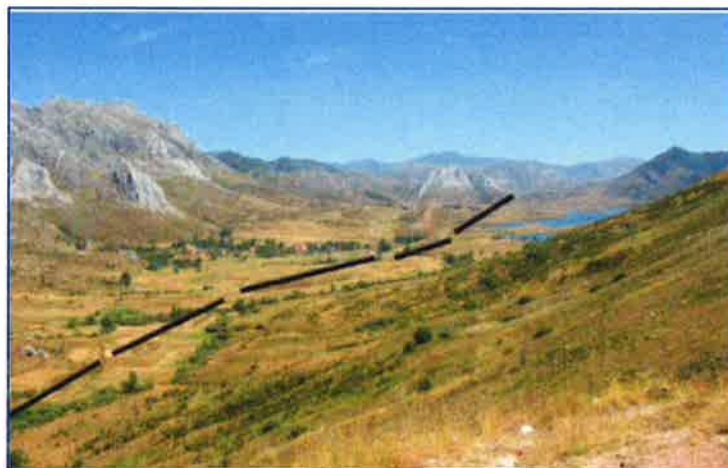


Figura 40: Vista general del valle de Casares.

Se marca la traza en superficie del cabalgamiento que repite el Miembro Pinos. Al fondo a la derecha la sierra de Rozo y por delante de ésta el embalse de Casares. El Pueblo visible a la izquierda es Cubillas de Arbás. Las moles de calizas y dolomías de la izquierda corresponden a la Formación Valdeteja. Al fondo en el centro bancos calizos del Miembro La Majúa.



Figura 41: Cabalgamiento de calizas cámbricas de la escama de Rozo sobre lutitas negras del Miembro Pinos. Clinoformas de terminación de una de las plataformas carbonatadas del Miembro La Majúa

Lutitas negras del Miembro Pinos (Fm. San Emiliano). Desde el punto anterior se desciende en dirección Villamanín, hasta el pueblo de Cubillas de Arbás. Se avanza por la carretera que bordea el pantano durante unos 4.7 km hasta llegar a una pequeña represa lateral, donde se toma la pequeña carretera que hay girando hacia la derecha. Se avanza unos 600 m y se llega al afloramiento. En este punto se puede ver el cabalgamiento basal del Manto de Somiedo sobre las pizarras del Miembro Pinos. En zonas de cizalla similares a ésta se produjeron durante la perforación del túnel del AVE paradas por concentraciones de metano superiores al 10% bajo ventilación forzada.



Figura 42: Afloramiento de pizarras frescas del Miembro Pinos

En el afloramiento hay un buen corte de pizarras frescas del Miembro Pinos. Junto a la presa principal se vuelve a ver el cabalgamiento de las calizas cámbricas sobre el Miembro Pinos. La carretera vuelve a salir a la principal y allí se gira a la derecha para continuar hacia Villamanín, donde se coge la N-630 en dirección León-Madrid.

D) Cabornera.

Pizarras de la Formación Huergas. Unos 11 kilómetros después de Villamanín se gira a la derecha en dirección Cabornera, tras pasar el pequeño túnel que hay después de Vega de Gordón. Antes de llegar a Cabornera, a unos 2.5 km del desvío, junto al camino que lleva al campamento juvenil, en el punto de coordenadas UTM 30T 0279620, 4750327. En este punto se puede ver un buen afloramiento de las pizarras de la parte baja de la Formación Huergas.



Figura 43: Localización de los afloramientos en la zona de Cabornera.



Figura 44: Afloramiento de las pizarras de la parte baja de la Formación Huergas.



Figura 45: Detalle del afloramiento de las pizarras de la parte baja de la Formación Huergas.

La sucesión está ligeramente invertida y próxima al contacto basal sobre la Formación Santa Lucía. Casi en la vertical de este punto la perforación del túnel del AVE dio una alarma por metano, con concentración superior al 10% bajo ventilación forzada, que duró unas pocas horas.

Se sale nuevamente a la N-630 y se avanza unos 4.5 km en dirección a Madrid, junto al desvío a Nocado de Gordón. Punto de coordenadas UTM 30T 0283262, 4746085.



Figura 46: Afloramiento parcialmente cubierto de la infrayacente Formación Ermita. Detalle del afloramiento.

La formación Nocado, de edad Frasnense superior-Fameniense en parte, se caracteriza por la escasez de afloramientos, presentándose por lo general muy recubierta. Tiene una potencia de entre 220 y 250 m, la mitad inferior de los cuales son lutitas negras con nódulos fosfatados entre las que ocasionalmente se intercalan paquetes lenticulares de conglomerados. Los nódulos fosfatados contienen faunas pelágicas, principalmente de cefalópodos y algunos bivalvos y braquiópodos, y en las pizarras no se ha encontrado macrofauna, pero si algunos conodontos y ostrácodos de edad Frasnense superior. La mitad superior es una alternancia de lutitas y areniscas, con éstas más abundantes hacia techo. La facies de lutitas es de plataforma externa o tal vez incluso talud, pudiendo corresponder los conglomerados a facies de canal en el talud. La mitad superior corresponde a plataforma siliciclástica cada vez más somera, hasta llegar en la suprayacente Formación Ermita a facies fluviales.

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN Y RESUMEN DE LAS FORMACIONES POTENCIALMENTE PRODUCTIVAS EN EL SUBSUELO DE CASTILLA Y LEÓN

ESTIMACIÓN DE LA SUPERFICIE OCUPADA POR LAS FORMACIONES POTENCIALMENTE PRODUCTIVAS

A partir de estos recorridos se puede resumir lo siguiente de forma muy breve: en Castilla y León, si bien de forma aislada por el norte del territorio, se observan afloramientos de pizarras carboníferas y margas jurásicas que se “sumergen” hacia el sur, bajo los sedimentos más recientes que recubren toda la Cuenca del Duero. Estas formaciones negras, negras por su contenido en materia orgánica, denotan que en determinados sectores de la Comunidad Autónoma hay niveles profundos susceptibles de contener gas natural que sólo con una investigación más detallada podrán significarse como potencialmente productivas de gas no convencional.

La inspección del sector NW de la Cuenca del Duero ha podido constatar la existencia de numerosos afloramientos de pizarras negras, a veces más homogéneas y potentes y a veces con más intercalaciones areniscosas y menos potentes, correspondientes a diversas formaciones geológicas y, consecuentemente, correspondientes a diferentes etapas dentro del Carbonífero.

Pizarras negras destacan, por ejemplo, en la Formación Suevo, cuya potencia es muy reducida, al menos a nivel de afloramiento, alcanzado los 10-15 m de espesor. Otro conjunto pizarroso, pero más potente, es el correspondiente a la Fm Formigoso, que destaca como predominantemente pizarroso, sobre todo en la parte baja, entre las areniscas infrayacentes de la Fm San Pedro y las cuarcitas superiores de Luna. Un tercer conjunto lo constituyen las pizarras negras, con escasas intercalaciones de areniscas, de la Fm Huergas, con potencias estimadas entre los 250 y los 400 m

También es de destacar la Fm San Emiliano, concretamente su Mb Pinos, que está formado fundamentalmente por lutitas negras con algunos escasos niveles de areniscas y que se caracteriza por una potencia muy variable, entre 100 y algo más de 1.200 m. Interdigitado con este miembro destaca el Mb La Majúa, formado por niveles carbonatados alternantes con varios tramos de pizarras negras de 200 m de potencia hasta formar un conjunto estratigráfico que llega a alcanzar cerca de 2.000 m de potencia.

La Fm Valporquero constituye un conjunto de unos 180 m de pizarras con algunas intercalaciones carbonatadas, más frecuentes hacia las partes más bajas y más altas de la Formación. A pesar de su claro color, la perforación de estas pizarras en túneles ha dado lugar a liberación de metano.

La formación Nocedo tiene una potencia de entre 220 y 250 m, cuya mitad inferior son lutitas negras con nódulos fosfatados entre las que ocasionalmente se intercalan paquetes lenticulares de conglomerados y cuya mitad superior es una alternancia de lutitas y areniscas, éstas más abundantes hacia techo.

Por lo que respecta a la inspección del sector NE de la Cuenca del Duero se ha podido constatar la existencia de afloramientos de margas negras, a veces potentes y a veces de muy reducido desarrollo, correspondientes a la Fm Camino.

Los mejores afloramientos se identifican en las proximidades de la localidad de Santiurde de Reinosa ya que muestran los 125 m de espesor de la formación y permiten ver de forma clara la base y el techo de la misma y las formaciones adyacentes. Es un corte fresco que facilita la observación de las margas negras de forma muy clara.

Lo mismo sucede en la localidad de Camino, que permite ver muy bien la serie completa pero, en este caso, en un corte algo menos limpio que el anterior al ser menos reciente. Los afloramientos cercanos a

San Andrés son discontinuos pero permiten ver las margas negras con sus intercalaciones menos frecuentes de calizas decimétricas.

Ya en la localidad burgalesa de Amaya los afloramientos son de poca calidad, las potencias muy reducidas (unos 10-12 m de potencia) y las facies predominantemente carbonatadas.

Estimación de la superficie ocupada (en afloramientos y en formaciones profundas) por las formaciones potencialmente productivas.

Los materiales correspondientes al Carbonífero afloran en los sectores Norte y NW de Castilla y León y se surgen hacia el Sur; es decir, hacia el interior de la Cuenca del Duero. Pero esta inmersión no es sencillamente hacia el Sur sino que tiene una tendencia al hundimiento hacia el SE y, desde ahí, lo que sería la provincia de Palencia, se “sumerge” hacia el Este. Las profundidades que alcanzan estos materiales dentro de la Cuenca del Duero son muy importantes ya que llegan a superar los 3.000 m bajo el nivel del mar o, lo que es lo mismo, cerca de 4.000 m de profundidad. Esta tendencia la hundimiento no es ni gradual ni lineal ya que se produce de forma bastante irregular.

Al analizar tanto la figura 47 como el Mapa 2 del Anexo I, se observa un hundimiento del techo del Paleozoico, lo que se traduciría en una profundización de los materiales del Carbonífero, desde el Oeste hacia el Este que afectaría de tal forma al territorio de Castilla y León que, en las provincias de León, Zamora y Valladolid o bien no se encuentran estos materiales o bien se encuentran aflorantes y van progresivamente hundiéndose hacia el Este, dando unos máximos de profundidad en la zona sur de la provincia de Burgos y, sobre todo, en la parte norte de esta misma provincia.

Se puede resumir que la provincia de Burgos es la más proclive a la presencia de materiales Paleozoicos en el subsuelo (siendo también la provincia en la que se encuentran más profundos) y, desde esa provincia, se extiende hacia las de Palencia y Soria.

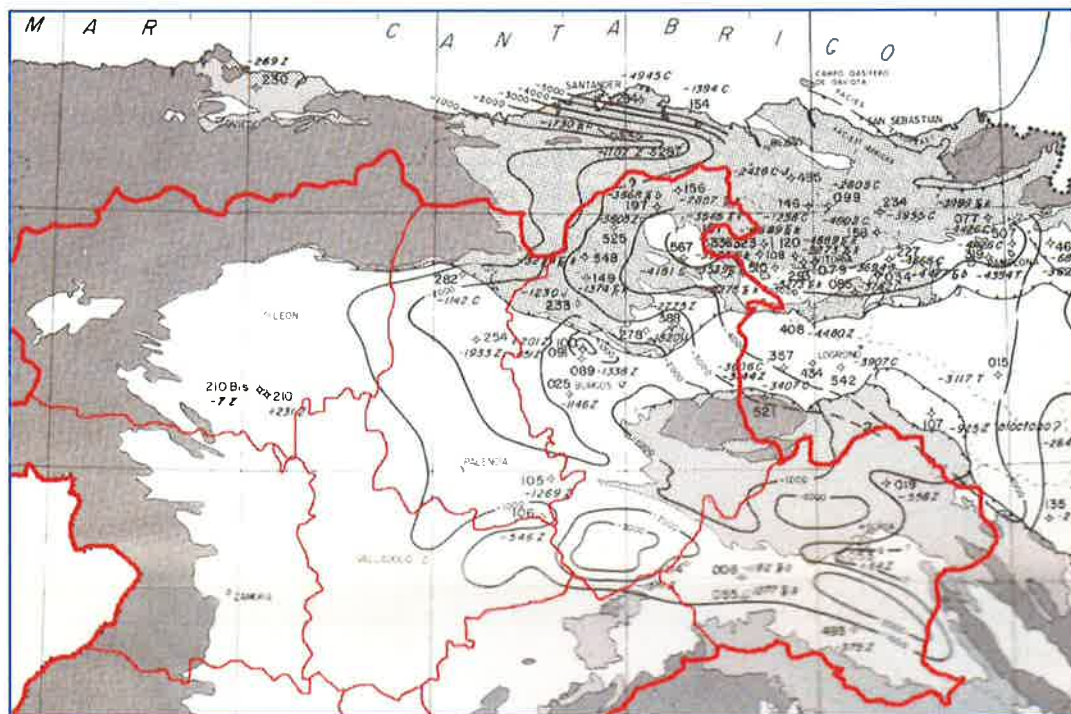


Figura 47. Mapa de isobatas (líneas de igual cota bajo el nivel del mar) del techo del Paleozoico.

Jurásico

Los materiales margosos negros, con intercalaciones más o menos frecuentes de capas poco potentes de calizas, son los que constituyen la denominada Formación Camino, la unidad estratigráfica que caracteriza esta roca madre hidrocarburos.

El conjunto de materiales correspondientes al Jurásico marino, es decir, entre los que se engloban los depósitos margosos negros del Lías medio, forma un arco de dirección aproximada Norte-Sur, que se encuentra delimitado, al Oeste, por una banda erosiva que explica su inexistencia en más de los dos tercios occidentales del territorio de Castilla y León, reduciendo su presencia a la provincia de Burgos y la de Soria (ver figura 48).



Figura 48. Mapa de distribución de los materiales del Jurásico marino (en color azul) en el sector NW de la Península Ibérica.

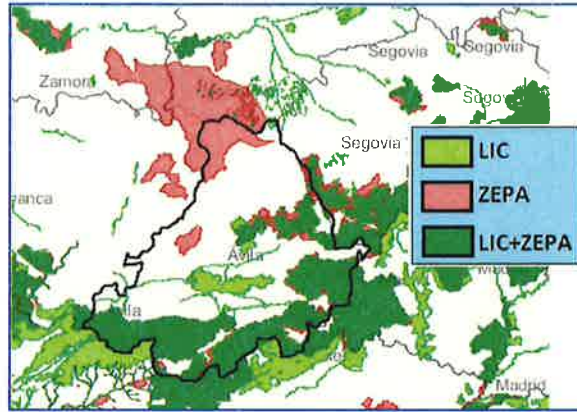


Figura 50. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Ávila.

La distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Burgos incide de forma muy desigual en toda la superficie. Así, el tercio norte está “salpicado” por diversas áreas LIC (en el extremo septentrional) y LIC+ZEPA (ligeramente más al sur). Los dos tercios restantes de la provincia contienen zonas protegidas solo en parte del sector oriental, permaneciendo libre la mitad occidental (figura 51).

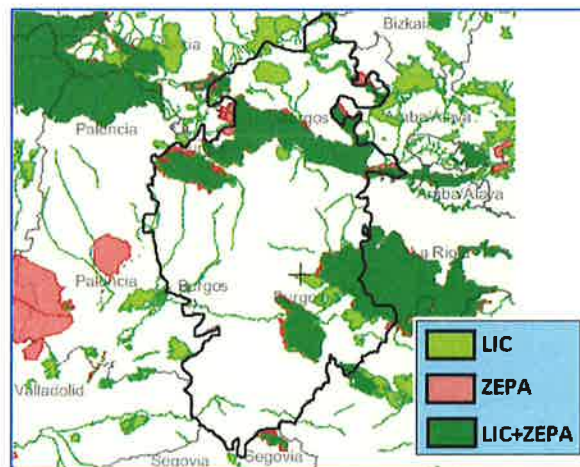


Figura 51. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Burgos.

Por lo que respecta a la distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de León incide de forma muy desigual en toda la superficie ya que se distribuyen LIC y LIC+ZEPA por el límite Norte y unas pequeñas áreas ZEPA por el límite Sur (figura 52). Como las zonas que pudieran ser más interesantes para investigación de gas no convencional se encontrarían por la zona SE de la provincia, es una de las áreas ZEPA la que, en principio, afectaría a dichos trabajos e intereses.

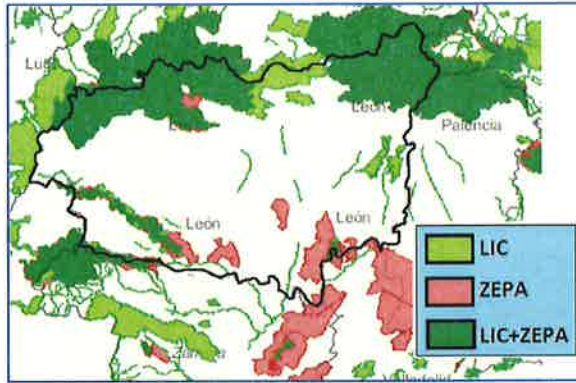


Figura 52. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de León.

Por lo que respecta a la distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Palencia incide, igual que en las otras provincias, de forma muy desigual en toda la superficie ya que se distribuyen de la siguiente manera: un área LIC+ZEPA de importante extensión en el extremo Norte, dos áreas ZEPA en el extremo SW y en la zona central y unas pequeñas áreas LIC en el extremo SE de la provincia (figura 53). Como las zonas que pudieran ser más interesantes para investigación de gas no convencional se encontrarían por la zona SE de la provincia, serían estas áreas LIC de reducida extensión las que, en principio, podrían afectar a dichos trabajos e intereses.

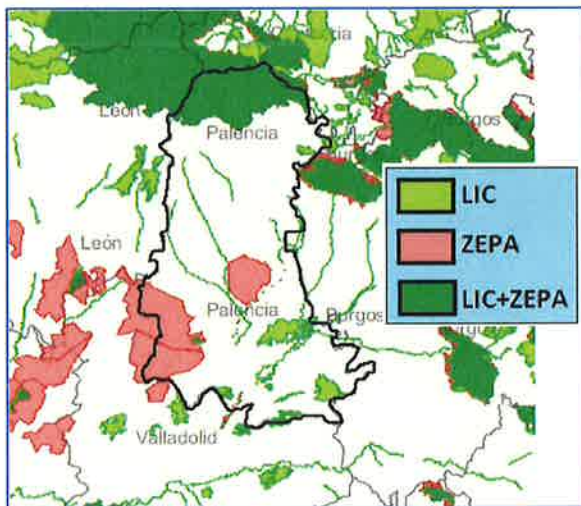


Figura 53. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Palencia.

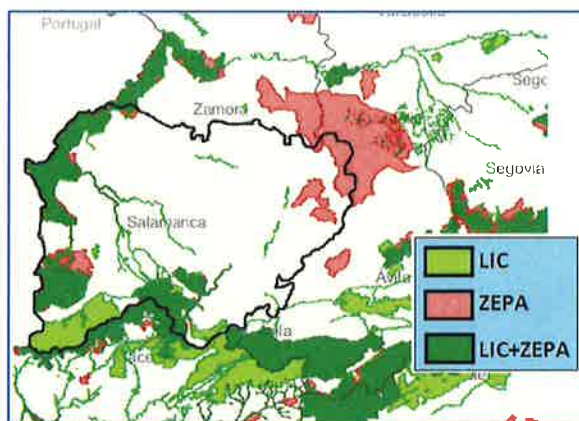


Figura 54. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Salamanca.

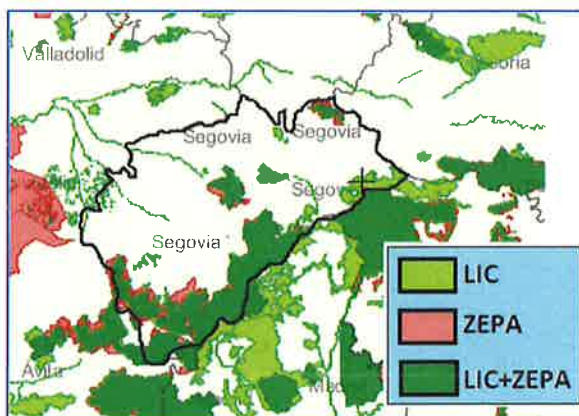


Figura 55. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Segovia.

Por lo que respecta a la distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Soria incide de forma muy desigual en toda la superficie ya que se distribuyen cinco áreas LIC+ZEPA por diferentes sectores del límite provincial, tres pequeñas áreas ZEPA por el límite Este y unas muy pequeñas áreas LIC dispersas por la provincia (figura 56).

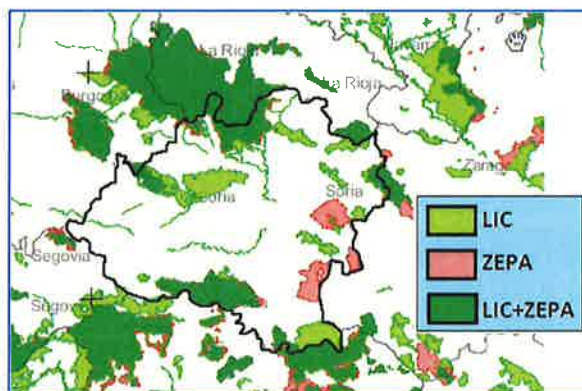


Figura 56. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPA en la provincia de Soria.

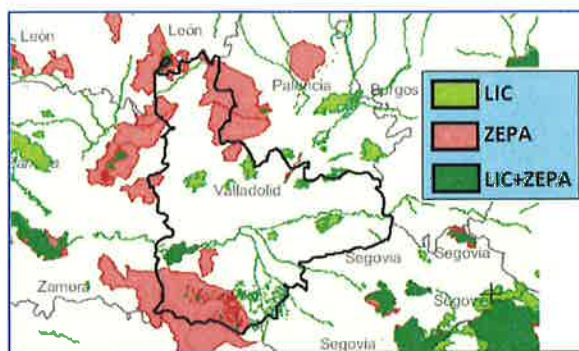


Figura 57. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPAs en la provincia de Valladolid.

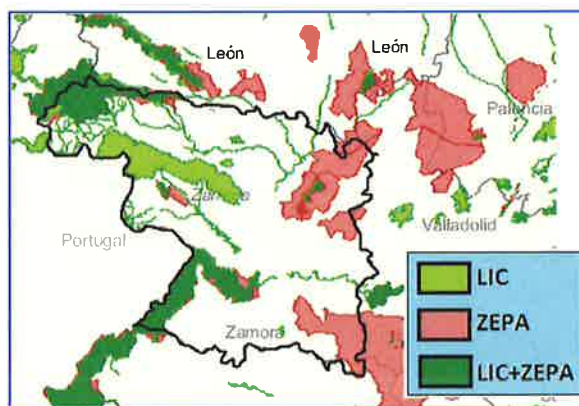


Figura 58. Mapa de distribución de áreas LIC y ZEPAs en la provincia de Zamora.

REALIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS CON INFORMACIÓN DE LOS SONDEOS PARA LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 50 AÑOS
RECOPIACIÓN DE LAS CAMPAÑAS DE SÍSMICA Y SUS REINTERPRETACIONES CON HERRAMIENTAS MODERNAS

El listado que se adjunta a continuación está obtenido de la base de datos de sondeos del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Se presentan los ficheros con las columnas de todos los sondeos de investigación y/o explotación de hidrocarburos existentes en Castilla y León, con la información disponible en la base de datos del MINETUR de cada uno de los sondeos.

En el siguiente enlace puede consultarse la base de datos completa:

<https://geoportal.minetur.gob.es/ATHv2/public/sondeos/verSondeoSoloLectura.do?sondeoid=3632>

Respecto a la base de datos de campañas sísmicas. Se puede acceder, mediante el enlace adjunto, a los ficheros correspondientes a las provincias de Burgos, León, Palencia, Soria, Zamora y Ávila. Contiene un gran número de fichas de campañas sísmicas desarrolladas en cada una de esas provincias con la información de que se dispone, en la base de datos del MINETUR. No se incluyen las fichas debido a su gran extensión y no aportar información significativa al presente estudio; se indica el siguiente enlace para su consulta.

<https://geoportal.minetur.gob.es/ATHv2/public/campanias/verCampaniaSismicaSoloLectura.do?campaniaid=1403>

SONDEOS DE HIDROCARBUROS EN CASTILLA Y LEÓN. LISTADO ALFABÉTICO
DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS. SUBDIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

Diciembre de 2014

NOMBRE	EXPEDIENTE	SONDEO Nº	TIERRA MAR	COMPET.	PROVIN.	COORDENADAS		OBSERV.
						ETRS89: Península y Baleares REGCAN95: Canarias		
						LONGITUD	LATITUD	
ABAR-1	249	273	T	ESTATAL	BURGOS	4° 0' 24.24"W	42° 41' 50.29"N	
ALCOZAR-1	114	131	T	ESTATAL	SORIA	3° 21' 24.24"W	41° 37' 18.21"N	
ALDEHUELA-1	277	302	T	ESTATAL	SORIA	2° 43' 44.17"W	41° 46' 6.71"N	
ANASTRO-1	147	165	T	ESTATAL	BURGOS	2° 46' 17.12"W	42° 44' 45.01"N	
ARCO IRIS-1	239	263	T	ESTATAL	BURGOS	3° 42' 55.20"W	43° 0' 52.34"N	
ARUA SUR-1	246	270	T	ESTATAL	BURGOS	3° 57' 42.24"W	42° 58' 32.35"N	
ARUA-1	132	150	T	ESTATAL	BURGOS	3° 55' 28.24"W	42° 59' 19.32"N	
AYOLUENGO NE-1	310	342	T	ESTATAL	BURGOS	3° 46' 56.81"W	42° 47' 30.32"N	
AYOLUENGO-1	149	168	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 43.07"W	42° 45' 17.58"N	Confidencial
AYOLUENGO-10	174	193	T	ESTATAL	BURGOS	3° 51' 24.15"W	42° 45' 57.45"N	
AYOLUENGO-11	177	196	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 32.69"W	42° 45' 16.91"N	Confidencial
AYOLUENGO-12	181	200	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 53.12"W	42° 44' 44.85"N	Confidencial
AYOLUENGO-13	184	203	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 27.27"W	42° 45' 1.86"N	Confidencial
AYOLUENGO-14	183	202	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 11.90"W	42° 44' 48.19"N	Confidencial
AYOLUENGO-15	185	204	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 31.88"W	42° 45' 50.41"N	Confidencial
AYOLUENGO-16	188	207	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 33.16"W	42° 45' 1.90"N	Confidencial
AYOLUENGO-17	186	205	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 54.35"W	42° 44' 11.91"N	Confidencial
AYOLUENGO-18	190	209	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 30.30"W	42° 45' 18.14"N	Confidencial
AYOLUENGO-19	192	211	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 48.09"W	42° 45' 33.86"N	Confidencial
AYOLUENGO-2	157	176	T	ESTATAL	BURGOS	3° 54' 1.17"W	42° 45' 3.89"N	Confidencial
AYOLUENGO-20	193	212	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 5.16"W	42° 45' 31.95"N	Confidencial
AYOLUENGO-21	195	214	T	ESTATAL	BURGOS	3° 54' 12.46"W	42° 44' 26.71"N	Confidencial
AYOLUENGO-22	198	217	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 48.41"W	42° 45' 9.74"N	Confidencial
AYOLUENGO-23	199	218	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 9.95"W	42° 44' 29.15"N	Confidencial
AYOLUENGO-24	200	219	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 26.16"W	42° 45' 48.23"N	Confidencial
AYOLUENGO-25	201	220	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 4.87"W	42° 45' 1.32"N	Confidencial
AYOLUENGO-26	202	221	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 50.05"W	42° 44' 27.29"N	Confidencial
AYOLUENGO-27	203	222	T	ESTATAL	BURGOS	3° 54' 16.06"W	42° 44' 56.48"N	Confidencial
AYOLUENGO-28	208	227	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 30.78"W	42° 44' 11.93"N	Confidencial
AYOLUENGO-29	211	232	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 47.95"W	42° 45' 35.79"N	Confidencial
AYOLUENGO-3	160	179	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 7.84"W	42° 45' 18.11"N	Confidencial
AYOLUENGO-30	215	236	T	ESTATAL	BURGOS	3° 51' 42.90"W	42° 45' 35.26"N	Confidencial
AYOLUENGO-31	220	241	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 9.99"W	42° 45' 33.69"N	Confidencial
AYOLUENGO-32	222	246	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 7.70"W	42° 45' 2.36"N	Confidencial
AYOLUENGO-33	361	394	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 2.73"W	42° 44' 40.97"N	Confidencial
AYOLUENGO-34	400	437	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 14.59"W	42° 45' 20.30"N	Confidencial
AYOLUENGO-35	401	438	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 16.77"W	42° 44' 38.04"N	Confidencial
AYOLUENGO-36	402	439	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 40.11"W	42° 44' 21.58"N	Confidencial
AYOLUENGO-37	457	496	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 20.30"W	42° 45' 26.06"N	Confidencial
AYOLUENGO-38	499	541	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 37.92"W	42° 45' 2.43"N	Confidencial

NOMBRE	EXPEDIENTE	SONDEO Nº	TIERRA MAR	COMPET.	PROVIN.	COORDENADAS		OBSERV.
						ETRS89: Península y Baleares REGCAN95: Canarias		
						LONGITUD	LATITUD	
AYOLUENGO-39	458	497	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 17.40"W	42° 45' 10.10"N	Confidencial
AYOLUENGO-4	162	181	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 25.67"W	42° 44' 27.01"N	Confidencial
AYOLUENGO-40	459	498	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 56.83"W	42° 44' 57.28"N	Confidencial
AYOLUENGO-41	515	562	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 45.51"W	42° 45' 10.20"N	Confidencial
AYOLUENGO-42	516	563	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 38.99"W	42° 44' 32.39"N	Confidencial
AYOLUENGO-43	517	564	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 55.10"W	42° 45' 25.89"N	Confidencial
AYOLUENGO-44	518	565	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 5.37"W	42° 45' 24.91"N	Confidencial
AYOLUENGO-45	519	566	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 16.74"W	42° 44' 20.83"N	Confidencial
AYOLUENGO-46	528	576	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 30.57"W	42° 45' 11.30"N	Confidencial
AYOLUENGO-47	529	577	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 41.72"W	42° 45' 40.68"N	Confidencial
AYOLUENGO-48A	558	609	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 50.25"W	42° 44' 20.82"N	Confidencial
AYOLUENGO-49A	579	637	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 35.60"W	42° 44' 50.63"N	Confidencial
AYOLUENGO-5	165	184	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 49.27"W	42° 44' 53.16"N	Confidencial
AYOLUENGO-50	580	638	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 21.26"W	42° 45' 0.31"N	Confidencial
AYOLUENGO-51	577	635	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 58.17"W	42° 44' 27.96"N	Confidencial
AYOLUENGO-53	669	728	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 19.50"W	42° 45' 9.57"N	Confidencial
AYOLUENGO-6	166	185	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 41.49"W	42° 43' 58.36"N	Confidencial
AYOLUENGO-7	168	187	T	ESTATAL	BURGOS	3° 54' 20.37"W	42° 43' 47.06"N	Confidencial
AYOLUENGO-8	170	189	T	ESTATAL	BURGOS	3° 51' 58.58"W	42° 45' 17.67"N	Confidencial
AYOLUENGO-9	171	190	T	ESTATAL	BURGOS	3° 52' 43.21"W	42° 44' 10.19"N	Confidencial
BASCONCILLOS-1	136	154	T	ESTATAL	BURGOS	4° 1' 47.59"W	42° 42' 49.28"N	
BOVEDA-1	315	347	T	ESTATAL	BURGOS	3° 12' 33.11"W	42° 54' 14.34"N	
BURGO DE OSMÁ-1	8	9	T	ESTATAL	SORIA	3° 4' 10.22"W	41° 34' 26.27"N	
BURGOS-1	2088	228	T	ESTATAL	BURGOS	3° 58' 11.04"W	42° 41' 58.60"N	
CABAÑAS-1	130	148	T	ESTATAL	BURGOS	3° 51' 15.23"W	42° 59' 0.31"N	
CANTONEGRO-1	618	677	T	ESTATAL	BURGOS	4° 7' 32.80"W	42° 44' 43.35"N	
CASTILFRIO-1	19	26	T	ESTATAL	SORIA	2° 18' 23.13"W	41° 56' 39.27"N	
CASTROBARTO-1	695	754	T	ESTATAL	BURGOS	3° 28' 50.56"W	43° 0' 37.99"N	
CRESPO-1	137	155	T	ESTATAL	BURGOS	3° 46' 15.22"W	42° 53' 33.30"N	
DOBRO-1	10	13	T	ESTATAL	BURGOS	3° 38' 38.60"W	42° 49' 36.53"N	
DON JUAN-1	106	120	T	ESTATAL	PALENCIA	4° 4' 50.30"W	41° 49' 4.30"N	
EL CAMPILLO-1	664	723	T	ESTATAL	PALENCIA	4° 44' 48.85"W	42° 43' 6.82"N	
EL GREDAL-1	493	534	T	ESTATAL	SORIA	2° 29' 41.52"W	41° 22' 17.24"N	
EL TEJON PROFUNDO	649	707	T	ESTATAL	BURGOS	3° 40' 10.28"W	42° 45' 20.62"N	Confidencial
ENCARNACION-1	42	51	T	ESTATAL	BURGOS	3° 20' 58.13"W	43° 4' 20.29"N	
ENTRAMBOSRIOS-1	263	287	T	ESTATAL	BURGOS	3° 42' 39.20"W	43° 2' 38.34"N	
ESCALADA-1	194	213	T	ESTATAL	BURGOS	3° 47' 51.13"W	42° 46' 34.29"N	
ESPINOSA CB-1	316	348	T	ESTATAL	BURGOS	3° 33' 29.17"W	43° 2' 59.34"N	
ESPINOSA CB-2	325	357	T	ESTATAL	BURGOS	3° 34' 8.17"W	43° 1' 24.34"N	
GORMAZ-1	55	64	T	ESTATAL	SORIA	3° 3' 10.22"W	41° 29' 22.26"N	
HONTOMIN SW-1	378	413	T	ESTATAL	BURGOS	3° 42' 37.78"W	42° 32' 40.98"N	
HONTOMIN SW-2	383	419	T	ESTATAL	BURGOS	3° 42' 21.78"W	42° 32' 24.98"N	
HONTOMIN-1	182	201	T	ESTATAL	BURGOS	3° 38' 10.17"W	42° 35' 37.29"N	
HONTOMIN-2	244	268	T	ESTATAL	BURGOS	3° 38' 41.17"W	42° 35' 4.29"N	

NOMBRE	EXPEDIENTE	SONDEO Nº	TIERRA MAR	COMPET.	PROVIN.	COORDENADAS		OBSERV.
						ETRS89: Península y Baleares REGCAN95: Canarias		
						LONGITUD	LATITUD	
HONTOMIN-3	677	736	T	ESTATAL	BURGOS	3° 38' 26.27"W	42° 34' 33.29"N	
HONTOMIN-4	CA-016	836	T	AUTONÓM.	BURGOS	3° 39' 13.67"W	42° 34' 45.00"N	Confidencial
HUIDOBRO-1	216	237	T	ESTATAL	BURGOS	3° 41' 21.19"W	42° 46' 2.31"N	
HUIDOBRO-2	219	240	T	ESTATAL	BURGOS	3° 40' 57.19"W	42° 45' 58.31"N	
IGLESIAS-1	25	32	T	ESTATAL	BURGOS	3° 57' 25.28"W	42° 18' 35.31"N	
LA CUENCA-1	128	146	T	ESTATAL	SORIA	2° 44' 37.19"W	41° 44' 28.27"N	
LA ENGANA-1	248	272	T	ESTATAL	BURGOS	3° 44' 29.70"W	43° 4' 52.05"N	
LA ENGANA-1 BIS	252	276	T	ESTATAL	BURGOS	3° 44' 30.00"W	43° 4' 51.95"N	
LAÑO-1	29	37	T	ESTATAL	BURGOS	3° 14' 18.13"W	42° 52' 58.28"N	
LEON -1 BIS	210B	231	T	ESTATAL	LEON	5° 32' 15.44"W	42° 17' 51.40"N	
LEON-1	210	230	T	ESTATAL	LEON	5° 32' 12.49"W	42° 17' 30.30"N	
LEVA-1	28	35	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 10.21"W	42° 56' 51.31"N	
LEVA-2	43	52	T	ESTATAL	BURGOS	3° 41' 57.20"W	42° 57' 8.31"N	
LORA-1	707	768	T	ESTATAL	BURGOS	3° 38' 39.38"W	42° 43' 26.05"N	Confidencial
MANZANEDO-1	436	474	T	ESTATAL	BURGOS	3° 37' 47.58"W	42° 54' 16.40"N	
MONTORIO-1	622	678	T	ESTATAL	BURGOS	3° 44' 13.68"W	42° 33' 51.56"N	
NAVAJO-1	525	573	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 30.63"W	42° 56' 55.97"N	
PEÑA ORTUN-1	7	8	T	ESTATAL	BURGOS	4° 31' 25.80"W	42° 45' 56.30"N	
PEÑA-1	282	307	T	ESTATAL	PALENCIA	1° 8' 28.99"E	40° 11' 47.95"N	
PINO-1	205	224	T	ESTATAL	BURGOS	3° 49' 36.21"W	42° 37' 38.29"N	
POLIENTES-1	213	234	T	ESTATAL	BURGOS	3° 49' 30.42"W	42° 47' 52.32"N	
POLIENTES-2	251	275	T	ESTATAL	BURGOS	3° 49' 26.22"W	42° 48' 9.32"N	
QUINTANA REDONDA	53	62	T	ESTATAL	SORIA	2° 33' 20.18"W	41° 39' 1.26"N	
RETUERTA-1	60	70	T	ESTATAL	BURGOS	3° 38' 24.18"W	43° 0' 47.29"N	
RIBERO-1	197	216	T	ESTATAL	BURGOS	3° 29' 4.15"W	43° 1' 55.34"N	
RIBERO-2	217	238	T	ESTATAL	BURGOS	3° 29' 6.15"W	43° 1' 47.34"N	
RIO FRANCO-1	105	119	T	ESTATAL	PALENCIA	4° 3' 12.28"W	41° 59' 3.32"N	
ROJAS NE-1	388	424	T	ESTATAL	BURGOS	3° 25' 18.00"W	42° 33' 59.27"N	
ROJAS-1	250	274	T	ESTATAL	BURGOS	3° 27' 8.14"W	42° 33' 12.29"N	
ROZAS-1	257	281	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 29.20"W	43° 1' 16.35"N	
ROZAS-2	274	299	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 59.20"W	43° 1' 44.34"N	
SAL-1	178	197	T	ESTATAL	BURGOS	3° 35' 15.37"W	42° 39' 56.29"N	
SAL-2	191	210	T	ESTATAL	BURGOS	3° 33' 45.20"W	42° 39' 56.28"N	
SAN PEDRO-1	89	100	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 43.23"W	42° 26' 59.29"N	
SAN PEDRO-2	91	102	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 20.25"W	42° 28' 36.29"N	
SAN PEDRO-3	100	112	T	ESTATAL	BURGOS	3° 53' 14.25"W	42° 29' 9.09"N	
SOPEÑANO-1	62	72	T	ESTATAL	BURGOS	3° 20' 4.12"W	43° 4' 43.28"N	
SOPEÑANO-2	70	80	T	ESTATAL	BURGOS	3° 20' 22.13"W	43° 4' 38.30"N	
SOPEÑANO-3	76	87	T	ESTATAL	BURGOS	3° 20' 25.12"W	43° 4' 37.28"N	
SOPEÑANO-4	81	92	T	ESTATAL	BURGOS	3° 20' 39.12"W	43° 4' 20.29"N	
TABIEGA-1	78	89	T	ESTATAL	BURGOS	3° 27' 3.15"W	43° 0' 28.28"N	
TOZO-1	169	188	T	ESTATAL	BURGOS	3° 57' 12.51"W	42° 41' 48.80"N	
TOZO-4	206	225	T	ESTATAL	BURGOS	3° 57' 35.34"W	42° 41' 53.72"N	
TOZO-5	226	250	T	ESTATAL	BURGOS	3° 57' 30.94"W	42° 41' 39.47"N	

NOMBRE	EXPEDIENTE	SONDEO Nº	TIERRA MAR	COMPET.	PROVIN.	COORDENADAS		OBSERV.
						ETRS89: Península y Baleares REGCAN95: Canarias		
						LONGITUD	LATITUD	
TRASHAEDO-1	462	501	T	ESTATAL	BURGOS	3° 56' 23.57"W	42° 41' 10.49"N	
TRESPADERNE-1	567	620	T	ESTATAL	BURGOS	3° 21' 30.74"W	42° 49' 30.61"N	
TREVIÑO-1	38	47	T	ESTATAL	BURGOS	2° 43' 55.10"W	42° 43' 24.27"N	
TREVIÑO-1004	1108	125	T	ESTATAL	BURGOS	2° 43' 27.10"W	42° 43' 49.26"N	
TREVIÑO-1005	110C	126	T	ESTATAL	BURGOS	2° 44' 17.09"W	42° 45' 4.27"N	
TREVIÑO-1006	110D	127	T	ESTATAL	BURGOS	2° 45' 15.13"W	42° 44' 0.29"N	
TREVIÑO-2	49	58	T	ESTATAL	BURGOS	2° 40' 17.10"W	42° 42' 21.27"N	
TREVIÑO-3	54	63	T	ESTATAL	BURGOS	2° 43' 25.29"W	42° 43' 20.11"N	
TREVIÑO-4	266	290	T	ESTATAL	BURGOS	2° 43' 32.06"W	42° 44' 28.33"N	
TUDANCA-1	1	1	T	ESTATAL	BURGOS	3° 42' 29.22"W	42° 51' 36.30"N	
UCERO-1	94	106	T	ESTATAL	SORIA	2° 59' 33.89"W	41° 43' 11.70"N	
URBEL-1	233	257	T	ESTATAL	BURGOS	3° 54' 35.13"W	42° 39' 40.19"N	
URRIA-1	218	239	T	ESTATAL	BURGOS	3° 45' 15.21"W	42° 50' 0.32"N	
VALDEARNEDO-1	278	303	T	ESTATAL	BURGOS	3° 33' 21.16"W	42° 33' 7.29"N	
VILLALTA-1	86	97	T	ESTATAL	BURGOS	3° 36' 20.20"W	42° 42' 41.28"N	
VILLAMERIEL-1	254	278	T	ESTATAL	PALENCIA	4° 26' 58.29"W	42° 31' 1.26"N	
VILLANUEVA DE RAM	12	15	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 23.22"W	42° 50' 25.28"N	
VIVANCO-1	156	175	T	ESTATAL	BURGOS	3° 22' 20.91"W	43° 5' 36.36"N	
ZAMANZAS A-1	115	132	T	ESTATAL	BURGOS	3° 45' 55.25"W	42° 52' 3.25"N	
ZAMANZAS-1	2	2	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 57.22"W	42° 50' 40.28"N	
ZAMANZAS-2	3	3	T	ESTATAL	BURGOS	3° 43' 37.22"W	42° 50' 40.28"N	
ZAMANZAS-3	4	4	T	ESTATAL	BURGOS	3° 44' 5.22"W	42° 50' 50.31"N	

3. IMPLICACIÓN ECONÓMICA DEL DESARROLLO DE ESTA ACTIVIDAD EN CYL

Datos demográficos

La comunidad de Castilla y León, con una extensión de 94.227 km² es la región más extensa de España y la tercera de Europa. Con una población de 2.558.463 habitantes, la densidad de la región se sitúa en 27,15 habitantes por km².

Está integrada por nueve provincias y 2.248 municipios (un cuarto del total de municipios en España), siendo éstos de reducido tamaño (el 88,3% de los municipios tiene menos de 1.000 habitantes).

Territorio Población, superficie y densidad por CCAA y provincias

Población, superficie y densidad por CCAA y provincias.

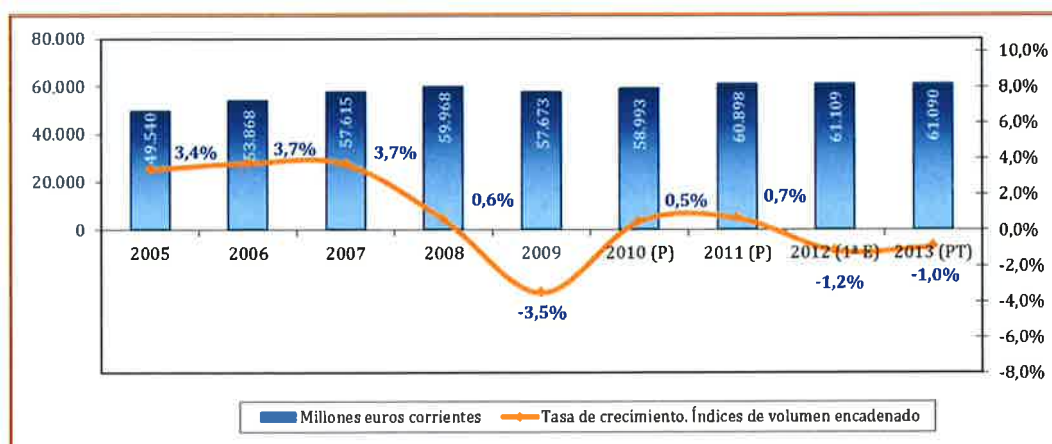
Unidades: número de personas, superficie en km² y densidad en personas / km²

	Densidad
CASTILLA Y LEÓN	27,15
Ávila	21,45
Burgos	26,29
León	31,95
Palencia	21,32
Salamanca	28,58
Segovia	23,71
Soria	9,24
Valladolid	65,95
Zamora	18,31



El PIB de Castilla y León alcanzó en 2013 el nivel de 61.090 millones de euros (en términos corrientes), registrando una tasa de variación anual real del -1,0%. El PIB regional reduce el ritmo contractivo que comenzó en 2012, tras la caída que empezó en 2008 y posterior recuperación a partir de 2010.

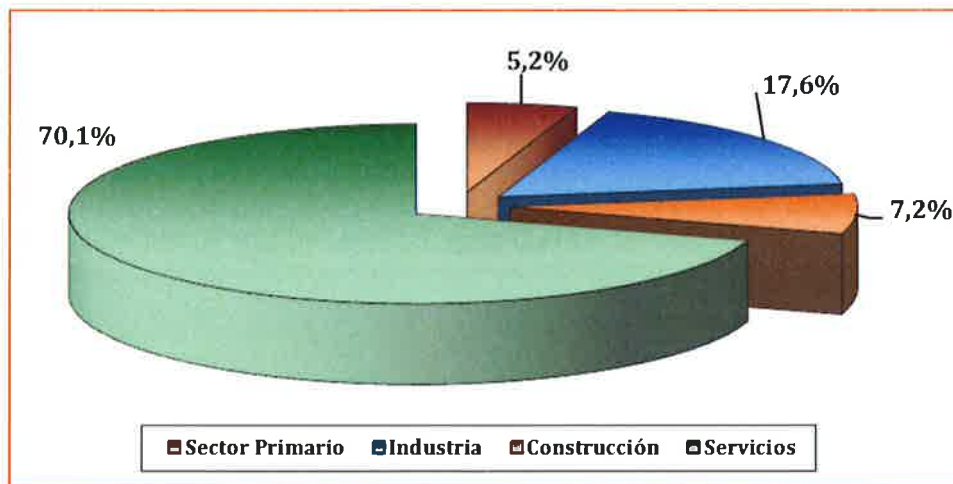
PRODUCTO INTERIOR BRUTO. CASTILLA Y LEÓN



Fuente: D.G de Presupuestos y estadística de la Junta de Castilla y León

La estructura productiva de Castilla y León es la característica de las economías desarrolladas, con una participación mayoritaria del sector servicios.

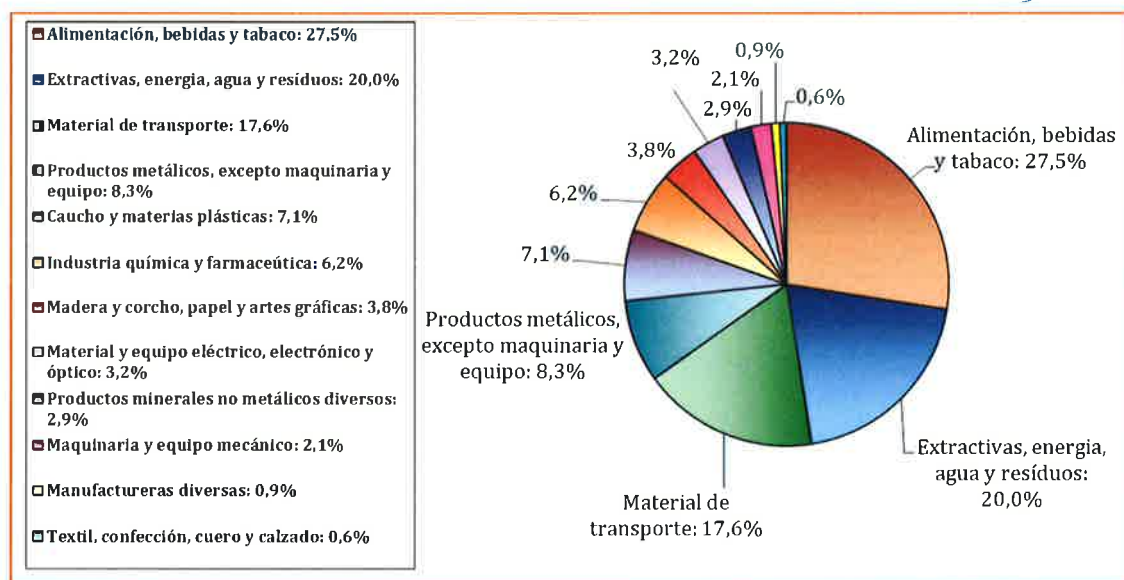
ESTRUCTURA PRODUCTIVA. CASTILLA Y LEÓN



Fuente: D.G de Presupuestos y estadística de la Junta de Castilla y León

El sector industrial se caracteriza por un importante peso de la agroalimentación, el subsector energético y la automoción.

ESTRUCTURA DEL SECTOR INDUSTRIAL DE CASTILLA Y LEÓN. AÑO 2013



Fuente: D.G de Presupuestos y estadística de la Junta de Castilla y León

ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS DE GAS EN CASTILLA Y LEÓN

En el siguiente gráfico se recogen las estimaciones de recursos prospectivos en España, elaborado por Gessal para ACIEP. Como puede observarse, el dominio geológico más importante con recurso de gas no convencional (Shale-Gas), con 1.086 BCM, es el Vasco-Cantábrico el cual se encuentra en gran parte bajo la comunidad de Castilla y León (ver mapas en apartado 2 de Mapas Geológicos).

ESTIMACIÓN RECURSOS PROSPECTIVOS EN ESPAÑA (ONSHORE-OFFSHORE)					
ACIEP 2012					
Tierra / Mar	Nº Dominio	Dominio Geológico	Convencionales		No Convencionales
			Petróleo (MBO)	Gas (BCM*)	Shale Gas/Tight Gas/Coal Bed (BCM)
Mar	1	Golfo de Valencia	272	110	-
Mar	2	Mediterraneo Sur	-	4	-
Mar	3	Mar de Alborán	-	7	-
Mar	4	Golfo de Cádiz	-	7	-
Mar	5	Margen Atlántico	4	-	-
Mar	6	Golfo de Vizcaya	313	15	-
Mar	7	Canarias	1.200	226	-
Tierra	11	Macizo Cantábrico	-	-	381
Tierra	12	Vasco-Cantábrica	44	8	1.086
Tierra	13	Surpirenaica	109	4	263
Tierra	14	Cuenca Rioja-Ebro	-	9	33
Tierra	16	Cordillera Ibérica	-	1	95
Tierra	20	Cordillera Bética	3	6	2
Tierra	19	Cuenca del Guadalquivir	-	13	79
Tierra	15	Cadenas Catalanas	-	0	15
Tierra	17	Cuenca del Duero	-	0	-
Total:			1.944	410	2.026

* 1BCM=1000 millones de N metros cúbicos de gas

Fuente: estudio de Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España (ACIEP)

En este gráfico se recogen los datos estimados en un escenario medio. Considerando la totalidad de los dominios que afectan a la región se pueden considerar unos recursos medios en Castilla y León de 152 BCM (un 40%) del dominio geológico Macizo Cantábrico, 543 BCM (un 50%) del dominio Vasco-Cantábrica y 19 BCM (un 20%) del dominio Cordillera Ibérica, lo que supone un total de 714 BCM de gas en Castilla y León. Lo cual en términos económicos se traduce, a precios actuales de mercado del gas natural, en unos 214.200 millones de euros.

REPERCUSIONES DEL NUEVO PROYECTO DE LEY DE MODIFICACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS BENEFICIOS ECONÓMICOS

A fecha del 12 de Diciembre de 2014 se aprueba el proyecto de Ley que modifica la Ley 34/1998, de Octubre, del Sector de Hidrocarburos. En mayo de 2015 se aprueba esta nueva Ley.

Con esta Ley se profundiza en la eficiencia, competencia y liberalización del sector de hidrocarburos, avanzando de manera definitiva en la reforma comenzada con el Real Decreto-Ley 8/2014 de 4 de julio, en el que se adoptaban diversas medidas para garantizar la competitividad y sostenibilidad del sistema gasista.

Con respecto al impacto económico en la sociedad local, se adoptan medidas tributarias en materia de exploración y producción de hidrocarburos de manera que las rentas económicas derivadas de los yacimientos de hidrocarburos reviertan también en el conjunto de la sociedad.

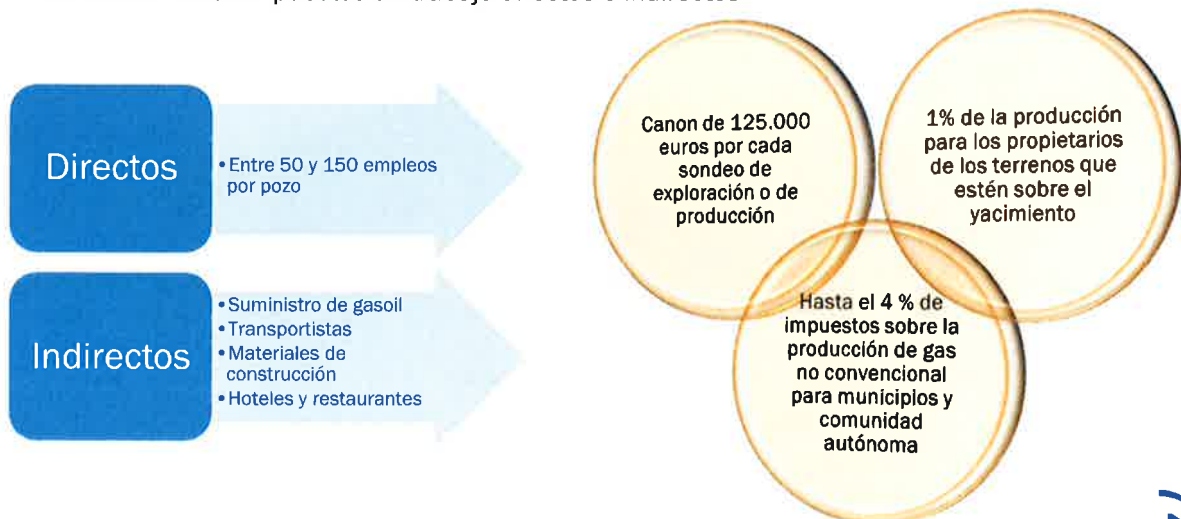
Medidas tributarias en materia de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos:

- Se crea un nuevo impuesto sobre el valor de la producción de hidrocarburos de manera que las rentas económicas derivadas de los yacimientos de hidrocarburos reviertan también en el conjunto de la sociedad, contemplándose además dotaciones específicas para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales donde se ubique el yacimiento.
- Se establece una compensación a los propietarios de los terrenos situados sobre el yacimiento, en función del valor de la producción anual.
- Se modifican los cánones de superficie existentes, creándose además nuevos cánones por realizar sondeos y sísmicas.

Las repercusiones directas en la sociedad local serán importantes:

-Se establece un canon de 125.000 € por pozo en explotación. Además de las tasas establecidas en leyes anteriores por Construcciones, Instalaciones y Obras, del orden del 4% del presupuesto de obra.

-Se crearán nuevos puestos de trabajo directos e indirectos



POTENCIALIDAD DE CREACIÓN DE EMPLEO

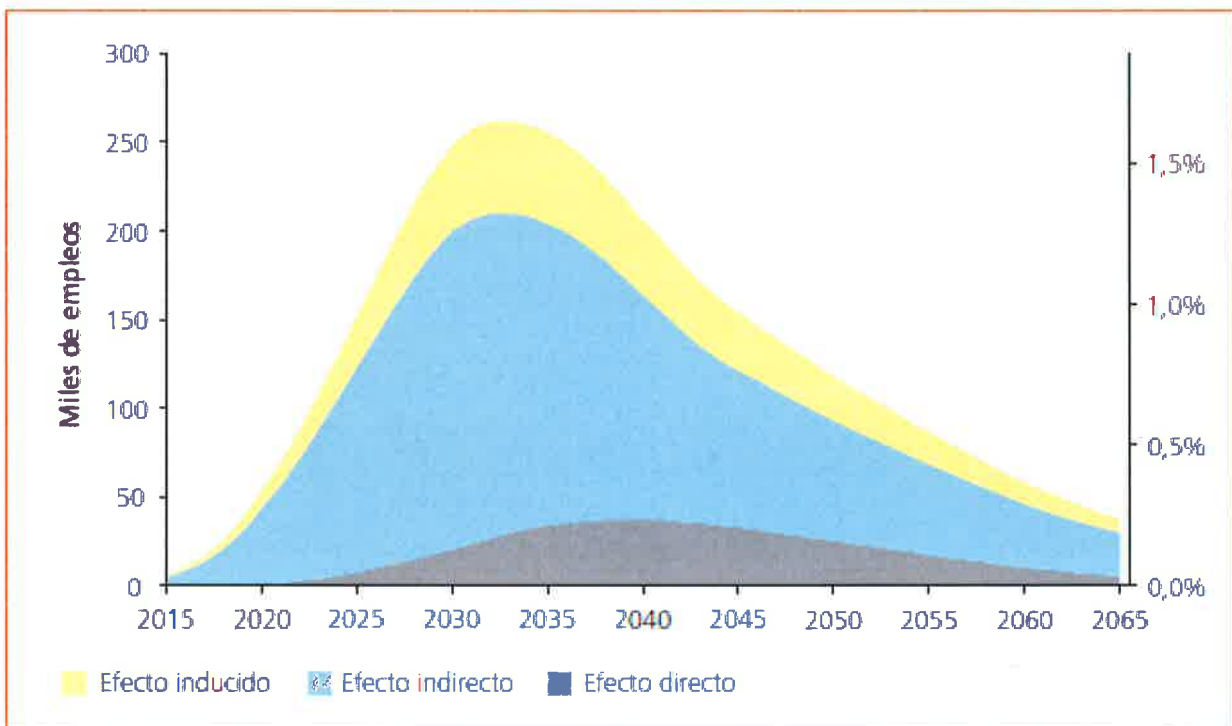
El impacto que tendría el desarrollo de la actividad de exploración y explotación de recursos de gas convencional, no convencional y petróleo en términos de empleo, para toda España, supondría una generación de puestos de trabajo que superaría las 260.000 personas en el año de mayor impacto, estimado en el 2033. Datos tomados del "Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española", elaborado por Deloitte en 2014.

La generación de puestos de trabajo para la actividad del gas no convencional supondría el 75 % del total. Considerando que la producción de gas no convencional en Castilla y León, de acuerdo con los permisos concedidos y solicitados, es del orden del 35% del total de España; se estima que la generación de puestos de trabajo en la comunidad será de unos 68.200.

El empleo se distribuye de diferente manera entre las distintas ramas de actividad, en la actividad de exploración el empleo directo es predominante. Para la fase de producción tan solo un 14% el empleo es directo sobre la propia rama de actividad. El 86% restante se corresponde al empleo indirecto e inducido y se reparte entre el resto de ramas de actividad. Esto se debe a que es una actividad con una fuerte incidencia en otras ramas de actividad, especialmente en la fase de desarrollo".

Evolución del empleo asociado al desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos

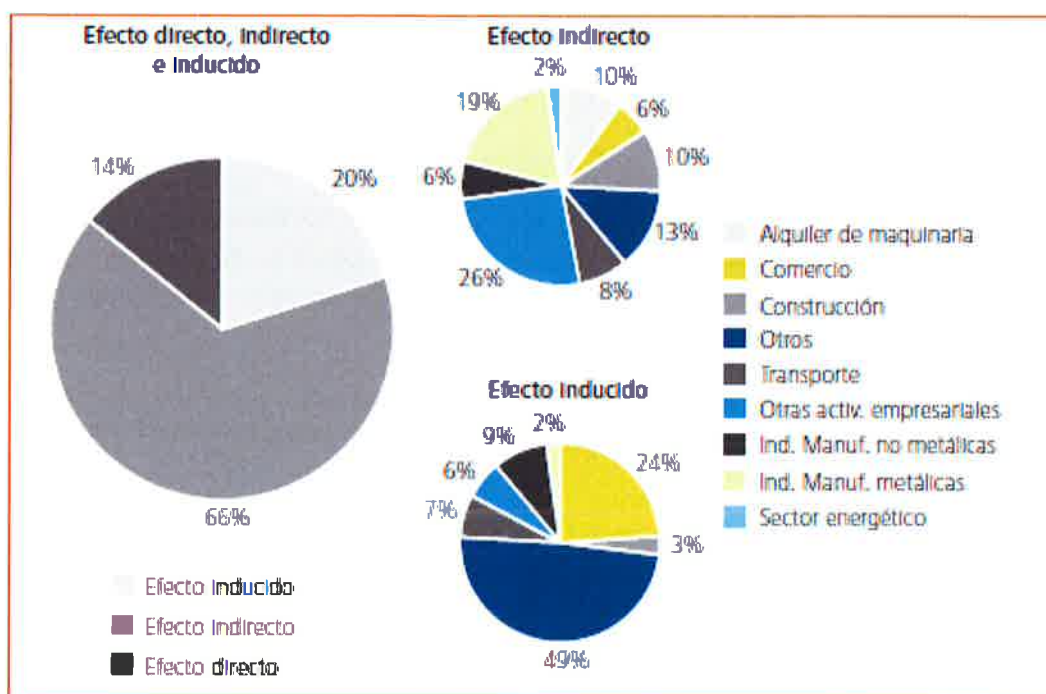
Los resultados del gráfico se expresan tanto en términos absolutos (empleos equivalentes a tiempo completo), como en términos relativos (porcentaje que representa el nivel de empleo generado con respecto al total del empleo nacional).



*Fuente del gráfico: Informe Impacto económico Deloitte 2014

Distribución del impacto sobre el empleo por agrupaciones de ramas de la actividad

El impacto relativo asociado a los efectos indirectos e inducidos es muy superior al del efecto directo. Esto se explica porque un porcentaje muy elevado del empleo que participa en las fases de exploración y desarrollo se clasifica dentro de otras ramas de actividad como la construcción, fabricación de productos metálicos, etc., aunque esté dando un servicio de exploración y producción de hidrocarburos. Por tanto, una fracción importante del empleo se computa principalmente a través de los efectos indirectos e inducidos.



*Fuente del gráfico: Informe Impacto económico Deloitte 2014

ESTIMACIÓN DE LA RELACIÓN COSTE (PERJUICIOS SOCIALES, RIESGO MEDIOAMBIENTAL, ETC.) – BENEFICIO (RECURSOS ECONÓMICOS, EMPLEO, ETC.)

Las actividades de exploración y explotación del gas no convencional conllevan unos riesgos medioambientales que, al igual que todas las actividades industriales, necesitan ser evaluados y en su caso minimizados mediante las pertinentes medidas correctoras. El Estudio de Impacto Ambiental obligado para este tipo de actividades, debe de ser lo suficientemente riguroso y exigente como para garantizar unas correctas actuaciones y un control exhaustivo conforme dicte la legislación vigente. Sin duda esto supone un importante reto, tanto para las administraciones como para la industria y técnicos de un país.

Los riesgos e inconvenientes más significativos ligados a esta actividad son los siguientes:

Necesidades de consumo de agua

Los volúmenes requeridos para la explotación del *shale gas* varían en función de las características geológicas del yacimiento, de la profundidad alcanzada por los pozos y del número de etapas de fracturación hidráulica. No se puede, por tanto, concretar la cantidad de agua necesaria de una manera generalizada, sino estimar rangos de consumo.

Aunque es necesaria agua durante el proceso de perforación, el mayor volumen de agua es utilizado durante el proceso de fracturación hidráulica, concretamente entre unos pocos miles y 30.000 m³ de agua.

Esta agua puede provenir de fuentes naturales, de algún pozo cercano o incluso ser transportada mediante camiones desde el lugar de origen, aunque esta última forma es la que provoca mucho más impacto por el número de camiones necesarios para el abastecimiento del yacimiento.

Normalmente un pozo realiza varias etapas de extracción y de fracturación hidráulica y suelen ir separadas temporalmente. Las etapas de fracturación se hacen una a continuación de la otra a lo largo de 1-5 días aproximadamente. Al final de todas las etapas un porcentaje del agua se recupera y se puede emplear para fracturar otro pozo, lo cual provoca beneficios tanto económicos como medioambientales. Otro aspecto a considerar, en este apartado, es la continua investigación y desarrollo de fluidos de fracturación que puedan considerarse medioambientalmente no agresivos.

En aquellas zonas donde la disponibilidad de agua no sea suficiente, este aspecto puede ser una limitación importante en el desarrollo del gas no convencional en esa área. Aunque este no es el caso de la zona Norte de Burgos donde se localizan gran parte de los permisos concedidos.

Con todo esto es necesario adoptar, en la medida de lo posible, una serie de medidas que optimicen el consumo de agua necesaria. Una buena investigación hidrológica previa de los recursos de la zona así como de su disponibilidad se plantea como necesaria para conocer su viabilidad y coste.

El hecho de que sea necesario realizar en algunos casos la operación de fractura mayor número de veces, da mayor importancia a la investigación de posibles fluidos que disminuyan considerablemente la cantidad de agua utilizada. En algunos casos se ha planteado el uso de fluidos de fracturación de alta viscosidad, lo que conllevaría un descenso del requerimiento de agua, aunque significaría una mayor complejidad en los compuestos químicos utilizados.

Presencia de contaminantes en el fluido de retorno

Tal como se ha comentado anteriormente, una vez finalizada la operación de fracturación correspondiente vuelve a la superficie en menor volumen un fluido de retorno que contiene restos del fluido de fracturación, más partículas sólidas, con parte de hidrocarburos y agua de formación que pudiera acompañar, al cual se le denomina flowback (fluido de retorno).

El volumen y la composición del fluido de retorno, varían ampliamente de unas formaciones geológicas a otras. El volumen del fluido de retorno es un porcentaje, que se encuentra entre el 20% y el 80%, del volumen total inyectado, es un subproducto que hay que gestionar de forma correcta. El tratamiento más adecuado de este flujo de retorno dependerá de cada situación, del volumen que retorne y de su composición.

En lo referente a la presencia de contaminantes provenientes de la formación, es necesario realizar un detallado estudio que permita conocer las sustancias presentes en el subsuelo de la zona así como en el fluido de retorno, y en el caso de existencia de elementos contaminantes definir el tratamiento más adecuado.

Este flowback puede provocar problemas medioambientales si no está correctamente gestionado, por lo que es fundamental su control y tratamiento si es necesario. Siempre que sea posible, previo tratamiento, se reutilizará el fluido de retorno para otras operaciones de estimulación.

Un aspecto importante radica en que este fluido es necesario depositarlo en depósitos cerrados para posteriormente, a través de gestores autorizados, realizar el tratamiento necesario y en su caso volver a utilizarlo para otra operación de fracturación.

La investigación actual pretende buscar fluidos que tiendan a reducir la incorporación de sustancias contaminantes. Las últimas tecnologías buscan la adaptación de equipos y medios a plataformas móviles, que se desplazan a los lugares donde se realizan las operaciones de estimulación.

Contaminación de acuíferos

La posible contaminación de acuíferos cercanos provendrá de los productos químicos utilizados en la operación de fracturación, ya que estos pueden encontrar caminos desde el pozo hasta el lugar donde se encuentra la fuente de agua y así provocar la contaminación.

Durante las fases de perforación, estimulación y producción del gas no convencional deberá prestarse especial atención en evitar la contaminación de las fuentes de agua, sean de superficie, como ríos, o acuíferos a poca profundidad. La actual legislación establece una serie de requerimientos para estas actividades que impiden esas situaciones. Las fuentes de agua se pueden contaminar de estas cuatro principales formas:

- Derrames accidentales de fluidos o sólidos (fluidos de perforación y fracturación, agua usada y producida, hidrocarburos) en la superficie.
- Fugas de fluidos de fracturación, hidrocarburos y agua usada en el proceso desde zonas profundas hacia zonas de fuentes de agua debido a una pobre y deficiente cementación alrededor de la tubería.

- Fuga de hidrocarburos o compuestos químicos desde la zona de producción hacia acuíferos a través de la roca que separa las dos zonas.

- Vertido de agua insuficientemente tratada después de la fracturación al terreno o a profundidad.

Ninguna de estas amenazas es exclusiva de los recursos no convencionales, también existen en las fuentes convencionales con o sin la fracturación hidráulica. Sin embargo, los procesos no convencionales ocurren a una escala mayor que incrementa el riesgo de que ocurran accidentes.

La preocupación mayoritaria se centra principalmente en la tercera causa de contaminación potencial, esto es, la posibilidad de que los hidrocarburos o los compuestos químicos puedan migrar desde la zona de producción hasta acuíferos a través de la roca. Sin embargo esta contaminación es prácticamente imposible de que se produzca debido a la gran distancia (generalmente más de 3 km) que suele haber entre ambas formaciones y la impermeabilidad de los estratos intermedios.

Aunque esto último es cierto, la amenaza puede encontrarse si la zona de producción se encuentra a menores profundidades o si existen bolsas de metano por encima del almacén de la roca (este supuesto sería un fenómeno natural). Es también posible la presencia de fallas profundas que pueden actuar como conducto para que los fluidos puedan moverse desde zonas profundas de producción hasta la superficie; esta situación se descarta en la investigación previa de la geología y tectónica de la zona, así como en los ensayos geofísicos.

Una posibilidad es que las fracturas no sean contenidas y rompan estratos de roca de gran tamaño o que conecten con fallas naturales. Esto es poco probable que ocurra, pero es posible si no se conoce en profundidad la geología de la zona. Por lo tanto son prioritarios los estudios de la geología local para identificar esas situaciones antes de tomar decisiones.

El riesgo de derrames en la superficie puede ser mitigado mediante la contención de los fluidos y los sólidos que circulan a través del pozo. Estos accidentes pueden ocurrir, aunque buenos procedimientos, el entrenamiento del personal, y la disponibilidad de equipamiento que permita el control de vertidos puede asegurar que tengan un impacto mínimo o nulo.

Para controlar las fugas hacia acuíferos a poca profundidad por detrás de la protección del tubo, se requiere el uso de la mejor práctica en el diseño de pozos y construcciones, una verificación sistemática de la calidad de la cementación y asegurar que no se deteriora a lo largo de la vida útil del pozo. Esto último es importante en pozos con fracturas hidráulicas con muchas etapas de producción, ya que la aplicación de presión elevada en ciclos repetidos puede provocar su debilitamiento.

Por otra parte, la existencia de filtraciones, y la presencia de metano en muchos acuíferos ha sido estudiada, y se ha demostrado que son contaminaciones originadas como resultado de procesos geológicos o biológicos naturales.

Para el vertido de agua no tratada o insuficientemente tratada a la superficie o a profundidad, es necesaria una regulación responsable que incluya un apropiado seguimiento y documentación de los volúmenes de agua usada y su composición, como son transportadas y eliminadas.

Es en este punto donde se requiere un mayor esfuerzo para exigir el cumplimiento de los requisitos de la legislación actual que haga que las empresas realicen un adecuado control y tratamiento de los productos y fluidos que pudieran provocar contaminación.

Sismicidad inducida

Hay dos tipos de sismicidad asociada con la fracturación hidráulica atendiendo a la magnitud de su intensidad:

Una de menor intensidad, son *microsismos* provocados por la propia fracturación de la roca madre, inducidos por la energía liberada por los sucesivos eventos de apertura de la fractura, que son rutinarios y que la geofísica se vale de ellos para determinar la geometría y extensión de la fractura, siendo su magnitud local ML o de Richter de -1,5 ML e imposibles de ser apreciados a no ser por los geófonos próximos.

Y otra, muy rara, pero relevante, inducida por las operaciones de fracturación hidráulica en zonas falladas del subsuelo y sometidas previamente a esfuerzos y que pueden inducir sismos de baja intensidad, pero apreciables en la localidad.

El proceso de fracturación hidráulica crea microfracturas y/o reabre otras preexistentes, planos de estratificación, zonas de debilidad del macizo rocoso, etc.

Obviamente, cuando la roca se fractura se producen microdesplazamientos a favor de los planos de fractura. Estos movimientos liberan energía, crean ondas de compresión y de cizalla; es decir, se producen microsismos.

Esta microsismicidad es un aspecto ampliamente estudiado hoy en día puesto que el registro de esos eventos es la única forma de representar espacialmente la posición y extensión de las fracturas originadas en el proceso. En la actualidad, este registro se hace en tiempo real, lo que posibilita, además de visualizar su desarrollo, controlar el proceso durante su realización, pudiéndolo detener si fuera preciso. Se dispone ya de los resultados de seguimiento sísmico de miles de operaciones de fracking en diversos yacimientos no convencionales en Estados Unidos, especialmente en el Barnett Shale (el primero de los que se desarrolló).

El aspecto esencial a considerar es la magnitud de esa microsismicidad generada, y esta suele ser baja o muy baja. La energía liberada se expresa, se mide, en la escala de Richter, la utilizada para catalogar los sismos. En EE.UU. se han registrado ya del orden de dos millones de etapas fracking a lo largo de las últimas décadas, mapeando sus resultados y catalogando la magnitud de los microsismos generados. El rango suele situarse en valores de -3 a -1 (el signo negativo significa que los valores se sitúan por debajo del cero en la escala; esto es posible porque el cero se estableció en función de la sensibilidad de los sismógrafos de los años treinta del siglo pasado, cuando Charles Richter definió su escala, los actuales son bastante más sensibles, con capacidad para registrar eventos de mucha menor magnitud). La rotura de una muestra de roca en una mesa de laboratorio generaría un sismo de magnitud -1,5.

Un sismo hasta que no supera la magnitud de 3 ML, no es perceptible. En el mundo tienen lugar alrededor de 1.000 sismos al día de magnitud entre 2 y 2,9 ML. Así mismo los daños comienzan a producirse cuando se llega al valor 5 de la escala.

La energía liberada durante la operación de fracturación hidráulica es considerablemente menor que la energía liberada por el colapso del hueco abierto en la explotación clásica de una capa de carbón. El límite superior esperado para la sismicidad inducida por las operaciones de fracturación hidráulica está fijado en 3 ML, caso que nunca ha ocurrido, el máximo registrado ha sido de 2,3 ML.

Por otra parte, podrían producirse fenómenos sísmicos, muy ocasionalmente, inducidos por la fracturación hidráulica en zonas con fallas y de debilidad estructural. El caso más importante de sismicidad inducida por la fracturación hidráulica ha sido el episodio que ocurrió en el año 2011, en las proximidades de la localidad de Blackpool, con una magnitud 2,3 en la Escala Richter poco después de que la empresa *Cuadrilla Resources* realizara fracturaciones hidráulicas en un pozo. Semanas después otro episodio sísmico, esta vez de magnitud 1,5 fue medido, coincidiendo también con las labores de exploración.

Posteriormente se ordenó una investigación que constató que la razón de dicha sismicidad estaba originada por la transmisión del fluido de inyección en una cercana falla, que liberó una energía varios órdenes de magnitud mayor que la provocada por la fracturación hidráulica.

Por tanto, es importante conocer la geología de la zona para conocer de antemano si estos microsismos son factibles de que ocurran.

Emisión de gases de efecto invernadero

Las operaciones de perforación de pozos, fracturación hidráulica y producción de gas no convencional no generan emisiones de gases de efecto invernadero superiores a las que se producen en la explotación de gas convencional. Si se respetan las buenas prácticas de perforación, entubación y cementación (que son similares en la perforación de pozos para hidrocarburos convencionales y no convencionales) no deben producirse emisiones fugitivas de metano (EIA, 2010).

La etapa de combustión es la más importante en la emisión de gases invernadero a la atmósfera, tanto en convencionales como en no convencionales. Otra etapa que contribuye a la emisión de gases invernadero es la terminación del pozo, que se produce después de la fracturación cuando el fluido de retorno llega a la superficie, debido al gas disuelto que trae consigo.

En las pruebas de producción, especialmente si son de larga duración, lo ideal es inyectar el gas directamente a la red de distribución, tanto si se trata de una operación convencional como de una no convencional. En cualquier caso, considerando el ciclo de vida de los diversos combustibles fósiles, el gas natural, lo mismo da que sea convencional que no convencional, es un combustible mucho más limpio, con menores emisiones de gases de efecto invernadero y contaminantes en general, que el resto de los combustibles fósiles (entre un 40% y un 45% menos contaminante que el carbón, y entre un 20% y 30% menos que el petróleo, (IEA, 2012)). El metano también puede ser un agente contaminante, aunque no venenoso.

Otro factor importante es la productividad del pozo durante su vida útil. Las emisiones relacionadas con la preparación del lugar, la perforación y la fractura hidráulica son independientes de la cantidad de gas extraído. Otras emisiones, por ejemplo aquellas relacionadas con el contenido de CO₂ en el gas extraído o el gas transportado, son proporcionales a la cantidad de gas extraído y por lo tanto son independientes de la vida útil de la producción de gas del pozo (AEA, 2012).

En general, la perforación se realiza usando motores diésel para generar electricidad, por lo que es necesario un combustible que las permita funcionar. En el estudio (Fritsche y Herling, 2012) se asume que puede ser una opción realista el usar la perforación eléctrica en el futuro sin necesidad de grupos generadores, por lo que se reduciría la emisión de gases invernadero, y además el ruido y el transporte del combustible al yacimiento serían reducidos de manera drástica.

Huella superficial

Finalmente, un foco de preocupación, es la utilización de terreno, debido al considerable número de pozos requerido para explotar un yacimiento, en comparación con la explotación de gas convencional.

Además para explotar un yacimiento no convencional, el número de localizaciones, otras infraestructuras y tráfico es mucho mayor. Desde prácticamente los inicios del empleo de la técnica de fracking, las empresas de exploración-producción han trabajado y desarrollado técnicas con el fin de reducir el número de pozos concentrarlos en menos superficie; la huella superficial es mucho menor y los costes de producción se reducen significativamente si:

- Se perforan varios pozos desde un mismo emplazamiento.

- Cada uno de esos pozos se perforan de modo que, una vez entrado en la formación reservorio, se desvían, discurriendo a partir de ese punto enteramente dentro de la formación almacén.

Muchos de los objetivos de tipo gas de lutitas en los Estados Unidos yacen más o menos horizontales, por lo que perforarlos de la manera descrita equivale a hacer perforaciones realmente horizontales. De la generalización de este hecho deriva la idea o el mensaje ampliamente difundido de que “la mayoría de las operaciones de fracking se realizan actualmente mediante sondeos horizontales”.

Perforando de esta forma, es posible drenar un volumen de roca considerable desde un sólo emplazamiento. Para un reservorio horizontal, se puede drenar el volumen rocoso representado en una superficie de entre 5 y 10 km². A la finalización de los trabajos, el emplazamiento utilizado se restaura.

El impacto relevante es durante la fase de explotación. En la fase exploratoria la superficie (en el entorno a una o dos hectáreas) se ocuparían de forma temporal, durante la perforación de los pozos exploratorios y las pruebas de producción, no existiendo una diferencia sustancial con la exploración para recursos no convencionales.

El desarrollo de la perforación horizontal, con secciones de hasta 2 km, junto con la práctica de desarrollar múltiples pozos desde un único emplazamiento (“paddrilling”) ha supuesto un hito en la reducción del uso de superficie, minimizando tanto el impacto superficial como la afección a la población local, al disminuir la necesidad de nuevas vías de acceso y tráfico rodado adicional.

Puesto en cifras, un emplazamiento de 2,5 hectáreas o menos, puede cubrir un área de explotación de 5 km² o más. La explotación de gas no convencional requiere la instalación de plataformas en los pozos que permitan el almacenamiento de equipo técnico, los camiones con compresores, productos químicos, agentes de sostén, agua, balsas y contenedores para las aguas residuales.

La práctica que se ha venido realizando en Estados Unidos ha sido comenzar la explotación del yacimiento con espacios más grandes y aumentar la densidad a medida que se agotan los pozos de producción. A finales de 2010 se habían perforado casi 15.000 pozos en Barnett Shale, mientras que la superficie total de lutitas se extiende por 13.000 km², la tendencia y lo eficaz es concentrar los pozos en plataformas reducidas tal como se ha indicado anteriormente.

Tras su extracción, el gas debe transportarse a las redes de distribución. Si la producción de los pozos es suficientemente alta se construyen redes de recolección con estaciones de compresores. La decisión respecto al modo de almacenamiento o transporte, y la construcción de tuberías de superficie o subterráneas depende de los parámetros específicos de los proyectos y de la normativa aplicable.

Ésta es la forma habitual de proceder hoy en día, no solamente en operaciones de fracking sino también en trabajos de almacenamiento geológico de gas natural y/o CO₂. Actualmente, en la producción de yacimientos no convencionales es habitual el perforar hasta veinte o treinta pozos distintos desde un mismo emplazamiento.

La afección superficial no puede considerarse un problema insalvable. Como en otros muchos aspectos de la fracturación hidráulica, el desarrollo técnico, la introducción de nuevas tecnologías está solventando los problemas o inconvenientes que en décadas pasadas pudo tener su puesta en práctica.

Todos estos aspectos descritos, suponen por otro lado un reto en cuanto a su análisis retrospectivo, experiencia acumulada, estudio particular en el caso de Castilla y León e investigación para minimizar su impacto.

Esto abre un enorme abanico de posibilidades tanto en lo referente a las tecnologías de aplicación para la exploración y producción del gas no convencional como en lo relativo a la formación, aprendizaje e investigación en un campo poco conocido en esta región. Sin duda deben beneficiarse y jugar un papel predominante las industrias relacionadas con el sector del gas así como los centros de formación profesional y universidades.

La creación de empleo y la generación de riqueza son sin duda beneficios que no pueden obviarse y que pueden ser motor de numerosas actividades satélites a esta gran industria del gas no convencional. En los siguientes apartados se detallan estos aspectos para un escenario medio de producción de gas no convencional.

En el impacto económico, en relación a la contribución prevista sobre la economía regional, destaca el aumento del PIB de la misma en los sectores innovativo, industrial y de servicios. Mejora de la balanza de pagos, considerando todos los efectos que la tecnología pueda tener en esta cuenta. Por un lado las importaciones de combustibles que evite; pero también la influencia en los costes de la energía que favorezcan o dificulten la exportación de la industria regional y nacional. Capacidad de creación de empleo en la generación y en la implantación de la tecnología; tratando de cualificar (valor añadido) y cuantificar qué tipo de empleo se puede promocionar. Mejora de las cuentas públicas, identificando la creación de ingresos fiscales y nuevos tributos previstos. Efecto sobre la competitividad empresarial, referido a una reducción de costes en el sector empresarial, mejoras en la competitividad de nuestras empresas en el exterior, con aumento de las exportaciones o sustitución de importaciones. Valoración actual y prospectiva del desarrollo global de la tecnología. Contribución a la eficiencia del sistema energético en los mercados potenciales para su aplicación y al ahorro en la factura energética final, valorando el aumento de la capacidad de ahorro para el usuario final, reducción de costes al sector privado incluyendo usuarios dispersos. Distribución de la riqueza valorando el grado de dispersión del empleo en ámbitos rurales, industriales, etc.

La contribución a la balanza comercial igualaría al nivel de déficit actual en un plazo de 15 años y alcanzaría un valor máximo superior a los 40.000 millones de euros, dato obtenido del estudio de Deloitte de 2014 y referido a toda España. La participación de la comunidad autónoma de Castilla y León sería del orden del 26% del total anterior, siempre y cuando se desarrolle de forma decidida la actividad de exploración y producción de hidrocarburos.

4. SECTORES INDUSTRIALES RELACIONADOS CON EL GAS NO CONVENCIONAL

4.A. ANÁLISIS DE DEMANDA

La industria del gas en España aporta un 0,5% del PIB, emplea a más de 150.000 trabajadores, genera un valor añadido bruto de entre 7.000 y 8.500 millones de euros, las inversiones realizadas desde el año 2000 suponen más de 15.400 millones (lo que supone una capacidad de inversión superior a los 1.000 millones de euros anuales) y opera a través de una red de transporte y distribución de más de 81.000 kilómetros que llega a 1600 municipios y alcanza cerca de siete millones y medio de punto de consumo. Sin duda, estas cifras certifican que estamos ante uno de los motores de la economía española y un sector absolutamente estratégico.

El consumo total de gas natural, de acuerdo a los balances energéticos oficiales, fue en 2013 303.278 GWh, con descenso del 7,5% respecto al año 2012. La demanda final de la industria subió significativamente, mientras que el consumo doméstico-comercial bajó de forma importante, por lo que el descenso de la demanda total se ha debido al del consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado. La participación del gas natural en el balance de la energía primaria fue del 21,4 % en 2013, inferior al peso del año anterior

El consumo de gas se estima que se distribuyó en un 21,1% en el mercado doméstico-comercial y un 34,6% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

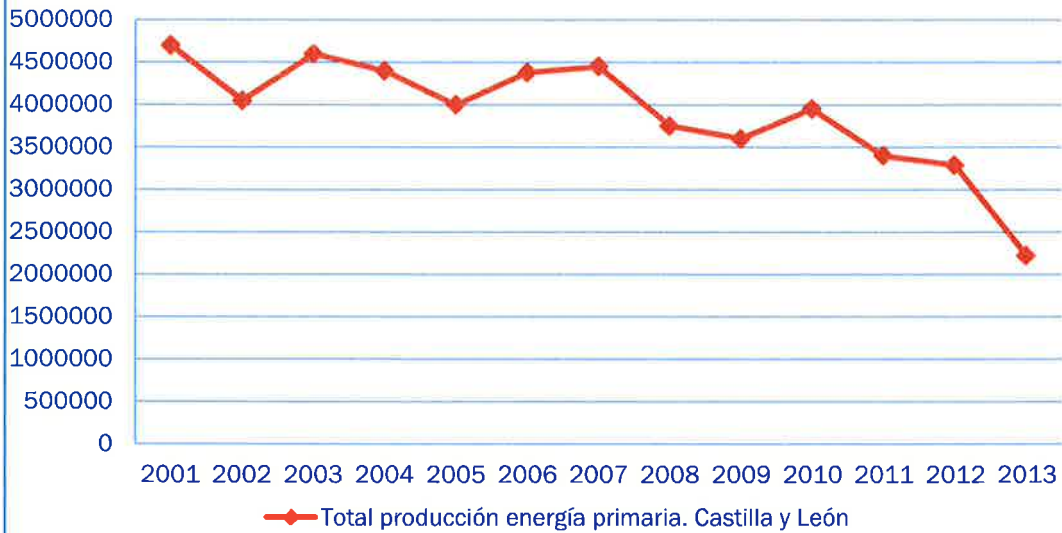
DEMANDA ACTUAL Y PREVISTA POR SECTORES

PRODUCCIÓN ENERGÍA PRIMARIA

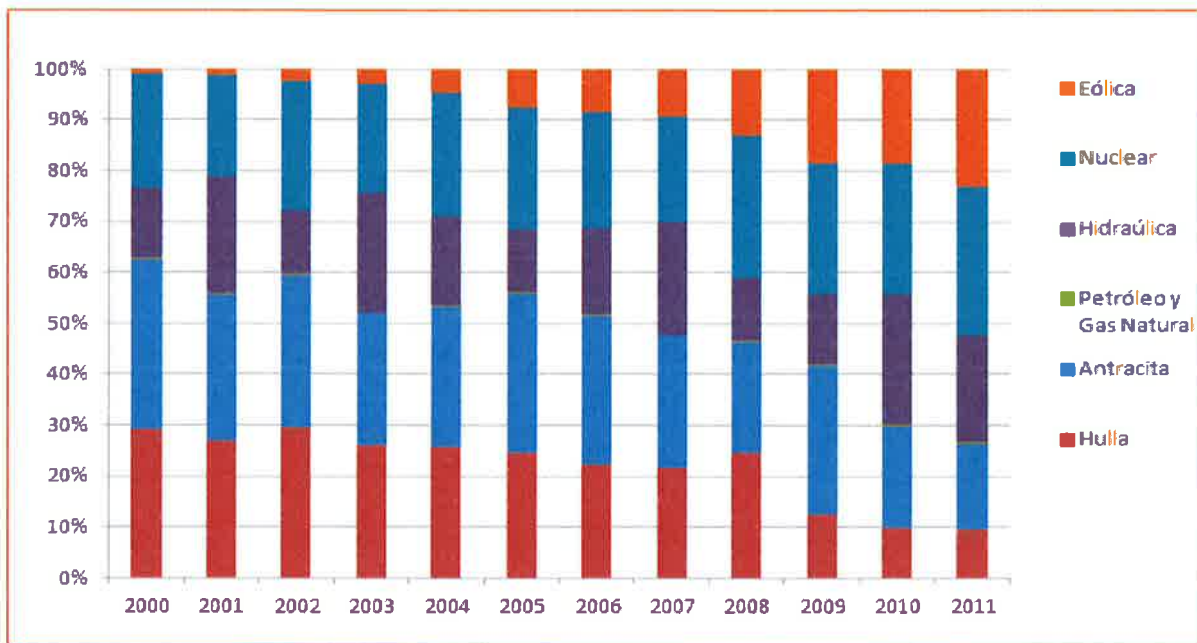
La producción energética de Castilla y León ha sufrido altos y bajos en los últimos años, estableciéndose en 2013 el valor más bajo de producción energética desde 2001. Esto se debe al cierre de la planta nuclear de Santa María de Garoña y a la inestabilidad económica que ha venido sufriendo el país, y en especial Castilla y León.

A continuación se expresa la sucesión de la producción de energía primaria en Castilla y León desde el 2001 hasta el 2013.

Total producción energía primaria. Castilla y León



En el siguiente gráfico puede observarse la evolución y tendencias de las diferentes fuentes de energía:



Porcentaje de producción de energía primaria en Castilla y León (Toneladas-equivalente de petróleo)

Fuente: EREN- Junta de Castilla y León

Dentro de la comunidad de Castilla y León, la producción de energía primaria en las diferentes ciudades presenta las siguientes características:

Burgos es la única provincia con central nuclear, siendo su aportación mayor que el resto de fuentes energéticas. Desde el año 2013 la central se encuentra cerrada y sin producción alguna, circunstancia que ha supuesto un descenso notable en la producción de energía primaria en Castilla y León.

León es la provincia que aporta mayoritariamente el carbón como fuente de energía (Palencia de manera muy reducida), aunque la tendencia es a reducir su producción. En la actualidad están operando cuatro centrales térmicas con una potencia instalada de unos 2.720 MW, la central de Compostilla con una potencia instalada de unos 1.200 MW, la central de La Robla con 655 MW, la central de Guardo con 515 MW y la central de Anllares con 350 MW.

Salamanca es la principal provincia en el aporte de energía hidráulica, junto con Zamora en menor medida. La variabilidad estacional es su principal inconveniente.

La energía eólica se incrementa en prácticamente todas las provincias de la región, destacando Burgos, Soria y Palencia. De igual manera sucede, aunque con aún con un peso muy reducido, con la energía solar.

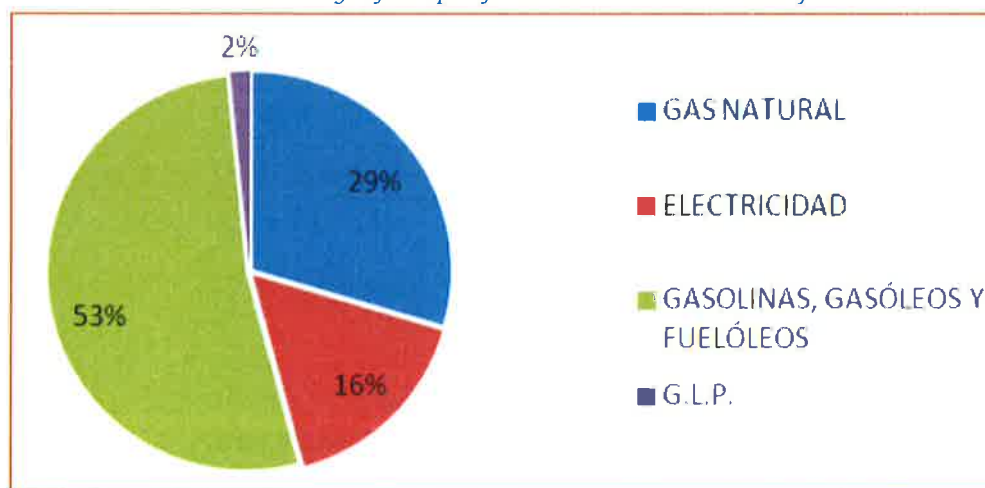
El petróleo es testimonial y únicamente se produce en la provincia de Burgos.

CONSUMO ENERGÍA

La energía final es la energía suministrada al consumidor para ser convertida en energía útil, es decir es la energía que llega finalmente al consumidor y de cuyo consumo se tienen datos a través de los contadores o suministradores y disponibles en el mercado en forma de combustible, calor y electricidad.

Por fuentes de energía, el mayor consumo en Castilla y León se produce en el grupo de gasolinas, gasóleos y fuelóleos, que en 2011 suponen un 52,62% del total del consumo. Le sigue el gas natural con un 29,5% y la electricidad con un 16%.

Consumo de energía final por fuentes en 2011 en Castilla y León



Evolución del consumo de energía final en Castilla y León (Toneladas-equivalente de petróleo)

Fuente: EREN- Junta de Castilla y León

CONSUMO GAS NATURAL

El consumo total de gas natural, de acuerdo a los Balances energéticos oficiales (publicación La Energía en España 2013), fue en 2013 30.3278 GWh, con descenso del 7,5% respecto al año 2012. La demanda final en la industria subió significativamente, mientras el consumo doméstico-comercial bajó de forma importante, por lo que el descenso de la demanda total se ha debido al del consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado. La participación del gas natural en el balance de energía primaria fue del 21,4% en 2013, inferior al peso del año anterior.

El consumo en los sectores doméstico, comercial y de servicios ha bajado en 2013 un 9,4%, derivado de su actividad, dado que no han tenido influencia significativa las diferencias de laboralidad y temperatura respecto del año anterior.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2013 se estima en 10.7591 GWh, un 35,5% del total, de los que el 35,4% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (ver gráfico) y el resto corresponde al consumo en centrales del sistema eléctrico y a otros consumos auxiliares. En el último año, el conjunto de consumos para generación eléctrica ha bajado un 16,9%, debido al descenso de la demanda eléctrica y al cambio de la estructura de generación, con fuerte crecimiento de las energías renovables. También en 2013 ha bajado el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración, rompiendo la tendencia de crecimiento anterior.

El consumo de gas se estima que se distribuyó en un 21,1% en el mercado doméstico-comercial y un 34,6% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

	2012	2013	Estructura %	%2013/12
Doméstico-comercial	70553	63896	21,1%	-9,4
Industrial	98191	105064	34,6%	7,0
Materia prima	4339	6260	2,1%	44,3
Cogeneración (1)	41899	38140	12,6%	-9,0
Generación eléctrica	87546	69452	22,9%	-20,7
Consumos propios, pérdidas y dif. estadísticas	25254	20466	6,7%	-19,0
Total gas natural	327781	303278	100,0%	-7,5

(1) Estimación del gas empleado en generación eléctrica

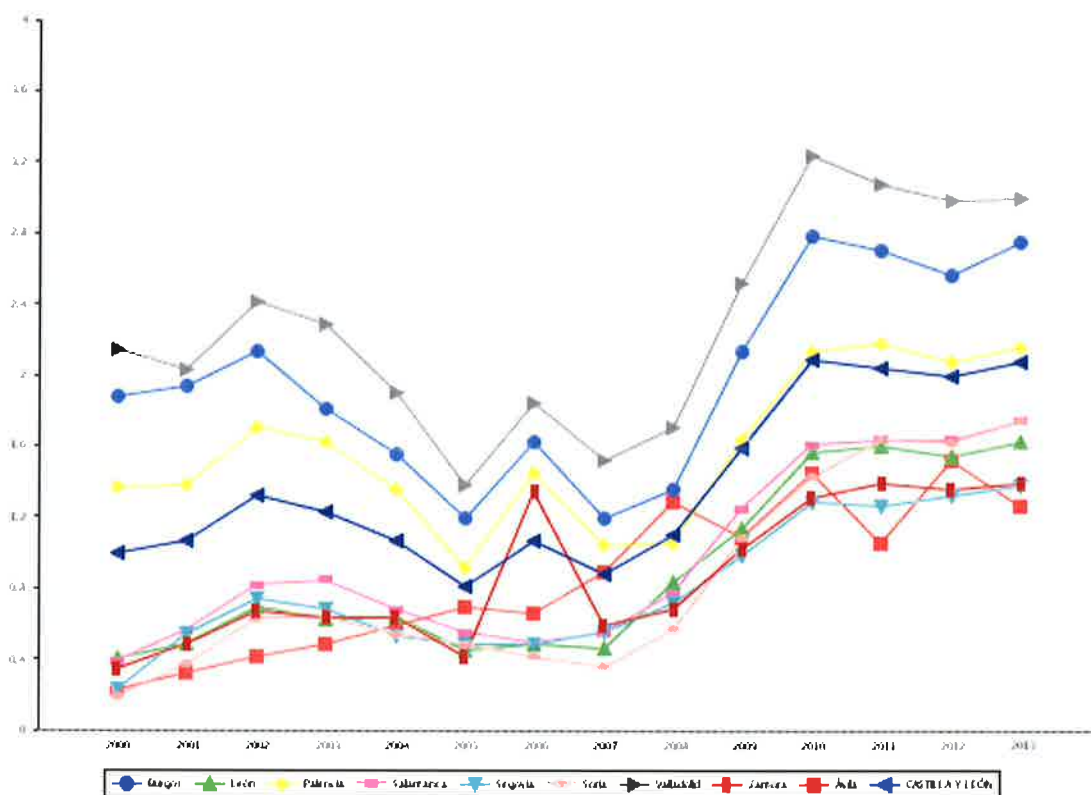
Demanda de gas (GWh) (La Energía en España 2013)

En el sector industrial, tal como se observa en el cuadro anterior, el consumo de gas en 2013 subió un 7 % debido a la mayor actividad de sectores intensivos en el consumo de gas.

Respecto al consumo doméstico el consumo de gas natural se vincula en los hogares principalmente al uso de calefacciones, agua caliente y cocinas. Se mide en termias por habitante.

En los últimos años el consumo de gas natural de uso doméstico ha sufrido un aumento significativo debido principalmente a la sustitución de sistemas de calefacción tradicionales (carbón y gasóleo) por otros más modernos, con lo que parece ser una especial predilección por los sistemas de gas natural.

En el siguiente gráfico puede observarse la evolución ascendente del consumo de gas natural en las distintas provincias de Castilla y León. A partir de los años 2009-2010 se aprecia una tendencia ligeramente descendente, hasta el 2013, motivada principalmente por la crisis económica y aplicación paulatina de criterios de eficiencia energética.



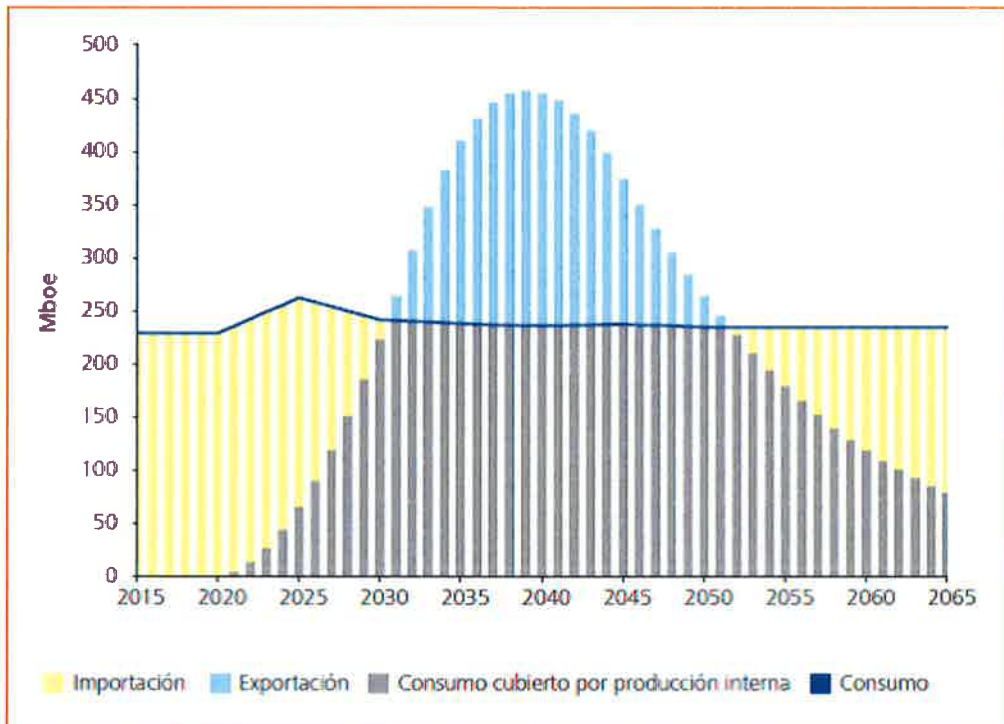
Consumo doméstico de gas natural en Castilla y León en Castilla y León (Miles de termias por habitante)

Fuente: EREN- Junta de Castilla y León

DEMANDA FUTURA

La estimación de la demanda de gas natural en España prevé un incremento hasta 2025, seguido de una ligera caída, manteniéndose finalmente cercano a los 235 Mboe hasta el año 2065.

El gráfico siguiente refleja el impacto asociado al desarrollo a un escenario base: Consumo nacional de gas natural, importaciones, exportaciones y producción.



*Fuente del gráfico: Informe Impacto económico Deloitte 2014

En el caso de Castilla y León, por lo dilatado de los plazos impuestos por las administraciones, la producción de gas natural asociada a los nuevos recursos comenzaría en 2020, en el mejor de los casos a partir de esta fecha se vería reducido el volumen necesario de importaciones progresivamente. En un escenario intermedio, la producción interna superaría al consumo nacional en 2030 permitiendo a este país, fundamentalmente a la comunidad de Castilla y León, pasar a exportar el excedente de gas natural producido durante un periodo aproximado de 20 años.

4.B. ACTIVIDADES Y TECNOLOGÍA UTILIZADA EN EL PROCESO DE PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL

INTRODUCCIÓN

La extracción de Gas no convencional-Shale Gas es un proceso complejo, que implica un gran volumen de trabajo cualificado y experimentado, proveedores especialistas y equipos de capital costosos.

En esta sección se explican y detallan las actividades, tecnología y programas de trabajo asociados a la perforación en fase de exploración y explotación de los pozos de extracción de gas no convencional. Los procesos diferirán en cierta medida entre la fase de exploración del pozo y la fase de extracción comercial, aunque los principios básicos se mantienen en las dos. Las diferencias se detallan más abajo, las cuáles giran principalmente en el grado de las pruebas y análisis necesarios y en la cantidad de procesos fracturación hidráulica.

En este apartado se presentan, en primer lugar, los detalles pormenorizados de las actividades exploratorias y sus necesidades asociadas.

<u>Actividades</u>	<u>Plazos</u>
<p><i>Preparación de la plataforma</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Instalación de membrana impermeable y sistemas de drenaje• Construcción de la explanación• Instalación de la infraestructura de campo	<p>Tiempo estimado</p> <p>4-8 semanas</p>
<p><i>Perforación del pozo de exploración</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Montaje de la torre de perforación y creación de equipo especializado• Comienzo de la perforación, priorizando la seguridad de los acuíferos Mediante triple encamisado de acero y cemento• Perforación hasta la profundidad deseada• Entubado y cementado final• Continuo aporte de agua y transporte y tratamiento de residuos	<p>10-14 semanas</p>
<p><i>Perforación, estimulación hidráulica y análisis</i></p> <ul style="list-style-type: none">• Bombeo de agua, arena y aditivos a alta presión en el pozo para fracturar la roca. Tratamiento del agua utilizada• El gas fluye desde la roca hacia el pozo• Análisis de resultados y muestras• Sellado del pozo hasta la fase de producción si procede	<p>18-26 semanas</p>

En estas actividades no se han tenido en cuenta los tiempos de análisis y decisión de abandono o mantenimiento del pozo, ya que no existe prácticamente actividad en campo, y que pueden llevar unas 30 semanas.

Fin de la fase de exploración

Producción y mantenimiento en curso

- Reperforación y fracturación hidráulica necesaria. Tratamiento agua
- Infraestructura necesaria y valvulería en cabeza del pozo
- Instalaciones de tratamiento y compresión del gas
- Instalaciones de conexiones con la red general de transporte
- Supervisión y mantenimiento hasta 25 años
- Desmantelamiento, clausura, sellado y restauración



Hasta 25 años
(muy variable)

Fin de la fase de producción

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES EN FASE DE EXPLORACIÓN

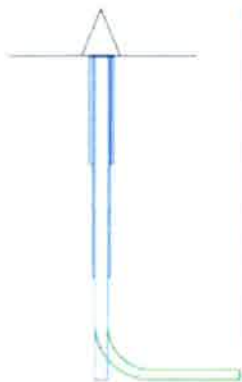
La exploración del gas no convencional, comienza con el proceso de selección del área prospectiva, pasando desde un ámbito muy extenso, a otro cada vez más reducido. Desde la región a la cuenca y de ésta, al área prospectiva. La decisión final del emplazamiento se hará a partir de los resultados del proceso de selección detallado, integrando criterios técnicos, ambientales y sociales.

Las actividades de exploración durante el programa de investigación se pueden resumir en:

- 1) La perforación del pozo
- 2) La obtención y análisis de testigos geológicos
- 3) La estimulación hidráulica

Los resultados obtenidos durante las diferentes fases de trabajo constituyen la base para la definición y ejecución de las siguientes fases de trabajo durante la investigación. Por ello, antes del inicio de los trabajos de exploración no resulta posible establecer con exactitud todas las fases de trabajo y los tiempos necesarios en cada una de ellas.

Se presenta a continuación un diagrama de la situación tipo contemplada para las actividades de perforación exploratoria.



Perforación de un pozo vertical y de otro horizontal desde el mismo pozo:

Se perfora un pozo vertical y si los resultados son suficientemente buenos (con o sin estimulación) se procede a la perforación de un pozo horizontal para hacer una estimulación y evaluación más precisa de los recursos. El pozo horizontal se construye aprovechando prácticamente la totalidad de los metros ya perforados en el pozo vertical y a partir de una profundidad el pozo se perfora desviándose hasta alcanzar una trayectoria horizontal en la formación de interés.

Fases de trabajo asociadas a la perforación y test del pozo:

OBRA CIVIL Y ACCESOS

El área donde un pozo es perforado es conocida con el nombre de plataforma de perforación. Una plataforma típica de exploración ocupa una superficie de alrededor 1,3 Ha, (más o menos las medidas de un campo de fútbol) la cual se acondiciona para albergar los equipos de la torre de perforación, tubos y almacén, zonas de acopios, balsas y tanques para tratamiento del agua, instalaciones complementarias tal como portacabinas móviles para oficinas y vestuarios de los trabajadores. Una plataforma de exploración podría contener hasta 10 pozos distribuidos en todo el área, aunque para el propósito de exploración, sólo podría ser necesaria la instalación de un único pozo por plataforma.



Vista aérea de plataforma de perforación, Marcellus shale.

Los principales trabajos en el proceso de construcción de plataforma son:

Adecuación de accesos: Los accesos a la plataforma se harán desde carreteras nacionales, autonómicas y/o provinciales, y en algún caso utilizando pistas interparcelarias ya existentes, procediendo al acondicionamiento necesario de las mismas. Los accesos deberán ser capaces de soportar el paso de vehículos pesados, con un ancho y trazado suficiente para garantizar el tráfico previsto.

Movimiento de tierras: Desbroce de vegetación y almacenado para su reutilización en una posible restauración de taludes, restitución en situación de abandono de pozo, acondicionamiento de la explanada (excavación y/o relleno) y compactación.

Impermeabilización: Colocación de lámina suficiente de polietileno en el área en que se situará la torre de perforación y el resto de las instalaciones necesarias para la realización de los trabajos, con el fin de evitar filtraciones al terreno y contaminación de suelos y acuíferos por derrames o vertidos accidentales u ocasionales.

Construcción plataforma: Completamente impermeabilizada, quedará protegida por una capa de todo-uno de 30 cm de espesor, sobre la que se realizará un recocado y recebado de zahorra artificial suficiente para el tránsito de vehículo y equipos a utilizar.

Captación y canalización aguas de escorrentía: Para recoger y canalizar las aguas de escorrentía de la zona ocupada por la plataforma se construirá una cuneta perimetral alrededor de todo el complejo de perforación. Esta cuneta captará todas las aguas que pudieran fluir desde o hacia el emplazamiento y la conducirá a un depósito en donde será almacenada para conducirla al sistema de tratamiento adecuado, si fuese necesario.

Construcción balsas de agua: Las balsas de agua, con una capacidad útil de aproximadamente 3.500 m³ divididas en varios compartimentos, estarán excavadas, estabilizadas por una capa de gunita e impermeabilizadas mediante una lámina de Polietileno.

Construcción losas de hormigón armado: Ubicadas y dimensionadas según las especificaciones de cargas del equipo de perforación finalmente seleccionado, y se dispondrán además en aquellos puntos de apoyo de máquinas y silos emplazados en la plataforma.

Canaleta de acero galvanizado: Se construirá una canaleta recolectora de fluidos alrededor de la subestructura, balsas y bombas de equipo de perforación, esta canaleta se cubrirá con una rejilla metálica que quedará a la misma cota que el emplazamiento.

Vallado: La plataforma en la que se emplace la torre de perforación y el resto de instalaciones necesarias para la perforación de los pozos estará delimitada y cercada, con el objeto de evitar el tránsito de maquinaria y de personas, ya sea entrando o saliendo, por lugares que no sean los accesos que al efecto se habiliten.

El tiempo estimado para la preparación de la plataforma puede estar en un rango de entre 30 y 60 días, teniendo en cuenta que estos trabajos son muy dependientes de la climatología.

Las tareas de obtención de permisos de planificación, que incluyen los estudios del terreno necesarios etc, precederán al proceso de preparación de la plataforma.



Plataforma para pozo Estela-1 en el País Vasco

Maquinaria utilizada:

- ✓ Grúa
- ✓ 2 Bulldozers
- ✓ Retroexcavadora/Cargadora frontal y excavadora
- ✓ Apisonadora
- ✓ 4-5 Dumpers/Camiones



Impermeabilización con geotextil de balsas de agua. Estela-1 en el País Vasco

Materiales:

- ✓ Suelos seleccionados
- ✓ Zahorra artificial
- ✓ Lámina Polietileno
- ✓ Geotextil
- ✓ Hormigón
- ✓ Gunita
- ✓ Armadura
- ✓ Canaleta de acero
- ✓ Rejilla metálica

MOVILIZACIÓN E INSTALACIÓN DE LA TORRE DE PERFORACIÓN Y EQUIPAMIENTO AUXILIAR

Los equipos de perforación a utilizar deberán reunir las características técnicas y potencia necesarias para alcanzar las profundidades buscadas. Por lo general los tipos de equipos de perforación son eléctricos de 1.500-2.000 caballos de potencia y suelen disponer de tres o cuatro motores diésel de 1.500 caballos de potencia cada uno, cuyo consumo medio puede oscilar entre los 5.000 y 8.000 litros al día, dependiendo de la actividad del equipo.

Los tanques de combustible suelen estar compuestos por dos piezas, con una capacidad nominal de 20.000 litros cada una y dotadas de un dispositivo detector de fugas y de doble pared.

La distribución del combustible se lleva a cabo mediante una bomba eléctrica que tendrá instalados recipientes de goteo y sistemas de prevención de derrames de aceite y lodo.

Las torres de perforación suelen tener una altura aproximada de entre 40 y 50 metros, se trata de estructuras metálicas auxiliares mientras se realizan las operaciones de perforación. Una vez finalizada la perforación se desmontan y retiran de la plataforma.



Torre de perforación. Pozo en Polonia

Una distribución frecuente de los equipos es la siguiente:

Zona destinada a la instalación de los equipos de perforación y, por lo tanto, la preparación de los suelos acorde con este uso. Alrededor del pozo a perforar, se construyen dos antepozos en hormigón armado para el control de cabeza del pozo y operaciones de cementación, aislamiento, etc. En una zona próxima se dispone una balsa de unos 3.500 m³ de capacidad útil para agua dividida en tres compartimentos.

Zona dedicada al almacenamiento de material, casetas, oficinas y aparcamiento de vehículos, así como a la ubicación de los tanques de agua, lodos, aditivos y equipos durante la fase de estimulación de los pozos.

Equipos e instalaciones auxiliares:

- ✓ Plataforma y torre de perforación.
- ✓ Tanques metálicos para el almacenamiento y tratamiento de los lodos de perforación.
- ✓ Instalaciones de cribado, desarenado y centrifugado para la separación de la fracción sólida del retorno de perforación.
- ✓ Grupo generador de electricidad.
- ✓ Depósito de gasóleo para la alimentación del grupo generador, con cubierta de potenciales derrames.
- ✓ Antorcha para quemado de gases.
- ✓ Balsa de tierra para el almacenamiento de agua limpia para preparación de lodos de perforación y seguridad.
- ✓ Cobertizo para almacenamiento de aditivos para la preparación de lodos.
- ✓ Bastidores metálicos para el almacenamiento de tubulares.

- ✓ Cabina para oficina del supervisor de perforación.
- ✓ Cabina vestuario.
- ✓ Cabina taller para pequeñas reparaciones y almacén de material menudo.
- ✓ Cabina para control geológico y para los ingenieros de lodos.
- ✓ Servicios.

Suministro de agua y electricidad:

Para la perforación de los pozos y posterior estimulación se requieren unas cantidades de agua que oscilan entre 2.000 y 30.000 m³, por lo que se elegirá la opción más adecuada para garantizar el suministro de agua a los sondeos durante los trabajos de perforación y estimulación.

Entre las diferentes opciones de suministro de agua, las más recurridas son:

- A partir de la captación de aguas subterráneas por medio de la perforación de un pozo de extracción.
- A partir de captación de agua superficial, ríos, embalses, manantiales, etc.

Los volúmenes de agua necesarios durante las labores de perforación se estiman entre 1.000 y 3.000 m³ por pozo, cuyo consumo se repartirá a lo largo de los 45 días que dure la perforación de cada sondeo. En el caso que, una vez finalizada la perforación del pozo, se considerase necesario proceder a la estimulación de las potenciales formaciones almacén, sería necesario un volumen adicional que variará en función de las características de cada pozo y terreno a estimular, dentro de un rango de entre 1.000 y 30.000 m³ por pozo a inyectar en varias etapas cuyo consumo se repartirá a lo largo de los 4 o 5 días que dure la estimulación.

El transporte de agua, puede realizarse mediante conducción provisional que se disponga a tal efecto, especialmente para las que se localicen más cercanas al punto de sondeo, o mediante el uso de camiones cisternas.

La energía eléctrica necesaria para todos los equipos e instalaciones involucrados en la perforación del pozo será suministrada por los propios equipos generadores, antes descritos, que se instalen en la plataforma del sondeo.

PERFORACIÓN DEL POZO

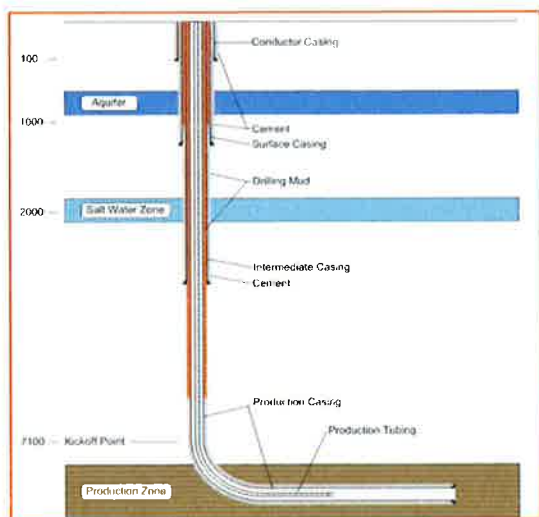
Diseño del pozo:

Los detalles de los diseños de los pozos de exploración se definirán por ingenieros de perforación en función de las características de la formación geológica. Las profundidades exactas se desconocen a priori con exactitud, en el caso que nos ocupa se estima que podrían estar en rangos de entre 3.000 y 4.500 metros y los diámetros de perforación oscilan entre 75 cm en cabeza, hasta 17 cm en fondo pozo.

Los pozos se diseñan para asegurar que tanto el fluido que se bombea a través del pozo como el gas que eventualmente será recogido, queden confinados dentro de la estructura del pozo. Para ello, según se perforan las diferentes secciones del pozo, se coloca el entubado (tubería de acero) y el espacio entre el entubado y el sondeo, denominado espacio anular, se rellena con mortero y/o lechada de cemento. Este proceso se repite, usando diámetros de perforación y entubado cada vez menores, hasta alcanzar la formación geológica objetivo. El cemento debe rellenar y sellar por completo el espacio anular en todo el pozo. Durante el proceso de perforación, el entubado es cementado con objeto de estabilizar y sellar el sondeo para evitar fugas y contaminación de aguas subterráneas; en las zonas más sensibles (hasta unos 500 metros) se disponen hasta tres capas de acero y cementación para garantizar un correcto sellado.

El entubado y la cementación anular forman el principal componente estructural del sondeo y cumple las siguientes funciones:

- Evitar hundimientos de las paredes del sondeo
- Aislar las diferentes formaciones, evitando flujos de fluidos o gases
- Permite el control y evita la invasión al pozo de los fluidos de la formación, de los gases y de la presión, mientras la perforación avanza.
- Evita contaminación de acuíferos y suelos.



Esquema de estructura tubular de un pozo tipo
*Medida de profundidad en pies. (Pie=0,3048 metros)



Cabeza del pozo. Proceso de perforación

Para asegurar que el pozo tiene unas buenas características técnicas y de protección del entorno se realizaran una serie de test que confirmarán que el cemento está correctamente distribuido a lo largo del sondeo y completamente alrededor del entubado.

Durante la perforación del pozo la protección del agua subterránea se mantendrá gracias al uso exclusivo de lodos en base agua, actividad que explica a continuación.

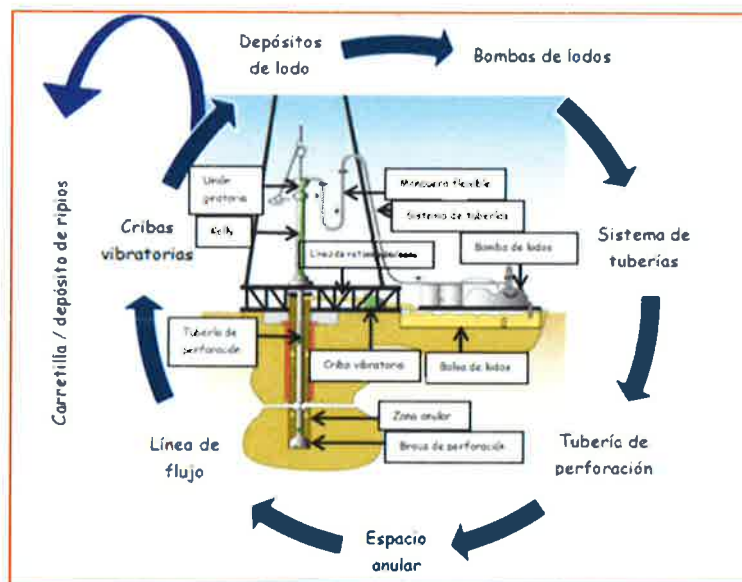
Lodos de perforación:

Para llevar a cabo la perforación de los sondeos resulta imprescindible la utilización de lodos en el interior del pozo. Suelen ser generalmente con base agua a la cual se añaden diferentes aditivos y fundamentalmente bentonita de forma que el producto final reúna las propiedades y peso específico apropiados para estabilizar las paredes del pozo, evitar la entrada del agua del terreno a la perforación, permitir una buena recuperación de los ripios de perforación y asegurar el control del sondeo ante cualquier eventual venida de gas.

Estos compuestos se almacenarán a temperaturas moderadas, en una zona seca y bien ventilada, siempre dentro de sus recipientes originales.

Los lodos junto con los ripios procedentes de la perforación se almacenan en tanques en superficie para su separación y tratamiento.

A continuación se muestra un gráfico explicativo de la gestión de fluidos y ripios de perforación:



Esquema gestión de fluidos y ripios de perforación.

Control geológico:

El control geológico a pie de pozo será continuo desde el comienzo de la perforación hasta la finalización. Se dispondrá de una cabina de control de lodos y se realizará el registro continuo de la velocidad de perforación (rotación, peso, verticalidad, etc.), control de salinidad del lodo, registro y análisis del gas, descripción de los ripios e indicios de hidrocarburos.

La toma de muestras, ripios de las formaciones geológicas atravesadas, se realizará desde la fase inicial del sondeo hasta la profundidad final. El intervalo de muestreo se establecerá a juicio del geólogo del pozo, conjuntamente con el operador. En cualquier caso se definirá de forma previa al comienzo de la perforación.

La exploración requerirá una labor de I+D que implicará la perforación de varios pozos y la experimentación con técnicas de estimulación de las formaciones potencialmente productoras; todo ello con la finalidad de obtener, en cada pozo, producciones de gas suficientes para hacer rentable la explotación del yacimiento.

Se deberá realizar de forma sistemática y continua una representación cartográfica y geológica de cada uno de los pozos.

Los resultados que se vayan obteniendo con la perforación y exploración de los primeros pozos marcará el devenir del futuro proyecto exploratorio, éste puede discurrir, desde un escenario negativo, en el que una vez perforados y estimulados los primeros pozos se decidiese abandonar el proyecto a causa de los resultados negativos, hasta un marco más positivo en el que los buenos resultados obtenidos, aconsejarían la perforación del resto de pozos previstos.

Si los resultados fueran negativos, se decide abandonar el pozo y deben retirarse todos los equipos utilizados y realizar una restauración integral de la zona, morfológica y de restauración de la vegetación existente. En la cabeza del pozo deben disponerse al menos tres barreras físicas de sellado y tapón de cabeza.



Cabina de control de perforación. Polonia

ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

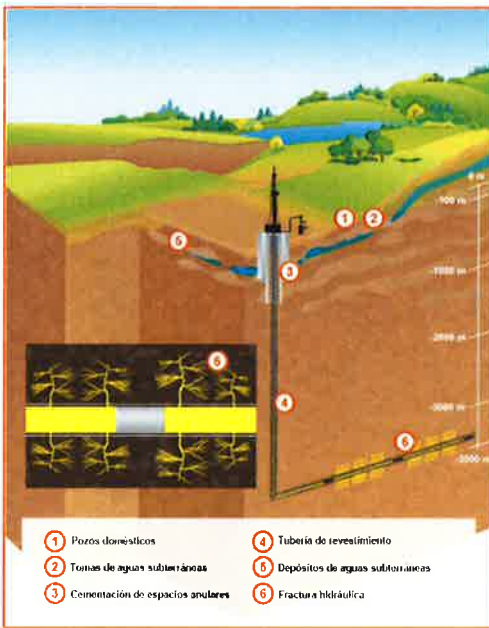
Del diseño previo que se ha realizado, se deduce la conveniencia de realizar la estimulación de la potencial formación reservorio, siempre y cuando los resultados obtenidos tras la perforación confirmen la existencia de gas.

La estimulación hidráulica consiste en bombear un fluido, principalmente agua, que contiene un agente de sostén o propante (generalmente arena o material cerámico) y aditivos al interior del pozo. La inyección se realiza con una presión suficiente para crear pequeñas fisuras en la roca. Una vez recuperado el fluido de estimulación, la arena queda alojada en las fisuras manteniéndolas abiertas, creando vías que permiten que el gas fluya al interior del pozo desde la roca.

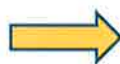
La estimulación hidráulica dura entre 4 y 6 horas aproximadamente por fase. En el pozo vertical solamente serán necesarias 1 o 2 fases de estimulación, mientras que en el pozo horizontal serían necesarias entre 12 y 15 fases.

Las zonas o tramos en las que se desee realizar la estimulación, se aíslan del resto del pozo, y de la superficie, mediante la instalación de tapones mecánicos instalados mediante sistemas eléctricos o hidráulicos, y se perforará la tubería y el cemento usando pequeñas cargas explosivas.

Para la inyección de agua a presión dentro de la formación que se pretende explotar, se emplazarán en superficie equipos motobomba, entre 15 y 18, que suministran una potencia conjunta de unos 17.000 o 18.000 caballos de vapor. Las presiones de inyección oscilan entre 600 y 1000 bares.



- Por cada tramo de 100 metros de formación que se quiera estimular se inyectarán unos 1.000 m³ de agua, de los cuales se recupera entre el 10 y el 80%, el agua recuperada será recogida y almacenada en depósitos cerrados de acero y será gestionada por una empresa de gestión de residuos y podría ser sometida a un pre-tratamiento en el emplazamiento de manera previa a ser transportada a unas instalaciones autorizadas para su gestión.
- Se estima que serán necesarias unas 50 toneladas de propante por fase de estimulación, y se podrían recuperar entre 0 y 2 toneladas por fase. El resto quedará alojado en las fisuras permitiendo el flujo de gas.
- Será necesario adicionar en pequeñas concentraciones, una serie de compuestos químicos, los cuales variaran en cantidad y calidad en función de las características de la potencial formación. El porcentaje de aditivos necesario para la estimulación es del orden del 0,5% del total de fluido bombeado. Actualmente se utilizan unos 10 aditivos, aunque en ocasiones solamente 2 o 3 productos, declarados y aprobados previamente.



Cabeza de perforación en la estimulación hidráulica (con pequeñas cargas explosivas)

Equipamiento estándar durante las actividades de estimulación hidráulica:

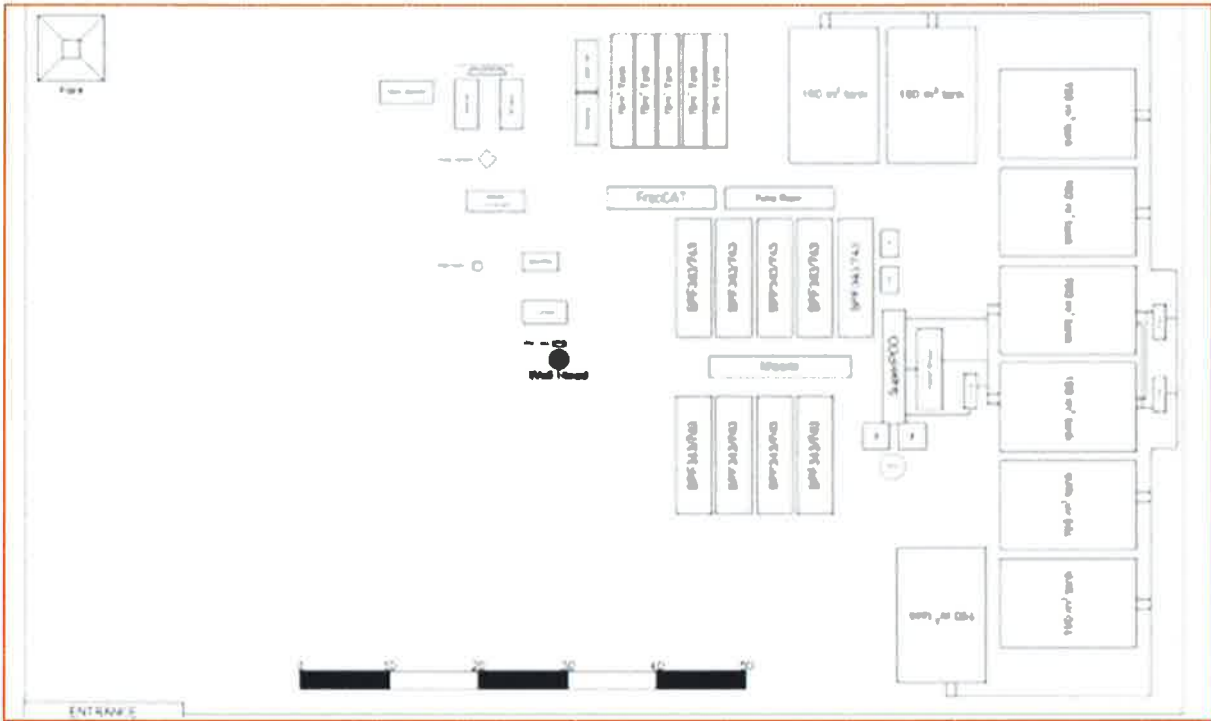
- ✓ Dispositivos de control de presión y válvulas en la parte superior del pozo.
- ✓ 8-10 bombas para la estimulación, alimentadas por equipos diésel 2.250 bHp ICEs.
Silos de almacenamiento de arena y aditivos.
- ✓ Depósitos de almacenamiento de agua.
- ✓ Mezclador (para mezclar arena, agua y aditivos).
- ✓ Equipo de separación del flujo de retorno.
Sistemas de medición de gas.
- ✓ Tanque para el flujo de retorno.
- ✓ Antorcha y depósito de separación de fase líquida y gaseosa.
- ✓ Sistema de tuberías, válvulas y controles.
- ✓ Controles, equipo de motorización y alojamientos para los trabajadores.
- ✓ Almacenes de equipos y herramientas.



Equipos de bombeo en el proceso de estimulación hidráulica en Polonia.

Fuente: GAZ i ROPA

Diseño del emplazamiento durante la fase de terminación:



ENSAYOS Y TERMINACIÓN

Después de la fase de perforación y, estimulación y pruebas de los pozos, si los resultados fueran negativos y se concluye la imposibilidad de una explotación comercial, se acometerán las labores de abandono de los pozos, diseñándose el correspondiente plan en función de las características de los materiales atravesados. Posteriormente, se retirarán todos los equipos de perforación, y se limpiará el área de ocupación.

Tareas a llevar acabo en el cierre y desmantelamiento del pozo:

- ✓ Restauración de las áreas temporalmente ocupadas hasta su estado original.
- ✓ Retirada de los materiales de construcción empleados.
- ✓ Restauración de los drenajes.
- ✓ Desmantelamiento y retirada de los equipos y estructuras.
- ✓ Documentación y monitoreo de la restauración del emplazamiento.

El sellado permanente consistiría en la instalación de un tapón de cemento en el interior del pozo, (inmediatamente por encima de la formación objetivo), y se añadirán además dos tapones de cemento más (rellenado de 100 metros) entre el primero y la superficie.

El entubado se corta dos metros por debajo de la superficie del terreno, se instala una placa de acero y añade una capa de cemento de aproximadamente 1 metro de grosor. Finalmente se cubre con tierra del entorno hasta alcanzar la cota del terreno.

Si el resultado de los ensayos fuera positivo, se realizará el correspondiente proyecto de las instalaciones necesarias para la explotación del yacimiento, la superficie requerida por tales instalaciones será claramente inferior a la ocupada, durante la fase de exploración.

En este supuesto caso, se mantendrá el pozo en abandono temporal hasta el arranque de la explotación y se procederá, posteriormente, a la restauración de los terrenos no necesarios en esa fase. Los criterios de restauración serán los mismos que se han descrito para el supuesto pozo seco.



Laboratorio de control y ensayos "in situ"



Pozo cerrado en fase de análisis de ensayos en laboratorio

GESTIÓN DE RESIDUOS

Residuos de la perforación:

La mayor producción de residuos en las operaciones de perforación corresponde a los lodos y rípios de perforación.

Los rípios de perforación consisten en pequeños trozos de roca, rotos por la acción de la broca de perforación, son extraídos del pozo y separados del sistema líquido del lodo en el sistema de recuperación de lodos.

Aproximadamente en un pozo de 4.000 metros de profundidad en vertical y 2.000 metros en horizontal, la cantidad de rípios de perforación será de 1.350 toneladas y 1.550 toneladas, respectivamente. Los rípios incluirán una parte de los lodos que en ningún caso superará el 20% del volumen.

La gestión de estos residuos consistirá en que tanto los lodos como los rípios se envíen a una instalación autorizada de gestión de residuos. Los rípios se mandarían al equipo de ingeniería y posterior gestor según se vayan produciendo, mientras que los lodos en cambio se reutilizarán gracias a un sistema de reciclado de la torre de perforación, y se llevarían al gestor una vez la perforación se dé por terminada o ya no puedan seguir siendo reciclados.

En ambos casos la gestión de residuos será realizada por una empresa autorizada de acuerdo con la normativa, e incluirá las recomendaciones en gestión de residuos detalladas en el Plan de Vigilancia Ambiental.



Cribas vibratorias separando lodos y rípios. Fuente BNK Contenedor de almacenamiento de rípios y detalle de criba vibratoria

Agua de retorno y agente propante:

El flujo de retorno del pozo requerirá ser tratada y se considera como aguas residuales industriales.

Entre las opciones de gestión del agua están las siguientes:

- Plantas de tratamiento de aguas residuales industriales fuera del emplazamiento.
- Instalaciones municipales de tratamiento de agua residuales.
- Tratamiento en el emplazamiento y descarga.

Las cantidades estimadas de flujo de retorno aunque es variable suele estar, como media, entorno al 40% y 60% de los fluidos bombeados al interior del pozo, por lo que se puede asumir que aproximadamente la mitad del flujo de retorno se va a recuperar en superficie.

La cantidad de arena, el agente propante, que se estima recuperar después de cada fase de estimulación por pozo es de 2.000 kg, sumando un total de 35 toneladas.



Depósitos de almacenamiento del fluido de retorno

La tabla adjunta presenta a modo de resumen y por orden cronológico las actividades que se prevé en el emplazamiento de trabajo durante el desarrollo completo de los trabajos de investigación, así como los tiempos típicos estimados en cada fase y el rango de tiempo total

Actividades y operaciones	Tiempo medio estimado por fase (días)
Obra civil	30
Movilización e instalación de la torre de perforación y equipamiento auxiliar	15
Perforación del pozo vertical	45
Cementado del pozo vertical y perforación del pozo horizontal	30
Desmovilización del equipo de perforación	15
Análisis de testigos geológicos en laboratorio, (sin actividad en emplazamiento)	120
Movilización del equipo de terminación	3
Terminación del pozo y realización de ensayos	45
Desmovilización y clausura de los equipos	3
Tiempo para determinar el abandono o el mantenimiento del emplazamiento	180
Restauración del emplazamiento	35
TOTAL	521

**Datos estimativos de tiempos probables obtenidos de BNK España*

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES EN FASE DE EXPLOTACIÓN

En el supuesto de que durante la fase de perforación del sondeo, los análisis realizados dieran como resultado evidencias de rentabilización de yacimiento, el pozo debería ser reentrado y evaluado en el futuro, para poder cuantificar más concretamente las reservas existentes.

Resulta imprescindible proponer un plan de explotación consistente en la definición de los trabajos adicionales a realizar en el propio pozo, o la perforación de otros sondeos de producción que fuesen necesarios, la planta de tratamiento, el gaseoducto que unirá los pozos con la planta de tratamiento y/o con la red general de gasoductos donde se inyectará el gas producido y tratado.

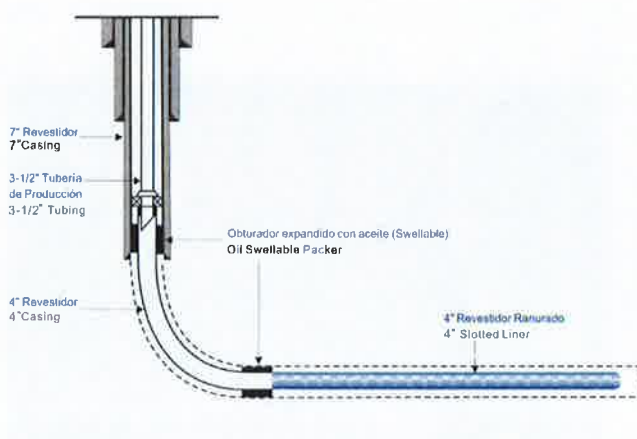
El plan de explotación deberá contar con otro estudio de impacto ambiental independiente del de proyecto de exploración, donde queden valoradas las alternativas de explotación posibles.

OPERACIONES DE PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

Los equipos y lodos necesarios para la perforación, son los mismos usados en la fase de exploración, los cuales quedan detallados en el epígrafe anterior.

Una vez instalados de nuevo los equipos e instalaciones necesarias, se procede a la reapertura del pozo, o a una nueva perforación. En el caso de que el pozo de exploración haya sido vertical se realizaría un pozo horizontal dentro del mismo emplazamiento de trabajo que el pozo vertical o se realizaría al lado de este. La cabeza del pozo se encontraría a unos 15-15 metros del pozo vertical y se utilizaría una torre de similares características a las del pozo vertical.

El objetivo del pozo sería obtener una trayectoria horizontal en la formación objetivo de modo que durante la estimulación se pueda valorar con mayor precisión los recursos. Para ello la profundidad máxima sería equivalente a la del pozo vertical pero en el tramo horizontal el pozo alcanzaría una longitud de entre 1000 y 2000 metros.



El pozo horizontal, al igual que en el caso del pozo vertical, se perforará en tres fases, con diámetros menores a medida que se alcancen profundidades mayores. En su sección horizontal el diámetro será solo de 14 cm (algo inferior al pozo vertical).

La estructura del entubado y cementación del pozo serían equivalentes a las del pozo vertical e incluirían los mismos sistemas de control: entubados concéntricos, controles en continuo de las operaciones, y test de cementación y presión.

En general los trabajos asociados al pozo de exploración y de explotación son equivalentes en su naturaleza, procesos y equipos.

Materias primas y almacenamiento

Las principales materia primas a utilizar durante la fase de explotación son el agua y el combustible. Otras materias primas como productos químicos, serán también importantes para la ejecución de las operaciones pero estarán tan solo asociadas a actividades específicas del proyecto (preparación de lodos y fluidos de estimulación) y tendrán normalmente volúmenes mucho menores.

El recurso del agua se concentrará principalmente en los procesos de producción de lodos en base agua y fluidos para la estimulación hidráulica.

En la perforación y/o reperforación y estimulación de los pozos de explotación, las operaciones son como las descritas anteriormente en los pozos de exploración.

OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA

Una vez perforado el pozo se procederá, al igual que en la fase de exploración, a realizar el proceso de estimulación hidráulica. Los equipos, técnica empleada, tiempos y personal son equivalentes a los de la fase de exploración, los cuales se detallan en el epígrafe anterior.

TERMINACIÓN E INSTALACIÓN DE CABEZA DEL POZO Y TUBERÍAS

Después de la fase de perforación y, estimulación y pruebas de los pozos, si los resultados fueran positivos y se concluye la posibilidad de una explotación comercial, se acometerán las labores de acondicionamiento de la zona. Posteriormente, se retirarán todos los equipos de perforación, y se limpiará el área de ocupación.

Condición final de un pozo en explotación:



Cabezas de pozos en explotación. Polonia

Una vez la producción de gas comienza, se requiere infraestructura necesaria (tratamientos previos del gas) para alimentar la red de transporte de gas natural, así como para su almacenamiento.

Una vez tratado y depurado convenientemente el gas obtenido, existen para su uso dos opciones fundamentales:

- ✓ Distribución mediante red de tuberías adicionales y estaciones de compresión para la conexión con la red principal de Castilla y León (o a consumo directamente).
- ✓ Generación de electricidad in situ, la cual es conectada a la red existente. Esto requiere la construcción de una central de generación.

Bajo cualquiera de las dos opciones se necesitarán trabajos, mano de obra y equipamiento adicional para poner en funcionamiento la infraestructura necesaria, la cual crecerá en función a que el número de pozos aumente por cada una de las diferentes localizaciones.

También existe la posibilidad una solución híbrida, que consistiría en la combinación de tuberías de gas en algunos pozos y generación de electricidad en el resto.

Será necesario un mantenimiento continuo para supervisar el campo de producción una vez que la fase de explotación está en la fase de máximo rendimiento. Se creará una rutina y un calendario de mantenimiento, así como un plan de emergencia.

La siguiente imagen muestra un campo de extracción en fase de producción.



Campo de extracción en Polonia

TUBERÍAS

Dado que la producción de un pozo puede ser insuficiente como para construir un gaseoducto conectado directamente al pozo, existe la posibilidad de la conexión de varios pozos entre sí mediante tuberías más pequeñas, para recoger caudales mayores y de esta manera se aumenta la eficiencia.

Una vez que comienza la producción de gas, (sacarlo a la superficie), el gas debe ser transportado a plantas de tratamiento y procesado. Esto conlleva unos gastos de capital considerables, y la inversión puede ser cuantiosa, e incluso convertirse en una barrera.

El agua y otros fluidos que pueden acompañar al gas habitualmente se separan del gas natural en la misma cabeza del pozo o en la plataforma. Desde este punto las tuberías de recolección se encargan de transportar el gas natural resultante hacia una estación de procesado, en la cual se separan aquellos constituyentes del gas que no interesan, con el fin de que el gas natural llegue a tener la calidad necesaria y exigida para su distribución y consumo.

En función del caudal a transportar las tuberías necesarias son de polietileno, para pequeños diámetros, hasta 200-300 mm, y de acero para diámetros mayores.

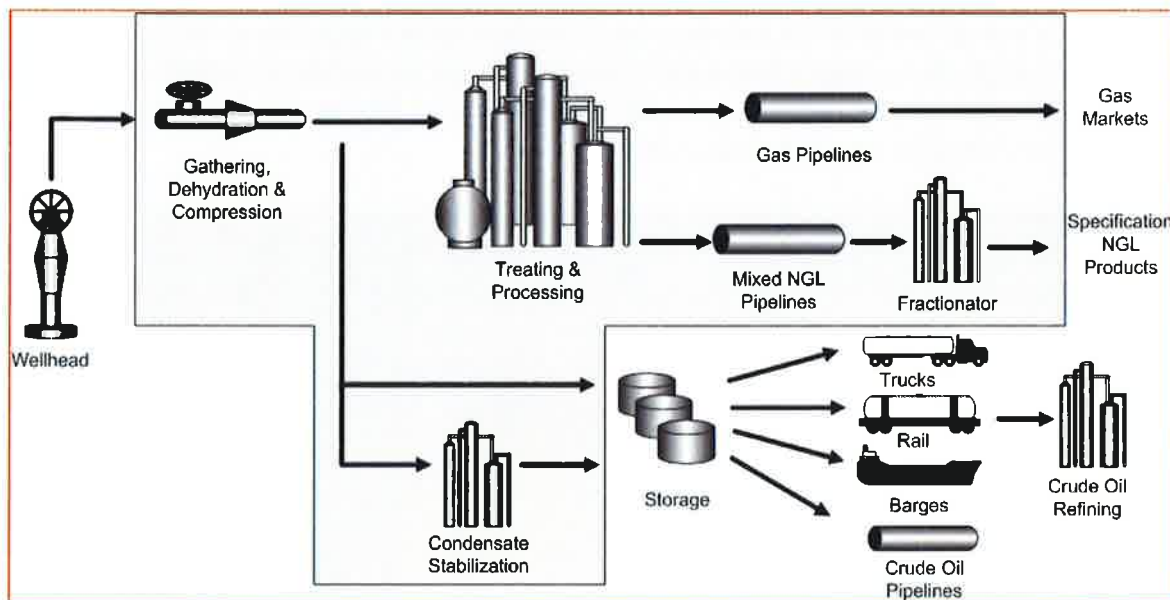


Gasoducto en fase de construcción

Para el comercio de los recursos de gas natural las operadoras necesitarán acceso a las plantas de tratamiento, para poder ofrecer y distribuir el gas a los consumidores.

En regiones de Estados Unidos, el gas fluye vía tuberías, bien directamente a los interconectores o a la red intercambiadora principal, o bien indirectamente a través de una planta de procesado si el gas requiere de un tratamiento específico para cumplir las tolerancias de transmisión.

Castilla y León dispone actualmente de una red de gasoductos cercana a las zonas previstas de explotación, por lo que las conexiones a estas redes principales no requeriría inversiones cuantiosas. También existen muchos kilómetros de redes que conectan con los gasoductos principales y distribuyen el gas a industrias y numerosos núcleos de población.



Esquema de la recolección y distribución del gas hasta su destino final

También cabe la posibilidad, si la producción es reducida, de disponer tanques de almacenamiento de gas en las proximidades de la plataforma y realizar su distribución periódica a plantas de tratamiento mediante camiones cisterna.

PLANTA DE COMPRESIÓN

La función de una estación compresora de gas es elevar la presión del fluido en la línea, con el fin de suministrarle la energía necesaria para su transporte.

En la estación el flujo inicia su recorrido por la línea de succión, pasando por equipos de subprocesos como; el cromatógrafo, el cual registra algunos parámetros que miden la calidad del gas. El "slug catcher" en el que se expande el gas, ayudando a separar los condensados. El filtro de succión o separador encargado de extraer impurezas sólidas. El medidor ultrasónico de flujo que registra y almacena datos de presión, temperatura, volumen y caudal, y el higrómetro que muestra temperaturas de rocío.

El gas continúa su recorrido a los compresores, entrando a los "scrubbers" de succión y de combustible, estos extraen aún más los líquidos del gas. Luego sigue a los cabezales de succión y entra al compresor. Finalmente, el gas a una mayor presión, sale por la línea de descarga de las compresoras.

Toda estación cuenta también con un suministro de potencia para la puesta en marcha de los compresores; un motor por cada compresor, un ventilador para el sistema de enfriamiento, un sistema de válvulas intrínseco en el funcionamiento de los compresores que garantiza la presión de trabajo deseada, un pequeño compresor para el accionamiento de válvulas y toda la instrumentación necesaria para el control del proceso de compresión.

Además, dentro de la estación se cuenta con tanques de almacenamiento para los lubricantes y refrigerantes que son utilizados en los motores y para los condensados drenados en la operación. Éste último, con el propósito de proteger y conservar el entorno natural. Es importante señalar que en cada estación de compresión de gas natural, se cuenta también con un plan de manejo ambiental dando cumplimiento a las disposiciones legales nacionales



Estación de compresión de gas

PLANTA DE TRATAMIENTO

El procesamiento del gas natural empieza en la boca de pozo e incluye todos los procesos necesarios para la purificación del gas natural. La composición del gas natural extraído varía significativamente en función de cada pozo individual y está constituido por hidrocarburos gaseosos, líquidos del gas natural, hidrocarburos líquidos (en algunos casos) y una determinada cantidad de agua y otros gases.

Los pasos del proceso de purificación del gas natural van de la separación al tratamiento del gas amargo, a la deshidratación del gas, a la captura de los líquidos del gas natural, hasta la compresión final en la red de tuberías del gas. Para monitorear y controlar estos procesos, los flujómetros y su funcionamiento preciso y fiable constituyen un punto crítico.

El gas natural tiene que tratarse para poder cumplir con los estándares de transmisión y distribución, dependiendo del diseño del sistema de gasoductos y sus estaciones de regulación y de necesidades del mercado que se quiere atender.

El tratamiento del gas es un paso previo a la fase de procesamiento, para eliminar las impurezas que trae el gas, como agua, dióxido de carbono, helio y sulfuro de hidrogeno, etc. En cada caso, según las características del gas obtenido en los pozos, los procesos se adaptarán. Un proceso frecuente consiste en:

- ✓ *Remoción de condensados*: En este proceso se extraen condensados que son enviados usualmente a una refinería de petróleo y el agua líquida se desecha.
- ✓ *Endulzamiento de gas natural*: Tiene como finalidad eliminar el H₂O y el CO₂ del gas.
- ✓ *Deshidratación del gas natural*: Consiste en la remoción del agua.



Planta de tratamiento de gas natural

DISTRIBUCIÓN AL MERCADO

Las tuberías principales de transmisión (normalmente de 0,5 a 1,20 metros de diámetro), llevan el gas procesado de las plantas de tratamiento a los centros de regulación y gasoductos, desde donde se enlazan a la red de distribución local.

En función de la producción en cada zona y la calidad del gas extraído, también puede realizarse directamente la distribución a puntos de consumo próximos, sin necesidad de conectar a la red principal de gasoductos. Esto puede requerir disponer de algún tratamiento previo sencillo (condensación, compresión, etc.) y adaptado a los volúmenes a distribuir. Con las previsiones de producción de gas en la región, podría alimentarse la red actual de gasoductos de Castilla y León al 100% con el gas local, incluso distribuir al resto de España.

IMPACTO EN LA INDUSTRIA DE CASTILLA Y LEÓN

Actualmente la industria relacionada con este sector en Castilla y León, para muchas de sus actividades está implantada y es capaz de suministrar y prestar los servicios requeridos; para otras actividades no existe industria ni servicios suficientes, dada su especificidad y, a día de hoy, incertidumbre sobre el desarrollo de la exploración y explotación del gas no convencional en Castilla y León.

El objetivo del presente apartado se centrará en las actividades que intervienen en la fase de exploración fundamentalmente y explotación, la primera fase es donde tendrá lugar la mayor parte de la actividad a corto medio plazo.

Todas las actividades se encuentran expuestas en epígrafes anteriores, y principalmente consistirán en labores de perforación y equipos auxiliares, fractura hidráulica, gestión de residuos, almacén y transporte.

A más largo plazo, una vez que la producción esté a pleno rendimiento, las actividades relacionadas con la fase de producción como *procesado, transmisión y distribución*, estarán sustentadas, en parte, por infraestructuras existentes.

La exploración y producción de gas no convencional en España, concretamente en Castilla y León requerirá el desarrollo de nuevas cadenas logísticas para equipos, servicios y técnicas en perforación profunda y estimulación. Igualmente se requerirá formación especializada.

EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD LOGÍSTICA EXISTENTE EN ESPAÑA

España cuenta con una corta trayectoria de extracción de hidrocarburos, pero no por ello se parte de cero, ya que se han explotado yacimientos de petróleo y gas e diferentes campos en tierra y mar, el primero de ellos de petróleo en Ayoluengo (Burgos), el cual viene siendo explotado desde el año 1964, y posteriores offshore en el mar Mediterráneo, golfo de Valencia, mar Cantábrico, valle del Guadalquivir y golfo de Cádiz. También se explotan recursos de gas natural convencional, de escasa entidad (Poseidón, El Romeral,...). Se produce del orden de 0,15% del consumo total.

También se tiene experiencia en almacenamientos subterráneos para gas natural, alguno de ellos fallidos como el del Castor.

Para la evaluación del impacto de la actividad de exploración y extracción de gas no convencional en Castilla y León, sirve de ayuda organizar las distintas ramas de actividad que hay en Castilla y León por sectores:

Agrupación sector	Ramas de actividad
Sector Energético	<p>Labores mineras y refino</p> <p>Producción y distribución de energía eléctrica</p> <p>Producción y distribución de gas</p>
Industrias Manufactureras No Metálicas	<p>Industria química</p> <p>Industria del caucho y materias plásticas</p> <p>Fabricación de cemento, cal y yeso</p> <p>Fabricación de otros productos minerales no metálicos</p>
Industrias Manufactureras Metálicas	<p>Metalurgia</p> <p>Fabricación de tuberías y perfiles metálicos</p> <p>Maquinaria y equipo mecánico</p> <p>Máquinas de oficina y equipos informáticos</p> <p>Fabricación de maquinaria y material eléctrico</p> <p>Fabricación de material electrónico</p> <p>Fabricación de vehículos de motor y remolques</p> <p>Fabricación de otro material de transporte</p>
Construcción	<p>Construcción obra civil</p> <p>Construcciones metálicas, estructuras, etc.</p> <p>Construcciones industriales</p> <p>Construcciones energéticas y eléctricas</p>
Comercio	<p>Comercio al por mayor e intermediarios</p> <p>Comercio al por menor; reparación de efectos personales</p>
Transporte	<p>Transporte terrestre y transporte por tubería</p> <p>Actividades anexas a los transportes</p> <p>Venta y reparación de vehículos de motor</p> <p>Comercio de combustible para automoción</p>
Alquiler de maquinaria	<p>Alquiler de maquinaria industrial</p> <p>Maquinaria obra civil</p> <p>Equipos y maquinaria auxiliar</p>
Otras actividades empresariales	<p>Captación, depuración y distribución de agua</p> <p>Reciclaje</p> <p>Centros tecnológicos</p> <p>Investigación y desarrollo</p> <p>Sanidad y servicios sociales</p> <p>Administración pública</p> <p>Saneamiento y Medioambiente</p> <p>Consultorías e Ingenierías</p>
Educación	<p>Universidades</p> <p>Centros Formación Profesional</p>

EVALUACIÓN DE OPORTUNIDADES EN LA CADENA LOGÍSTICA EN FASE DE EXPLORACIÓN EN CASTILLA Y LEÓN

El desarrollo de la industria de gas no convencional en España, y más concretamente en Castilla y León, traerá consigo oportunidades para establecer una presencia en nuevos mercados, tales como, equipos de perforación, equipos de tratamiento de gas y de agua contaminada y formación especializada fundamentalmente.

También será una oportunidad para suministradores y servicios de proveedores de materiales utilizados en este sector, equipos y servicios de vigilancia y control, así como servicios de apoyo, logística y gestión.

DESGLOSE DE ACTIVIDADES PRINCIPALES Y SUS OPORTUNIDADES CATEGORIZADAS

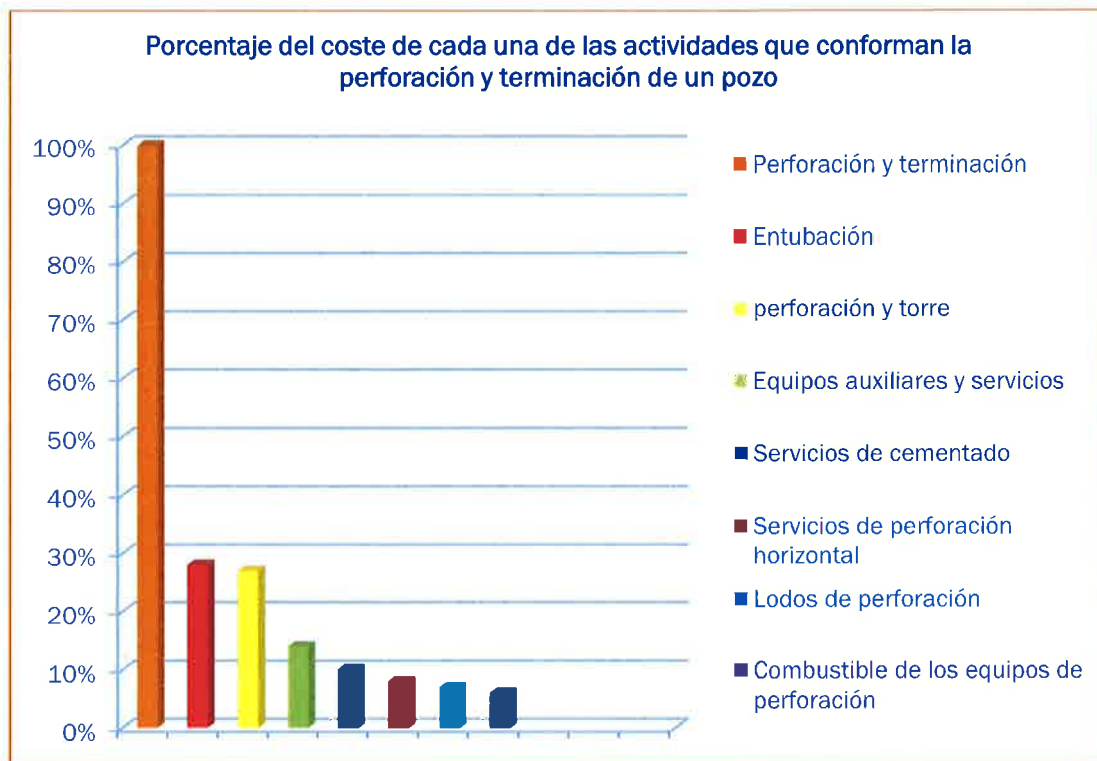
A continuación se hace un análisis detallado de las distintas actividades relacionadas con la producción de gas no convencional, su coste y empresas existentes o necesarias para su desarrollo. Este análisis permitirá conocer la capacidad actual de las empresas de Castilla y León y/o la necesidad y oportunidad de su implantación.

Perforación y terminación de pozos:

La perforación y el proceso de finalización se refiere a la perforación vertical del pozo y la consiguiente perforación horizontal, seguridad de las capas de entubado de acero usando cemento. Mientras que la perforación y el entubado se llevan el porcentaje mayor, existe un gran número de materiales adicionales, equipos y servicios que son requeridos para ejecutar la perforación y conclusión de los pozos.

A continuación se hace un desglose de operaciones necesarias y costes medios para la perforación y estimulación de un pozo:

Actividad	Gasto total estimado	Posibles empresas suministradoras	Capacidad
Servicios de perforación	900.000 €	No existen empresas en CyL con equipos ni personal de perforación especializado en hidrocarburos.	La perforación dirigida es considerada una técnica de alto grado de especialización, la cual es adquirida por operadoras de gas no convencional de compañías de servicios petrolíferos. Una vez que el mercado de shale gas esté establecido en CyL, incentivará a las pequeñas y medianas empresas el desarrollo de esta competencia, y formación de especialistas.
Equipos Perforación vertical, horizontal	2,6 Millones€	Existen empresas de perforación en CyL con equipos solo hasta 2000 m de profundidad.	Muchos de los componentes de perforación actualmente vienen de Italia, Alemania y Estados Unidos, pero gran parte de los componentes secundarios podrían ser de origen autonómico. Ya que el mercado del gas no convencional no está todavía implantado en CyL, existe un déficit de personal y equipos.
Torre plataforma		Las torres pueden suministrarse y montarse por numerosas empresas regionales	Los servicios especializados de perforación que se requieren no existen en CyL en el momento actual, pero es una oportunidad de desarrollo en caso de que hubiera una producción de gas. En Polonia se han creado empresas autóctonas de equipos especializados.
Equipos auxiliares y obra civil	1,5 Millones€	Existen en CyL empresas suficientes para su suministro. Muchas empresas constructoras	Mientras que CyL tiene una actualmente una capacidad limitada en equipamiento pesado de perforación, para equipos auxiliares, depósitos, casetas, balsas, grupos generadores, etc. no hay problema de fabricación y suministro y construcción civil en CyL.
Servicios de cementado	1 Millones€	Cementos Portland en Palencia.	Actualmente existen 3 cementeras en CyL, y numerosas empresas de morteros y hormigones. Hoy en día no se prevén deficiencias para su suministro.
Entubado	2,8 Millones€	No existen empresas en CyL	Se trata de tubos de aceros especiales para industria petrolera. País Vasco, Francia
Lodos y fluidos de perforación	690.000 €	Existen en CyL empresas suficientes para su suministro	El suministro de lodos de perforación no supone actualmente una restricción, es una técnica habitual en sondeos y excavación de pantallas en CyL.
Combustible de los equipos de perforación	1,5 Millones€	Numerosas distribuidoras en CyL	No se prevén déficits anticipados, ya que existen numerosos proveedores de combustible en CyL, ya sea gasoil, gasolina o diésel.



Fractura hidráulica:

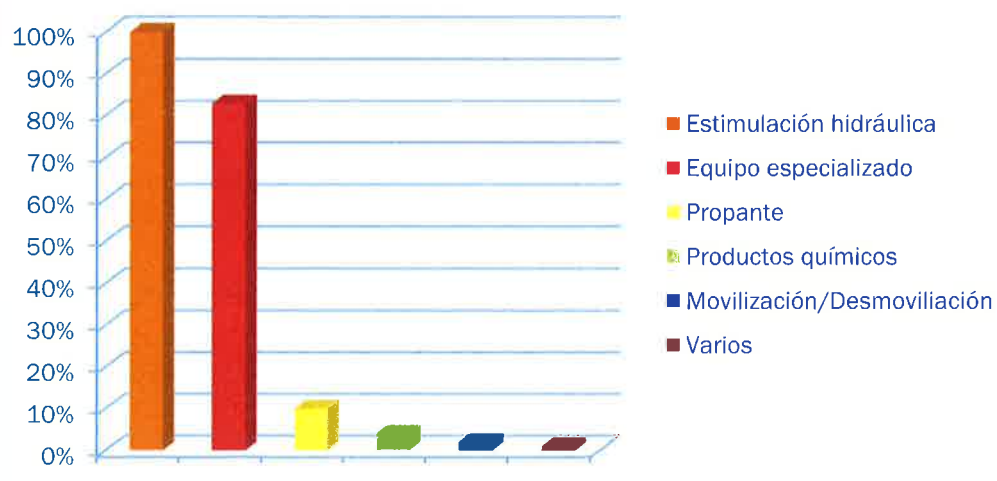
La fracturación hidráulica normalmente es adquirida como servicios suministrados por terceras partes.

Una vez el pozo es perforado, y el resultado de los test de viabilidad son positivos, se procede a la estimulación hidráulica para liberar el gas. Esto significa el bombeo de agua con arena y aditivos a alta presión para fracturar la roca almacén.

El gasto asociado a esta categoría es altamente dependiente del número de fases de estimulación. De acuerdo con datos obtenidos por la empresa BNK Hidrocarburos España, la estimulación hidráulica prevista se realizará en 1 o 2 fases en pozo vertical y en 10 fases en pozo horizontal, (el número de fases dependerá de las características de cada pozo), teniendo un gasto total de alrededor de 8 Millones €, repartido en la demanda de equipo especializado y servicios, así como materiales y tratamiento aguas y vigilancia y control.

Actividad	Gasto total estimado	Posibles empresas suministradoras	Capacidad
Equipo especializado, bombas presión, instrumentación y control	8 Mill €	No existen actualmente empresas con equipos específicos. Si existen empresas en CyL para auscultación y control geofísico (laboratorios control de calidad)	Incluye bombeo de alta presión, camiones y suministro agua, y personal especializado. La mayoría de las unidades básicas de bombeo son actualmente manufacturadas fuera de Castilla y León. Sin embargo el montaje se realiza en CyL. Tuberías, cañerías y válvulas tienden a ser de origen autonómico, donde el subsector es fuerte. Con una intensa actividad viene a ser necesario el reemplazo de equipos más frecuentemente, lo que viene a ser una oportunidad para el mercado de equipos de fractura hidráulica.
Propante	800.000 €	Existen canteras y empresas en CyL para este tipo de suministro.	Existen reservas de arena de sílice que serán procedentes de diferentes canteras de CyL, por lo tanto, no se estiman problemas de disponibilidad.
Productos químicos y agua	100.000 €	Posiblemente puedan suministrarse por empresas de la región. Estará en función de las características de la formación	No se presentan déficits anticipados de suministro. El volumen total de productos químicos requeridos para la estimulación hidráulica son relativamente bajos. El suministro y captación de agua lo realizan empresas de la zona.

Porcentaje del coste de cada una de las actividades que conforman la estimulación hidráulica

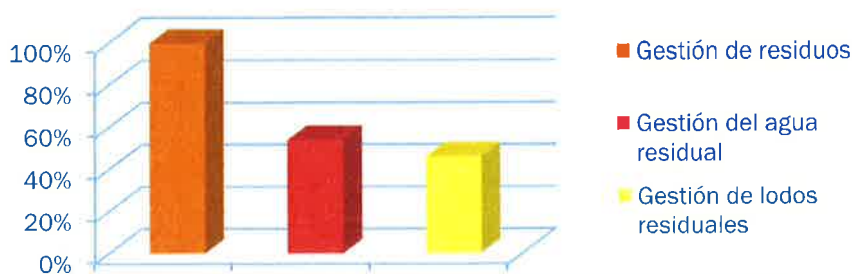


Gestión de residuos

El proceso usado para perforar y estimular hidráulicamente un pozo crea cantidades de residuos que deben ser tratadas.

Actividad	Gasto total estimado	Posibles empresas suministradoras	Capacidad
Tratamiento del agua	1.820.000€	SOCAMEX (Valladolid) GRUPO SOIL Y GPA (Delegaciones CyL)	Castilla y León dispone de numerosas plantas de depuración de aguas residuales. Además, ya existe tecnología de tratamiento de aguas in situ, con fabricación y distribución de empresas regionales. El uso de dichas tecnologías y el tipo de tratamiento in situ autorizado para una posible reutilización deberá ser aprobada con la Agencia de Medio Ambiente, al igual que el resto de operaciones.
Gestión de residuos de perforación	1.680.000€	SOCAMEX (Valladolid) GRUPO SOIL Y GPA (Delegaciones CyL)	Ya existen varias instalaciones para el depósito de residuos de perforación, las cuáles están concentradas en diversas zonas de CyL. Estas instalaciones podrían no contar con los permisos requeridos para tratar este tipo de residuos, y la capacidad requerida para poder gestionar los volúmenes necesarios podría ser insuficiente. También existen tecnologías móviles para extraer el agua de los residuos de perforación. Si este proceso puede desarrollarse in situ, esta agua podría reciclarse. Ello disminuiría el volumen de residuos a transportar fuera de la plataforma de perforación. El uso de dichas tecnologías y el tipo de tratamiento deberá ser aprobada por la Agencia de Medio Ambiente.

Porcentaje del coste de cada una de las actividades que conforman la gestión de residuos

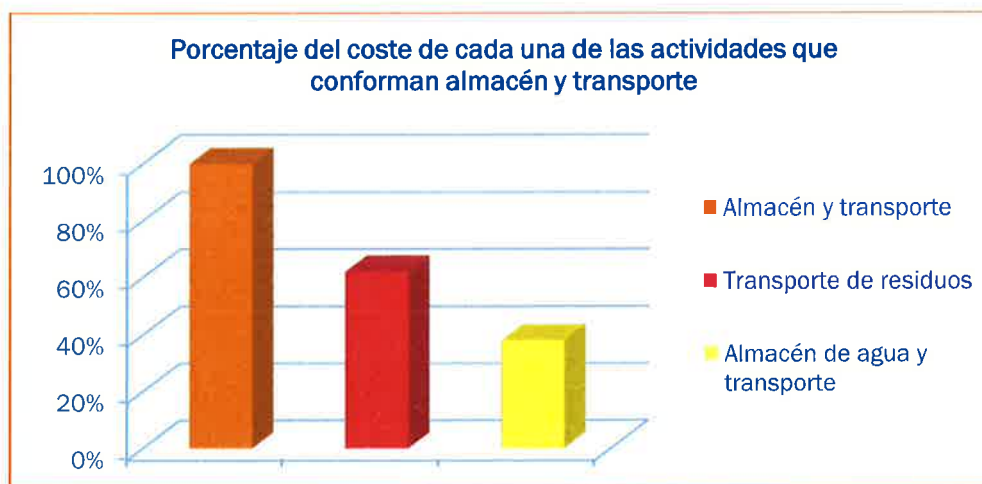


Almacén y transporte

Para prevenir situaciones de “cuello de botella”, el almacén y transporte de materiales juega un importante papel en la cadena logística de la extracción de gas no convencional en Castilla y León.

El agua y residuos son dos elementos de la cadena logística que probablemente requieran un importante gasto en transporte y almacenamiento.

Actividad	Gasto total estimado	Posibles empresas suministradoras	Capacidad
Almacén de agua y transporte	615.000 €	Numerosas empresas locales para depósitos y sistemas de transporte	El nivel de almacén y transporte de infraestructura requerido dependerá de las proporciones de procesos de tratamiento que se puedan llevar a cabo dentro del complejo. No existen restricciones de antemano para instalaciones de transporte y almacén de agua.
Transporte de residuos	885.000 €	Numerosas empresas de gestión en CyL	Existe una gran industria de transporte de residuos en CyL. Hay compañías que ofrecen transporte industrial especializado para residuos.



EVALUACIÓN DE OPORTUNIDADES EN LA CADENA LOGÍSTICA EN FASE DE EXPLOTACIÓN EN CASTILLA Y LEÓN

INFRAESTRUCTURA EN FASE DE EXPLOTACIÓN

Entendiendo como una infraestructura convergente o compartida aquella que pretende maximizar la cantidad de componentes comunes entre las diferentes ramas de un sector, en el caso que nos incumbe el sector de la explotación de los recursos de gas no convencional en Castilla y León, se presenta una oportunidad de aprender de industrias como por ejemplo de telecomunicaciones, donde comparten infraestructuras de torres móviles.

Oportunidades para infraestructura compartida en el sector de la extracción y procesado de gas natural en Castilla y León incluyen:

- *Instalaciones de recolección de gas:* Podrían crearse instalaciones regionales que conecten los campos de extracción de diferentes operadores antes del procesado del gas.
- *Plantas de procesado:* Se podrían construir pequeñas plantas a nivel regional, dependiendo de los requerimientos de la composición del gas extraído, su volumen y demanda. O bien unificar los puntos de tratamiento en grandes plantas.

La fase de extracción, aún se presenta lejana, por lo tanto Castilla y León tiene la oportunidad de planear y fabricar un nuevo concepto de infraestructura convergente compartida en escenarios de futuros negocios y planes de desarrollo.

La conexión con el sistema de transmisión general y con la red de distribución Española debería ser relativamente sencilla, especialmente si las instalaciones de extracción se encuentran cerca de un punto de entrada existente, y si estos puntos de conexión se minimizan a través del uso de plantas de procesado centralizado.

ENAGAS, principal distribuidora primaria de gas natural en España, con el apoyo del Gobierno, y de compañías de apoyo logístico, debería construir un escenario de inversión, incluyendo opciones financieras, para desarrollar la capacidad de la industria del gas no convencional en Castilla y León requerida para apoyar este desarrollo.



Actualmente existen diferentes tipos de conexiones:

- *Conexión con un gasoducto de transporte:* Unión de las instalaciones de un transportista con las de un productor.
- *Conexión con un gasoducto de distribución:* Unión de las instalaciones de un transportista con las de un distribuidor.
- *Conexión con línea directa:* Unión de las instalaciones de un transportista con las de una línea directa.

Los servicios de contratación de la construcción de una conexión física sobre el gasoducto de transporte de Enagás, desde la que partirá la línea directa está regulada por la legislación vigente, y antes de realizar la conexión se realizará un estudio de viabilidad técnico-económico sobre las condiciones de la conexión.

En el siguiente cuadro se recoge un resumen global de actividades y coste por pozo de producción.

Actividad	Gasto total estimado	Posibles empresas suministradoras	Capacidad
Operaciones de perforación, estimulación hidráulica, gestión de residuos y transporte	25 Millones € (según desglose detallado anteriormente)	Mismas que en la fase de exploración	La participación de las empresas de CyL, inicialmente podría ser del orden del 70%, hasta llegar al 90% a largo plazo.
Gasoductos, Recolección y procesado de gas	2-3 Millones €	ENAGAS GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN GRUPO CUÑADO (Valladolid)	Existen empresas con dilatada experiencia en CyL en esta actividad

Como resumen puede estimarse, considerando un planteamiento teórico basado en un escenario medio, que si en la comunidad de Castilla y León hubiera 10 concesiones para explotación de gas no convencional y una media de 10 pozos por concesión. La inversión necesaria para la extracción sería:

Perforación y operaciones asociadas..... 2.500 Millones euros

Gasoductos, plantas y control..... 300 Millones euros

Estas inversiones se realizarían en un periodo estimado de 10 años. Y este volumen de negocio podría ser realizado al menos en un 80% por la industria existente y aquella que pudiera crearse en la comunidad.

Sector gasista actual en Castilla y León:

De acuerdo con los últimos datos del 2014 (Sedigas), el sector gasista en Castilla y León genera más de 2.000 empleos de forma directa e indirecta, a través de 250 pequeñas y medianas empresas y mediante empresas instaladoras y comercializadoras de gas.

Estos datos positivos de puestos de trabajo, vienen acompañados de un balance en cuanto a inversiones por parte del sector gasista de más de 216 millones de euros en la Comunidad Autónoma durante los últimos 10 años. En 2014 esta inversión ha sido de casi 20 millones de euros, un 32 % más que el año 2013.

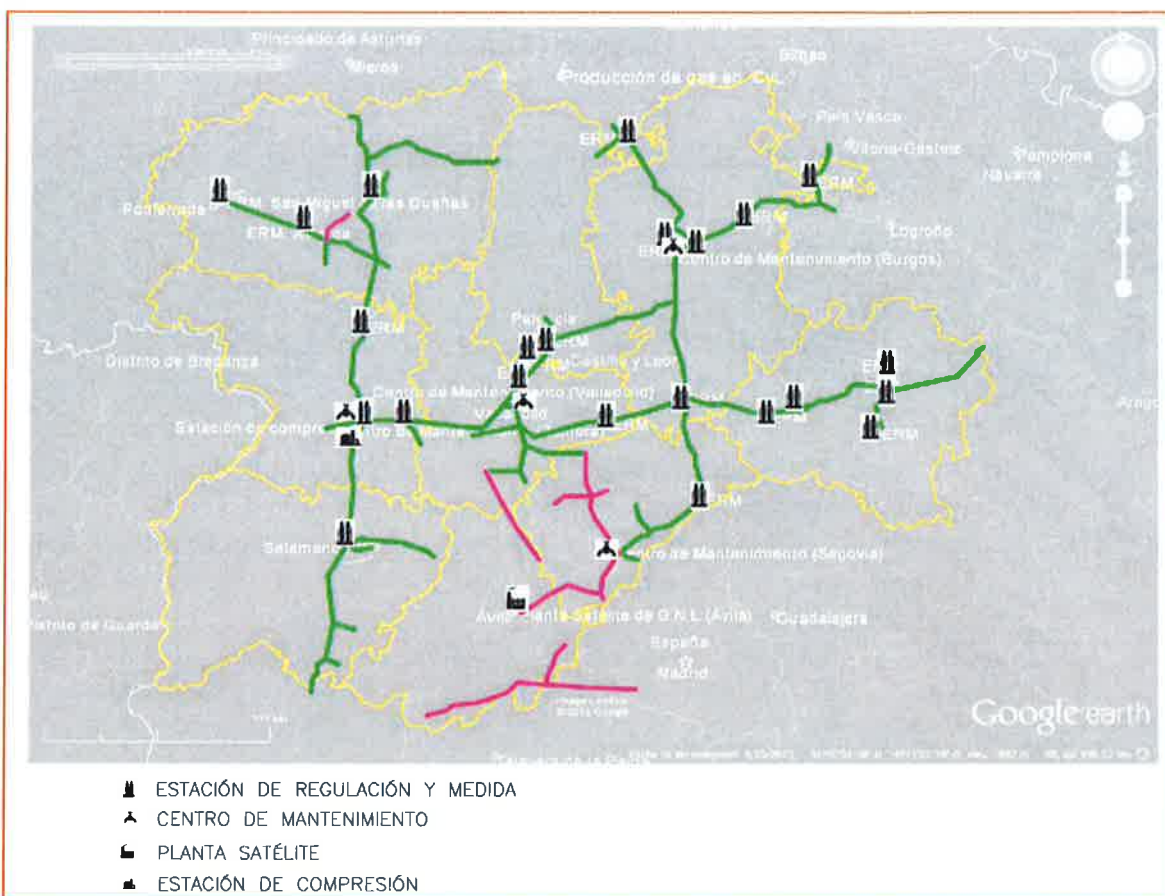
En Castilla y León, el gas llega a un total de 130 municipios a través de una red que supera los 4.600 kilómetros entre distribución y transporte. El último año 2014, el sector ha alcanzado los 430.000 puntos de suministro que hacen posible que el 35,4 % de los ciudadanos ya dispongan de gas en sus casas. Aunque la red ha crecido este año en todas las provincias, las principales actuaciones se han realizado en Valladolid, Burgos, León y Salamanca.

Los datos son muy positivos, pero la penetración del gas en Castilla y León aún está muy por debajo de la media europea, de un 50 %, por lo que todavía queda un gran margen de mejora, y es gracias a la extracción de gas no convencional la manera de acercarnos a los niveles de Europa.

Castilla y León es la cuarta Comunidad Autónoma que más ha aumentado el número de consumidores de gas a lo largo del 2014, según datos de la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC). Las Comunidades Autónomas de mayor crecimiento absoluto en número de consumidores de gas fueron Andalucía (8.921), y Castilla y León (8.442).

Red de gasoductos existentes en Castilla y León:

En el siguiente gráfico se recoge la red actual de gasoductos en Castilla y León, puede observarse que la zona previsible de explotación de gas no convencional, que se localiza fundamentalmente en la mitad Norte de la provincia de Burgos, no está muy alejada de los gasoductos principales. Los puntos más alejados se encuentran a unos 40 kilómetros, sin considerar otras redes menores existentes que conectan los gasoductos y puntos de consumo.



Redes gasoductos en C y L (red en verde: existente, red en rosa: en construcción)

EVALUACIÓN DE CAPACIDADES Y PUESTOS DE TRABAJO ESPECIALIZADOS

Un aspecto muy importante en toda actividad industrial es el relacionado con la formación específica en el sector, además de la potenciación y apoyo a su desarrollo e investigación. En este caso el sector del gas no convencional, hasta hace muy poco tiempo, en Castilla y León y España, era desconocido y lo poco que hoy día se conoce se refiere casi única y exclusivamente a todos los aspectos negativos e inconvenientes que puede tener esta industria. Lo cual ha creado una alarma social infundada y poco informada.

En el siguiente cuadro se recogen las actividades y especialidades necesarias para un adecuado conocimiento y desarrollo de esta actividad.

Categoría de actividades críticas	Evaluación de capacidades
Ingeniería de hidrocarburos y ciencias de la tierra	<p>Castilla y León ha tenido históricamente una gran competencia en ingenieros y geocientíficos, pero este fondo de recursos ha sufrido desde hace muchos años y sobre todo a partir de la recesión económica, quedando escasos especialistas.</p> <p>Existe una oportunidad por tanto, de construir una nueva tendencia, y ofrecer grados y máster universitarios en geología aplicada, geofísica, química e ingenierías para desarrollar los conocimientos necesarios y evolucionar en la industria del Gas no convencional.</p>
Operaciones de perforación y terminación	<p>Actualmente en Castilla y León es difícil encontrar mano de obra cualificada en trabajos específicos relacionados con perforaciones profundas, y en particular mano de obra local especializada en perforación dirigida.</p> <p>La creación de una nueva industria en Castilla y León tendrá una demanda incierta, lo que significa un retraso en la contratación y entrenamiento de los equipos de perforación y terminación.</p> <p>Estableciendo vínculos internacionales acelerará el desarrollo de las técnicas necesarias para esta nueva industria, en este caso será muy útil y necesario.</p>
Operaciones de fracturación hidráulica	<p>Hoy en día es difícil atraer a expertos en operaciones de fracturación hidráulica ya que el mercado todavía no ha sido desarrollado y estamos compitiendo con mercados internacionales más avanzados que el nuestro.</p> <p>La oportunidad para Castilla y León estará en la formación de ingenieros con conocimientos de la geología local y apoyo de empresas con experiencia.</p>
Planes de aprobación, permisos y monitorización de seguridad, salud y medio ambiente	<p>La planificación de permisos es necesaria tanto en la fase de exploración como de explotación. Las administraciones deben fijar criterios claros y garantistas.</p> <p>Las operadoras de gas deberán obtener permisos de la Consejería del Medio Ambiente de CyL si el emplazamiento se encuentra en territorio de Castilla y León únicamente, y del Estado en caso de que el emplazamiento de exploración o explotación este situado en territorio de diferentes comunidades autónomas, antes de comenzar cualquier operación. La labor regulatoria por parte de los órganos competentes puede ser financiada a través de tasas para la obtención de dichos permisos.</p> <p>La Consejería del Medio Ambiente y la Unidad de Seguridad y Salud en Castilla y León cuentan con recursos técnicos y pueden avanzar a la vez que la industria, aunque tendrán que reevaluar la situación en caso de producción a gran escala.</p>

CRECIMIENTO DE LA INDUSTRIA DE CASTILLA Y LEÓN

Industrias de gas no convencional -Shale gas- en otros países, como por ejemplo en EE.UU, han mostrado un rápido desarrollo, sin embargo en España, especialmente en Castilla y León se espera un crecimiento más gradual, ya que se deben superar grandes desafíos, al menos a corto plazo.

Cómo comenzó la industria de Shale Gas en EE.UU

Además de poseer recursos favorables de gas no convencional, los Estados Unidos se beneficiaron de factores como:

- Temprana inversión gubernamental y grandes recursos de capital.
- Cadena logística de gas convencional y petróleo ya establecida.
- Innovación en el negocio local a pequeña escala, operadores y suministradores independientes.
- Hoy en día en EEUU el coste de extracción del gas no convencional es comparable al gas convencional.

Factores que influirán en el ritmo de desarrollo en el sector de Castilla y León:

- ✓ Estimular el crecimiento de la demanda de gas natural en CyL
- ✓ Difundir y Exportar el potencial de CyL
- ✓ Buena disposición de la estructura política
- ✓ Incertidumbre en la demanda
- ✓ Disponibilidad de equipos.
- ✓ Fomento de I+D+i
- ✓ Formación de especialistas
- ✓ Beneficios de la comunidad local
- ✓ Aceptación social
- ✓ Proceso ágil y transparente de permisos

Con la implantación de esta industria del gas no convencional, se mejorará el mercado ya organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, facilitará la entrada de nuevos comercializadores e incrementará la competencia.

Sin duda se abrirá un nuevo campo en el tejido industrial de la comunidad, ampliando sus horizontes y atrayendo actividades satélite. Ayudará a fijar población y evitar la salida de jóvenes formados a otras regiones y países.

REFORMA DE LEY DE HIDROCARBUROS

La reforma de la Ley de hidrocarburos, aprobada y publicada en BOE en el presente año, introduce y fija una nueva fiscalidad de los hidrocarburos, entre los que se encuentra el gas no convencional.

Se adoptan medidas tributarias en materia de exploración y producción de hidrocarburos de manera que las rentas económicas derivadas de los yacimientos de hidrocarburos reviertan también en el conjunto de la sociedad.

Se establecen diversas medidas para impulsar la competencia en el sector de hidrocarburos y reducir el fraude.

En esta modificación de la Ley de Hidrocarburos se adoptan diversas medidas en los siguientes sectores:

MEDIDAS PARA FOMENTAR LA COMPETENCIA EN EL SECTOR DEL GAS NATURAL:

- Se crea un mercado organizado de gas natural que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores y facilitará la entrada de nuevos comercializadores incrementando la competencia en el sector.
- Se posibilita que cualquier instalador de gas natural habilitado pueda realizar la inspección de las instalaciones. Se fomenta así la competencia ya que actualmente sólo podían realizar las inspecciones los distribuidores.
- Se fomenta la entrada de nuevos comercializadores mediante el reconocimiento mutuo de licencias para comercializar gas natural con terceros países que se establezca un acuerdo previo.
- Se establecen medidas en relación a las existencias mínimas de seguridad que, sin menoscabar la seguridad de suministro, dotan a los comercializadores de una mayor flexibilidad y un menor coste, habilitando a la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) a mantener las existencias estratégicas de gas natural.

MEDIDAS RELATIVAS A LA FISCALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS:

- Las comunidades Autónomas pueden crear sus propios impuestos sobre los hidrocarburos.
- También pueden crear impuestos de tipo medioambiental, siempre que no se dupliquen con los existentes.
- Aplicación de un gravamen, entre el 1%-4%, en función del volumen de extracción para el gas no convencional.
- Se aplican tarifas por sondeo y por campaña sísmica de investigación.
- Los propietarios de los terrenos que se encuentran sobre el yacimiento en un perímetro que determinará el Ministerio de Industria, aunque no estén afectados directamente por las instalaciones de la explotación, cobran el 1% del valor de la producción.
- Se establece un canon por ocupación por hectárea de terreno.
- Tasas de los ayuntamientos afectados por actividad económica e industrial.
- Se estiman unos ingresos por parte del estado de unos 100 millones de euros al año por la exploración y explotación del gas no convencional.
- El estado revierte a las comunidades Autónomas y municipios afectados el dinero recaudado vía subvenciones.

POTENCIAL I+D+i

En relación con la actividad de la exploración, producción y distribución potencial del gas no convencional, una adecuada política tecnológica y de innovación en este campo de la energía, como sector de fuerte poder tractor, puede contribuir de forma relevante a los objetivos de economía basada en el conocimiento y empleo, tan necesarios en nuestro país y región, ya que permite aprovechar, en el corto y medio plazo, su potencial de progreso científico-técnico para mejorar el empleo y la exportación, y en el largo plazo favorece la creación de un tejido industrial de alto valor tecnológico que permita superar, con niveles crecientes de productividad, las amenazas que plantea el mundo global.

Es vital articular de manera inteligente y estable los recursos, capacidades e interacción con el mundo exterior de un país como España, para maximizar beneficios y sinergias, velando porque el cumplimiento de los compromisos internacionales en materia energética y medioambiental gire, en la medida de lo posible, de manera inteligente alrededor de las tecnologías en las que tenemos mejor posición. Bajo el prisma del objetivo principal de empleo, industria y sociedad del conocimiento, se pretenden identificar las tecnologías que se precisan en la actividad del gas no convencional, y aquellas tecnologías en las que Castilla y León es fuerte o pueda serlo.

Se pretende hacer una propuesta de los sectores a potenciar, en un contexto de recursos limitados, - económicos, técnicos y humanos-, y priorizar la focalización hacia líneas de desarrollo tecnológico bien definidas, dotadas con los recursos necesarios y adaptados a la realidad y a los intereses regionales relacionados con la presente actividad.

En la situación presente, con indicios del comienzo de la recuperación de la crisis económica, se hace más necesario todavía poner en marcha todo tipo de políticas de estimulación de la economía y el empleo. Es, por tanto, necesario aprovechar todas las oportunidades posibles para generar actividad económica basada en una mejora de la competitividad y aprovechar el potencial del crecimiento del progreso científico-técnico para contribuir en el corto y medio plazo a la mejora del empleo y la exportación, y, en el largo plazo, a la creación de un tejido industrial basado en el conocimiento, que permita superar con niveles crecientes de productividad las amenazas que plantea el mundo global. Dentro de una necesaria política tecnológica energética, es vital articular de manera inteligente y estable los recursos, capacidades e interacción con el mundo exterior de un país

Es necesario en primer lugar: "identificar tecnologías que produzcan un desarrollo del tejido industrial asociado al gas no convencional, que creen empleo y que este desarrollo sea continuado; con el siguiente esquema:

- a. Identificar tecnologías fuertes en sí mismas,
- b. Entre las tecnologías anteriores, identificar aquellas en las que Castilla y León sea fuerte o pueda llegar a serlo en el futuro,
- c. Considerar, así mismo, aquellas tecnologías que, si se desarrollasen e implantasen en Castilla y León, merezcan verse favorecidas por su contribución al cumplimiento de los objetivos generales de política energética, de protección del medio ambiente y de desarrollo tecnológico con la aportación específica.

Estos objetivos deben concretarse en:

- Que generen empleo en cantidad y calidad.
- Que tengan el potencial de generar un tejido industrial e innovativo e infraestructura de I+D competitiva con el de otros países.

- Que puedan contar con alianzas estratégicas internacionales que puedan potenciar su desarrollo y generen mercado.

Las nuevas tecnologías cuentan en general con periodos de maduración tecnológica y comercial a medio y largo plazo. Por ello, es necesario disponer de una planificación que tenga un amplio consenso político para evitar los potenciales vaivenes de los cambios de responsabilidad en el gobierno regional.

La innovación en este sector debe abarcar todas las fases del ciclo: exploración, extracción, almacenamiento, transporte, distribución y uso racional, todas ellas importantes para disminuir el riesgo medioambiental, la disminución de los costes de las tecnologías actuales y el desarrollo de soluciones emergentes. Por otra parte, debe considerarse también la necesidad de participar en la red internacional de tecnología e innovación, buscando la excelencia por medio de alianzas, participación en programas y proyectos, etc.

Economía y empleo

El establecimiento para Castilla y León de una política de tecnología en el sector del gas debe priorizarse en base a los beneficios potenciales que induzca sobre la economía y el empleo (incluyendo todos los campos: el científico, el industrial, etc.).

Capacidades en ciencia, tecnología e innovación

Un aspecto relevante se refiere a analizar la existencia o no de grupos de investigación de excelencia en áreas de ciencia básica o aplicada en el sector, y de grupos empresariales con la cultura y estructura organizativa necesaria para captar e integrar nuevo conocimiento, en un plazo razonable de tiempo, y con capacidad para realizar su implantación y despliegue en los mercados a precios razonablemente competitivos. Esto permitirá una mejor estimación sobre si los resultados de la investigación a realizar por los grupos de investigación constituirán un avance relevante sobre las tecnologías existentes, de modo que su aplicación dote de una ventaja competitiva a las empresas que lo incorporen a su ciclo productivo.

Posicionamiento tecnológico

En relación con el desarrollo de nuevas tecnologías, debe analizarse la posición tecnológica regional actual y las posibilidades futuras dentro de un contexto global, adoptando, según los casos, posiciones de liderazgo, de seguimiento o de dependencia. Castilla y León ha ido mejorando en los últimos años su potencial investigador y tecnológico, ocupando algunas posiciones de liderazgo tecnológico en algunos campos tecnológicos.

Capacidades de infraestructuras de I+D+i, de homologación, certificación y comercialización

En relación a la necesidad de desarrollar el conocimiento, realizar los ensayos necesarios y homologar y certificar los productos derivados de la innovación antes de su comercialización, debe valorarse la existencia y disponibilidad de infraestructuras de I+D+i, demostración y certificación dentro de la región de Castilla y León, para conseguir el objetivo de alcanzar la madurez de la etapa de desarrollo que se

concluye hasta su implantación en el mercado, bien en los procesos, bien en los productos, y si éstas fueran insuficientes, deben valorarse las inversiones necesarias para la implantación de instalaciones nuevas, incluidos sus riesgos y consecuencias; en caso contrario, deben valorarse los costes económicos y los efectos de dependencia que se deriven al acudir al uso de infraestructuras exteriores, en colaboración con otros agentes. En este sentido, la necesidad de acudir a colaboraciones internacionales debe considerarse de entrada como un aspecto positivo, aún requiriendo un análisis de los riesgos y defensa adecuada del conocimiento.

Contribución a los objetivos energéticos y medioambientales

Los análisis de las tecnologías deben incluir una evaluación sobre la capacidad de éstas para conseguir determinados objetivos energéticos y medioambientales, diferenciando entre lo que potencialmente ofrece la nueva tecnología por sí misma en mercados exteriores y lo que ofrece ésta para el mercado nacional y regional y para la consecución de los objetivos señalados a nivel europeo, por lo que deberían analizarse aspectos tan relevantes como la Autonomía energética y tecnológica que puede proporcionar la tecnología o sus productos y procesos, y valorarse en el corto, medio y largo plazo, la Reducción del impacto medioambiental, en todos sus aspectos, que producirá la implantación de una determinada tecnología, en valores medibles, y el Potencial de desarrollo de la tecnología respecto a la vulnerabilidad estratégica o influencia exterior.

CENTROS TECNOLÓGICOS DE CASTILLA Y LEÓN

Los Centros Tecnológicos son organizaciones especializadas en la transferencia de conocimiento desde el entorno científico y tecnológico al sistema productivo, por lo que cuentan con infraestructuras, equipamiento y recursos humanos altamente especializados.

Castilla y León cuenta con una red de 5 Centros Tecnológicos: [Fundación para la Investigación y Desarrollo en Transporte](#) (CIDAUT), [Fundación Centro de Automatización, Robótica, Tecnologías de la Información y de la Fabricación](#) (CARTIF), [Centro Tecnológico de Miranda de Ebro](#) (CTME), [Instituto Tecnológico de Castilla y León](#) (ITCL) e [Instituto de Biotecnología](#) (INBIOTEC). Su papel destacado se encuentra vinculado a los sectores de actividad más importantes de la región. A finales del año 2013, los Centros Tecnológicos de Castilla y León contaban con un total de 600 personas, unos ingresos totales de 32,5 millones de euros y una facturación a empresas que ascendió a más de 21,8 millones de euros.

El Centro de Desarrollo de Tecnologías de Captura de CO₂ ubicado en Cubillos del Sil (León) y perteneciente a la [Fundación Ciudad de la Energía](#) (CIUDEN) de titularidad del Estado, desarrolla tecnologías de captura, transporte y almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

El [Instituto Nacional de Tecnologías de Comunicación, S.A.](#) (INTECO) de titularidad del Estado, es el centro de referencia nacional para el desarrollo de la ciberseguridad como motor de transformación social y oportunidad para la innovación.

Este panorama muestra un importante recorrido en la región en lo referente a I+D+i, con una experiencia y logros conseguidos que dan pie a poder desarrollar con éxito la tecnología e investigación necesaria en este campo del gas no convencional.

Relacionados con este sector destacan los centros tecnológicos:

[Centro Tecnológico de Miranda de Ebro \(CTME\)](#), tiene experiencia y equipación relacionada con el medioambiente, materiales y en procesos y tecnologías de fabricación.

[Instituto Tecnológico de Castilla y León \(ITCL\)](#), con experiencia en tecnologías de la producción, tecnologías energéticas y formación.

[Fundación Centro de Automatización, Robótica, Tecnologías de la Información y de la Fabricación \(CARTIF\)](#), con experiencia en energía y medioambiente, infraestructuras y transporte y aplicaciones industriales.

En estos centros tecnológicos pueden desarrollarse nuevas líneas de investigación específicas para el sector del gas no convencional, o crear un centro específico con líneas concretas tales como:

- Investigación en tratamiento de aguas contaminadas
- Investigación en técnicas de control de contaminación de acuíferos
- Equipos y monitorización para vigilancia medioambiental
- Equipos geofísicos de reconocimiento del subsuelo
- Investigación en tecnologías de perforación e inyección

5. CAMPAÑA DE SENSIBILIZACIÓN SOCIAL

En el presente estudio no se pretende elaborar una campaña de sensibilización social sobre las actividades asociadas a la exploración y explotación del gas no convencional, ya sale fuera del alcance de este estudio. Sin embargo, si podemos aportar alguna pauta y reflexión sobre este aspecto tan importante como es la información científica y rigurosa que la sociedad demanda.

De todos los datos e información propia y recopilada sobre la exploración e investigación del gas no convencional, analizados y plasmados en el presente estudio, cabe hacer las siguientes consideraciones:

La información que llega a la sociedad sobre esta actividad, fundamentalmente el fracking, es totalmente sesgada y tendenciosa; y mayoritariamente contraria al fracking. Se divulga información, en general, por foros y redes sociales, que no está sustentada en ninguna base científica, creando en la sociedad un miedo infundado e inculcando conocimientos sin ningún rigor científico o falsos.

Frente a eslóganes antifracking como: “Es una técnica poco conocida y peligrosa”, “El fracking y el gas contaminan los acuíferos y suelos”, “Los aditivos empleados en el fracking son cancerígenos”, “El fracking provoca terremotos”, etc., se contraponen la: “Una legislación en España exigente y garantista respecto a estas actividades”, “Experiencia de más de 50 años en esta técnica”, “Más de dos millones de operaciones de estimulación de pozos”, “Ningún caso probado científicamente de sismos perceptibles por la población”, “Aditivos para el fracking cada vez en menor número y más inocuos, y en todo caso declarados y comprobados por la administración competente”, “Ningún caso de contaminación probada de acuíferos en las últimas décadas”.

En un informe reciente del presente año, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) confirma que: *“Las actividades de fracturación hidráulica no se han traducido en la generación sistemática de impactos sobre acuíferos”*.

La Academia Nacional de Ciencias e Ingeniería de Alemania (Acatech) junto con la EPA, confirman que la técnica de fracturación hidráulica es segura y se puede desarrollar sin riesgos cuando se aplican las mejores prácticas de la industria y bajo una regulación adecuada, como la existente en España.

Por lo tanto en este campo de actividad debe desarrollarse un debate y una divulgación de información basada en el rigor científico y los hechos probados.

Dada casi la total dependencia de España de otros países en materia de hidrocarburos, no podemos ni debemos, al menos, explorar y conocer nuestros recursos. Con la técnica existente y evidencias científicas no puede justificarse la prohibición de la técnica de fracturación hidráulica.

Reflexiones sobre la divulgación y sensibilización social

La sensibilización social sobre la fracturación hidráulica requiere, para que pueda alcanzar un fin exitoso, de la existencia de una campaña de trasmisión de ideas relacionadas con el tema del "Shale Gas" en la que se aborde la materia bajo dos perspectivas principales: La Sencillez y la Veracidad. Este aspecto es fundamental ¿Por qué? Para poder calar bien en la sociedad y no ser rechazada. Deberá, por tanto, ser una campaña comentada de manera sencilla para que sea entendida completamente por todos los sectores de la sociedad, sin terminologías complejas que puedan confundir o no transmitir. Del mismo modo, el contenido deberá ser en todo momento veraz y riguroso para que no ofrezca puntos débiles ni aristas, ya que la sociedad, en su inmensa mayoría, rechaza la información cargada de errores, inexactitudes y, sobre todo, falsedades.

Teniendo estos dos puntos como objetivos ineludibles en la campaña de sensibilización social, las ideas que deberán transmitirse tienen que estar siempre enmarcadas dentro del ámbito de lo científico (aunque sea divulgativo pero siempre científico) dado que se trata de un tema que afecta a la ciencia en muchas de sus ramas: la geología, las ciencias ambientales, la química, la física, etc. Pero además del carácter científico de los mensajes, estos también tienen que estar enmarcados dentro de un carácter técnico (también en esto se puede, o interesa, ser divulgativo) dado que son los avances tecnológicos los que actúan sobre el subsuelo. Por tanto, un tratamiento científico y tecnológico es el que debe reinar en la campaña de comunicación social para no desviar la atención a temas emocionales ni basados en supuestos científicos.

Al realizar un análisis de la situación existente, es fácil recordar que la sensibilización social en esta materia, que con anterioridad era totalmente desconocida para todos, surgió en España en torno al año 2010, haciéndolo de forma muy suave. Pero ya en 2011 se fue intensificando y expandiendo, saltando de provincia en provincia, de zona en zona, de administración en administración, organismo en organismo, hasta alcanzar cotas muy elevadas de insatisfacción, de desconfianza y, en definitiva, de rechazo. Este rechazo se fue extendiendo a todos los ámbitos del tema Shale Gas, a cualquier aspecto que tenga que ver con la fracturación hidráulica y la explotación de hidrocarburos no convencionales, llegando ese rechazo a cualquier fase de desarrollo de los proyectos, incluso a las fases iniciales de investigación. Y cuando alcanza la investigación, que es la actividad más noble de la ciencia, significa que ha calado de forma injusta y no real en la personas.

Este mencionado rechazo se ha extendido por la población sin ningún tipo de filtro, afectando a todas las escalas sociales y a todas las edades, desde la juventud, detectándose la duda y la desconfianza incluso en el pensamiento y manifestaciones de los estudiantes de los Institutos de Bachillerato. Al analizar el tema es fácil determinar que la principal causa que crea esta situación es, claramente, una desinformación muy acusada juntamente con la llegada de forma masiva de información no contrastada sobre todo por vía de internet y redes sociales.

Ante esta situación se adivina necesaria que la actuación desde las Instituciones debería involucrar tanto a la Administración Central como a la Autonómica y Municipal. En una primera etapa, en un momento

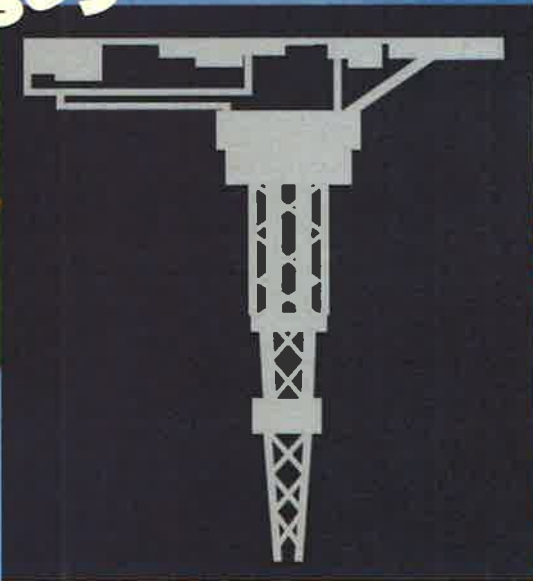
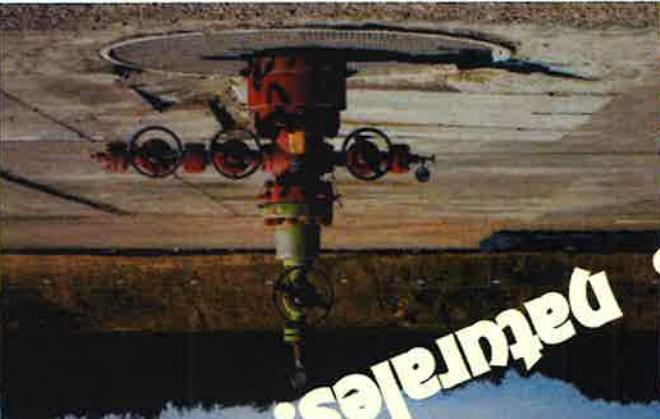
como el actual, se debería constituir un, podría decirse, “embrión” de Grupo Coordinador Científico y Técnico, cuyo núcleo estuviera formado por un número reducido de personal de reconocido prestigio en sus ámbitos, que fuera capaz de realizar documentos de síntesis, asépticos, neutros, contrastados, con los puntos de vista más reveladores de esta actividad y de todas las actividades asociadas a la misma. Estos documentos y todo tipo de manifestaciones que partieran desde este Grupo Coordinador, deberían estar, lo primero de todo, totalmente despolitizados; deberían ser distribuidos en las citadas Administraciones para que fueran éstas las que, en esta primera etapa, se documenten y, con ello, valoren los pros y contras que rodean a esta actividad y esta técnica. Todo ello, como antes se decía, sin contaminación política de ningún tipo.

La segunda etapa debería iniciarse con el crecimiento de ese denominado “embrión” de Grupo Coordinador con más científicos, más técnicos e, incluso, personal técnico de las empresas interesadas. Este Grupo Coordinador es el que generaría toda la documentación que debería transmitirse a la sociedad de manera inequívoca.

Sin esa información veraz y sencilla en las conciencias de las administraciones, unificada por criterios simplemente técnicos y científicos, será imposible hacer una campaña de sensibilización social capaz de calar en la población. No se puede hacer campaña con algo de lo que no se conoce de forma real la verdad y de lo que los juicios de valor están enormemente influidos por la política y los intereses políticos. Resulta muy claro ver que la enorme mayoría de manifestaciones que se hacen desde diferentes estamentos, administraciones, empresas y colectivos, son eminentemente beligerantes, tanto a favor como en contra. Y un tema de este calado e importancia no tiene por qué derivar y acabar en un “todo es bueno” o “todo es malo”. Y este es el mensaje que, al final, se trasmite y llega a la sociedad, tanto por el lado “pro” como por el lado “anti”. Consecuentemente, eso es lo que genera rechazo y es, en definitiva, lo que debería evitarse.

Díptico explicativo de la exploración y explotación del gas no convencional

Recursos Naturales: Gas no convencional



SHALE GAS EN CASTILLA Y LEÓN

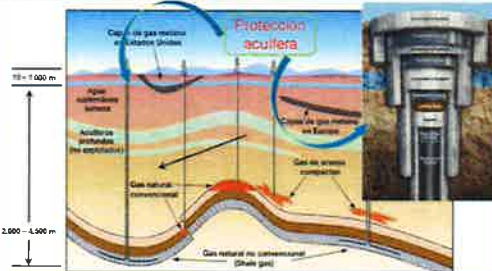


GAS NO CONVENCIONAL, UNA OPORTUNIDAD PARA CASTILLA Y LEÓN

¿Qué es el gas no convencional?

- El gas no convencional, conocido como "shale gas", es gas natural que, a diferencia del gas convencional, precisa para su extracción de técnicas de estimulación de la roca madre.
- La formación que contiene gas tiene la particularidad de que no tiene la suficiente permeabilidad para que el gas sea extraído con métodos convencionales, lo cual hace necesario la utilización de nuevas tecnologías.
- La diferencia con el gas convencional es que el gas no migra fuera de la roca sedimentaria a otras zonas donde pueda ser almacenado, si no que se encuentra en forma de gas libre en los poros y fracturas de la roca.
- Estas formaciones se encuentran localizadas entre 2.000 y 4.500 metros bajo la superficie.

Esquema de las diferentes formas de yacimientos no convencionales de gas natural



Fase de perforación de un pozo de gas no convencional en EE.UU.



¿Qué es el fracking?



- La estimulación hidráulica o también conocida como "fracking", es una técnica utilizada para liberar el gas natural atrapado en la roca de muy baja permeabilidad, localizada a más de 3.000 metros de profundidad.
- La técnica consiste en inyectar en el interior del pozo agua a presión, arena y en proporciones menores al 0,1% aditivos de uso común en la industria, declarados y aprobados para crear fisuras en la roca y así liberar el gas atrapado.
- La función de la arena es la de mantener las fisuras abiertas, y los aditivos ayudan a que la distribución de agua y arena sea homogénea además de facilitar el viaje del fluido a través del pozo.
- El proceso de fracturación no dura más de 15 días, y se realiza por fases. Cada fase suele llevar alrededor de 4 horas, no siendo necesarias más de 10 fases de estimulación por pozo.

Fase de producción de un pozo de gas no convencional en EE.UU.



Beneficios autonómicos

- El uso de los recursos energéticos permitirían:
 - ✓ Reducir la dependencia energética → Ahorro de 30.000 Millones€/año.
 - ✓ Mejorar la balanza de pagos.
 - ✓ Incrementar la competitividad
 - ✓ Incrementar los ingresos fiscales

El dominio principal de Castilla y León es la cuenca Vasco-Cantábrica cuyos recursos prospectivos se estiman en más de 1.000 Billones de metros cúbicos de gas. Situándonos en un escenario medio:

1.086BCM x 0,287632 €/m³ cúbico ⇒ **300 mil millones €**
 Beneficio directo: 3,5 millones de € por pozo de exploración

Creación de puestos de trabajo:



De 50 a 150 empleos directos por pozo:
 Suministro de gasoil y arena
 Transportistas
 Materiales de construcción
 Hoteles y restaurantes

INDIRECTOS

Reducción de emisiones de CO₂, ya que la combustión de gas natural produce menos emisiones que el petróleo y la mitad que la del carbón.



Las inversiones y creación de empleo se incrementan de forma exponencial en la fase de extracción

La perforación horizontal extendida, reduce el uso del terreno (2 Ha cada 5 km²) y es compatible con el uso agrícola

¿Es peligroso para el medio ambiente?

- Como en cualquier actividad industrial el proceso de extracción de gas natural tiene sus riesgos, pero gracias a la experiencia en otros países, las avanzadas tecnologías existentes, así como la estricta legislación y vigilancia, estos riesgos pueden ser mínimos.
- Se ha probado que esta técnica con control no contamina acuíferos. Entre estos y la zona de fracturación hay más de 2.000-3.000 metros de terreno, barrera suficiente para evitar su migración. Las fallas existentes en la zona deben estudiarse con detalle.
- Los pozos se diseñan para asegurar un completo aislamiento con el terreno. Se construyen con tres capas de acero y tres de cemento, imposibilitando cualquier conexión con los acuíferos.
- Se habla que puede producir terremotos, se ha magnificado esta afirmación, ya que puede producir vibraciones, pero estas son imperceptibles para el ser humano y similares a las que ocasiona el tráfico rodado u otras actividades industriales. Existen mecanismos de control.

6. CONCLUSIONES

- Los recursos naturales deben explorarse y conocerse con el fin de tomar decisiones, que en algunos casos son vitales y con gran incidencia en la sociedad actual.
- La región de Castilla y León, según estudios científicos, dispone de importantes recursos prospectivos de gas natural no convencional. Las estimaciones, en un escenario medio, de los recursos prospectivos para el dominio geológico Vasco-Cantábrico son de 1.086 BCM (Billones de m³ de gas). Junto con el resto de dominios que se encuentran en parte bajo el subsuelo de la región, pueden estimarse unos recursos prospectivos medios de 714 BCM, equivalente al consumo de gas para los próximos 25 años en España.
- El estado actual de la tecnología y la regulación existente en España permiten desarrollar la producción de gas no convencional de manera segura y compatible con la protección del medio ambiente. Se tiene una experiencia acumulada en el mundo de más de 50 años en estas técnicas.
- La actividad asociada a este sector creará muchos puestos de trabajo, 68.000 empleos en 15 años, y generará una importante actividad industrial y de servicios, permitirá fijar en la región a jóvenes formados en este sector y generará riqueza. Se estima un valor del gas a extraer en la región de unos 214.000 Millones de euros (para un escenario medio y con precios actuales de mercado).
- Considerando un planteamiento teórico basado en un escenario medio, si en la comunidad de Castilla y León hubiera 10 concesiones para explotación de gas no convencional y una media de 10 pozos por concesión, la inversión necesaria para la extracción, tratamiento y transporte del gas sería de 2.800 Millones de euros: Estas inversiones se realizarían en un periodo estimado de 10 años. Y este volumen de negocio podría ser realizado al menos en un 80% por la industria existente y aquella que pudiera crearse en la comunidad.
- En España, también en Castilla y León, se tiene experiencia en prospecciones y explotación de hidrocarburos. Sin duda un punto de partida nada despreciable para desarrollar y avanzar en estas técnicas.
- Este nuevo sector deberá contar con el apoyo de profesionales especializados en: Geología, Geofísica, Hidrogeología, Geoquímica, Petrofísica, Ingeniería de yacimientos, Perforación y completación de pozos, Ingeniería de superficie y control de operaciones, Seguridad y Medioambiente. Nuestras universidades de Castilla y León pueden formar a estos técnicos, existen titulaciones y experiencia docente en muchos de estos campos.
- El campo de I+D+i debe fomentarse y planearse en Centros Tecnológicos y en diferentes máster en titulaciones universitarias.