

Gas no convencional: shale gas Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios

Eloy Álvarez Pelegry Claudia Suárez Diez



GAS NO CONVENCIONAL: SHALE GAS

Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios

GAS NO CONVENCIONAL: SHALE GAS

Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios

Eloy Álvarez Pelegry Claudia Suárez Diez

ORKESTRA - INSTITUTO VASCO DE COMPETITIVIDAD
FUNDACIÓN DEUSTO
Marcial Pons

MADRID | BARCELONA | BUENOS AIRES | SÃO PAULO 2016

Las opiniones, análisis, interpretaciones y comentarios recogidos en este documento reflejan la opinión de los autores, a quienes corresponde la responsabilidad de los mismos, y no necesariamente de las instituciones a las que pertenecen.

Quedan rigurosamente prohibidas, sin la autorización escrita de los titulares del «Copyright», bajo las sanciones establecidas en las leyes, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante alquiler o préstamo públicos.

© Eloy Álvarez Pelegry y Claudia Suárez Diez

© Instituto Vasco de Competitividad - Fundación Deusto

© MARCIAL PONS

EDICIONES JURÍDICAS Y SOCIALES, S. A. San Sotero, 6 - 28037 MADRID

☎ (91) 304 33 03 www.marcialpons.es

ISBN: 978-84-16402-94-6 Depósito legal: M. 550-2016

Diseño de la cubierta: ene estudio gráfico

Fotocomposición: Josur Tratamiento de Textos, S. L.

Impresión: Artes Gráficas Huertas, S. A.

C/ Antonio Gaudí, 15

Polígono Industrial El Palomo - 28946 Fuenlabrada (Madrid)

MADRID, 2016











Con la colaboración de:





GRUPO ASESOR

Olivier Appert IFP Energies Nouvelles (Chairman)

Ángel Cámara Colegio de Ingenieros de Minas del Centro de España (Presidente)

Jorge Civis *IGME*(Director)

Miguel Gómez Colegio de Geólogos del País Vasco (Presidente)

> José María Guibert Ucín Universidad de Deusto (Rector)

> > Cayetano López
> >
> > CIEMAT
> >
> > (Director)

Jorge Loredo
Escuela de Ingeniería de Minas, Energía
y Materiales
(Catedrático del departamento
de explotación y prospección de minas)

Mike Paque Ground Water Protection Council (Executive director)

Luis Eugenio Suárez Ordóñez Ilustre Colegio oficial de geólogos de España (Presidente)

Barry Smitherman Texas Railroad Commission (Former Commissioner)

GRUPO REVISOR

Didier Bonijoly BRGM France (Deputy Director)

M.ª del Mar Corral IGME (Director del Departamento de Recursos Geológicos)

> Gurcan Güllen University of Texas at Houston (Associated Researcher)

Maximiliam Khun
European Center for Energy and Resource
Security (EUCERS)
EC Joint Research Centre
(Research Associate/Research Fellow)

Yolanda Lechón Pérez CIEMAT (Jefe de Análisis de Sistemas Energéticos)

Roberto Martínez Orio IGME (Subdirector del Departamento de Recursos Geológicos)

Mariano Marzo Universidad de Barcelona. Facultad de Geología (Catedrático de Estratigrafía)

Amy Myers UC Davis (Executive director of Energy and Sustainability)

Javier Oyakawa University of Texas at San Antonio (Researcher)

Andrew Pickford University of Western Australia (Adjunct Research Fellow at Energy and Minerals Institute)

Grzegorz Pienkowski Polish Geological Institute (Director for Promotion and Cooperation)

Fernando Recreo CIEMAT (Departamento de Medioambiente)

> Benito Reig ADECAGUA (Director)

Los cargos de los miembros del grupo asesor y del grupo revisor, son los correspondientes al periodo de la elaboración del trabajo.

Índice

				Pág.
PR	ESEN	ITACIÓ	N, por Emiliano López Atxurra	15
PR	EÁM]	BULO, j	por Pilar Urruticoechea	17
PR	ÓLOG	GO		19
1.	EL P	APEL I	DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS	23
	1.1.	Panor	ama del gas en el contexto mundial	23
		1.1.1. 1.1.2. 1.1.3. 1.1.4.	11000001011	24 25 29 30
	1.2.	Estado	os Unidos de América y la revolución del <i>shale gas</i>	34
		1.2.1. 1.2.2. 1.2.3.		36 42 45
	1.3.	Europ	a	50
		1.3.1. 1.3.2. 1.3.3.	Demanda y producción de gas	50 53 54
	1.4.	Españ	a	57
		1.4.1. 1.4.2. 1.4.3.	1100100	57 61 62
	1.5.	El Paí	s Vasco	63
		1.5.2.	La demanda de gas en el País Vasco	63 68 70

ÍNDICE

		_	Pág.
2.	¿QU	É ES EL GAS NO CONVENCIONAL?	71
	2.1.	Shale gas	77
	2.2.	Otros gases no convencionales	80
3.	REC	URSOS Y RESERVAS DE GAS	85
	3.1.	Conceptos y consideraciones preliminares	85
	3.2.	Cinco pasos para la evaluación de formaciones y cuencas	89
	3.3. 3.4.	Definiciones	92 94
	J. T.	•	
		3.4.1. Contexto mundial	94 96
		3.4.3. China, Canadá, Australia, Argentina y México	97
		3.4.4. Europa	108
		3.4.5. España y el País Vasco	115
	3.5.	Conclusiones	122
4.	TEC	NOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN DE GAS	125
	4.1.	Exploración	126
	4.2.	Construcción del emplazamiento del pozo	128
	4.3.	Principales equipos y procesos para la perforación de pozos	130
		4.3.1. Sistema de circulación de lodos	136
		4.3.2. Entubación y cementación	139
		4.3.3. Testigos y registros eléctricos	147
	4.4.	Perforación direccional y horizontal	150
5.	FRA	CTURACIÓN HIDRÁULICA Y PRODUCCIÓN	153
	5.1.	Fracturación hidráulica	153
		5.1.1. Fluido de fracturación hidráulica, fluido de retorno y agua	171
		producida	161 167
	F 2		
	5.2. 5.3.	Completación del pozo	168 169
6.	ASD	ECTOS MEDIOAMBIENTALES RELATIVOS A LA EXTRACCIÓN	
0.		GAS NO CONVENCIONAL	175
	6.1.	Acerca del riesgo	175
	6.2.	Trabajos de perforación y estimulación	178
	6.3.	Agua y fluidos	181
		6.3.1. Extracción de agua	181
		6.3.2. Efectos potenciales sobre las aguas subterráneas	185
		6.3.3. Almacenamiento de fluidos	189
		6.3.4. Tratamiento de aguas residuales	191
	6.4.	Sismicidad inducida	194

ÍNDICE

				Pág.
		6.4.1. 6.4.2.	Medición de las magnitudes sísmicas	195
		6.4.3.	dráulica	197 200
	6.5.		ctividad natural	202
			Radiactividad en los trabajos de exploración	204
	6.6.	Necesi	idades de terreno, trabajos en el emplazamiento. Abandono uración del terreno	205
		6.6.1. 6.6.2.	Necesidades de terreno y trabajos en el emplazamiento Abandono y restauración del terreno	205 207
	6.7.	Emisio	ones a la atmósfera y ruido	209
		6.7.1. 6.7.2. 6.7.3.	Emisiones fugitivas de Metano	209 211 213
	6.8.	Alguna	as conclusiones	214
7.			ACIÓN Y EXPLOTACIÓN. NORMATIVA Y ASPECTOS RE- OS	219
	7.1.	Norma ción d	ativa española sobre exploración, investigación y explota- e gas no convencional	219
		7.1.1. 7.1.2. 7.1.3. 7.1.4.	Regulación para la explotación de hidrocarburos	220 222 222 223
	7.2.	Marco	regulador europeo	229
		7.2.1.7.2.2.	Informe del Comité de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria	230
	7.3.	Marco	regulador del Reino Unido	235
			Organismos participantes en la obtención de licencias de exploración	235
		7.3.2. 7.3.3. 7.3.4.	Proceso para obtener la licencia	236 239 242
	7.4.	Algund	os aspectos relevantes en torno a cuestiones ambientales re- adas con el <i>shale</i> gas, en los Estados Unidos	242
		7.4.1. 7.4.2. 7.4.3.	Restricciones de separación a edificios y fuentes de agua. Cementación y revestimiento Extracción de agua	246 246 248

ÍNDICE

		_	Pág.
	7.4.4.	Información acerca de los fluidos utilizados en la fractura- ción	249
	745	Almacenamiento de fluidos	250
		Inyección subterránea de fluidos residuales	251
7.5.	Alguna	as conclusiones	253
RESUMI	EN		255
BIBLIOC	GRAFÍA	.	261
ANEXO	1. UN	IDADES Y CONVERSIONES	271
ANEXO 2	2. AB	REVIATURAS Y ACRÓNIMOS	273
ANEXO :	3. RE	CURSOS Y RESERVAS: ALGUNAS DEFINICIONES	279
ANEXO 4		NCIONES TÉCNICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURA- ÓN Y EJEMPLOS DE SUSTANCIAS QUÍMICAS	291
ANEXO :	5. AL	GUNAS NOTAS SOBRE EL REACH	295
ANEXO (6. PR	OYECTOS DE GNL EN NORTEAMÉRICA	301

Presentación

Emiliano López Atxurra

Presidente del Comité de Patronos de la Cátedra de Energía de Orkestra

Es para mí una satisfacción presentar el libro *Gas no convencional:* shale gas. Aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios elaborado por la Cátedra de Energía del Instituto Vasco de Competitividad-Orkestra de la Universidad de Deusto. Un libro pionero en este país, por la forma de abordar y analizar el tema del gas no convencional.

Creo que el libro es muy oportuno, ya que la revolución del *shale gas* y del *shale oil* en los Estados Unidos está explicitando una transición energética que no se ha manifestado a través de políticas energéticas ni industriales, pero que inicia y estimula movimientos similares en otras partes, en particular en Europa.

El *shale gas* ha resaltado y puesto de manifiesto el papel del gas como energía clave en un contexto energético diferente; donde como consecuencia de su flexibilidad, de sus ventajas medioambientales y de la competitividad cobra un rol protagonista, como puente hacia un futuro, que aunque no lo conozcamos de antemano con precisión, será más eficiente y menos intensivo en carbono.

Por otra parte, la producción doméstica de gas no convencional, se revela como un activo para la transición energética, entre otras razones, por su decisiva contribución a la seguridad de suministro, al conocimiento tecnológico avanzado y al desarrollo industrial.

El libro de la Cátedra de Energía, a mi entender, realiza dos aportaciones, que creo hay que destacar. Primero es que trata el tema del gas no convencional, incluyendo los aspectos estratégicos, normativos y regula-

EMILIANO LÓPEZ ATXURRA

torios; examinando los aspectos técnicos de la perforación y fracturación hidráulica, con detalle suficiente como para poder entender las tecnologías implicadas en la exploración de *shale gas*. El segundo, y no menos importante, es que aborda las implicaciones medioambientales de la misma, desde diferentes puntos de vista: agua y fluidos, sismicidad, radiactividad, necesidades de terreno, emisiones y ruido. El enfoque conjunto de los capítulos técnicos y medioambientales creo que permite al lector formar criterio propio sobre el tema.

La Cátedra de Energía ha logrado consolidar, en sus cuatro años de andadura, un equipo de trabajo con conocimiento de las cuestiones energéticas, atrayendo a investigadores y a profesionales expertos; y ha analizado y estudiado temas de actualidad e interés para los decisores políticos.

El enfoque y los métodos de investigación y análisis buscan el rigor y la calidad en los trabajos y contribuyen, en mi opinión, a que los resultados aporten valor, lo que creo que es el caso.

La Cátedra trabaja en «nodos», con otros centros de investigación, think tanks y/o expertos. En este caso, esto se ha traducido en colaboraciones fructíferas con los destacados miembros del Grupo Asesor y del Grupo Revisor, a los que desde aquí transmito mi más sincero agradecimiento, al igual que al equipo de trabajo de la Cátedra de Energía, así como a los Patronos de la misma y, en particular, al Ente Vasco de la Energía, ya que gracias a su colaboración la publicación de este libro es una realidad.

Preámbulo

Pilar Urruticoechea

Directora general, Ente Vasco de la Energía

Este estudio nace con el objetivo de arrojar luz sobre el denominado gas no convencional y su extracción mediante las técnicas de estimulación hidráulica. Un tema de gran trascendencia ya que el aprovechamiento de este gas ha transformado completamente el mercado mundial de la energía, las perspectivas de producción y el abastecimiento energético a largo plazo, así como la capacidad de influencia, que, hasta hace pocos años, han ostentado los países productores frente a aquellos consumidores con relativamente escasos recursos propios.

Un tema de actualidad no exento de polémica, con posturas encontradas entre los defensores de su aprovechamiento, que lo consideran un elemento de importancia vital para la economía y la competitividad, y sus detractores, que estiman los proyectos de prospección como una amenaza real para el medio ambiente y las personas.

Euskadi consume energía de forma intensiva debido al peso e importancia de su industria, así como del transporte y del sector terciario. Las políticas energéticas desarrolladas sucesivamente, durante los últimos treinta años, han permitido reducir considerablemente la dependencia del petróleo y han diversificado las fuentes de abastecimiento. El uso del carbón es residual, a día de hoy, y otras fuentes de energía han crecido en presencia y en importancia, principalmente energías mucho más limpias como el gas natural y las energías renovables.

Es muy importante destacar la doble ventaja ofrecida por el gas natural, tanto como sustituto directo del petróleo, con menores emisiones y capacidad de abastecimiento continuo (imprescindible para garantizar la

PILAR URRUTICOECHEA

competitividad); como para introducir en la industria tecnologías productivas de gran eficiencia, cuya implantación no hubiera sido posible con el uso de fuel. Tampoco es menos importante la gasificación doméstica, cuyo despliegue generalizó paulatinamente el acceso a una energía continua y segura a la mayoría de la población, alcanzando con ello las cotas de bienestar que hoy disfrutamos.

Y todo lo anterior, sin perjuicio de la apuesta decidida por la investigación y el máximo aprovechamiento de los recursos autóctonos renovables. Más si cabe en un país como Euskadi, que cuenta con un limitado espacio para sus emplazamientos; recurso éste tan necesario para las renovables, intensivas en la ocupación de terreno; y con tecnologías con diferentes grados de madurez ya que, como es sabido, no todas tienen la misma eficiencia ni capacidad de producción. Pero ésta es una carrera de fondo, y no cabe duda de que las renovables serán las protagonistas del futuro.

Siendo éste el contexto actual, estimo imprescindible todo esfuerzo encaminado a la difusión del conocimiento científico y tecnológico, capaz de presentar información contrastada y veraz que ponga al alcance de todos los agentes implicados los datos necesarios para la toma de decisiones, tan trascendentes para toda la sociedad como son, sin duda alguna, todas aquéllas relacionadas con la energía. Es también la labor divulgativa que mueve a una agencia energética como el Ente Vasco de la Energía, que tiene, entre sus fines, dar a conocer a la sociedad las tecnologías y las fuentes energéticas que utiliza para su abastecimiento.

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a Orkestra-Instituto Vasco de Competitividad, y especialmente a los investigadores de la Cátedra de Energía que han participado en el proyecto de elaboración de este libro, por el esfuerzo realizado para aportar conocimiento sobre una materia tan compleja. La solvencia acreditada y el rigor académico de Orkestra nos sitúan ante un documento alejado de cualquier sesgo, que nos adentra en una realidad mundial como es el aprovechamiento del gas de *lutitas* o *shale gas*, su papel en la geopolítica internacional, las reservas disponibles, las diferentes tecnologías de exploración, así como amplias consideraciones medioambientales y normativas. Sin duda, se tratará de una de las obras de referencia en esta materia.

Prólogo

El libro que el lector tiene en sus manos se enmarca en los trabajos de la Cátedra de Energía de Orkestra, y en una de sus líneas, cubriendo el tema del gas no convencional.

Entre las materias abordadas en los estudios realizados por la Cátedra de Energía, se encuentran la electricidad y el gas, tanto desde el punto de vista de los mercados como de la energía e industria. Igualmente, se han estudiado e investigado temas desde la óptica de la política energética y la regulación.

En línea con los trabajos relacionados con el gas, se ha llevado a cabo un estudio sobre los mercados organizados de gas (*hubs*) en Europa, y se ha organizado una jornada sobre gas no convencional (*shale gas*) cuyas ponencias se publicaron en un *report* de Orkestra titulado *Gas no convencional: «shale gas»*, en el año 2012.

Por otra parte, en los estudios realizados en colaboración con *Notre Europe-Jacques Delors Institute* sobre la política energética en España en el contexto de los países del sur de Europa, o en el informe sobre la transformación del sector energético del País Vasco, se llamaba la atención sobre la conveniencia de abordar el tema del gas convencional desde diferentes puntos de vista, incluyendo el estratégico.

En efecto, el gas es una energía clave para España y para el País Vasco. Con menores emisiones de gases de efecto invernadero que otros combustibles fósiles, la demanda de gas ha aumentado, tanto a nivel nacional como autonómico, a lo largo de las últimas dos décadas, adquiriendo cada vez mayor peso no sólo en el sector terciario, sino también en el industrial, donde en 2012 supuso más de un 25% del consumo energético total.

Esto ha sido posible gracias al importante desarrollo de infraestructuras (redes de transporte y distribución, plantas de regasificación, almacenamiento, etc.), que han supuesto elevados volúmenes de inversión.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

Como es sabido, la dependencia de las importaciones de gas es prácticamente total, procediendo, en gran medida, de países de fuera de la OCDE. Este libro aborda el tema del gas no convencional, desde diferentes enfoques, todos ellos importantes, con el objeto de dar una visión lo más completa posible.

Así se comienza examinando los aspectos estratégicos del gas natural y del gas no convencional. Como no podría ser de otra manera, por su relevancia, se analiza la revolución del *shale gas* en Estados Unidos, aunque también se tratan los desarrollos en otros países y, en particular, en Europa; donde se examina desde el punto de vista general y de los países relevantes para el caso.

Igualmente se analiza la importancia estratégica, por su peso en el *mix* energético, y el futuro que tiene el gas natural en España y en el País Vasco; como consecuencia, entre otras razones, del desarrollo de infraestructuras gasistas, del alcance en la industria, de la mejora del medio ambiente y de la competitividad.

Se tratan también los aspectos económicos tanto de costes como de precios, ya que se entiende que son parte fundamental de un examen sobre el futuro del gas y, en particular, del gas no convencional.

Tras definir lo que es el gas no convencional y hacer referencia a las diferencias entre los conceptos de recursos y reservas, en este libro se examinan, con cierto detalle, las tecnologías, tanto de perforación como de fracturación, entendiendo que los aspectos medioambientales que ocupan una parte sustancial del presente trabajo no se pueden entender ni evaluar correctamente, si previamente no se han tratado estos procesos.

Los temas medioambientales se han desarrollado a lo largo del siguiente capítulo, cubriendo un amplio abanico de aspectos relativos a la extracción de gas no convencional. Los recursos hídricos han sido analizados desde diferentes puntos de vista (extracción, impactos sobre aguas subterráneas, almacenamiento y tratamiento). Se hace también referencia a la sismicidad inducida y a las buenas prácticas que se deben de emplear. Finalmente, se examinan los temas relacionados con la superficie requerida, donde se incluye la recuperación de la misma; las emisiones a la atmósfera y el ruido así como la radioactividad.

No menos importante, para tener la información necesaria y, por tanto, para poder formar el mejor criterio sobre el desarrollo del gas no convencional, es tener en cuenta la normativa relativa a las autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos, junto con la regulación ambiental relacionada con las mismas, lo que se trata en el último capítulo.

Por tanto, entendemos que este libro aborda el tema del *shale gas* desde una perspectiva amplia, identificando los factores que deberían tenerse en cuenta por los agentes decisores a la hora de definir estrategias y políticas energéticas e industriales.

PRÓLOGO

Naturalmente, al ser un tema sobre el que se escribe tanto, no resulta factible abordar la totalidad de las publicaciones pero se ha tratado de realizar un esfuerzo por incluir y examinar referencias, más de 200, que a nuestro juicio son suficientes, para aportar un rigor, que se espera haber conseguido.

Los autores son conscientes de que el tema que se trata se encuentra en debates específicos y, en muchas ocasiones polarizados, que requieren, en nuestra opinión, que se les conceda la relevancia correspondiente a los análisis técnicos y a los intereses generales, contribuyendo así a un análisis más racional y a una correcta toma de decisiones con altura de miras.

En el capítulo de agradecimientos, deseamos resaltar la contribución de Macarena Larrea Basterra y de Nerea Álvarez Sánchez, miembros del grupo de estudio de la Cátedra que han colaborado en este trabajo.

A la doctora Macarena Larrea, miembro del equipo de la Cátedra de Energía de Orkestra, agradecemos su aportación en las sucesivas revisiones de este trabajo, proporcionando datos, información y numerosas sugerencias y mejoras al conjunto del trabajo y, en particular, en los capítulos primero y séptimo.

A Nerea Álvarez, ex-investigadora de la Cátedra de Energía de Orkestra, deseamos agradecer su gran aportación mediante la elaboración de un primer borrador en inglés, que sirvió como documento de base.

Una mención especial merecen los miembros del Grupo Asesor (Olivier Appert, Ángel Cámara, Jorge Civis, Miguel Gómez, José María Guibert, Cayetano López, Jorge Loredo, Mike Paque, Luis Eugenio Suárez Ordóñez y Barry Smitherman) y del Grupo Revisor (Didier Bonijoly, M.ª del Mar Corral, Gurcan Güllen, Maximiliam Khun, Yolanda Lechón, Roberto Martínez, Mariano Marzo, Amy Myers, Javier Oyakawa, Andrew Pickford, Grzegorz Pienkowski, Fernando Recreo y Benito Reing), por su contribución a este estudio, mediante sus sugerencias y comentarios, que han aportado perspectiva y rigor a este proyecto. Los autores se sienten muy agradecidos por el tiempo que han dedicado a guiarlos y a aconsejarlos.

Igualmente desean agradecer el esfuerzo de un numeroso grupo de personas que también han realizado aportaciones a este estudio. A Luis Felipe Mazadiego, Antonio Hurtado y Sonsoles Eguilior, por sus contribuciones en el apartado del agua; a Pablo Cienfuegos, por asesorarnos en el capítulo de recursos y reservas; a Graciano Rodríguez Mateos y José María Moreno, por aportar su conocimiento y experiencia a la revisión de los capítulos cuatro y cinco y a Fernando Pendás por su revisión y mejoras en los capítulos dos y tres. También deseamos agradecer a Rosa Domínquez-Faus, Virginia Ormaetxea, Marina Serrano, Luis Gorospe, Ramón Gavela, Jeff Maden, Raphael Anchia, Fernando Maravall y Vicente Luque-Cabal.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

Finalmente, queremos agradecer el apoyo recibido del Ente Vasco de la Energía, por hacer posible la publicación de este libro.

De acuerdo con la convención habitual, que suscribimos, los errores son únicamente atribuibles a los autores.

Eloy Álvarez Pelegry Claudia Suárez Diez

1. El papel del gas natural. Situación y perspectivas

Este capítulo pretende ofrecer, en primer lugar, una visión global del gas natural. Para ello, se pasa revista a la situación y perspectivas de la demanda y suministro de gas en el contexto mundial, prestando especial atención a los países de mayor relevancia en gas no convencional. Se continúa con datos generales de los recursos y reservas mundiales, así como los patrones comerciales surgidos a raíz del desarrollo del gas no convencional.

El segundo apartado de este capítulo se dedica a examinar diferentes aspectos de lo que hoy se denomina «la revolución del *shale gas*» en los Estados Unidos. Posteriormente, se estudia el papel que este tipo de recurso ¹ podría desempeñar en Europa, para pasar, por último, a analizar la situación en España y el País Vasco ².

El objetivo es mostrar, dentro del marco general del gas natural, las posibles implicaciones del *shale gas* desde un punto de vista estratégico.

1.1. PANORAMA DEL GAS EN EL CONTEXTO MUNDIAL

A lo largo de la última década, el uso del gas natural como energía primaria ha aumentado en cuota y volumen, con el consecuente incremento de la producción. A futuro, se prevé que esta tendencia continúe y se estima que la tasa de crecimiento de gas natural será mayor que la de cualquier otra energía primaria.

¹ Las denominaciones «gas no convencional» y «*shale gas*» se definen y precisan en el capítulo 2. En algunos epígrafes, estos dos conceptos se emplearán indistintamente por ser el ámbito de aplicación idéntico para ambos.

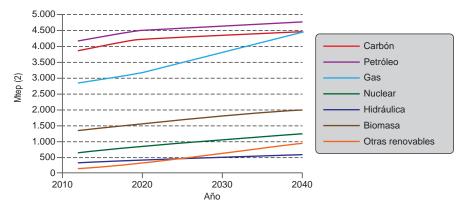
² En el capítulo 3 se ofrece un repaso más detallado de los recursos que existen en España.

1.1.1. Demanda de gas

En la siguiente figura (véase figura 1), se muestran datos históricos y tendencias de la demanda de energía primaria. Según estos datos, la demanda de gas aumentaría de 2.844 Mtep³ (3,4 tcm) en 2012 a 3.182 Mtep en 2020 y a 4.418 Mtep en 2040 (5,4 tcm), mientras que su aportación al consumo total de energía primaria pasaría del 21 al 24%, OECD/IEA (2014b).

FIGURA 1

Demanda de energía primaria mundial según la fuente de energía en el Escenario de Nuevas Políticas⁽¹⁾



(1) El Escenario de Nuevas Políticas supone una continuada aplicación de las políticas legislativas promulgadas hasta mediados de 2014, junto con la aplicación razonable de los compromisos y planes anunciados. Estas nuevas propuestas incluyen objetivos y programas de apoyo a la energía renovable, la eficiencia energética y combustibles y vehículos alternativos, así como el compromiso de reducir las emisiones de carbono. El PIB mundial aumentará un 3,6% en el periodo (2012-2040); la población mundial se incrementará de los 7.000 millones de habitantes en 2012 a 9.000 millones en 2040, con un crecimiento del 0,9% anual. Los precios del crudo alcanzarán los 132 \$/bl en 2040, momento en el que habrá una gran convergencia entre los mercados regionales de Norteamérica, Asia y Europa (OECD/IEA, 2014b).

(2) Millones de toneladas equivalentes de petróleo.

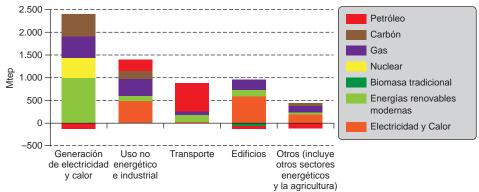
Fuente: elaboración propia a partir de OECD/IEA (2014b).

Cabe esperar que la demanda de gas aumente debido a su empleo en la generación de electricidad y calefacción; pero también en la industria y en la edificación. Asimismo, se espera que la penetración del gas en el transporte contribuya a un crecimiento de la demanda a medio y largo plazo, especialmente en el sector de los vehículos pesados y, posiblemente, en el transporte ferroviario y marítimo. Este desarrollo impulsará una mayor penetración del gas natural a nivel mundial (véase figura 2).

³ Mtep = Millón de toneladas de petróleo equivalente.

FIGURA 2

Cambio de la demanda de energía por sectores y tipo de energía en el Escenario de Nuevas Políticas, 2011-2035



Fuente: OECD/IEA (2013); traducido por Orkestra-IVC.

1.1.2. Producción

Analizando el mercado mundial de gas natural se aprecian diferencias notables entre las distintas regiones. En general, cabe distinguir cuatro regiones fundamentales: Norteamérica, Asia/Oceanía (incluido el Sudeste Asiático), Europa/Eurasia, Oriente Medio y el Norte de África.

Durante los últimos diez años, se ha producido un fuerte incremento en la producción de gas natural en Estados Unidos (6.325 bcm⁴ entre 2005 y 2014⁵, ambos incluidos), en Qatar y en el resto de Oriente Medio, así como en China y Rusia. Dicho incremento ha sido, en parte, impulsado por un aumento de la demanda en esas zonas (tal es el caso de Oriente Medio, Estados Unidos y China). La demanda de gas natural en Japón y Corea también ha aumentado, no así en la Unión Europea, donde el uso de gas natural ha disminuido en más de 40 bcm a lo largo del mismo periodo⁶.

Mirando al futuro, la mayoría de los análisis prevén que el principal crecimiento, en términos absolutos, tenga lugar en Asia (área OCDE y no-OCDE), Oriente Medio, Norteamérica y Latinoamérica. En Europa⁷, sin embargo, se espera que la producción descienda para el año 2020 (véase tabla 1).

⁴ Dato obtenido a partir de US Energy Information Administration (2015c). Bcm (billion cubic meters) = Mil millones de metros cúbicos (109 m³).

⁵ Los datos de producción se refieren a la denominada *Marketed production*. La EIA la define como la producción bruta menos el volumen de gas empleado en la represurización, el venteo, la quema en antorcha y las fracciones carentes de hidrocarburos eliminadas en el tratamiento. Incluye compuestos líquidos como el metano, etano, propano, etc. (US Energy Information Administration, 2015e).

⁶ US Energy Information Administration (2015b).

⁷ Para más información sobre Europa, véase apartado 1.3.

TABLA 1

Producción de gas natural por regiones en el Escenario de Nuevas

Políticas (bcm)

				1990	-2012	2012	-2020
	1990	2012	2020	Delta	CAAGR ⁽¹⁾ (%)	Delta	CAAGR (%)
OCDE	881	1.195	1.423	314	1,6	228	2,4
América	643	885	1.036	242	1,7	151	2,1
Europa	211	278	234	67	1,4	-44	-2,0
Asia	28	64	157	36	5,8	93	18,2
No-OCDE	1.178	2.210	2.753	1.032	4,0	543	3,1
Este de Europa/Eurasia	831	873	918	42	0,2	45	0,6
Asia	130	423	527	293	10,2	104	3,1
Oriente Medio	92	529	572	437	21,6	43	1,0
África	64	213	236	149	10,6	23	1,3
América Latina	60	172	196	112	8,5	24	1,7
Total Mundo	2.059	3.438	3.872	1.379	3,0	434	1,6
Unión Europea	213	174	144	-39	-0,8	-30	-2,2

⁽¹⁾ CAAGR. Compound Average Annual Grouth Rate (Tasa Media de Crecimiento Anual). Fuente: OECD/IEA (2014b).

Según la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), la producción mundial de gas no convencional en 2013 alcanzó los 627 bcm, frente a una producción estimada de 606 bcm el año anterior. En esta cifra, se incluye la producción de CBM (*Coal Bed Methane*), tight gas y shale gas. Como se puede apreciar en la siguiente figura (véase figura 3), la producción de gas no convencional en 2013 tuvo lugar, principalmente, en Norteamérica y, en menor medida, en Asia, los países de la antigua Unión Soviética y Australia (OCDE/IEA, 2014).

Según el informe *World Energy* Outlook (WEO) 2013, entre 2011⁸ y 2020, más de la mitad del crecimiento de la producción de gas no convencional procederá de los dos principales países productores actuales, es decir, Estados Unidos y Canadá. Estos dos países fueron responsables del 90% de la producción no convencional en 2011. Se estima que, para el año 2020, ese valor descienda al 80%, una vez que comience a crecer la producción en China y Australia.

⁸ En 2011, la producción mundial de gas no convencional fue de aproximadamente 560 bcm (0,56 tcm); 232 bcm de *shale gas*, 250 bcm de *tight gas* y 78 bcm de *Coal Bed Methane*.

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

FIGURA 3
Producción anual de gas no convencional en 2013

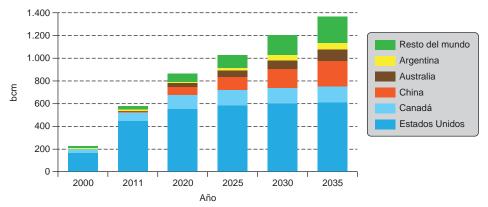


Fuente: OECD/IEA (2014a); traducido por Orkestra-IVC.

Nota: El mapa se ha representado sin perjuicio alguno al estatus o soberanía de ningún territorio, delimitación de fronteras ni nombre de ningún territorio, ciudad o área.

La figura 4 muestra la previsión de la producción de gas natural a nivel mundial, donde se puede ver un aumento de la misma. Estados Unidos seguirá desempeñando un papel predominante, seguido de Canadá y China, especialmente a partir de 2020, momento en el que tendrá lugar el mayor crecimiento de la producción de gas no convencional.

FIGURA 4
Producción de gas natural por países seleccionados en el Escenario de Nuevas Políticas



Fuente: OECD/IEA (2013); traducido por Orkestra-IVC.

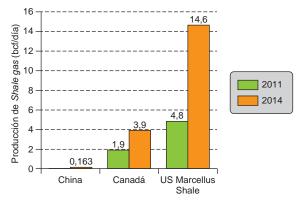
En lo que respecta al *shale gas*, Estados Unidos, Canadá y China son actualmente los tres únicos países del mundo que producen este recurso en cantidades comercializables.

En los Estados Unidos, el mayor crecimiento de la producción ha tenido lugar en el yacimiento de *Marcellus Shale*, en la Cuenca de los Apalaches, donde ésta se ha más que triplicado en los últimos tres años, pasando de un promedio de 4,8 bcf/d (0,134 bcm/d) en 2011 a 14,6 bcf/d (0,41 bcm/d, 150 bcm/año) en 2014. Actualmente, ya han superado los 15 bcf/d y supone más del 40% de la producción total de *shale gas* en los Estados Unidos⁹.

En Canadá, la producción de *shale gas* ha aumentado desde 1,9 bcf/d (0,05 bcm/d) en 2011, a un promedio de 3,9 bcf/d (0.12 bcm/d, 44 bcm/año) en 2014. Estas cifras incluyen la producción procedente de la formación Monthey¹⁰.

En China, las empresas Sinopec y Petrochina han informado de que se está produciendo *shale gas* a escala comercial en los campos de la cuenca de Sichuan. La producción conjunta de ambas empresas ha alcanzado los 0,163 bcf/d (0,005 bcm/d; 1,8 bcm/año) o, lo que es lo mismo, el 1,5% de la producción total de gas del país (US Energy Information Administration, 2015d).

FIGURA 5
Producción media diaria de *shale gas* (bcf/d) en 2011 y en 2014



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la US Energy Information Administration (2015d). Nota: la producción de China en 2011 era nula.

Existe una actividad de exploración notable en varios países, como Australia, Colombia, México y Rusia, donde el desarrollo del *shale gas* está condicionado por distintos factores, entre ellos, la titularidad de los derechos mineros, los regímenes fiscales y la aceptación social; así como la

⁹ EIA (2014b).

¹⁰ El *Canadian National Energy Board* no considera el gas procedente de esta formación como *shale gas* propiamente dicho (US Energy Information Administration, 2015d).

capacidad tecnológica para poder perforar con los medios adecuados y completar un número concreto de pozos en una misma formación productiva (US Energy Information Administration, 2015d).

1.1.3. Recursos y reservas¹¹

Teniendo en cuenta la futura demanda de gas natural, es necesario considerar los recursos y las reservas existentes. El volumen de reservas probadas de gas se estima en 187 tcm¹². Los recursos técnicamente recuperables ascienden a 810 tcm, más del cuádruple de las reservas probadas y el equivalente a 235 años de producción, considerando el nivel de producción anual actual. Es importante señalar que el peso en estos recursos de gas no convencional (*tight gas, shale gas* y CBM) es, respectivamente, 81, 212 y 50 tcm, sumando un total 343 tcm frente a los 467 tcm de recursos convencionales, con un total entre convencionales y no convencionales de 810 tcm (BP, 2014; OECD/IEA, 2013).

En el capítulo 3, se examinarán, con mayor profundidad, los países, áreas o regiones en los que el gas no convencional es relevante. En este apartado, se pretende dar una visión general. Como puede apreciarse en el siguiente mapa (véase figura 6), China es el país con mayor potencial de gas

FIGURA 6

Recursos remanentes de gas no convencional a finales de 2012 (tcm)

Fuente: OECD/IEA (2013). Modificados los colores por Orkestra-IVC. Traducido por Orkestra-IVC. Nota: Regiones seleccionadas según el informe de la International Energy Agency.

¹¹ En el capítulo 3 se desarrolla esta sección con mayor profundidad y en el anexo 3 se explican los conceptos y definiciones de recursos y reservas.

² tcm = trillones de metros cúbicos (10¹² m³).

no convencional, seguido por Rusia, Estados Unidos y Australia. Europa, con cerca de 15 tcm, también posee importantes recursos prospectivos.

1.1.4. Comercio internacional y mercados

En un contexto con una demanda creciente, mayores recursos disponibles y una producción mundial más diversificada, ha surgido un mercado de gas cada vez más internacional e interrelacionado. En este sentido, el comercio de gas ha aumentado en un 80% en las últimas dos décadas. En la figura 7 se pueden observar las rutas comerciales entre distintas regiones y países.

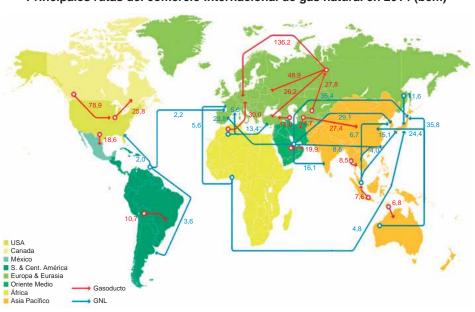


FIGURA 7

Principales rutas del comercio internacional de gas natural en 2014 (bcm)

Fuente: BP (2015).

Nota: Incluye datos de Cedigaz, CISStat, FGE MENAgas service, IHS CERA, PIRA Energy Group.

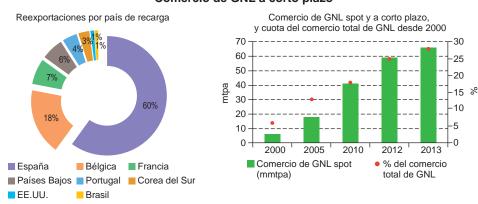
Se estima que el volumen del comercio mundial de gas pase de 685 bcm, en 2011, a 804 bcm en 2020. Las principales áreas de exportación serían Eurasia (179 bcm), África (127 bcm) y Oriente Medio (119 bcm). Para esa fecha, Estados Unidos también sería un país exportador (43 bcm) y estaría en una situación capaz de influir en los mercados internacionales. En términos comerciales, los principales importadores serían Europa (288 bcm), China (130 bcm), Japón (117 bcm) y la India (25 bcm) (OECD/IEA, 2013).

En lo que respecta a la formación de precios, se puede considerar que el desarrollo del comercio del gas, incluye, por un lado, las transacciones

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

de Gas Natural Licuado (GNL) a nivel mundial y por otro, el comercio interregional por gasoducto y los intercambios *spot*, además de las reexportaciones (véase figura 8). Todo ello ha contribuido a crear un mercado mundial, aunque con diferencias regionales importantes, como se verá a continuación.

FIGURA 8
Comercio de GNL a corto plazo



Fuente: GIIGNL (2012) y elaboración propia.

Cabe distinguir tres regiones en cuanto a la formación de precios. En los Estados Unidos, la fijación del precio del gas se produce, en gran medida, como consecuencia del cruce de la oferta y la demanda. En este caso, los *hubs* gasistas y, en especial, el Henry Hub ejercen un papel determinante.

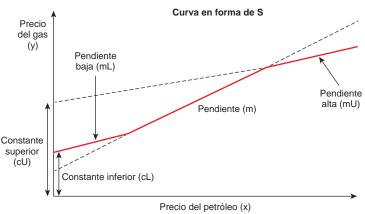
En la región de Extremo Oriente o el Pacífico Asiático, el precio del gas está principalmente vinculado al precio del petróleo. La relación entre ambos se representa con una curva en forma de S^{13} , como la que puede verse en la figura 9.

Por su parte, en el sudeste asiático, principalmente en Japón y Corea del Sur, no se esperan cambios en la relación del gas con el *Japanese Crude Cocktail*, en particular, si los precios del crudo se sitúan en la banda de los 60-80 \$/bl.

Finalmente, en Europa, aunque existe una tendencia proclive a la competencia dentro del sector o *gas-to-gas competition*, el precio del gas tam-

¹³ Muchos contratos de GNL protegen a los compradores frente a un alza excesiva de los precios del petróleo y a los vendedores frente a precios bajos. Este tipo de contratos son a menudo llamados de *curva en forma de S*. Ante niveles de precios de petróleo moderados, la relación entre la formación de precios del GNL y el petróleo se puede ver como una línea recta. Ahora bien, cuando los precios son bajos o altos, la pendiente se suaviza para formar una S estilizada.

FIGURA 9
Ejemplo de curva en forma de S del precio del gas



Fuente: M. Kuhn (2013b); traducido por Orkestra-IVC.

bién está indexado al precio del petróleo, existiendo notables diferencias entre las regiones del noroccidente y del sur de Europa, observándose en la primera una manifiesta tendencia a la competencia gas-gas. También cabe señalar que, en las regiones de Europa noroccidental, son muy importantes los suministros de Gazprom.

Aunque si bien, como se ha dicho, existen zonas claramente diferenciadas a efectos de formación de precios, el desarrollo de los *hubs* de gas en la Europa continental, y el *gas target model*, llevarán posteriormente a un mayor peso de la competencia gas-gas.

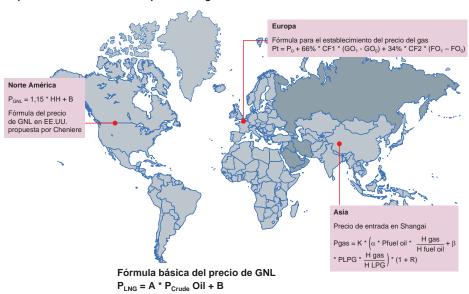
En el mapa de la figura 10 se ilustran las fórmulas típicas que se utilizan para fijar los precios del gas en diversas regiones del mundo.

En términos mundiales, la vinculación de precios del gas-petróleo está perdiendo peso. Aunque entre 2005 y 2012, la proporción de gas comercializado siguió siendo del entorno del 60%, la competencia gas-gas incrementó su cuota de un 20 a un 35%, aproximadamente. El mismo proceso se constata en Europa, donde la proporción de las ventas del gas indexado al petróleo y otros se redujo del 72%, en 2007, al 59% en 2013; mientras que la cuota de ventas con precios formados mediante la competencia gas-gas aumentó del 22 al 41% en el mismo periodo.

Como se puede apreciar en la figura 11, entre 1990 y 2008, los precios del gas natural en Japón, Europa y los Estados Unidos siguieron aproximadamente la misma tendencia, con ciertas diferencias regionales. A partir de ese año, comenzó a producirse el diferencial de precios entre las distintas regiones que se da actualmente. Está previsto que esta situación se mantenga, incluso en un escenario donde estos precios converjan, su-

FIGURA 10 Fijación de precios del gas en el mundo

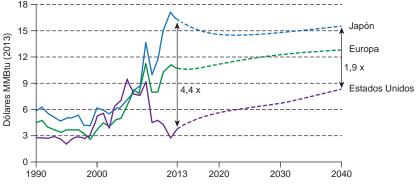
Mapa de formación mundial de precios del gas



Fuente: Kuhn (2013a); traducido por Orkestra-IVC.

Nota: P (relacionado con el precio); GO (relacionado con el gasóleo); FO (relacionado con el fuelóleo); diferentes coeficientes (B, CF1, CF2, K, α , pt y R).

FIGURA 11
Precios de gas natural por región en el Escenario de Nuevas Políticas



Fuente: OECD/IEA (2014).

Nota: los precios para Japón y Europa son los precios medios de importación. Para Estados Unidos se muestran los precios del mercado mayorista.

poniendo un coste por barril de Brent de 112 USD, en 2012, y 132 USD 2040 (en dólares de 2013) (OECD/IEA, 2014)¹⁴.

En el contexto actual, esta previsión de diferencia de precios es, en gran medida, aceptada. Algunos analistas auguran un mercado europeo con un *mix* de referencia de Henry Hub (HH) más dos USD y la indexación al precio del petróleo, mientras que en Extremo Oriente se mantendría la situación de indexación al crudo (Bros, 2012).

Dada la relevancia que tienen los precios Henry Hub en Estados Unidos, se retomará el tema en la siguiente sección. Aunque analizar los precios es una labor difícil y, más aún, realizar predicciones sobre ellos, el principal mensaje que se puede transmitir aquí es que la formación de precios seguirá siendo regional, al menos hasta que se tome la decisión de emprender trabajos de exploración, tanto en gas convencional como en no convencional, previstos para el entorno de 2020. La principal conclusión que se podría extraer es que, como primer planteamiento, debería compararse el coste estimado de la producción de gas convencional y no convencional con el coste de los mercados nacionales o regionales, teniendo en cuenta, como referencia global pero no local, los precios «internacionales» del gas. Es decir, tanto los de otras áreas o regiones como los que se determinan en las compras *spot* y en el mercado de GNL.

1.2. ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA Y LA REVOLUCIÓN DEL SHALE GAS

El aumento de la producción de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos es el resultado de varios factores.

En un artículo realizado por Wang & Krupnick (2015), se examinan de forma amplia las causas que llevaron al *boom* del *shale gas* en los Estados Unidos, y se identifican aspectos regulatorios, fiscales y de I+D. Asimismo, se pasa revista a la historia de Mitchell Energy en el yacimiento de Barnett y se evalúa la importancia de la tecnología y de otros factores, como el régimen de propiedad del gas y de la superficie del terreno sobre la que se llevan a cabo las perforaciones.

El primero de los factores, podría considerarse que es el conjunto de innovaciones tecnológicas que hicieron posible «romper la barrera» de la roca madre, liberando el gas en rocas de muy baja permeabilidad. Las nuevas tecnologías o, mejor dicho, la nueva combinación de tecnologías, brindaron la oportunidad de extraer volúmenes de recursos comerciales que habían sido considerados inviables, en términos económicos, hasta

¹⁴ La diferencia de precio entre Brent y WIT (West Texas Intermediate), que son los precios de gas indexados a los precios del petróleo, evolucionaban a la par, hasta que divergieron con la aparición del *shale gas*.

ese momento. Al hablar de combinación de tecnologías, se hace referencia fundamentalmente a dos: la fracturación hidráulica y la perforación horizontal.

La fracturación hidráulica o *fracking*, que se trata específicamente en el capítulo 5, consiste en bombear un fluido, compuesto por agua, arena y productos químicos, a la presión necesaria para fracturar la roca de la formación objetivo y liberar el gas que contiene. Estas formaciones se encuentran a profundidades superiores a los 2.500 m y, para llegar a ellas, es necesario realizar sondeos que, mediante técnicas de perforación direccional, buscan la horizontalidad para atravesar el mayor volumen posible de roca. Ninguna de las dos técnicas es nueva. La perforación horizontal data de la década de los años treinta y el primer pozo fracturado 15 en Estados Unidos es de 1947 (Stevens, 2012).

En Europa, la tecnología de la fracturación hidráulica y perforación horizontal se ha llevado a cabo desde los años cincuenta y también se empleó en los ochenta. La compañía francesa Elf fue pionera en perforación horizontal. En los noventa, en Alemania, se llevó a cabo la perforación horizontal y la fracturación hidráulica en etapas sucesivas satisfactoriamente, en pozos de 5.000 metros de profundidad. En conjunto, en Europa, se han perforado más de 1.000 pozos horizontales y se han realizado varios miles de fracturaciones hidráulicas [European Academies & Science Advisory Council (EASAC), 2014]. Además de la tecnología y la I+D, hay más factores que han propiciado la denominada *revolución del shale gas* en Estados Unidos. Algunos de estos factores guardan relación con la geología, los incentivos fiscales y la existencia de una industria de servicios activa y bien desarrollada.

En cuanto a la geología, la clave del éxito en Norteamérica ha sido la disponibilidad de recursos. En este sentido, Norteamérica en general, y Estados Unidos, en particular, tienen a su disposición una abundante roca madre de primerísima calidad, rica en materia orgánica y con el grado de madurez adecuado de petróleo y gas (M. Kuhn, 2014) 16. Por ello, en la sección siguiente se realizará un breve repaso de los recursos de *shale gas* en los Estados Unidos, si bien este aspecto se trata en detalle en el capítulo 3.

En los aspectos regulatorios, Wang & Krupnick (2015) señalan la importancia de la desregularización, consecuencia, en gran parte, de los problemas de escasez de gas, resultado, según los autores, de la Ley de Política del Gas Natural de 1978 (NGPA, *Natural Gas Policy Act*). En este sentido, la fiscalidad se considera muy importante. Si bien la sección 107 de la NGPA facilitaba incentivos fiscales para los yacimientos del Devó-

¹⁵ Se considera la primera fracturación hidráulica. También deberían considerarse, en este ámbito, los trabajos con ácidos puestos en práctica en los años treinta, desde el momento en que se inyecta ácido a presiones suficientemente altas como para romper la formación. La fracturación con explosivos ya había sido patentada en 1865 (Gold, 2014).

¹⁶ Véase capítulo 2 para los conceptos de materia orgánica y otros.

nico, Mitchell Energy no pudo aprovecharlos, al no tener yacimientos de este periodo.

El año siguiente, en 1980, como consecuencia de la crisis del petróleo de 1979, se promulgó la Ley de impuestos sobre beneficios del petróleo (*Crude Oil Windfall Profit Tax Act*). Los operadores, entonces, tenían que elegir entre las dos posibilidades, pero, en su conjunto, los incentivos fiscales fueron importantes en el desarrollo del *shale gas*.

Finalmente Wang & Krupnick (2015), añaden como factores significativos, el régimen de propiedad, la estructura del mercado de gas en el país y los elevados precios del gas en la década del 2000, en comparación con los años anteriores.

El resultado final ha sido un marco regulador que proporciona un entorno más favorable para las empresas, con un clima de inversiones estable por medio de beneficios fiscales. Esta estructura legal también ha contribuido y contribuye a la aceptación pública, al apoyar los derechos de la propiedad privada en materia de hidrocarburos. Esto permite que los operadores compitan por los derechos o licencias de los propietarios, y que los particulares y titulares de los derechos mineros se conviertan en partes interesadas del éxito comercial de los proyectos, permitiendo el acceso a los recursos en terrenos particulares.

En efecto, la revolución del *shale gas* ha tenido consecuencias importantes en los Estados Unidos. En primer lugar, ha incrementado la base de recursos y reservas nacionales. En segundo lugar, ha elevado la producción nacional de petróleo y gas natural ¹⁷, propiciando así una mejora de la independencia energética del país, hasta el punto de llegar a la exportación. Además, ha mejorado la competitividad de la industria estadounidense, debido a la caída de los precios del gas (y su efecto positivo en el desarrollo de la industria intensiva en su consumo, como la petroquímica) y a un desplazamiento del carbón en la generación eléctrica. Por último, cabe señalar también una influencia positiva sobre la economía y el empleo, aspecto que se tratará más adelante ¹⁸.

1.2.1. Recursos y producción

La primera vez que las reservas no convencionales despertaron interés fue en el año 2007, cuando el *US Potential Gas Committee* incrementó sus estimaciones de reservas de gas no probadas en un 45%, pasando

¹⁷ Con la caída de los precios del gas, producto de la sobreabundancia de gas natural, las compañías en Estados Unidos han puesto sus miras en el *shale gas* con alto contenido en condensados, que se venden como crudo de petróleo. Sólo la producción de petróleo de Bakken Shale ha sobrepasado ya la cuota del millón de barriles diarios y el país está considerando exportar petróleo nacional.

¹⁸ Para una visión complementaria del desarrollo del *shale gas* en los Estados Unidos, también se puede consultar (Mena, 2015).

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

de 32,7 a 47,4 trillones de metros cúbicos (tcm), al incluir las prospecciones de *shale gas* (M. Kuhn & Umbach, 2011). En la siguiente figura (véase figura 12) se muestran los yacimientos de *shale* en los Estados Unidos.



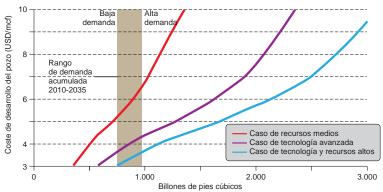
FIGURA 12
Yacimientos de shale en los Estados Unidos

Fuente: US Energy Information Administration (2011a).

Nota: Yacimientos de shale (shale plays). Cuencas (basins). Yacimientos actuales (current plays). Yacimientos prospectivos (prospective plays). Yacimientos superpuestos (stacked plays). Menos profundos/más jóvenes (shallowest, youngest). Profundidad/antigüedad intermedia (intermediate depth/age). Más profundos/más antiguos (deepest/oldest). Yacimiento de lutitas y calizas (mixed shale & chalk play). Yacimiento de lutitas y dolomías, calizas y areniscas (mixed shale & tight dolostone, silistone and sandstone).

Es importante señalar que la base de recursos y reservas no es un concepto aislado. A partir de los recursos técnicamente recuperables, el mayor o menor volumen de los mismos dependerá de las condiciones económicas que prevalezcan en ese momento y, por tanto, a mayores precios, mayores recursos de interés. Es decir, unos precios más altos hacen que sea más interesante la explotación de unos recursos más costosos. Esto es lo que se representa en la siguiente figura.

FIGURA 13
Coste de desarrollo de pozo frente a producción (USD/mcf)

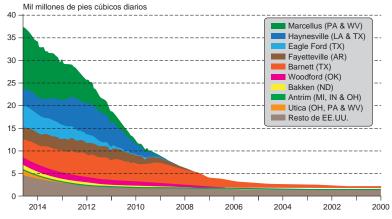


Fuente: National Petroleum Council (2011); traducido por Orkestra-IVC.

Nota: el eje y representa el coste estimado del suministro en la cabeza del pozo. El coste del suministro puede variar en función del tiempo y el lugar, teniendo en cuenta las distintas condiciones regulatorias, los diversos avances tecnológicos y los desarrollos, además de otras condiciones técnicas. En ninguno de estos casos se debe interpretar el coste de suministro como un indicador de las tendencias o precios de mercado, puesto que en los mercados donde hay competencia son muchos los factores que determinan los precios a los consumidores. El coste está expresado en dólares de Estados Unidos de 2007 por millón de pies cúbicos.

En lo que a producción se refiere, mientras que en enero de 2000 la producción mundial de *shale gas* fue del orden de 1,5 bcf/d, catorce años después alcanzó la cifra de cerca de 35 bcf/d (≈ 362 bcm/año). Entre los años 2000 y 2014, la cuota total de *shale gas* en la producción de gas natural en los Estados Unidos, pasó de representar sólo un 1% a un 40%.

FIGURA 14
Producción de *shale gas* seco



Fuente: EIA derivado de datos administrativos estatales recopilado por DrillingInfo Inc. en US Energy Information Administration (2014); traducido por Orkestra-IVC.

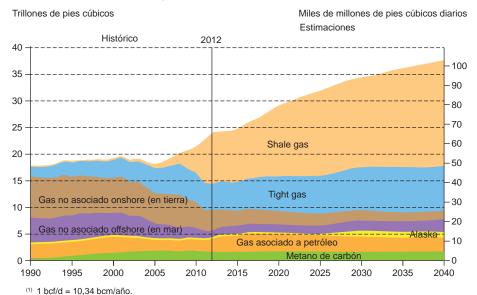
Nota: los datos abarcan hasta septiembre de 2014 y representan las estimaciones oficiales de shale gas de la EIA, pese a que no son datos de estudio. Los Estados indicados (en abreviaturas) corresponden a aquéllos donde se ubica la mayor parte de los yacimientos.

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

A futuro, la *US Energy Information Administration* (EIA) espera que, para el año 2035, el *shale gas* represente el 46% del suministro de gas en Estados Unidos.

El aumento del 44% de la producción total de gas natural entre 2012 y 2040 en el caso de referencia del informe *Annual Energy Outlook* (AEO) de la EIA (2014) es consecuencia de un mayor desarrollo de los recursos de *shale gas*, *tight gas* y CBM. La producción de *shale gas*, que crece un 113% durante el periodo citado, es la que más contribuye al crecimiento de la producción de gas natural, aumentando su cuota de producción total en un 34% hasta el año 2040 (EIA, 2014a).

FIGURA 15
Producción de gas natural seco en los EE.UU.,1990-2040⁽¹⁾



Fuente: US Energy Information Administration (2014); traducido por Orkestra-IVC.

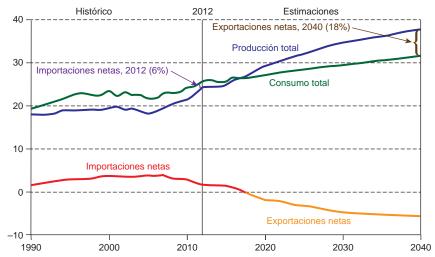
Según el análisis de la EIA, la producción de gas natural seco ¹⁹ en Estados Unidos aumentaría un 1,3% anualmente durante el periodo considerado en las estimaciones para el caso de referencia; superando el consumo nacional antes del año 2019 y logrando exportaciones netas de gas natural. Para que el volumen de producción total sea mayor y se pueda exportar, es necesario que aumente el volumen de producción del *shale gas*. Con el aumento del suministro doméstico en los últimos años, y el consecuente

¹⁹ La EIA define el gas natural seco como el resultado de la eliminación de la fracción de hidrocarburos condensados y los volúmenes de gases no hidrocarbónicos. También se puede definir como aquel que es apto para el consumo.

descenso de los precios del gas natural, Estados Unidos es ahora un mercado menos atractivo para la importación de gas y más interesante para la exportación (véase figura 16).

FIGURA 16

Producción total de gas natural de los Estados Unidos e importaciones netas en el caso de referencia, 1990-2040 (trillones de pies cúbicos)



Fuente: US Energy Information Administration (2014); traducido por Orkestra-IVC.

Los reducidos niveles de importación de GNL en el periodo de la estimación, a lo que se suman las exportaciones previstas, sitúan a los Estados Unidos como un exportador neto de GNL en 2017. En el año 2016 se comenzará a exportar GNL nacional (sin incluir las exportaciones de la instalación Kenai de Alaska) y hasta el año 2027 se podría alcanzar un volumen anual de 1,6 bcf. Se prevé que la mitad de las exportaciones estadounidenses de GNL procedan de los Estados contiguos²⁰ y la otra mitad de Alaska (EIA, 2014).

Las exportaciones de GNL dependen de variables que son difíciles de prever como, por ejemplo, el desarrollo de la nueva capacidad de producción en otros países, especialmente de yacimientos de aguas profundas, de depósitos de *shale gas* y del Ártico. Además, las futuras exportaciones de GNL estadounidense dependen de otros factores, entre ellos la velocidad y el alcance de la convergencia de precios en los mercados mundiales de gas natural, así como del grado de competencia de éste con otros combustibles en los mercados nacionales e internacionales. Como consecuencia de lo anterior, Estados Unidos podría ser energéticamente autosuficiente antes de 2020.

 $^{^{20}}$ Son los Estados de los Estados Unidos que comparten frontera con al menos uno de los otros Estados del país. Es decir, son 50 Estados menos dos: Alaska y Hawaii.

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

Por ello, actualmente, algunas de sus plantas de regasificación están transformándose en plantas de licuefacción. En este sentido, es importante destacar que, mientras que una planta de licuefacción cuesta un mínimo de 5.000 millones de dólares (pudiendo algunos proyectos llegar a superar los 35.000 millones), una planta de regasificación, dependiendo de la capacidad y del número de tanques, cuesta mucho menos, lo que se aduce como una razón explicativa de la diferencia, a nivel mundial, entre capacidad de licuefacción y capacidad de regasificación. Esto supuso un factor de utilización del 35% de toda la capacidad de regasificación en 2011 (Bros, 2012).

En este contexto, los costes de capital de las plantas de licuefacción en los Estados Unidos podrían tener un *capex*²¹ mucho menor²², lo que puede implicar, entre otras cosas, el posicionamiento de Estados Unidos como un gran exportador potencial de GNL (Bros, 2012).

La ventaja de partir de emplazamientos existentes (*«brownfields»*) tiene particular interés, teniendo en cuenta la evolución de los costes de las plantas de licuefacción, con fuerte incremento de los mismos a partir de 2009, tal como puede verse en la figura 17.

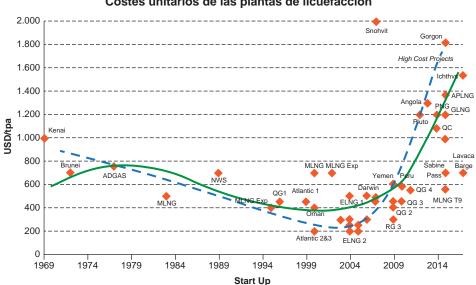


FIGURA 17
Costes unitarios de las plantas de licuefacción

Fuente: Songhurst (2014).

Nota: los puntos representados en rojo representan los costes unitarios de las plantas de licuefacción en los Estados Unidos desde 1965, en base a datos recopilados por el autor. A partir de ellos, estima la curva discontinua, que compara con las tendencias del CAPEX en el mismo periodo (línea continua, estimada por Wood MacKenzie).

²¹ Capex = Inversión. *Capital Expenditure*.

²² El coste de la mayoría de los proyectos de GNL de Australia, por ejemplo, ronda los 2.500 millones de dólares/mtpa (mtpa = millones de toneladas al año).

La citada conversión de regasificación en licuefacción es respaldada por el hecho de que algunas compañías poseen permisos para exportar. En menos de cuatro meses, Chenière, la primera empresa en recibir un permiso del Departament of Energy (DoE) para exportar GNL estadounidense a países incluidos y no incluidos en los acuerdos FTA²³, consiguió vender todo su GNL (16 mtpa) con arreglo a una fórmula asociada al Henry Hub (GNL FOB; entregado franco a bordo: 115% HH+ componente fijo)²⁴.

BG, por su parte, adquirió mediante un acuerdo de compraventa 3,5 mtpa de GNL a veinte años (4,7 bcm/año) procedente de Sabine Pass. Gas Natural Fenosa, Kogas y Gail adquirirán cada una 3,5 mtpa (4,7 bcm/año) de los trenes 2, 3 y 4, respectivamente.

En abril de 2012, Cameron LNG firmó acuerdos comerciales con Mitsubishi y Mitsui para desarrollar y construir una planta de licuefacción para la exportación en Luisiana. En mayo de 2012, GDF SUEZ firmó un acuerdo con Cameron LNG para negociar un contrato de licuefacción de 4 mtpa (5,4 bcm/año) con una duración de veinte años. En mayo de 2012, varios proyectos, con una capacidad total de 102 mtpa, habían presentado solicitudes al DoE estadounidense para exportar GNL (Bros, 2012).

El mapa de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) recoge la situación, entre otras, de las plantas aprobadas y en construcción, que suman 8,5 bcf/d, es decir, unos 88 bcm/año (véase figura 18).

Es probable que el desarrollo del *shale gas*, que se acaba de comentar, no sólo afecte a los Estados Unidos en términos de autoabastecimiento y exportación (incluidas las transformaciones de las plantas de regasificación). Previsiblemente modificará el panorama de los *hubs* gasistas, siendo posible que el actual centro de gravedad del gas Henry Hub en el sudeste de los Estados Unidos, sea desplazado a las principales áreas de producción de *shale gas* del noreste.

1.2.2. Precios

Tal y como se ha señalado, en Estados Unidos el precio del gas natural, fundamentalmente, se referencia y fija en base al Henry Hub. El precio del Henry Hub es, por tanto, otro factor reseñable en el desarrollo del *shale gas* en los Estados Unidos.

Asimismo, es importante por la progresiva influencia que tiene en entregas *spot* o por ser referencia, al menos parcial, en algunos contratos a largo plazo o a la hora de renegociar las condiciones de los mismos.

²³ FTA = acuerdos de libre comercio.

²⁴ La parte fija se asigna a la remuneración de la planta de licuefacción que, de esta manera, tiene una remuneración *tolling fee* (tipo peaje).



FIGURA 18
Plantas de regasificación y licuefacción en Estados Unidos (abril de 2015)

Fuente: FERC (2015); traducido por Orkestra-IVC.

Nota: en el anexo 6 se recoge la situación de los proyectos de GNL en Norteamérica (Estados Unidos y Canadá), incluyendo los proyectos de las plantas de licuefacción que suponen un nivel de exportaciones potencial de 163 bcm/año (15,8 bcf).

Aprobadas-no bajo construcción

(CP13-552)

10. Sabine Pass, LA: 1.40 Bcfd (Sabine Pass Liquefaction)

Jurisdicción EE.UU.

O MARAD/USCG

FERC

Foss, M. (2011) ha analizado la evolución de los precios y concluye que las leyes básicas de oferta y demanda han sido uno de los principales motivos que explican la variación de los precios del Henry Hub (véase figura 19). En este sentido, cambios en la oferta, motivados por un fuerte aumento de la producción de *shale gas*, han contribuido a bajar los precios del gas.

Dada la importancia que tienen las estimaciones y previsiones a futuro de los precios de los hidrocarburos, conviene indicar que la EIA supone unos precios del petróleo de 136²⁵ y 220²⁶ USD/bl²⁷, para el marcador internacional WTI (West Texas Intermediate), y de 141 y 229 USD/bl para el Brent, ambos proyectados a 2040 con el escenario que la Agencia denomina «de referencia». Por lo que respecta a los precios Henry Hub (HH), la EIA supone una tendencia creciente de manera que, en términos de precios suministrados, el nivel real del orden de 3,73 USD/MMBtu²⁸ en 2013, suba a 6,72 USD/MMBtu en 2025 (US Energy Information Administration, 2015a).

²⁵ En dólares de 2013.

²⁶ En dólares nominales.

²⁷ Dólares estadounidenses por barril.

²⁸ Btu = unidad térmica británica.

\$16-U.S. shale oil drilBng boom Henry Hub Monthly Average Spot Price (\$/MMBtu) Avg Feb 89-Feb 92 (\$1.61) U.S. shale gas drilling boom \$14 Avg Mar 92-Dec 98 (\$2.11) Avg Jan 99-Dec 01 (\$3.46) \$12 Avg Jan 02-Sep 09 (\$6.32) El Paso pipeline explosion Peak LNG imports Avq Oct 09-Present (\$3.77) Carlsbad, NM August 19, 2000 ith new regas capacity March-August 2007 GOM Hurricane Events \$10 California market failure, 2000-2001 Feb 2007,"Henry Hub at or \$3 or \$5 Dec 2011, "Henry Hub at \$3 or \$10 published (Foss. OIES NG 58) \$6 1995 Energy Policy \$4 Lehman Brothers bankruptcy September 15, 2008 December 4, 2001 \$0 \ `\ `\ 7 0 T 480° 480.04 80 9 8 9 480 480 480, 480 480 , 4₈₀, 480 ٠[%] 480 480 480 480

FIGURA 19
Evolución de los precios del Henry Hub

Fuente: Oxford Institute for Energy Studies & Foss (2011).

Nota: Precio spot medio mensual del Henry Hub (USD/MMBtu). Media febrero 1989 - febrero 1992. Media enero 1999 - diciembre 2001. Media enero 2002 - septiembre 2009. Media octubre 2009 - agosto 2011. Huracanes Golfo de México. 1995 Ley de Política Energética. Quiebra del mercado de California, 2000-2001. Explosión del oleoducto El Paso, Carlsbad, NM 19 de agosto, 2000. Quiebra de Enron. 4 de diciembre, 2001. Pico de importaciones con nueva capacidad de regasificación, Marzo-agosto 2007. Quiebra de Lehman Brothers. 15 de septiembre, 2008. Referencias: febrero 2007, Henry Hub a tres o cinco \$ publicado (Foss, OIES NG 18). Diciembre 2011, Henry Hub a tres o diez \$ publicado (Foss, OIES NG 58).

Normalmente, existen referencias a los precios del gas en los Estados Unidos que pueden promover la producción de *shale gas*. A modo de ejemplo, con frecuencia, se indican precios para situar la viabilidad económica de ciertas áreas y se comparan con los precios de los mercados, en particular con el Henry Hub.

Un interesante y reciente artículo evalúa los aspectos económicos para varios campos de producción de hidrocarburos no convencionales en los Estados Unidos, a partir de datos obtenidos de 30.000 pozos verticales y horizontales en el año 2011, en diversas cuencas sedimentarias (Ikonnikova *et al.*, 2015).

Uno de los objetivos del estudio es la estimación más precisa de los recursos en los yacimientos ya mencionados. Con este objetivo, parten de un análisis geológico para determinar el *Original Gas In Place*

(OGIP)²⁹. Posteriormente, realizan un análisis de la tasa de declino de los pozos y controlan y evalúan la situación con datos estadísticos, para analizar la productividad de los pozos, y determinan las reservas técnicamente recuperables. El siguiente paso es analizar la economía de los pozos y determinar las perspectivas de producción.

El estudio pone de manifiesto la heterogeneidad del OGIP, la variabilidad en la tasa de declino de cada pozo, la no existencia de una relación lineal entre el OGIP y los Recursos Técnicamente Recuperables (TRR), la variación en los costes de producción en los distintos campos, debido a parámetros no económicos, como la profundidad o la existencia de condensados, y las diferencias que originan factores como el tipo de emplazamiento, la fiscalidad, las congestiones en el sistema de transporte de gas o los costes operativos.

A continuación los autores del estudio señalan que, durante los años 2012 y 2013, se perforaron 1.500 pozos nuevos con valores medios de producción por pozo de 1,8 bcf (0,05 bcm) en Barnett, mientras que en Haynesville, el número ascendió a menos de 200, pero con una producción media a lo largo de la vida de los mismos de 8 bcf (0,23 bcm). Perforar en Barnett era más interesante debido a la menor profundidad de la formación, así como por la presencia de condensados, existiendo, naturalmente, variaciones en las producciones por pozo en los yacimientos, ya que los valores indicados son medios. Es decir, la ubicación del pozo es un factor de la productividad del mismo.

Refiriéndose ya, específicamente, a los aspectos económicos, la recuperación de la inversión es función de la producción a lo largo de la vida del pozo, del coste del mismo, incluyendo las operaciones de perforación y fracturación, de los costes de operación, los de suministro, gestión y tratamiento de aguas, los impuestos y los precios del gas en el mercado. Asimismo, y como ya se ha citado, depende también de la existencia o no de condensados que acompañen al gas en su producción (y aporten valor añadido).

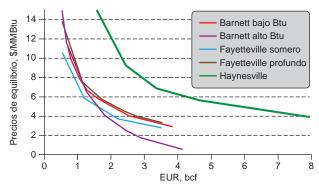
El resultado del análisis del trabajo citado se traduce en este punto en un conjunto de precios de equilibrio (*breakeven points*) para cada yacimiento, que se recogen en la figura siguiente (véase figura 20).

1.2.3. Economía y empleo

La revolución del *shale gas* ha tenido y está teniendo implicaciones no sólo en los precios del gas, sino también por las inversiones y gastos en operación y mantenimiento de las instalaciones que se emplean en su

²⁹ El OGIP es la cantidad de gas natural contenida en un emplazamiento geográfico conocido o en un yacimiento, y es función del volumen de poros (porosidad), del espesor de la formación, la temperatura y la presión (Ikonnikova, Browning, Gülen, Smye, & Tinker, 2015).

FIGURA 20
Precios de equilibrio vs. EUR en función de la profundidad y el tipo de fluido



Fuente: Ikonnikova et al. (2015); traducido por Orkestra-IVC.

extracción. En este sentido, el crecimiento de la producción de *shale gas* ha propiciado un incremento del empleo, directa e indirectamente, relacionado o inducido.

El impacto directo, en los trabajos consultados sobre los Estados Unidos, se mide en términos de empleos, rentas de trabajo y valor añadido de la industria del petróleo y del gas natural. Por su parte, el impacto indirecto se mide en los mismos términos, pero en la cadena de suministro del sector del petróleo y del gas. El tercer impacto, el inducido, se mide de igual manera a partir de la renta familiar obtenida, de forma directa o indirecta, como consecuencia del gasto de la industria del petróleo y gas natural 30 (IHS, 2014).

Para R. Bacon, et al. (2011), el empleo creado se puede medir como directo (las personas que trabajan en el proyecto propiamente dicho), indirecto (aquellos que trabajan suministrando los inputs del proyecto) e inducido (quienes trabajan para suministrar los bienes y servicios requeridos para satisfacer las demandas de consumo de otros trabajadores directa o indirectamente contratados). Cabe establecer otra distinción entre el empleo generado en las áreas de construcción, instalación y fabricación, y el generado en las áreas de operación y mantenimiento. Si se desea conocer los efectos sobre la renta y el empleo, se pueden multiplicar los cambios de las distintas categorías de empleos por los salarios estimados para obtener dicha información (Bacon & Kojima, 2011). Para calcular el empleo directo que genera una actividad en concreto es necesario tener información del gasto, de la tecnología y del tamaño del proyecto, así como datos de los empleos generados habitualmente por cada unidad monetaria. Por su parte, los empleos indirectos e inducidos se calculan con menor frecuencia. Ello requiere la aplicación o utilización de una tabla input-output (IO) que

³⁰ Adviértase que este enfoque no coincide exactamente con el de los métodos *Input/Output*.

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

relacione las salidas (*outputs*) directas del proyecto en cuestión, con todas las actividades económicas, tanto directas como indirectas.

Según el informe de IHS (2014), en el año 2012, la industria del *shale gas* generó más de 524.000 puestos de trabajo, cifra que se espera que crezca hasta un total de más de 757.000 en 2035 (IHS, 2014).

A continuación pueden verse las cifras de empleo directo, indirecto e inducido en el año 2010 y las previsiones para 2015, según otra fuente (véase tabla 2).

TABLA 2

Contribución del *shale gas* a la creación de empleo (miles de trabajadores)

	2010	2015
Directo	148,1	197,9
Indirecto	193,7	283,1
Inducido	259,4	388,4
TOTAL	601,3	869,6

Fuente: elaboración propia a partir de (America's Natural Gas Alliance, 2011).

Por su parte, Porter *et al.* (2015) estiman una cifra de empleos totales (directos, de los suministradores y por el efecto renta y consumo) de 2,7 millones, que podrían ascender a 3,8 en 2030.

Además, se puede analizar el empleo generado en el *shale gas* en Estados Unidos comparando los datos con los de otros sectores del país (véase tabla 3). En la columna de la izquierda de la siguiente tabla, se indica el número de trabajadores que pertenecen a cada uno de los sectores analizados y, en la de la derecha, el porcentaje que representa respecto al empleo.

Tabla 3

Cifras de empleo de distintos sectores en Estados Unidos (2011)

	Cifra total de empleo (miles)	Porcentaje de la cifra total de empleo (%)
Shale gas	601	0,4
Agricultura, silvicultura, pesca y caza	1.167	0,7
Construcción	5.652	3,6
Fabricación (Manufacturing)	11.748	7,4
Administración pública	7.328	4,6
Servicios públicos	804	0,5
Finanzas y seguros	5.540	3,5
Información	2.817	1,8
Educación	12.099	7,6

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

TABLA 3. (Cont.)

	Cifra total de empleo (miles)	Porcentaje de la cifra total de empleo (%)
Sanidad y asistencia social	18.368	11,5
Comercio	14.730	9,3
Servicios profesionales, científicos y técnicos	7.783	4,9
Empleo total en Estados Unidos	159.206	100,0

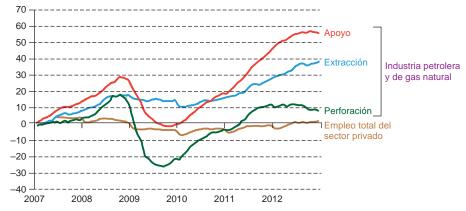
Fuente: elaboración propia a partir de U.S. Bureau of Labor Statistics (2013).

Nota: en la tabla no se incluyen todos los sectores, por lo que las cifras de empleo total y porcentaje es superior a la suma de los sectores recogidos.

Como se puede apreciar, la industria del *shale gas* no es el sector más relevante en términos relativos en los Estados Unidos, si bien, en valor absoluto y en renta, sí es importante. Con todo, un aspecto destacable es el dinamismo de la misma, ya que crece junto con la industria del petróleo y gas a tasas superiores al resto del sector privado de la economía.

FIGURA 21

Cambio porcentual en el empleo. Datos de la industria del petróleo y gas natural y empleo de todo el sector privado



Fuente: US. Bureau of Labor Statistics en US Energy Information Administration (2013); traducido por Orkestra-IVC.

Nota: el empleo total del sector privado no incluye el empleo público, como se recoge en el Censo Trimestral de Empleo y Salarios.

En el caso concreto de *Eagle Ford Shale* (Texas), en la zona que abarca los 21 condados (en el sudeste del Estado), se generó una actividad económica de casi 72.000 millones de dólares (producto regional bruto), dando empleo a 196.660 trabajadores en 2013, repartidos entre las distintas industrias relacionadas con los hidrocarburos³¹. El empleo directo

³¹ Hidrocarburos, perforación de pozos de petróleo y gas, actividades relacionadas con operaciones de hidrocarburos, construcción de gasoductos, oleoductos y otras estructuras e infraestructuras relacionadas, refinerías de petróleo e instalaciones petroquímicas.

representó en torno al 20% del empleo total generado, el empleo indirecto el 50% y el inducido el 30%.

Teniendo en cuenta el territorio donde se concentra la mayor parte de la actividad (15 condados), las actividades del *upstream* en Eagle Ford-15, que se desglosan en perforación de pozos y actividades de apoyo para la extracción de petróleo crudo, gas natural y gas natural licuado, supusieron, conjuntamente, una producción de 65.000 millones de dólares de los 106.000 generados en la zona, con un total de 104.380 empleos (directos, indirectos e inducidos). Esto supone que las actividades relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos generaron el 70% del empleo de la región o el 53% cuando se consideran los 21 condados (Centre for Community and Business Research UTSA, 2014).

Otra manera de valorar el impacto de la actividad de exploración y explotación de *shale gas* es analizando la calidad de los puestos de trabajo. En este ámbito se observa, en el *shale gas*, un nivel de salarios superior a la media de la industria. En los 30 Estados productores de *shale gas*, el salario medio por hora del sector se situaba en 23,16 USD, mientras que el de quienes trabajaban en el sector servicios, profesional y de producción no relacionado con el *shale gas*, oscilaba entre 13,10 USD y 22,00 USD la hora (America's Natural Gas Alliance, 2011)³².

Más recientemente, Porter *et al.* (2015) han examinado las implicaciones del desarrollo de los recursos convencionales (incluyendo petróleo y gas) sobre la economía de los Estados Unidos. Los datos que se presentan no están desglosados para el *shale gas*. No obstante, parece interesante referirse a ellos dado que enmarcan bien los temas de economía y empleo.

De acuerdo con sus estimaciones el petróleo y el gas han contribuido en 433.613 millones de USD al valor añadido bruto del país y esta cifra se elevaría a 586.345 millones de USD en una proyección a 2030. En cuanto a los beneficios, para los consumidores se estiman en 800 millones de USD.

En términos de competitividad para la industria, el estudio señala que más de 220 empresas en petroquímica, química y plásticos se han anunciado o puesto en marcha en los Estados Unidos en los últimos cinco años, lo que supone 138.000 millones de USD. En generación eléctrica, los reducidos precios del gas han contribuido a que la generación con gas pase del 19%, en 2005, al 28% en 2014. En las industrias intensivas en energía, los ahorros de costes van del 8% en la química, al 4% en metales, papel y textiles.

Tras pasar revista a la revolución del *shale gas* en los Estados Unidos, se examinarán, en los siguientes apartados, los casos de Europa, España y el País Vasco.

³² Porter *et al.* (2015) calculan que el salario del sector hidrocarburos no convencionales es de 1,9 veces el del promedio nacional (Porter, Gee, & Pope, 2015).

1.3. EUROPA

De acuerdo con las estimaciones recogidas en el capítulo 3, Europa también alberga importantes volúmenes de recursos no convencionales. Por ello, es conveniente realizar algunas consideraciones sobre la situación general de la demanda y producción de gas natural en este continente, los precios, los mercados y los costes.

1.3.1. Demanda y producción de gas

La demanda de gas en Europa se ha visto afectada por la crisis económica y aún no es evidente cómo o cuándo se recuperarán los niveles de los años 2007 y 2008. En un contexto en el que las energías renovables están incrementando su cuota de mercado, en detrimento de los combustibles fósiles en la generación eléctrica; el gas ha perdido cuota frente al carbón, debido a una situación económica desfavorable. Ante un descenso del consumo de gas en el sector energético del 12% y el 7% en 2012 y 2013, respectivamente, es necesario redefinir el papel que desempeña el gas natural en el *mix* energético y, en particular, en la generación eléctrica.

Aparte de una menor demanda de gas en la generación de electricidad y la industria, la indexación del gas al precio del crudo contribuyó a deprimir, aún más, la demanda, mientras otros combustibles mejoraban su competitividad. Asimismo, las políticas nacionales y europeas sobre las fuentes de energía renovables han planteado cuestiones y retos sobre la evolución futura de la demanda de gas en Europa.

El aumento de la demanda de gas natural experimentado hasta el año 2000 se debió, en gran parte, al incremento de su uso en la generación de electricidad. Esta tendencia se mantuvo hasta 2010, reforzada en los últimos años por el uso doméstico, mientras que la demanda en la industria se mantenía más bien estable (véase figura 22).

Desde el año 2010, se ha observado una tendencia decreciente, acusada especialmente en 2014, debido, según apuntan datos preliminares de la Agencia Internacional de la Energía, a un invierno suave.

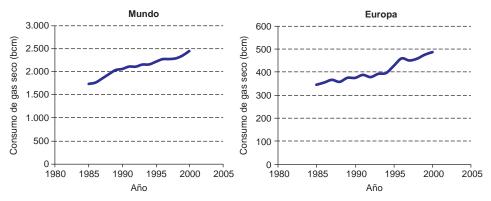
A futuro, se prevé un crecimiento moderado de la demanda, estimado en un 0,6% anual, debido, principalmente, a los sectores residencial y de generación eléctrica. En cuanto a países, cabe destacar la importancia de Turquía, que supondrá dos tercios del crecimiento de la demanda total de gas natural en Europa/OCDE. En el sector industrial, se cree que la demanda permanecerá constante a lo largo del periodo considerado.

A pesar de estas incertidumbres, algunos elementos básicos siguen sustentando la demanda de gas en Europa a futuro, y el empleo de gas en la generación eléctrica seguirá estando presente en los próximos años (véase figura 23). Así, el gas empleado en las centrales de ciclo combinado

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

FIGURA 22

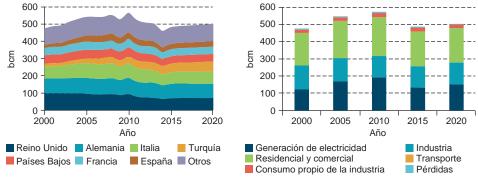
Consumo de gas natural anterior al año 2000



Fuente: elaboración propia a partir de US Energy Information Administration (2015b).

FIGURA 23

Demanda energética de gas natural en la Europa de la OCDE por país y sector



Fuente: OECD/IEA (2015); traducido por Orkestra-IVC.

presenta importantes ventajas³³ frente a otros combustibles, especialmente el carbón, su principal rival en Europa.

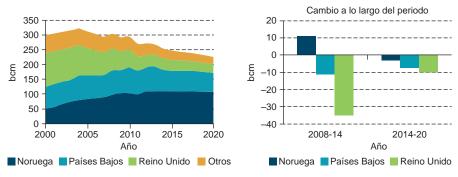
Los reguladores y las empresas deben buscar formas de gestionar los sistemas eléctricos con elevada producción de generación renovable intermitente. Por ello, es previsible la implementación de nuevas medidas que proporcionen suficiente remuneración a la generación con gas natural,

³³ Entre ellas, cabe señalar las siguientes: menores inversiones iniciales, plazos de construcción más breves, funcionamiento más flexible y menores emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, un incremento de los precios en el sistema de comercio europeo de derechos de emisión (EU ETS, por sus siglas en inglés) puede mejorar la posición del gas frente a la del carbón (IEA, 2009).

para asegurar la flexibilidad del sistema y la garantía de suministro; contribuyendo a reforzar el papel del gas ante un cambiante *mix* energético y un incremento de su demanda para la generación eléctrica.

Por otra parte, la producción doméstica seguirá cayendo durante los próximos cinco años, disminuyendo en unos 30 bcm para 2020, un 25% menos que en el año 2010 (75 bcm menos, en total). Este descenso será más acusado en los tres principales países productores; es decir, el Reino Unido, Noruega y los Países Bajos, si bien continuarán siendo los principales suministradores de Europa/OCDE a futuro (véase figura 24).

FIGURA 24
Producción de gas natural en Europa/OCDE por país, 2000-2020



Fuente: OECD/IEA (2015); traducido por Orkestra-IVC.

Dadas las perspectivas económicas y energéticas en Europa, un factor clave para el desarrollo del gas es, por tanto, su competitividad. Mientras tanto, las compañías eléctricas con ciclos combinados, con un peso importante de su abastecimiento de gas indexado al petróleo, han estado en situación de desventaja, incurrido en pérdidas o disminuido su cuota de mercado frente a sus competidores con acceso a precios más atractivos. Esta situación llevó también a que se ejerciese mayor presión para que los proveedores europeos admitiesen fórmulas para fijar precios que reflejasen mejor las condiciones del mercado ³⁴. Lo anterior lleva a pensar que estos elementos ayudarán a aumentar la penetración del gas en Europa.

³⁴ A este respecto, la aparición de competidores dentro del sector del gas y la progresiva incorporación de la vinculación de los precios de mercado en los contratos a largo plazo, por ejemplo, GDF Suez, Eni, E.ON, con porcentajes de fijación de precios de mercado de hasta el 25%, son aspectos que subrayan este avance.

1.3.2. Precios y mercados

El mercado de gas europeo es volátil y está sujeto a profundos cambios impulsados por decisiones políticas, en una situación en la que se promueve el desarrollo de mercados de gas, con un debate vivo sobre la seguridad de suministro. Además, la revolución del *shale gas* en los Estados Unidos, los volúmenes de GNL *spot* disponibles, junto con una reducida demanda europea y unos precios *spot* inferiores a los precios de contrato indexados al precio del petróleo, han contribuido a que se inicie una serie de cambios en el mercado mundial del gas.

El incremento del volumen de GNL y las reexportaciones comentadas en el primer apartado de este capítulo, podrían facilitar un incremento de la disponibilidad y del suministro de gas natural; junto con el aumento de la demanda de cargamentos *spot* y las nuevas rutas de suministros de GNL, incluyendo las procedentes de Estados Unidos. Asimismo, la capacidad de licuefacción y regasificación de GNL parece destinada a seguir impulsando esta tendencia en un futuro. Europa, como principal consumidor de gas natural, con una capacidad actual de regasificación de 150 bcm que podría duplicarse para 2020, está contribuyendo enormemente a esta tendencia.

Otro factor importante que puede influir en el precio del gas y, por consiguiente, en su consumo en Europa, es el desarrollo y creación de hubs gasísticos regionales. Esto se ve favorecido por la implementación de regulación sobre el modelo de mercado único de gas europeo, más conocido como gas target model. En este sentido, y relacionado con el Hub de Gas Ibérico (*Iberian Gas Hub*), el objetivo de un *gas target model* y los cada vez mayores volúmenes que se negocian en los distintos hubs gasísticos de Europa, junto con el desarrollo de infraestructuras, van a contribuir al establecimiento de unos precios más dinámicos y, por ende, a un mejor uso del gas (Álvarez Pelegry, Figuerola Santos, & López, 2013). La opinión cada vez más generalizada es que la Unión Europea seguirá alejándose paulatinamente de la indexación del precio del gas al del petróleo, debido al persistente riesgo de quedar expuestos en un futuro a precios más bajos o a la disminución de precios de los mercados organizados (Pearson, Zeniewski, Gracceva, & Zastera, 2012). Relacionado ya con el tema de los precios, se ha comentado que éstos son en Europa superiores a los de Estados Unidos y menores que los de Extremo Oriente. El diferencial de precios interregionales está alimentando especialmente el desarrollo de un mercado de GNL más global con medios de arbitraje entre las diferentes regiones. Por otro lado, Europa necesita tener precios competitivos del gas, lo que posibilitará una mayor penetración del mismo e incrementará su demanda.

Este aspecto resulta realmente clave con carácter general, ya que no cabe comparación entre los precios del *shale gas* en Europa. No hay duda de que el *shale gas* producido en territorio europeo cubrirá, al menos, parte de la nueva demanda interna; sin embargo, también existe la posibi-

lidad de sustituir los contratos de gas a largo plazo cuando venzan o se negocien.

De acuerdo con Pöyry (2013), en términos de mercados energéticos, la producción doméstica de *shale gas* supondría la disminución de los costes y precios del gas y de la electricidad, en comparación con la hipótesis de desarrollo nulo, que también analizan. Asimismo disminuiría la dependencia de las importaciones de gas en Europa que, en el año 2035, pasarían del 90% sin producción doméstica, al 78% o el 62% en los dos escenarios del estudio. La producción de *shale gas* no iría en detrimento de las renovables, pero sí afectaría a la generación de electricidad con carbón.

Por el momento, el gas no convencional está facilitando el paso de un mercado dominado por los vendedores a otro de compradores, proporcionándoles más apalancamiento para poder renegociar las estrictas demandas indexadas, incluidos los suministros de Rusia, en los contratos a largo plazo. En este sentido, el gas no convencional, a pesar de no ser producido en Europa, establece un cierto límite a los elevados precios del gas (por ejemplo ruso) pudiendo convertirse en una fuente potencial de diversificación, especialmente si los precios del gas superan el umbral de rentabilidad asociado al gas no convencional en Europa. Todo lo señalado puede propiciar que el desarrollo del gas no convencional sea económicamente viable y más atractivo en términos políticos (Kuhn y Umbach, 2011).

1.3.3. Costes de exploración/producción

En este marco contextual, resulta interesante valorar o estimar el coste de producción del *shale gas* en Europa, dado que influirá sobre las posibilidades de desarrollo, aunque, para ello, hay que tener en cuenta posibles escenarios y evaluar implicaciones y distintos aspectos como los precios del gas y su impacto sobre otros mercados y la economía.

La figura 25 muestra estimaciones preliminares del coste según distintos países o regiones.

Más recientemente Pöyry (2013) examina los costes, precios e implicaciones económicas de la producción de *shale gas* en Europa. Hace hincapié en la incertidumbre en la cuantificación de los recursos y en la estimación de los costes de exploración, así como en las respuestas de los gobiernos y los organismos reguladores. Para ello, establece con claridad distintas hipótesis, partiendo de los *risked resources* y de tasas de recuperación estimadas de los Recursos Técnicamente Recuperables (TRR). A partir de ahí, establece dos escenarios de base: el denominado *boom del shale* y el *algo de shale*, que se concretan en 11 tcm y 8 tcm de TRR de *shale gas* en Europa, respectivamente.

El informe no visualiza un crecimiento brusco de la producción de *shale gas*, sino más bien una evolución progresiva que, en realidad, al-

25.000.000\$

Cuadrilla UK

Centrica EU

15.000.000\$

Hefley et al. USA

IHS CERA USA

S

IEA USA

O\$

FIGURA 25

Coste total de producción de *shale gas* por pozo de exploración (\$)

Fuente: Pearson et al. (2012).

canzaría cierto volumen de importancia en el periodo de 2025-2030. Para fijar cifras, en el entorno de 2040, la producción, en el escenario bajo, se situaría en los 50 bcm y, en el alto, en 140 bcm. Estos resultados revelan un amplio rango de posibilidades, según los dos escenarios citados.

En cuanto a costes y, en base a diferentes estudios, examinan de nuevo una amplia horquilla, que va del entorno de los 5 USD/MMBtu, a los 15 USD/MMBtu, y en todos sitúan el precio alrededor de los 9 USD/MMBtu. En función de los escenarios y los supuestos de pozos con mayor o menor coste, que disminuirían a largo plazo de forma más acusada en el escenario alto, en el entorno del año 2035 se tendrían precios en el rango de 3 a 8 USD/MMBtu. En el caso de un desarrollo menor del *shale gas*, los precios estarían entre 4 y 12,5 USD/MMBtu.

Desde el punto de vista económico, el PIB de la UE-28 se incrementaría, siendo su importancia muy significativa en términos acumulados. Se situaría entre 1.700 y 3.800 billones de euros entre los años 2020 y 2050. En cuanto al empleo generado, su número en términos acumulados para ese mismo periodo estaría entre los 600.000 y 1,1 millones de empleos (Pöyry, 2013).

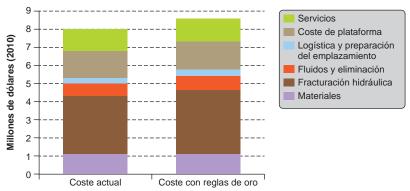
En otra evaluación económica realizada por Weijermars (2013), se analizan los yacimientos de Europa Continental. En particular, su trabajo se centra en las cuencas de Alum, en Suecia; la del Silúrico en Polonia, Posidonia en Alemania, Austria y Turquía, caracterizadas por diferentes valores de profundidad, espesor, Contenido Orgánico Total (TOC), reflectividad de la vitrinita, coste por pozo, entre otros.

Asume unos ratios de productividad y unas inversiones por pozo que van desde los 8 MMUSD (millones de dólares) en Turquía a los 24 MMUSD en Austria; con cifras de 13-15 MMUSD para Alemania, Polonia y Suecia. Incluye también hipótesis sobre los gastos de operación y mantenimiento, basándose en datos de producción por pozo de unos 40.000 pozos de Estados Unidos y curvas de declino, que muestran que la producción disminuye exponencialmente, considerando una vida de veinticinco años para los proyectos. El estudio, utilizando el método de descuento de flujos de caja, llega a la conclusión de que las cuencas evaluadas muestran Tasas Internas de Retorno (TIR) positivas y Valores Actuales Netos (VAN) más favorables en los casos de Polonia y Austria (Weijermars, 2013).

Finalmente, se ha argumentado, en ocasiones, que las diferencias en materia de derechos de propiedad, densidad de la población y una normativa ambiental más estricta podrían ser factores que impidieran el desarrollo del *shale gas* en Europa. En el capítulo 6 se abordará el asunto de los impactos ambientales y la superficie necesaria que requiere la exploración y desarrollo del *shale gas*.

Por ahora, se muestran aquí las implicaciones que tienen sobre el coste las normativas o directrices más estrictas. En este sentido, y como se aprecia en la siguiente figura, la Agencia Internacional de la Energía (AIE)³⁵ ha sugerido un conjunto de «reglas de oro» para una época dorada del gas y ha estimado los costes de perforación según las mismas (véase figura 26).

FIGURA 26
Impacto de las «reglas de oro» en el coste de un único pozo profundo de *shale gas*



Fuente: OECD/IEA (2012); traducido por Orkestra-IVC.

Nota 1: los materiales incluyen todo el material tangible utilizado en la construcción del pozo y que permanece en él una vez completado, por ejemplo, revestimiento de acero, válvulas y tapones.

Nota 2: los servicios incluyen, aparte de los de fracturación hidráulica, otros necesarios en la construcción del pozo: servicios de perforación direccional, de cementación, de revestimiento, servicios wire line y pruebas.

³⁵ IEA por sus siglas en inglés.

A pesar de los costes indicados en la figura 26, conviene señalar que los datos podrían no ser representativos de lo que cuesta perforar en Europa y en España, al menos en las fases iniciales de exploración.

1.4. ESPAÑA

España es, en el contexto gasista europeo, un mercado de gas de dimensión media, en el que el peso del gas en el *mix* de energía primaria representó el 20% en 2014 ³⁶, porcentaje que es inferior al de algunas de las principales economías europeas, como Alemania o Italia; pero que se puede ubicar en el conjunto de países con gran experiencia en el desarrollo de gas y de importantes mercados, como Francia o los Países Bajos. Más aún, en 2013 fue el primer consumidor europeo de GNL (12,03 bcm) y el quinto en importaciones de GNL del mundo, tras Japón, Corea del Sur, India y Taiwán.

Su dependencia de las importaciones de gas es absoluta, con cerca del 60% en forma de GNL y el resto a través de gasoductos. El suministro de gas está muy concentrado en países de fuera de la OCDE, y aunque también está diversificado (11 países en 2014), en torno al 72% de las importaciones proceden de Argelia, Nigeria, Abu Dabi, Catar y Omán.

1.4.1. Infraestructuras y consumo de gas

En la actualidad, España cuenta con seis conexiones internacionales (dos con el norte de África, dos con Francia y otras dos con Portugal) y siete plantas de regasificación (seis en operación), que en 2014 recibieron un total de 241 buques metaneros³⁷.

El potencial de penetración del gas va de la mano de un desarrollo de las infraestructuras acompañado de grandes inversiones, más de 16.000 millones de euros, entre los años 2000 y 2014 (ambos incluidos). Como cifra indicativa, esto supone una media de cerca de 1.100 millones de euros al año. Estas inversiones fueron destinadas principalmente a la construcción de gasoductos de transporte y distribución, que pasaron de los 37.022 km en el año 2000 a 81.806 km en 2014. Durante ese periodo, el número de municipios con consumo de gas aumentó de 948 a 1.638 y el de usuarios de 4.203.168 a 7.555.661 38.

Igualmente, en el citado periodo tuvo lugar un fortísimo desarrollo con la construcción de nuevas plantas de regasificación y, en algunos casos, ampliaciones de las existentes incluyendo nuevos tanques de almacenamiento de GNL.

³⁶ Foro de la Industria Nuclear Española (2015).

³⁷ Enagás (2015); Sedigas (2015).

³⁸ Enagás (2015); Sedigas (2015).

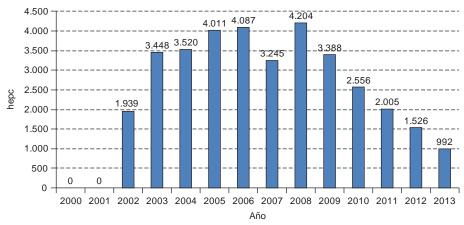
Uno de los principales motores de consumo de gas ha sido la generación de electricidad, que supuso un aumento del 5,3% de la demanda de gas (10,3 TWh) en 2000, al 17,2% en 2014 (51,8 TWh), alcanzando un máximo en 2009 de 161 TWh (40%)³⁹. El gas natural sigue siendo un combustible clave en la producción de electricidad en España, tanto en ciclos combinados como en la cogeneración.

La estructura del consumo de gas en España es atípica si se compara con algunos países europeos. El sector industrial, que representó un 64,7% del consumo total en 2014, es el mayor consumidor de gas, seguido de la generación eléctrica (17,2%) y los sectores residencial y comercial, con un consumo total del 16,3%. El 1,8% restante se empleó en usos no energéticos.

La perspectiva de la demanda de gas es positiva, y puede serlo más, como ya se ha mencionado, en la medida en que este combustible sea competitivo. Por su parte, la demanda de gas para generar electricidad podría crecer como consecuencia de un aumento de la demanda eléctrica, desde el bajo nivel actual de utilización de los ciclos combinados (véase figura 27); resultado de la reducida demanda actual, del menor peso del carbón en el *mix* eléctrico y del futuro desarrollo de las tecnologías renovables, que requieren del gas para cubrir la variabilidad de la producción de estas fuentes⁴⁰.

FIGURA 27

Horas de funcionamiento anuales equivalentes a plena carga de ciclos combinados de gas natural en España



Fuente: Díaz, Larrea, Álvarez, & Mosácula (2015).

Es también previsible que el consumo de gas crezca en los mercados convencionales (sector residencial y servicios). A finales de 2014, se llegó a

³⁹ Sedigas (2015).

⁴⁰ Salvo la biomasa.

la cifra de 7,55 millones de consumidores, lo que supuso un aumento del 1,1% frente a 2013. Es un dato significativo si se tiene en cuenta la limitada construcción de viviendas nuevas debido a la crisis económica.

Si se considera el número de puntos de suministro por cada 100 habitantes, se puede apreciar que, por regiones, Cantabria (29,5) alcanza el valor más alto, seguida de Cataluña (28,6), mientras que las cifras más bajas se presentan en Andalucía (5), Murcia y Extremadura (6)⁴¹. La CAPV ocupaba en 2013 el cuarto puesto en penetración del gas con una cifra de 23,7 clientes por cada 100 habitantes.

El potencial para la penetración del gas resulta claro si se considera, como referencia, que, por un lado, España representa el 6,2% del consumo total en Europa y que, por otro, cuenta con aproximadamente 156 consumidores por cada 1.000 habitantes, siendo 233 la media europea. Alemania muestra cifras de 238 consumidores por 1.000 habitantes y Países Bajos 438 (véase figura 28).

FIGURA 28 Consumidores por cada 1.000 habitantes en la UE en comparación con España

Fuente: elaboración propia a partir de Sedigas (2013), Informe estadístico 2012. Eurogas.

Desde el año 2000, como se ha visto, las compañías gasistas han invertido más de 16.000 millones de euros. Gracias a dicho esfuerzo inversor, durante el año 2014 se alcanzaron los 81.806 kilómetros de redes de transporte y distribución de gas en España, como ya se ha comentado. Se trata de una cifra significativa, teniendo en cuenta que a principios del año 2000 la longitud total de la red se situaba cerca de los 37.000 km, lo que ha su-

⁴¹ CNMC (2014a).

puesto duplicar esta cifra en apenas quince años. El despliegue de nuevas redes para el transporte y la distribución ha facilitado la expansión del gas en sectores con un gran potencial de crecimiento como los hogares, los grandes edificios de servicios y el sector industrial.

A pesar de todo el despliegue existente, la actual Ley 3/2014 parece ofrecer un marco regulatorio estable del sector. Esto junto con la recuperación económica, constituyen un entorno adecuado para impulsar el sector gasista. Por todo ello, las compañías de distribución de gas natural preveían afrontar el año 2015 con el propósito de avanzar en su expansión en un país, como España, que aún ofrece un gran potencial de gasificación.

Las empresas distribuidoras tienen previsto invertir cerca de 500 millones de euros para poder dar servicio a más consumidores, lo que, a su vez, garantizará la sostenibilidad financiera. La incorporación de nuevos puntos de suministro ayudará a mejorar la viabilidad económica del sistema gasista.

En este sentido, Gas Natural Fenosa pretende invertir 400 millones de euros, gasificando 99 poblaciones más, poniendo nuevos puntos de suministro y construyendo 1.370 km de red. EDP HC Energía plantea unas inversiones por 18 millones de euros, centrando sus esfuerzos en las Comunidades donde mayor presencia tiene (Asturias, Cantabria y País Vasco). Redexis Gas invertirá unos 90 millones de euros, principalmente en la gasificación del archipiélago balear.

También Gas Directo, Madrileña Red de Gas y Gas Extremadura planean inversiones a lo largo del año en curso, aumentando su penetración en sus respectivas zonas de influencia, alcanzando nuevas localidades y desarrollando nuevos puntos de suministro (Ortiz, 2015).

Por su parte, Enagás, con una visión más a largo plazo, tiene prevista la realización de nuevas inversiones en el periodo 2015-2019 que pasan por desarrollar nueva capacidad de transporte, permitiendo la producción de capacidades nominales de los puntos de entrada adecuadas a las necesidades de los diferentes tipos de consumidores.

En el periodo 2015-2017 prevé invertir 430 millones de euros de media anual. No obstante, estima que un 50% se destinarán a proyectos internacionales. En todo caso, supondría un total de 645 millones de euros a tres años⁴². A la luz de los datos presentados, se puede concluir que las compañías del sector van a continuar una senda inversora en transporte y distribución relativamente similar a la que vienen siguiendo desde el año 2000, con unas inversiones previstas que superan los 700 millones de euros en nuevas infraestructuras en España.

⁴² Enagás (2015).

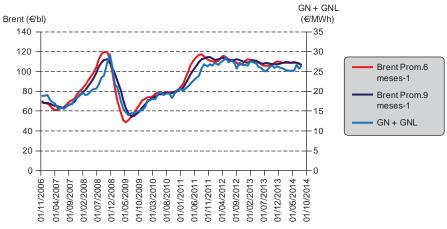
1.4.2. Precios

En España, los precios del GNL están influidos por el precio *spot*, especialmente por los mercados asiáticos que, como se ha visto, son grandes consumidores de gas, con una fuerte demanda de importaciones de GNL. Tal es el caso de Japón y Corea, cuyas fórmulas para fijar los precios de compra guardan estrecha relación con el petróleo, con una *mitigación* en los precios más altos y bajos, como se ha visto en el subapartado 1.1.4.

El precio del gas en España está principalmente vinculado a los precios del petróleo mediante indexación a los precios de éste en contratos a largo plazo. De hecho, existe una fuerte correlación entre los precios reportados de las importaciones de gas en aduanas y el precio del crudo con un decalaje de nueve meses (véase figura 29).

FIGURA 29

Comparativa del precio promedio del GN + GNL en España y del Brent con decalaje



Fuente: Larrea; Berezo (2015) en Álvarez Pelegry (2015).

Con el aumento de la competencia en el mercado de gas, es probable que el peso del petróleo disminuya, y las importaciones y reexportaciones de GNL favorezcan la influencia en los precios finales del mercado *spot*. Sin duda, la posible producción nacional contribuiría a satisfacer parte de la demanda y a crear un mercado más dinámico (Álvarez Pelegry, 2015).

Por otro lado, como se ha visto en los apartados anteriores, los mercados organizados (*hubs*) podrían desempeñar un papel progresivamente significativo a la hora de fijar los precios del gas y las condiciones del mercado. A comienzos de la pasada década, se firmó un número significativo de contratos a largo plazo debido, en parte, a las necesidades de gas para los ciclos combinados. Dado que la duración de estos contratos es del orden de veinte años, en el entorno de 2020-2025 algunos habrán

vencido o podrían estar renegociándose, con la posibilidad de una reducción de las cantidades contratadas; existiendo, pues, una oportunidad para que una eventual producción doméstica cubra parte del hueco potencial citado.

Como se ha comentado, prácticamente no existe producción nacional de gas convencional ⁴³. En 2011 se produjeron 45 Mtep (0,05 bcm) y en 2004 310 Mtep (0,3 bcm). Pero esto no ha sido siempre así, ya que de 1986 a 1994 en el País Vasco se alcanzó una producción de gas de alrededor de ocho bcm en total, lo que significa una media de unos 0,88 bcm/año.

Desde el punto de vista de la balanza comercial, las importaciones de energía, principalmente de hidrocarburos, han contribuido al empeoramiento de la balanza de pagos y del déficit comercial y, en particular, de la balanza energética. Mientras que en 2007 fue del 30%, en 2010 alcanzó el 60%. El valor económico de las importaciones de gas ascendió a 3.000 millones de euros en 2003, alcanzando los 10.000 millones en 2012, y aunque sean inferiores a los 60.000 millones de euros que representaron las importaciones de petróleo en 2012, suponen, sin duda, cifras muy importantes. En este sentido, cualquier nivel de producción de gas nacional contribuirá favorablemente a la economía española, por la vía de disminución de las importaciones y por la sustitución de éstas.

1.4.3. A modo de resumen

Se podría finalizar señalando que el mercado de gas español y la demanda tienen un peso importante y notable en el contexto europeo, pero con margen de crecimiento y penetración del gas, si se compara con los países europeos con mayor tradición y peso del gas en la industria.

Es previsible una mayor demanda en los grandes segmentos de utilización final del gas, desde la generación eléctrica (ciclos combinados y cogeneración), el sector residencial y de servicios y la industria.

La fijación de los precios del gas en España, en gran parte referidos a los precios del crudo y la práctica totalidad de la importación del gas, llevan a pensar que una eventual producción de gas doméstico sería positiva, como consecuencia de una disminución de las importaciones, con efectos positivos para la balanza comercial, la contribución a la diversificación y la dinamización de los mercados de gas, induciendo así mejoras posibles para la competitividad.

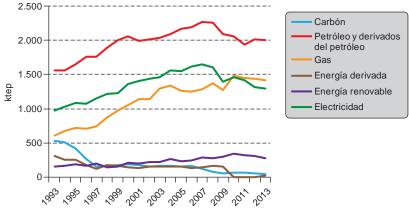
 $^{^{43}}$ En 2012, España produjo 674 gigavatios hora de gas de cuatro campos distintos (tres de los cuales se utilizan ahora como almacenes de gas), lo que representa el 0,18% de la demanda de gas (CO2OR12ES, 2013).

1.5. EL PAÍS VASCO

Entre los años 1990 y 2013 se ha producido una importante transformación del *mix* energético en el País Vasco. El gas, como energía primaria, casi duplicó su porcentaje del 12% en 1990, al 21% en el año 2000, alcanzando una cuota del 38% en 2013. Del consumo final de energía, la cuota del gas aumentó del 15% en 1993, al 24% en 2003 y 28% en 2013 (véase figura 30).

FIGURA 30

Evolución del consumo de energía final por tipos de energía en el País Vasco (ktep) Carbón del petróleo



Fuente: Álvarez Pelegry et al. (2013). Nota: ktep = miles de toneladas equivalentes de petróleo.

1.5.1. La demanda de gas en el País Vasco

La introducción del gas en el País Vasco ha sido un proceso caracterizado por una política y una implementación continuada. En 1993, el consumo de gas fue de 682 ktep, llegando a triplicar su cuota de mercado hasta los 2.423,5 ktep en 2013, gracias, en gran medida, a la continua mejora de las infraestructuras de abastecimiento (incluyendo la producción propia del yacimiento de Gaviota), con sus consecuentes ampliaciones, renovaciones y mallado de redes, que han permitido ampliar la cobertura y la seguridad de abastecimiento (FSC, 2012). El consumo de gas natural en 2013 fue de 31,3 TWh, con un máximo en 2008 de 45 TWh, y un incremento continuo desde 1993 (véase figura 31).

Si bien los factores anteriores son, sin duda, explicativos de la actual situación, no es fácil comprenderla sin revisar las políticas energéticas, que, desde 1982, el Gobierno Vasco, con el apoyo del EVE, ha ido aprobando e implementando.

Las actuaciones llevadas a cabo por el Gobierno Vasco en materia energética se han estructurado en torno a cinco Planes Estratégicos. En 1981 se creó la primera agencia energética, CADEM (Centro para el Aho-

1993 2003 2013 3% 1% 13% 23% 26% 28% 40% 38% 4% 5% 4% 0% 38% 15%

Derivados del petróleo

Energías renovables

Gas natural

Energía eléctrica

FIGURA 31

Consumo de energía final por tipos de energía en el País Vasco

Fuente: Álvarez Pelegry, Larrea, Mosácula y Díaz (2013).

Carbón y derivados

Energías derivadas

rro y Desarrollo Energético y Minero). En 1982 pasó a ser gestionada por la agencia actual, el EVE (Ente Vasco de la Energía). Además, en 1983 se crearon SHESA (Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi S. A.), para la promoción de la exploración, explotación y almacenamiento de hidrocarburos en la Cuenca Vasco-Cantábrica a través de acuerdos con otras compañías, y la Sociedad de Gas de Euskadi.

El Gobierno Vasco ha centrado su ámbito de actuación principalmente en tres áreas: la eficiencia energética, las energías renovables y las infraestructuras energéticas. En la siguiente tabla se ilustran las sucesivas políticas energéticas. En todo caso, se puede decir que el Gobierno Vasco ha tenido una visión integradora del gas desde la exploración hasta el uso final, a juzgar por el examen de los sucesivos planes energéticos.

TABLA 4
Estrategias energéticas vascas desde 1982

Nombre	Período de vigencia	Objetivos generales	Actuaciones en el ámbito del gas natural
Plan de Política Energéti- ca 1982- 1990	1982- 1990	 Eficiencia Energética: reducción de la demanda de energía primaria un 12% del total de 1980. Diversificación energética: sustitución de los derivados del petróleo por gas natural. Sustitución de energías convencionales por energías renovables. 	y distribución (238 km) de gas. — Unión mediante gasoducto de alta presión del Puerto de Bilbao con la

1. EL PAPEL DEL GAS NATURAL. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS

TABLA 4. (Cont.)

Nombre	Período de vigencia	Objetivos generales	Actuaciones en el ámbito del gas natural
Plan 3E-2000	1991- 1995	 Diversificación energética y gas natural. Eficiencia energética a través del ahorro y la cogeneración. Aumentar el abastecimiento con recursos autóctonos, mediante energías renovables y descubrimiento de nuevos yacimientos. Incremento de la tasa de autogeneración eléctrica y refuerzo de la red de transporte y distribución. Adaptación productiva del refino vasco a los competidores europeos: mejoras tecnológicas y medioambientales. 	 Explotación de los recursos existentes (Gaviota) y búsqueda de nuevos yacimientos (Albatros, sondeo y perforado con resultado positivo); para mantener un nivel de producción similar al del periodo anterior. Programas de sondeos y perforaciones a lo largo del territorio vasco (1991-1993: investigación de ocho permisos con previsión de perforar en la CAPV). Reciclaje de Gaviota en almacén de gas en 1994 cuando dejó de producir. Fomento de las redes de transporte y distribución (800 km en total). Realización de proyectos de viabilidad para la conexión de la red vasca de gasoductos con el sistema europeo de transporte a través de Irún, para lo que se evaluó la posibilidad de una planta de regasificación en el Puerto de Bilbao. Inversión total: 340,5 millones de euros.
Plan 3E-2005	1996- 2000	 Duplicar la participación del gas natural en la demanda en 2005 hasta el 28% y aumentar la capacidad de la red de transporte y distribución en un 40%. Mayor utilización de recursos renovables. Eficiencia energética: reducción del consumo energético del 10% respecto a 1995. Tasa de autoabastecimiento eléctrico próxima al 82%. Aumentar la producción autóctona de hidrocarburos, mediante la búsqueda y explotación de nuevos yacimientos. 	 Ampliación de la red gasista y, en especial, la red doméstico-comercial en un 40%. Mejora del nivel de servicios asociados al gas natural y precios más competitivos. Duplicación de la participación del gas natural en la demanda energética vasca. Realización de sondeos y perforaciones para la posible explotación de nuevos yacimientos en la costa y en el interior. Creación de la terminal de importación de GNL en el Puerto de Bilbao y construcción de la planta regasificadora Bahía Bizkaia Gas Diversificación del abastecimiento: mejora de las interconexiones con Europa. Inversión total: 570,2-690,6 millones de euros.
Plan 3E-2010	2001- 2010	Eficiencia energética en todos los sectores. Mayor aprovechamiento de los recursos autóctonos y de las energías renovables.	 Prospección de hidrocarburos: ac- tividad exploratoria como estudios geológicos, campañas sísmicas y realización de diversos sondeos de prospección.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

TABLA 4. (Cont.)

. ,				
Nombre	Período de vigencia	Objetivos generales	Actuaciones en el ámbito del gas natural	
Plan 3E-2010	2001- 2010	 Potenciar el uso de energías más limpias como el gas natural. Mejorar la seguridad del abastecimiento, la competitividad y calidad del sistema energético vasco. Limitar el crecimiento de las emisiones de gases de efecto invernadero. 	 Consolidación del sistema gasístico. Desarrollo de infraestructuras de gas natural y mejora de las existentes: ampliación de la red básica y de las conexiones con redes europeas; Potenciación de la cogeneración. Apuesta por la tecnología de ciclos combinados. Inversión total: 660 millones de euros. 	
Plan 3E-2020	2011-Actualidad	 Ahorro y eficiencia energética: en 2020 nivel de consumo de energía primaria no superior al de 2008. Reducción de un 9% el consumo final de petróleo en 2020 respecto a 2010 Fomento del vehículo eléctrico y de energías alternativas en el transporte. 14% la cuota de renovables en consumo final en 2020. 38% la cogeneración y las renovables en generación eléctrica en 2020. Impulsar las áreas prioritarias de investigación, desarrollo tecnológico e industrial en el campo energético, e incrementar la facturación de las empresas del sector de la energía un 25%. Reducción de 2,5 Mt de CO₂ en energía. Inversiones por valor de 10.710 M€ en diez años, mediante una política institucional comprometida y ejemplarizante que aporte el 16,5% en ayudas e inversiones públicas. Consolidar el sistema de abastecimiento (infraestructuras, mercado de gas y exploración y explotación de gas natural en el territorio) y la competitividad del gas natural 	 Consolidar el sistema de abastecimiento y la competitividad del gas natural: reforzar el sistema de aprovisionamiento de gas natural (ampliación de infraestructuras de almacenamiento⁽¹⁾ y transporte), y potenciar una mayor utilización del gas natural en sustitución de los productos petrolíferos en todos los sectores de consumo. Promoción de vehículos eficientes y de energías alternativas (gas natural comprimido, entre otros), así como desarrollo de las redes de recarga ad-hoc. Apoyo a la renovación e incorporación de un nuevo parque de cogeneración en la industria. Desarrollo de estrategias de exploración de hidrocarburos en la Cuenca Cantábrica. Incluye la exploración de gas no convencional⁽²⁾ (cinco pozos). Inversiones en sondeos de exploración y agilización de autorizaciones y plazos. Apoyo a la creación de un mercado organizado de gas con la participación activa de la CAPV. Coordinación de planes de contingencia ante desabastecimientos de gas natural. 	

⁽¹⁾ En enero de 2015 se inauguró el tercer tanque de BBG, lo que supuso un aumento de la capacidad de almacenamiento en 150.000 m³. De esta manera se alcanzaron los 450.000 m³. Supuso una inversión de 130 millones de

Nota: las cifras relativas a la inversión estimada incluyen los fondos destinados directamente al desarrollo del gas y en lo que a actividades de exploración y explotación se refiere, incluyen tanto los del gas como los del petróleo.

euros.

(2) En relación directa con el gas no convencional, la estrategia 3E-2020 contempla impulsar una oferta empresarial, mediante la adaptación de la cartera de aquellas empresas con puntos en común con los equipos y servicios que se utilizan en este ámbito (tuberías, válvulas, nuevos materiales, etc.). Fuente: Larrea (2015).

Al igual que en otras Comunidades Autónomas y en España en su conjunto, el motor del incremento del consumo, en la década del 2000, fue la demanda de gas para los ciclos combinados, aunque también fue importante su creciente penetración en la industria, donde pasó de suponer el 25% del consumo energético en el periodo 2000-2004, al 33% en 2010-2012. Durante ese mismo periodo, el consumo de electricidad en la industria pasó de ser el 59% del total de la energía al 56,6%.

Por lo que respecta al conjunto del sector industrial vasco, a pesar de que la electricidad sigue representando el 56,6% del gasto total de energía, durante el periodo 2010-2012, el gasto en gas natural representó, de media, el 33%⁴⁴. En cuanto a los precios, éstos han experimentado una subida de 5 €/MMBtu (1995-1999) a 6,4 €/MMBtu (2000-2004), llegando a 10 €/MMBtu (2005-2010).

En el ámbito del sector terciario, más del 60% de los municipios reciben gas a través de la red de gasoductos, cifra que supera el 80% si se tienen en cuenta las redes de distribución de gas licuado del petróleo (Gobierno Vasco, Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo, y EVE, 2012). En cuanto al número de consumidores, en 2012 había 513.444 clientes de gas natural en el País Vasco (véase tabla 5).

TABLA 5
Términos municipales del País Vasco a los que llega el gas

	Número de municipios con acceso a gas	Porcentaje de municipios a los que llega el gas natural ⁽¹⁾	Total de términos municipales	Población ⁽²⁾	Clientes de gas natural ⁽³⁾
Vizcaya	70	61%(4)	112	1.136.716	243.313
Álava	15	30%(5)	51	320.297	78.316
Guipúzcoa	60	68%(6)	88	707.298	191.815
Total	145	_	251	2.164.311	513.444

- (1) Datos de 2014.
- (2) Cifras a 1 de enero de 2015.
- (3) A finales de diciembre de 2012.
- (4) Más del 77% incluyendo las redes de propano.
- (5) Más del 94% de la población.
- (6) Más del 92% incluyendo las redes de propano.

Fuente: Larrea (2015).

En la CAPV, en 2012, la provincia con un mayor índice de clientes por habitantes es Guipúzcoa con 26,94 clientes/100 habitantes, mientras que Vizcaya es la que tenía el menor índice con 21 clientes/100 habitantes, siendo el valor medio en el País Vasco de 23,41 clientes/100 habitantes⁴⁵.

45 23,67 en 2013.

⁴⁴ Larrea, M., Díaz, A. C., Kamp, B., Álvarez, E. (2015). *Precios de la energía y competitividad industrial*. Pendiente de publicar.

Este dato es muy superior a la media española (15,65 clientes/100 habitantes), lo que refleja un grado de implantación alto del gas natural en el sector doméstico.

A pesar de los datos, en 2011, el 76,6% de los edificios y el 54% de las viviendas del País Vasco contaban con instalaciones de gas por tubería (Eustat, 2014). Según los datos de EUROSTAT, en Europa, el 54% de las viviendas empleaban gas natural en calefacción (45% con sistema individual y 9% con sistema centralizado).

Todo esto lleva a afirmar que en el País Vasco existe mercado potencial para el gas, teniendo en cuenta que el fomento de su consumo podría tener un impacto ambiental positivo frente al desarrollo de otras tecnologías, además de generar empleo con la conexión de nuevos clientes al sistema. Por su parte, el desarrollo de la cogeneración en edificios públicos o de la microgeneración en el ámbito residencial, así como la introducción de bombas de calor a gas y de calderas de última generación, también contribuiría al aumento del consumo de gas.

Por otra parte, en el sector transporte, el desarrollo y la utilización de gas en los vehículos supondría un elemento de diversificación, para un mayor consumo de gas, y mejora ambiental, siendo este segmento de mercado uno de los más prometedores y en el que los esfuerzos de empresas y tecnólogos probablemente darán sus frutos en el futuro.

1.5.2. Infraestructuras gasistas en el País Vasco

Con el aumento de la penetración del gas desde los años noventa, se han desarrollado y mejorado las infraestructuras, y se han ampliado las redes de distribución para uso industrial, en generación eléctrica y en el sector comercial y residencial.

En el País Vasco, las principales líneas de transporte y redes de distribución ascienden a un total de 3.700 km, dato que se refleja en parte en la figura 32. Estas infraestructuras proporcionan una base excelente para el desarrollo del gas en el territorio.

Asimismo, existe una interconexión internacional con Francia en Irún-Biriatou, que debería consolidarse y que abre la conexión a las infraestructuras del mercado europeo. La «conectividad» está basada en la demanda del área de influencia a ambos lados de la frontera. Esta interconexión se utiliza principalmente para la exportación. En 2010, la capacidad de producción nominal fue de –9 (–5) GWh/día, con un máximo de –9 GWh/día (CNE, 2012a).

Tras dos procedimientos de las denominadas *open seasons*, se estableció el marco de las iniciativas regionales ERGEG (Grupo de Reguladores Europeos de la Electricidad y el Gas). Tras el proceso se incrementó la conexión internacional de Larrau hasta una capacidad de 165 GWh/día

Infraestructuras gasistas en el País Vasco

Gaviota

Leyenda

Planta de regasificación y almacenamiento subterráneo de gas 72 bar

16 bar Enagás

16 bar Saturcorp

Minicipios gasificados

Gasificados

en ambos sentidos desde el 1 de abril de 2013. Posteriormente en 2015, se acordó construir infraestructuras a ambos lados de la frontera, únicamente, para aumentar la capacidad por Irún hasta 60 GWh/día desde diciembre de este año⁴⁶.

Asimismo, el Puerto de Bilbao cuenta desde 2003 con una planta de regasificación de GNL (Bahía Bizkaia Gas) con una capacidad de almacenamiento total de 450.000 metros cúbicos de GNL y una capacidad de regasificación de 800.000 Nm³/h de gas natural que alimenta, entre otros, a la central de ciclo combinado de Bahía de Bizkaia Electricidad, ubicada en la zona contigua, inyectando el resto del gas a las redes de transporte de gas natural.

Además de la planta de regasificación, en el País Vasco se encuentra el almacenamiento subterráneo de gas, Gaviota. Situado a 8 km de la costa de Bizkaia, ocupa una superficie de 64 km² y se encuentra a una

Fuente: EVE (2011); modificado por Orkestra-IVC.

Resto

⁴⁶ CNMC (2014).

profundidad media de 2.150 m. Tiene una capacidad de almacenamiento de 1.701 MNm³ (1,7 bcm) de gas colchón, 779 MNm³ de gas útil y una capacidad de inyección y de extracción de 4,5 MNm³/día y 5,7 MNm³/día, respectivamente.

Entre los años 1986 y 1994, el yacimiento Gaviota produjo cerca de 8 bcm de gas natural. En 1994, aprovechando sus características naturales, fue transformado en almacenamiento subterráneo y sirvió de gran ayuda en un momento de escasa capacidad de almacenamiento, favoreciendo, de este modo, la estructura productiva e industrial vasca. En la actualidad, las posibilidades de obtener gas en esta Comunidad Autónoma pasan por el desarrollo con éxito de las exploraciones de gas no convencional y su posterior explotación ⁴⁷.

1.5.3. A modo de resumen

El País Vasco, cuenta con un peso del gas en su *mix* energético muy importante y con posibilidades de crecimiento. Además, las políticas energéticas y su continua implementación, así como el fuerte desarrollo de infraestructuras, le otorgan gran ventaja en este campo.

Debido a la importancia del gas natural para la industria vasca, que tiene un peso elevado dentro del PIB y que se desea potenciar; se deben considerar los efectos positivos que podría tener un recurso autóctono en un contexto en el que la totalidad del gas natural que se consume es importado. El desarrollo de una producción cercana, por ejemplo, a 1 bcm/año de gas no convencional, supondría un autoabastecimiento del 30% en consumo de gas que mejoraría la autonomía energética del País Vasco frente a otros territorios. Asimismo, este desarrollo aportaría dinamismo al suministro, con efectos inducidos sobre la competitividad territorial y sobre las industrias y servicios involucrados en la cadena de valor.

La infraestructura de gas ya implantada en el territorio es un aspecto positivo para el conjunto del País Vasco, que ha contribuido a difundir una «cultura del gas» que debería mejorar y fomentar más aún su empleo, integrando con mayor determinación la visión estratégica del gas, desde el yacimiento al consumidor y, por tanto, explorando los recursos existentes de gas no convencional.

Finalmente, hay que considerar los efectos inducidos sobre el desarrollo de ciertas industrias y bienes de equipo y servicios relacionados ⁴⁸.

⁴⁸ Álvarez Pelegry, E.; Retegi, J. (2015).

⁴⁷ Álvarez Pelegry, E.; Larrea, M.; Mosácula, C.; Díaz, A. C. (2013).

2. ¿Qué es el gas no convencional?

Para comprender lo que diferencia los hidrocarburos no convencionales de los convencionales se necesita una breve explicación de geología básica. En este sentido, este capítulo expone los orígenes y formación del gas convencional y no convencional, centrándose casi exclusivamente en el *shale gas* o gas de lutitas¹, por ser el objeto principal de este estudio, pero haciendo también referencia a otros dos tipos de gas no convencional, como son el *tight gas* y el *Coal Bed Methane* (CBM o Metano en capas de carbón).

El origen del gas es la materia orgánica (restos de descomposición de materia animal y vegetal), que quedó enterrada y preservada en rocas sedimentarias durante millones de años. La roca sedimentaria más común, rica en materia orgánica y, por tanto, la roca madre de la mayoría de hidrocarburos, es la lutita bituminosa (que en inglés de denomina *black shale*). Durante millones de años, estos restos quedaron enterrados, cada vez a mayor profundidad, y las condiciones de presión y temperatura los transformaron en hidrocarburos (véase figura 33).

En el subsuelo, los poros de las rocas están ocupados por agua. Cerca de la superficie, el agua es potable. Con la profundidad, al aumentar la presión y la temperatura, el tamaño de los poros disminuye y la salinidad del agua aumenta.

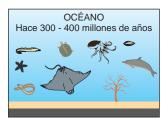
El aumento del calor y la presión ayudan a fomentar la descomposición de los compuestos de carbono. Las moléculas orgánicas de cadenas

¹ Otras traducciones del término *shale gas* que suelen aparecer en la bibliografía son «gas de pizarras» o «gas de esquisto». El término *shale*, en inglés, se emplea tanto para hablar de pizarra como de esquisto o de lutitas, aunque la traducción más correcta, en términos geológicos, sería esta última. El esquisto es una roca metamórfica que no contiene materia orgánica (la materia orgánica se convierte en grafito en el proceso de metamorfismo). Las lutitas, cuando poseen gran cantidad de materia orgánica, reciben vulgarmente el nombre de pizarras y son muy comunes en las formaciones del Carbonífero.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

más largas se rompen para formar compuestos de menor peso, que propician que los productos volátiles (hidrógeno y cadenas más sencillas, como el metano) se separen de los productos líquidos. En términos generales, cuanto menores son la temperatura y la profundidad, más pesado es el hidrocarburo que se forma. Aunque la temperatura es el factor crítico en la producción de hidrocarburos, el tiempo que la materia orgánica está expuesta al calor y a la presión también es importante.

FIGURA 33
Formación del petróleo y gas natural



Diminutas plantas y animales marinos murieron y quedaron enterrados en el fondo oceánico. Con el tiempo se fueron cubriendo por capas de limo y arena.



Durante millones de años, los restos fueron enterrándose cada vez a mayor profundidad. El enorme calor y la presión los convirtieron en petróleo y gas.



Hoy en día se perfora a través de capas de arena, limo y roca para llegar a las formaciones rocosas que contienen los depósitos de hidrocarburos.

Fuente: U.S. Energy Information Administration (Administración de Información Energética de los Estados Unidos) en (Rock-Drill-Bit, 2014); traducido por Orkestra-IVC.

La formación del petróleo se inicia a los 65 °C, la conversión de los hidrocarburos alcanza su máximo a 90 °C y se detiene a los 175 °C. Este rango de temperaturas, de 65 °C a 175 °C, es lo que se conoce como la «ventana del petróleo». Por debajo y por encima de ella, la descomposición de los restos orgánicos producirá gas: por debajo de 65 °C, se obtendrá gas biogénico (generado por la fermentación de la materia orgánica con bacterias anaeróbicas), y por encima de 175 °C, gas termogénico (Hyne, 2012).

Mientras que las temperaturas en la parte baja de la ventana del petróleo generarán crudos más pesados, a medida que aquéllas aumenten, aparecerán hidrocarburos más ligeros (y más valiosos). Si la temperatura de la roca alcanza niveles demasiado altos (por encima de 260 °C), se destruirá la materia orgánica (y, por consiguiente, el potencial de generación de petróleo), aunque el gas natural ya formado seguirá siendo estable hasta que se alcancen temperaturas mucho mayores (Devereux, 1999).

Según lo expuesto, los hidrocarburos se forman allí donde la materia orgánica se acumula a lo largo del tiempo (en una roca madre). Los yacimientos convencionales se producirán siempre que la naturaleza proporcione una serie de condiciones muy particulares: generación, migración a un almacén, entrampamiento y cobertura o sello. Esto es lo que se conoce como sistema petrolífero o *petroleum system*.

2. ¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

Para ello, debe existir una roca madre con suficiente cantidad de materia orgánica como para haber generado petróleo o gas en el pasado geológico. Además, estos hidrocarburos deben poder migrar de la roca madre a la roca almacén, que debe tener buena porosidad y permeabilidad (normalmente, se trata de rocas sedimentarias, como areniscas y calizas, conectadas a través de canales de migración a la roca madre, que contiene el gas y el petróleo). Por último, es necesario que exista una trampa, o configuración geológica/geométrica específica del reservorio que impida el escape lateral de hidrocarburos. El sello, a menudo denominado roca de cobertura, debido a su posición espacial respecto al yacimiento, es una barrera de muy baja permeabilidad que aísla el yacimiento e impide que se escape el gas, el petróleo o ambos. Normalmente, las rocas de cobertura suelen ser lutitas, sales y arcillas. Es decir, el concepto comprende todos los elementos y procesos necesarios, en el orden adecuado, para que los hidrocarburos se generen, se acumulen y queden preservados (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013).

A continuación se tratará de responder a la pregunta inicial de qué son los hidrocarburos no convencionales. La respuesta es sencilla: son lo mismo que los convencionales, la diferencia es que están contenidos en rocas de baja permeabilidad (rocas madre) y, para extraerlos, es necesario aplicar técnicas complementarias a la perforación, como la fracturación hidráulica.

Que el yacimiento sea de petróleo o gas dependerá del tipo de materia orgánica y su grado de evolución, que viene determinado por índices como la reflectividad de la vitrinita (Ro), la cristalinidad de la illita, el color de los conodontos, el contenido en volátiles de los carbones, etcétera.

Pero la verdadera respuesta es que, en realidad, no existe un gas no convencional «típico». El gas se extrae de los yacimientos y, tradicionalmente, aquellos que han presentado las condiciones más favorables para la explotación, han sido definidos como «convencionales».

Los yacimientos pueden ser más o menos profundos; soportar presiones y temperaturas altas o bajas. Pueden ser mantiformes o lenticulares; homogéneos o fracturados de forma natural, y contener una o varias capas. Mientras que cada una de las características únicas de los mismos se puede definir mediante una función (matemática), son las condiciones económicas las que definen el método de extracción óptimo. El reto consiste en liberar el gas de cada reservorio de roca, que puede ser tan impermeable como el hormigón. De ahí que cuando la permeabilidad del mismo requiere de algún tipo de estimulación para conseguir un flujo sostenido de gas, el proceso haya sido calificado como exploración de gas no convencional (Holditch *et al.*, 2007).

Un yacimiento convencional es, por tanto, aquél en el que fuerzas de empuje mantienen los hidrocarburos debajo de una roca de cobertura. Son las características del yacimiento y las del fluido las que permiten que el petróleo y/o el gas fluyan hacia los pozos.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

Se utiliza, entonces, el término *convencional* para distinguirlos de los yacimientos de lutitas y otros no convencionales, en los que los hidrocarburos están ampliamente distribuidos a escala de la cuenca, y en los que las fuerzas de empuje o la influencia de una columna de agua en el lugar donde se encuentran los hidrocarburos, dentro del yacimiento, no son significativas.

En el caso de los yacimientos no convencionales, los hidrocarburos se forman del mismo modo que en los convencionales, pero no migran muy lejos. La mayor parte permanece en la roca madre, que en este caso coincidirá con la roca almacén. Esto es debido a la baja permeabilidad de la roca madre, que puede ser mil veces menor que la de los yacimientos convencionales.

Los yacimientos no convencionales se pueden formar en rocas de distinta naturaleza, por lo que existen varios tipos de gas no convencional, *tight gas* en arenas compactas, *shale gas* en lutitas y *Coal Bed Methane* (CBM) en capas de carbón como se muestra en la figura 34.

FIGURA 34
Diferentes tipos de rocas madre







Fuente: Holditch, S. A. (2007).

Nota: Tight sands o arenas compactas. Shales o lutitas. Metano en capas de carbón.

En la figura² de la página siguiente se muestran, de manera ilustrativa, diferentes tipos de yacimientos de hidrocarburos, convencionales y no convencionales.

Una de las características más importantes de los yacimientos no convencionales, es que los hidrocarburos que contienen no se pueden explotar de forma rentable con las tecnologías «tradicionales». Como la roca madre no es suficientemente permeable, se necesita fracturarla para permitir que fluya el gas, que ha sido atrapado o adsorbido, hacia la superficie. En los capítulos 4 y 5, se explicarán las técnicas empleadas en este tipo de yacimientos.

 $^{^2\,}$ La figura no está a escala y no se han representado profundidades concretas, ya que ello depende de la geología.

2. ¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

Acuífero

Agua salada

Metano en capas de carbón

Petróleo/Gas convencional

Tight oil/gas

Shale gas

Shale gas

Shale gas

FIGURA 35
Esquema ilustrativo de los distintos yacimientos de gas natural

Fuente: elaboración propia a partir de US Energy Information Administration (2011b).

Cuadro 1 Porosidad y permeabilidad

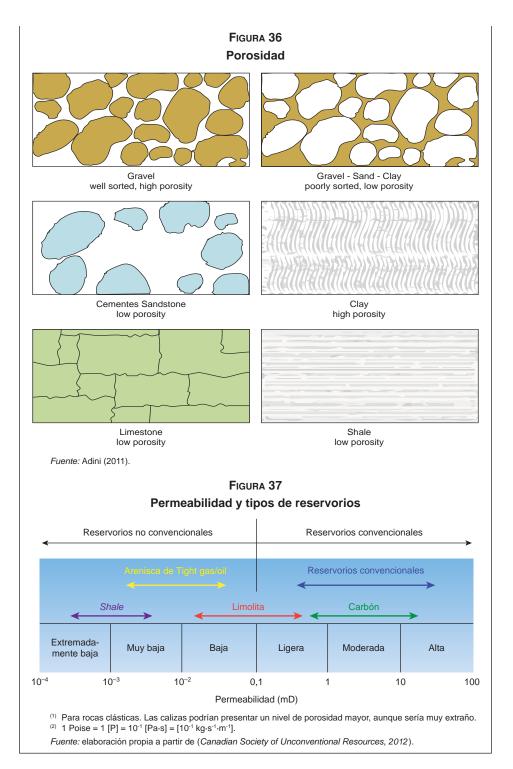
Los huecos que tienen los materiales se denominan poros. La porosidad es la fracción, en volumen total de roca, ocupada por los poros y se expresa como un porcentaje. Se trata de una propiedad muy importante, puesto que sin ella no se podría acumular petróleo o gas en un reservorio. En rocas clásticas, existe un valor máximo teórico de porosidad del 48%⁽¹⁾ que se alcanzaría si los granos de las rocas fueran esferas idénticas. No es habitual encontrar areniscas con valores de porosidad superiores al 25% (Conaway, 1999).

Si los poros están interconectados, los fluidos (gas, petróleo o agua) pueden circular a través de la roca. Esta propiedad de las rocas, que permite la circulación de los fluidos, es lo que se denomina permeabilidad.

Un cubo de roca de 1 cm x 1 cm x 1 cm en el que se transmite un fluido con una viscosidad de 1 centipoise ⁽²⁾ a una «tasa» de 1 centímetro cúbico por segundo, con un diferencial de presión de 1 bar, tiene una permeabilidad de un Darcy (D). Una roca que presente una permeabilidad de un Darcy es muy permeable. La permeabilidad de la mayoría de los reservorios se miden en mD (milésima parte de un Darcy) en lugar de en Darcy (Adini, 2011; Devereux, 1999).

Las rocas almacén de petróleo convencional tienen permeabilidades de decenas a centenas de miliDarcy y las de gas no convencional, inferiores al miliDarcy (véase figura 37).

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ



2.1. SHALE GAS

El término *shale gas* (también llamado gas de esquisto, gas de pizarras o gas de lutitas), hace referencia al gas natural que se origina en rocas sedimentarias de grano fino y que está atrapado en las mismas debido a su muy baja permeabilidad (véase figura 38).

FIGURA 38

Shale (lutita)



Fuente: USGS (2005).

Se pueden encontrar acumulaciones de *shale gas* en numerosas formaciones, desde el Cámbrico al Cenozoico³, que han dado origen a reservorios cuyas propiedades son distintas en función de la evolución geológica.

Como ya se ha explicado, los yacimientos de *shale gas* se caracterizan por unos índices de porosidad y permeabilidad muy bajos. El mineral de *shale* está compuesto por cristales planos que se apilan unos sobre otros. Cuando las arcillas se depositan inicialmente, tienen un contenido de agua del 70-80%. A medida que este agua es expulsada durante la diagénesis, los cristales planos se van compactando. Las lutitas contienen poros diminutos conectados por pequeños conductos y ha de pasar mucho tiempo para que la presión pueda expulsar el agua y el petróleo que se produce dentro de la roca madre (Devereux, 1999).

En los yacimientos de recursos convencionales, puede haber lutitas tanto por encima como por debajo de la roca almacén y pueden ser la fuente de los hidrocarburos que han migrado en sentido ascendente o lateral, hasta introducirse dentro de la misma.

³ Por ejemplo, los esquistos eocénicos de la cuenca de Cambay, en la India.

Los yacimientos de *shale gas* difieren de los convencionales por el hecho de que la formación rocosa que los contiene es tanto fuente del gas como reservorio. La bajísima permeabilidad de la roca permite que el gas quede atrapado en ella, impidiendo su migración.

Los hidrocarburos están presentes en las lutitas de tres formas distintas: *a*) como gas adsorbido, es decir, gas adherido a materia orgánica o a argilita; *b*) como gas libre; gas retenido en los pequeños huecos de la roca (poros, porosidad o microporosidad) o en espacios creados por el agrietamiento de la roca (fracturas o microfracturas), y *c*) como gas en solución; gas contenido en otros líquidos, como betún o petróleo.

Si se comparan con la mayoría de yacimientos convencionales, como los de areniscas, calizas o dolomías, las lutitas que contienen gas, presentan una permeabilidad extremadamente baja. La permeabilidad efectiva de la formación normalmente está muy por debajo de 0,01 miliDarcy (mD) (0,001-0,1 mD en el *tight gas*), si bien se dan excepciones cuando la roca se fractura de forma natural, como en el caso del yacimiento de Antrim, en la cuenca de Michigan, en los Estados Unidos.

Es importante también conocer la geoquímica orgánica de la roca donde se encuentra el gas natural, es decir; el carbono orgánico total (en adelante TOC, por sus siglas en inglés), los tipos de querógeno y la madurez térmica.

El TOC es la cantidad total de materia orgánica (querógeno) presente en la roca y expresada en tanto por ciento en peso. Por lo general, cuanto mayor es el TOC, mayor es la probabilidad de que se hayan generado hidrocarburos (un rango apropiado sería un TOC del 1 al 8%). Este porcentaje mide la cantidad pero no la calidad del contenido de carbono orgánico existente en las muestras de sedimento o roca. Las lutitas contienen, por tanto, materia orgánica (querógeno), que es la materia prima de los hidrocarburos. Con el tiempo, a medida que la roca envejece, se van formando hidrocarburos que pueden migrar, como líquido o gas, a través de las fisuras y fracturas de las rocas o de las interconexiones naturales entre los espacios porosos, hasta alcanzar la superficie terrestre o hasta quedar atrapados en estratos de roca impermeable. Las zonas porosas que hay debajo de estas «trampas» almacenan el hidrocarburo atrapado por estratos de roca confinante, normalmente areniscas o carbonatos (calizas o dolomías).

Para obtener el contenido de carbono orgánico total de las rocas, es necesario calentar la roca en un horno y proceder a la combustión de la materia orgánica. La cantidad de dióxido de carbono liberado en la combustión es proporcional a la cantidad de carbono orgánico contenido en la roca. Uno de los distintos métodos que existen para medir el dióxido de carbono liberado es el ensayo Rock-Eval⁴.

⁴ Rock-Eval es el nombre comercial del equipo utilizado en el laboratorio para medir el contenido orgánico de las rocas, así como otras propiedades de las sustancias orgánicas, que

2. ¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

Muchas rocas madre también contienen fuentes de carbono inorgánico, como carbonatos y, de manera más significativa, de calcita, dolomita y siderita. Estos minerales se descomponen a elevadas temperaturas generando dióxido de carbono, y debido a esto, su presencia debe ser corregida para determinar el contenido en carbono orgánico.

El esquema más comúnmente utilizado para clasificar la materia orgánica en sedimentos se basa en la relativa abundancia de carbono, oxígeno e hidrógeno elementales, representada gráficamente como la relación H/C y O/C en el denominado diagrama de van Krevelen.

En lugar de representar las relaciones elementales, lo normal es representar índices determinados con el ensayo Rock-Eval. En las técnicas de pirólisis se determinan dos índices: el índice de hidrógeno (HI, por sus siglas en inglés), que son miligramos de hidrocarburos pirolizables divididos por el TOC, y el índice de oxígeno (OI, por sus siglas en inglés), que son miligramos de dióxido de carbono orgánico pirolizable dividido por el TOC. Para discriminar cuatro «campos», denominados Tipos I, II, III y IV de querógeno, se utilizan diagramas de las dos relaciones H/C y O/C elementales o HI y OI.

Los distintos tipos de materia orgánica son sumamente importantes, si se tiene en cuenta que la relativa abundancia de hidrógeno, carbono y oxígeno determina qué productos se pueden generar a partir de la diagénesis de la materia orgánica.

La madurez orgánica de la roca (LOM por sus siglas en inglés) es una indicación del grado de calentamiento que la materia orgánica ha experimentado a lo largo del tiempo y de su potencial conversión en hidrocarburos líquidos, gaseosos o ambos. Para determinarla, se utiliza como indicador la reflectancia de la vitrinita (Ro).

Los valores de Ro comprendidos entre 0,60 y 0,78, representan normalmente intervalos susceptibles de generar petróleo. Los valores superiores a 0,78 suelen indicar intervalos propensos a la generación de gas. Los valores elevados pueden indicar la presencia de *sweet spots* ⁵ para la perforación (Ro > 1,3 para gas de esquisto).

Se trata de un factor muy importante, ya que el potencial del carbono orgánico para generar hidrocarburos depende de la temperatura que han experimentado las rocas que contienen querógeno.

La siguiente figura muestra el diagrama de van Krevelen, que representa el proceso de maduración del querógeno (Tipos I, II y III) como

ayudan a identificar el tipo de querógeno. Una muestra de roca machacada se somete a combustión a 600 °C. La materia orgánica refractaria, como la inertinita, no se quema fácilmente a 600 °C, por lo que muchas muestras de carbón ofrecen valores TOC medidos con esta prueba mucho menores que los valores reales debido a una combustión incompleta.

⁵ En el campo de la investigación y exploración de hidrocarburos, los sweet spots son aquellas zonas de mayor potencial productivo.

consecuencia del incremento del calor y la profundidad (temperatura y presión). Como se puede observar, el querógeno va perdiendo oxígeno a medida que libera dióxido de carbono y agua. Conforme el querógeno avanza en la ventana de petróleo, el índice de hidrógeno (representado en el eje de ordenadas) disminuye.

H/C

2,0

1,5

CH

Diagénesis

II

Diagénesis

Petróleo

Gas seco

0,1

0,2

O/C

FIGURA 39
Diagrama de van Krevelen modificado

Fuente: adaptado de Geomancam (2012).

2.2. OTROS GASES NO CONVENCIONALES

Otros dos tipos de gas no convencional son el *tight gas* y el metano de capas de carbón (*Coal Bed Methane* o CBM).

Las acumulaciones de gas de *tight sands* se dan en una variedad de entornos geológicos, donde el gas migra de la roca madre hasta una formación de areniscas, donde queda atrapado debido a la escasa permeabilidad de estas rocas. De ahí el nombre *tight sands*, que se podría traducir literalmente como arenas compactas. Es decir, areniscas con alto contenido de materia orgánica y muy baja permeabilidad.

Por lo general, se puede definir un yacimiento de *tight gas* como un sistema de capas compuestas por areniscas, limolitas, calizas (tipo *mudstone*) y lutitas.

El análisis de un yacimiento de *tight gas* debería empezar por conocer las características geológicas de la formación. Los parámetros importantes de una cuenca son el régimen estructural y tectónico, y los gradientes

2. ¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

térmicos y de presión regionales. Asimismo, la estratigrafía de la cuenca puede afectar a los trabajos de perforación, estimulación y evaluación, por lo que el estudio de la misma resulta fundamental. Los parámetros geológicos que deberían estudiarse en cada unidad estratigráfica son: el sistema deposicional, las facies generadoras, la madurez textural, la mineralogía, los procesos diagenéticos, la cementación, las dimensiones del yacimiento y la presencia de fracturas naturales.



FIGURA 40
Lámina delgada de una muestra de roca de tight gas

Fuente: USGS en Rigzone.com (2015).

Uno de los parámetros más difíciles de evaluar en yacimientos de *tight gas* es el tamaño y la forma del área de drenaje. Normalmente, en este tipo de yacimientos se requieren meses o años de producción antes de que las presiones transitorias se vean afectadas por los límites del reservorio o las interferencias entre pozos. Los ingenieros de yacimientos han de conocer el sistema deposicional y los efectos de la diagénesis sobre la roca para calcular el tamaño y la forma del área de drenaje de un pozo específico y, así poder estimar las reservas. Los volúmenes de drenaje elipsoides (o no circulares) son probablemente causados por las tendencias deposicionales o de fracturas y la orientación de las fracturas creadas.

Con el fin de optimizar la explotación de un yacimiento de *tight gas*, se necesitan equipos de geólogos, petrofísicos e ingenieros para caracterizar bien todas las capas de roca superiores, interiores e inferiores a las zonas productivas del yacimiento.

La propiedad mecánica más importante es la tensión *in situ*, a menudo denominada tensión compresora mínima o presión de cierre de fractura. Cuando la presión dentro de la fractura es mayor que la tensión *in situ*, la fractura es abierta. Cuando la presión dentro de la fractura es menor que la tensión *in situ*, la fractura es cerrada. Se pueden determinar los valores

de la tensión *in situ* utilizando *logs*, testigos o pruebas de inyección. Para optimizar la completación⁶ de los pozos es muy importante conocer los valores de la tensión *in situ* de las capas de la roca.

Los depósitos de gas natural convencionales típicos presentan un nivel de permeabilidad de 0,01 a 0,5 Darcy, mientras que los niveles de las formaciones de *tight gas* son muy inferiores a dichas cantidades, medidos en miliDarcy (mD o 10^{-3} D) o en microDarcy (µD o 10^{-6} D).

Por su lado, el CBM es un gas que se forma como parte del proceso geológico de formación de carbón y todo carbón lo contiene, aunque en distintas cantidades. Las alteraciones térmicas del carbón provocan la formación de metano termogénico, que se almacena dentro de las capas, creando un reservorio de gas, por absorción. El carbón contiene una elevada proporción de metano y pequeñas cantidades de etano, propano, butano, dióxido de carbono y nitrógeno.

Este metano absorbido en capas de carbón ha sido uno de los principales problemas de seguridad en la minería. Durante siglos, se desarrollaron distintos métodos para extraerlo hasta que, finalmente, se llegó a la conclusión de que podía ser utilizado como gas natural.

El carbón se define como una roca que contiene al menos un 50% en peso de materia orgánica. El precursor del carbón es la turba, materia vegetal depositada a lo largo del tiempo en pantanos de agua dulce asociados a ríos deltaicos costeros.

En el proceso geológico de formación del carbón aparecen «productos de carbonización», y uno de ellos es el metano. Los carbones de rango inferior contienen normalmente menos metano que los de mayor rango, como la antracita, que puede tener un contenido de gas extremadamente alto, si bien éste se tiende a desorber tan lentamente que se considera una fuente insignificante de CBM. En la producción comercial de metano de capas de carbón se utilizan carbones de rango medio, normalmente carbones bituminosos con bajos o altos contenidos en volátiles.

El nivel de permeabilidad del carbón es bajo, normalmente oscila entre un valor cercano a 0,1 y 30 miliDarcy (mD). Debido a que el carbón es un material muy poco competente y no soporta grandes tensiones estructurales, casi siempre está muy fragmentado. Esta red de fracturas,

⁶ El término *completación* es resultado de una traducción «literal» de *completion*, la operación por la que «se instalan los equipos necesarios para poner un pozo de gas o petróleo en producción» (Hyne, 2012). En el caso de los hidrocarburos no convencionales, el *completion* también incluye el proceso de estimulación, necesario para poder extraer el petróleo o el gas. En castellano, la palabra *completación* no está recogida en el Diccionario de la Real Academia Española ni en el de la Real Academia de la Ingeniería, por lo que una posible traducción sería *terminación*, definido, en su segunda acepción, como «parte final de una obra o de una cosa», si bien en la industria se emplea más la palabra *completación*. Por este motivo, a lo largo del libro, se hará uso de ambos términos indistintamente.

2. ¿QUÉ ES EL GAS NO CONVENCIONAL?

por lo general, confiere al carbón una alta permeabilidad secundaria, de forma que el agua subterránea, los fluidos de fracturación hidráulica y el metano, pueden fluir fácilmente. Puesto que la fracturación hidráulica extiende las fracturas ya existentes y raramente crea otras nuevas, esta red de fracturas naturales es de vital importancia para extraer metano del carbón.

3. Recursos y reservas de gas

En este capítulo, se recopila y examina información relativa a conceptos que conviene describir previamente relacionados con el *shale gas*. También se recogen unas notas breves sobre la metodología para realizar estimaciones de recursos y reservas de gas no convencional, y un resumen de las definiciones de recursos y reservas más habituales¹.

Una vez llevado a cabo lo anterior, se revisan los datos oficiales de los recursos y reservas de *shale gas* en Estados Unidos y en países como China, Canadá, Australia, Argentina y México. También se examina Europa, prestando especial atención a la situación en Reino Unido, Alemania, Polonia, España y el País Vasco. Al final del capítulo se resumen los datos principales y se extraen algunas conclusiones.

3.1. CONCEPTOS Y CONSIDERACIONES PRELIMINARES

En 1972, McKelvey estableció los principios fundamentales para clasificar los recursos que, a día de hoy, siguen siendo la base del sistema actual [Sociedad de Ingenieros del Petróleo (SPE), *et al.*, 2001].

Como se puede apreciar en la siguiente tabla, para la clasificación, se consideran cuatro factores o cuestiones principales. Concretamente, si los recursos están descubiertos o no, y si pueden o no ser comerciales. En este sentido, si se combinan descubrimiento y comercialización, se hablará de reservas, mientras que si existen determinadas acumulaciones conocidas pero no comerciales, entonces el concepto a aplicar será el de recurso.

¹ Con el objeto de lograr una buena comprensión de lo que se entiende por recursos y reservas, en el anexo 3 se recogen definiciones que establecen distintas instituciones. Asimismo, se realiza una comparación de las mismas, explicando brevemente la metodología utilizada en cada una de ellas.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

Como se verá posteriormente, estos conceptos se pueden representar en una pirámide, que abarcaría desde los recursos que aún no han sido descubiertos a aquellos que, contando con mayor información y certidumbre, pueden asociarse con la presencia de gas. A medida que se progresa en términos de conocimiento, certidumbre y viabilidad, tanto técnica como económica, se avanza hacia el concepto de reservas y, particularmente, al de reservas probadas, concepto en el que se incorpora la probabilidad.

TABLA 6

Cuadro de McKelvey modificado con terminología de recursos recuperables

	Descubierto	No descubierto	
Comercial	Reservas	Recursos prospectivos	
No-comercial	Recursos contingentes		

Fuente: elaboración propia basada en (SPE, WPE, y AAPG, 2001).

Existen distintas definiciones de recursos y reservas en función del tipo de recursos naturales que se estén considerando, sean estos: el gas, el petróleo, el carbón o los minerales. De hecho, distintas instituciones han abordado esta clasificación con diferentes metodologías: probabilísticas o determinísticas. Dependiendo de la finalidad y uso último de los datos, el planteamiento también es diferente, como puede ser el caso del SEC (*U.S. Securities and Exchange Commission*), que identifica distintas definiciones para informar a inversores, o el de las instituciones geológicas de diferentes países, cuyo propósito es cuantificar el potencial de los diversos tipos de recursos.

Antes de abordar las distintas definiciones, convendría identificar y definir algunos términos básicos que intervienen en las mismas, así como la metodología empleada. En este sentido, es importante tener en mente algunos términos empleados a la hora de tratar los temas de recursos y reservas, tales como cuenca, yacimiento, reservorio, campo, formación, acumulación y proyecto (véase tabla 7).

Como se ha señalado, estos términos, relacionados principalmente con la geología del recurso, deben completarse con la viabilidad económica y comercial. La distinción entre acumulaciones conocidas comerciales y no comerciales (y, por ende, entre reservas y recursos contingentes) tiene una importancia clave a la hora de garantizar que la estimación de las reservas es razonable y coherente. Tomando como base el sistema de clasificación anterior, resulta evidente que una acumulación ha de ser viable comercialmente antes de que ésta pueda ser considerada como reserva.

Parece razonable pensar que toda estimación de la cantidad de una acumulación o un grupo de acumulaciones está sujeta a incertidumbre y, por lo general, debería expresarse como un rango. A modo de ejemplo, las tres principales categorías de reservas que se establecen en las definicio-

Tabla 7 Algunas definiciones básicas relacionadas con recursos o reservas

Término	Definición
Cuenca	Es un área extensa con una acumulación relativamente potente de rocas sedimentarias (de 10.000 a 50.000 pies) (1). La parte profunda de la cuenca, donde se forma el petróleo y el gas natural, se denomina «la cocina» (<i>the kitchen</i>). La zona somera, que rodea la sección de aguas profundas de la cuenca se denomina plataforma (2). Una cuenca puede contener grandes acumulaciones de sedimentos, como en el caso del Golfo de México (3), la cuenca Vasco-Cantábrica o la del Ebro.
Yacimiento o reservorio	Es una combinación probada de almacén, sello y trampa que contiene cantidades comerciales de petróleo o gas en un área. Un yacimiento o reservorio es una formación rocosa en el subsuelo, que contiene una acumulación natural individual y separada de petróleo o gas, confinado por una roca impermeable o por barreras de agua y que se caracteriza por un sistema de presión único.
Campo	Es la superficie de terreno que se encuentra directamente sobre uno o más yacimientos productores de una misma trampa, como un anticlinal. Por tanto, en un mismo campo, pueden existir dos o más reservorios, ya sea, separados verticalmente por una roca impermeable, lateralmente por barreras geológicas locales o ambas cosas.
Formación	Una formación o formación geológica es la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Consiste en un número determinado de estratos rocosos que comparten una litología y facies comparables, u otras propiedades similares. Una formación no se caracteriza por el espesor de los estratos de roca que la forman, por lo que éste puede variar considerablemente. El concepto de capas o estratos definidos dentro de una formación es fundamental para la estratigrafía. Una formación se puede dividir en miembros, que se aglutinan en grupos.
Acumulación	Se utiliza este término para identificar una masa de petróleo o gas en un reservorio. El requisito clave para que una acumulación sea considerada conocida y, en consecuencia, que contenga reservas o recursos contingentes, es que cada acumulación debe haber tenido, al menos, un pozo de exploración. En general, el pozo debe haber demostrado claramente la existencia de gas o petróleo en ese reservorio, o de gas de lutitas mediante el flujo a la superficie, o al menos la recuperación de una muestra de petróleo o gas del pozo. Ahora bien, cuando existen datos de diagrafías y/o testigos, esto debería ser suficiente, siempre y cuando exista una buena analogía con una acumulación conocida cercana o geológicamente comparable.
Proyecto	Debería tratarse este término como un concepto clave a la hora de considerar una reserva comercial, ya que representa el vínculo entre una acumulación de petróleo y el proceso de toma de decisiones, incluyendo la asignación de un presupuesto al proyecto.

Fuente: elaboración propia a partir de Hyne (2012); SPE et al. (2001).

nes de reservas de petróleo de SPE/WPC² (probadas, probables y posibles) pretenden abarcar el grado de incertidumbre que existe en la estimación

^{(1) 1} pie = 0,305 metros.
(2) Se utiliza el término plataforma para describir un entorno sedimentario, que tiene poco que ver con el lugar donde se encuentra en una cuenca geológica.

⁽³⁾ Si aún se siguen produciendo deposiciones en una cuenca se puede decir que está «parcialmente llena», como el caso del Golfo de México. Ahora bien, no se puede decir esto de las cuencas Vasco-Cantábrica o del Ebro porque están todo lo llenas que van a estar, a menos que sufran más subsidencia en el futuro geológico.

² Véase el anexo 3 para más detalles.

del volumen de recurso (petróleo, gas) potencialmente recuperable a partir de una acumulación conocida. Dichas estimaciones que, en principio, se realizan a escala de pozo o reservorio, pueden hacerse de manera determinística o probabilística y asignarse después a la acumulación/proyecto en su conjunto.

Las siguiente figura ilustra los conceptos de: baja estimación, mejor estimación y estimación alta, y cómo éstas son más precisas a lo largo del tiempo, conforme progresan los trabajos de exploración, hasta converger con los datos de producción.

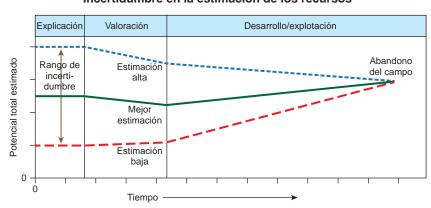


FIGURA 41
Incertidumbre en la estimación de los recursos

Fuente: elaboración propia a partir de SPE et al. (2001); traducido por Orkestra-IVC.

Se entiende por estimación determinística, el caso en el que se elige un único escenario discreto dentro de una serie de resultados. En el método determinístico se selecciona un valor o una serie de valores discretos para cada parámetro, teniendo en cuenta que existen unos valores adecuados para la categoría de recurso correspondiente. Con este método se obtiene un único resultado para las cantidades recuperables en cada escenario determinístico.

Sin embargo, en el método probabilístico, el cálculo define una distribución que representa una serie de posibles valores para cada parámetro. Se puede tomar una muestra aleatoria de estas distribuciones para calcular un rango y evaluar la distribución del resultado potencial de las cantidades recuperables. Este planteamiento se suele aplicar para el cálculo de los recursos volumétricos en las primeras fases de los proyectos de exploración y desarrollo. Se pueden combinar ambos métodos para garantizar que los resultados, de cualquiera de ellos, sean razonables.

Para expresar esto con un ejemplo, las directrices de la SPE/WPC definen reservas probadas como «las cantidades de petróleo que, tras analizar los datos geológicos y técnicos, se puede decir que son comercial-

mente recuperables con un nivel de certidumbre razonable, desde una fecha determinada, a partir de reservorios conocidos y las condiciones económicas³, los métodos de operación y la regulación gubernamental del momento».

3.2. CINCO PASOS PARA LA EVALUACIÓN DE FORMACIONES Y CUENCAS

La *US Energy Information Administration* (EIA) explica la metodología utilizada para evaluar los recursos de hidrocarburos no convencionales a nivel de cuenca y de formación, distinguiendo los cinco pasos siguientes.

La evaluación de los recursos comienza con la compilación de datos procedentes de distintas fuentes de propiedad pública y privada, para definir las cuencas de hidrocarburos no convencionales, y seleccionar las formaciones objeto de evaluación. Para seleccionar las principales formaciones *shale*, que posteriormente se estudiarán, se utilizan columnas estratigráficas y registros de pozos (*well logs*), que muestran la edad geológica, las rocas madre y otros datos. Por ello, el primer paso consiste en realizar una *caracterización geológica preliminar de la cuenca y de la formación de shale gas* (EIA, 2013b).

Tras identificar las principales formaciones geológicas, el siguiente paso consiste en llevar a cabo un estudio más exhaustivo para definir el área de cada una de ellas. Para ello, se revisa la literatura técnica de las secciones transversales regionales, y también locales, con el objeto de saber qué formaciones de hidrocarburos no convencionales son de interés. Las secciones transversales regionales se utilizan para definir el alcance lateral de la formación shale en la cuenca, para identificar la profundidad regional y el intervalo bruto de la formación o ambas cosas.

El paso siguiente consiste en definir *el área prospectiva* de cada formación de hidrocarburos no convencionales, de cara a establecer qué partes de la cuenca se pueden considerar favorables para la explotación. Entre los criterios utilizados para establecer este área se encuentran: el entorno

³ La definición de condiciones económicas actuales es la siguiente: «El establecimiento de las condiciones económicas actuales deberá incluir los precios históricos del petróleo pertinentes y otros costes asociados, y podría abarcar un periodo medio que sea coherente con el propósito de la estimación de las reservas, con las obligaciones contractuales, los procedimientos de empresa y las normativas gubernamentales aplicadas para reportar dichas reservas».

El «periodo de referencia», coherente con la estimación de las reservas, puede variar en función de los distintos tipos de proyectos. En este sentido, podrían tomarse decisiones de *booking* sobre las reservas probadas sin poner un énfasis excesivo en precios temporales tipo «un día», «final de ejercicio» o «fecha de la estimación», que temporalmente se desvían de los promedios históricos debido a sucesos o crisis transitorios. En la literatura técnica reciente, hay numerosos ejemplos documentados que respaldan la lógica de utilizar un periodo de doce meses para estimar precios de los productos o costes de explotación. Como guía de «periodo medio» para estimar reservas probadas, el periodo de tiempo especificado normalmente sería una media de los doce meses anteriores, determinada en la fecha de estimación de las reservas, siempre que lo permitan los reglamentos pertinentes que rigen la presentación de información.

deposicional, la profundidad, el carbono orgánico total (TOC), la madurez térmica y la ubicación geográfica de los depósitos. El área prospectiva, en general, abarca menos de la mitad de toda el área de la cuenca. Normalmente, el área prospectiva contendrá una serie de áreas con hidrocarburos de mayor calidad, incluyendo un *core area* (área central) de alta concentración de recursos, geológicamente favorable, además de otras áreas con concentraciones más pobres y de peor calidad.

Tras el paso anterior, viene la estimación del *Risked Shale Gas-In-Place* o GIP; es decir, el gas contenido en los poros de la roca (gas libre) y el que está adsorbido por ella.

El cálculo del gas *in place* libre en un área determinada (*i. e.* hectárea, kilómetro cuadrado) depende, en gran medida, de cuatro características de la formación de esquisto: la presión, la temperatura, la porosidad saturada de gas y el espesor neto de roca rica en materia orgánica. Todos estos datos se combinan utilizando factores de conversión y ecuaciones de presión-volumen-temperatura.

Además de gas libre, también puede haber importantes cantidades de gas adsorbido en la superficie de las rocas (y arcillas) de la formación *shale*. El contenido en gas (normalmente medido como pies cúbicos de gas por tonelada neta de roca) se convierte en concentración de gas (gas *in place* adsorbido por milla cuadrada) utilizando valores reales o típicos de la densidad de la roca⁴.

De esta manera, el gas libre y el gas adsorbido *in place* se combinan para calcular la concentración de recursos (bcf/m²) del área prospectiva de la cuenca de *shale gas*. La figura 42 ilustra las contribuciones relativas de gas libre (porosidad) y gas adsorbido al GIP total, en función de la presión.

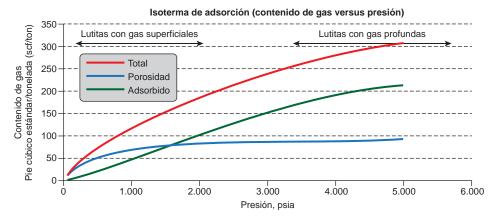
El Risked Shale Gas In Place es una fracción del gas in place, después de aplicar determinados factores de probabilidad de éxito, utilizando la información disponible sobre la productividad de la formación y otros factores que podrían limitar su explotación. Por último, el risked recoverable es la fracción del Risked Shale Gas In Place que puede ser recuperado técnicamente.

En el quinto paso se establece el recurso de *shale gas* técnicamente recuperable multiplicando el *shale gas* estimado *in place* por un factor de eficacia de recuperación de hidrocarburos, que incorpora una serie de analogías y datos geológicos apropiados de cada cuenca y formación de gas y petróleo de lutitas. Esto es importante para saber qué parte del gas se puede recuperar técnicamente.

El factor de eficacia de recuperación utiliza información sobre la mineralogía de la roca para determinar si conviene aplicar la fracturación

 $^{^4}$ Los valores de la densidad del esquisto están normalmente en el rango de 2,65 g/cm 3 y dependen de la mineralogía y el contenido orgánico del esquisto.

FIGURA 42
Gas libre y gas adsorbido *vs.* Presión



Fuente: EIA (2013b); traducido por Orkestra-IVC

hidráulica para romper la matriz de *shale*. Asimismo, considera otro tipo de información que afectaría a la productividad del pozo, por ejemplo: la presencia de microfracturas naturales (favorables); la ausencia de fallas de corte profundo (desfavorables); el estado de tensión (compresibilidad) de las formaciones de lutitas en el área prospectiva; y el alcance de la sobrepresión del reservorio, así como el diferencial de presión entre la presión original de la roca y la presión del punto de burbuja del reservorio.

Para evaluar los recursos se utilizan tres factores de eficiencia de recuperación del *shale gas*, que van del 15 al 25%, y que incorporan datos sobre la mineralogía de la formación, las propiedades del reservorio y la complejidad geológica.

Para una recuperación de gas optimista, se aplica un factor de eficacia de recuperación del 25% sobre el gas *in situ* (*Gas In Place*; GIP) en cuencas y formaciones con un contenido bajo en arcillas, una complejidad geológica de baja a moderada y unas propiedades del reservorio favorables, como una formación geológica con sobrepresión y una alta porosidad (llena de gas). Se utiliza un factor de eficiencia de recuperación del 20% en aquellas cuencas y formaciones de *shale gas* con un contenido de arcillas medio, una complejidad geológica moderada y una presión y propiedades medias del reservorio. Para una recuperación de gas pesimista, se aplica un factor del 15% sobre el GIP en cuencas y formaciones de *shale gas* con un contenido de arcillas de medio a alto, una complejidad geológica entre media y alta, y unas propiedades del reservorio por debajo de la media.

En casos excepcionales, podría aplicarse un factor de eficiencia de recuperación del 30% en áreas que presenten un rendimiento excepcional o

tasas establecidas del rendimiento de los pozos. Por el contrario, se aplica un factor de eficiencia de recuperación del 10% en casos de gran *infra* presión y complejidad del reservorio. Los factores de eficiencia de recuperación del gas asociado o en solución están escalados en función de los factores de recuperación de petróleo (EIA, 2013b).

3.3. DEFINICIONES

Dado lo extenso del tema, se ha preferido repasar, en el anexo 3, las directrices de SPE/WPC/AAPG (Society of Petroleum Engineers conjuntamente con las del World Petroleum Councils y la American Association of Petroleum Geologists), así como la SEC. También se recogen las definiciones de la EIA (US Energy Information Administration), el WEC (World Energy Council), la Agencia Internacional de la Energía (IEA, por sus siglas en inglés), el US Geological Survey (USGS), BP, la British Geological Society (BGS), la Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP) y el Potential Gas Commitee. Asimismo, se ha completado este repaso con algunas referencias más afines al sector minero, ya que podrían aportar una mejor comprensión de los conceptos de recursos y reservas, descritos en el anexo ya citado.

En la tabla 8 se recoge un resumen de las definiciones de recursos y reservas de gas clasificadas según la institución a la que pertenecen⁵. De esta manera se resume la terminología definida por cada una de las instituciones anteriormente señaladas. Como se verá más adelante, la mayoría de los datos publicados relativos a la estimación de reservas y recursos de *shale gas* son recursos técnicamente recuperables, es decir, los volúmenes de gas que se pueden recuperar desde el punto de vista técnico, sin considerar los criterios económicos.

Teniendo en cuenta los puntos examinados en al apartado anterior y en base a los criterios de volumen y certidumbre, en la siguiente figura (véase figura 43) se muestra un esquema de recursos y reservas. La parte más alta de la pirámide se corresponde con un mejor conocimiento y una mayor certidumbre de que la explotación del *shale gas* será rentable. Esto dependerá de la información procedente de estudios geológicos, de la interpretación de datos sísmicos y, finalmente, de los sondeos de exploración.

El otro concepto que se pretende reflejar en esta pirámide es el descenso progresivo del volumen conforme aumenta la certidumbre. De modo que las reservas 3P (probadas, probables y posibles) son de menor entidad que las reservas 1P (probadas), y también menores que los recursos.

⁵ El lector interesado puede ver, en el anexo 3, una ampliación de lo aquí indicado.

TABLA 8 Resumen de la terminología utilizada según las instituciones

GSB	Reservas	Recursos recuperables Gas in place
ВР	Reservas descubiertas	Recursos recuperables totales o finales Recursos descubiertos Recursos no descubiertos
ACIEP	Reservas (P90, P50, P10)	Recursos contingentes Recursos prospectivos
nsgs	Reservas (1P, 2P, 3P)	Recursos técnicamente recuperables <i>Known gas</i>
IEA	Reservas (1P, 2P, 3P)	Recursos recuperables restantes Recursos recuperables, totales o fina- les (URR)
WEC	Reservas recuperables Estimadas Adicionales recuperables	
EIA	Reservas Reservas energéticas probadas	Recursos técnicamente recuperables (Technically recoverable Resources) (Gas In Place estimado) Risked Shale gas in Place
PGC		Recursos Técnicamen- te Recupera- bles (TRR) Reservas probables, posibles es- peculativas Gas in place
SEC	Reservas probadas Reservas probadas, desarrolladas Reservas probadas no desarrolladas	
SPE	Reservas (1P, 2P, 3P)	Recursos contingentes Recursos prospectivos
	x m x x x x	$R \square O \supset R O O O$

Fuente: elaboración propia.

FIGURA 43
Esquema que ilustra recursos y reservas



Fuente: elaboración propia.

3.4. ESTIMACIONES DE RECURSOS Y RESERVAS

Una vez explicada la terminología, el principal objeto de este apartado es pasar revista a los datos sobre recursos y reservas que han sido publicados por algunas de las instituciones a las que se ha hecho referencia anteriormente.

Se resumen los datos a nivel mundial, de los Estados Unidos, de Europa (con especial atención al Reino Unido, Polonia y Alemania) y, finalmente, de España y del País Vasco.

3.4.1. Contexto mundial

Teniendo en cuenta las cuestiones ya mencionadas en las secciones anteriores, en la siguiente figura se pueden ver las zonas que indican la ubicación de los recursos estimados (en rojo) y las que muestran las cuencas evaluadas sin recursos estimados (en naranja).

En la figura 6 de la sección 1.1.3., se cuantificaban los recursos de *shale gas, tight gas* y CBM en algunos países, como los Estados Unidos, Canadá, Argentina, China, Unión Europea o Australia. Destacaba la relevancia de China (43 tcm⁶), Argentina (23 tcm) y Norte América (45 tcm en total), de acuerdo con datos de la IEA.

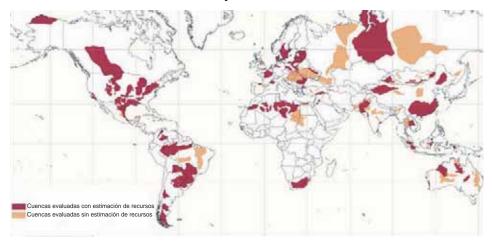
Los recursos de *shale gas* en el mundo, evaluados por la EIA, suponen 31.138 tcf (881.730 bcm) de *shale gas* estimado *in place* (GIP) y 6.634 tcf (187.854 bcm) de *shale gas* técnicamente recuperable.

 $^{^{\}rm 6}$ Véase nota 3 de este capítulo y anexo 1 para más información sobre las unidades de medida.

FIGURA 44

Mapa de cuencas con formaciones de hidrocarburos de esquisto evaluadas.

Mayo de 2013



Fuente: EIA (2013a); traducido y modificados los colores por Orkestra-IVC.

Los cálculos de la EIA deberían ser considerados como *«risked»*, lo que significa que la metodología empleada *«*reconoce la escasez e incertidumbre de los datos e incluye una aproximación conservadora del recurso potencial». En otras palabras, se ha explorado tan escasamente que en muchas cuencas aún no se dispone de datos suficientes, ni de pozos ni de datos sísmicos, que sean fiables.

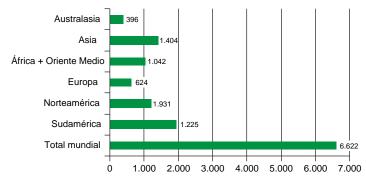
Por su parte, la estimación que realiza el Consejo Mundial de la Energía (WEC) del total de *shale gas* recuperable en el mundo es de 6.622 tcf (187.514 bcm), mientras que la IEA calcula una cantidad de 208.000 bcm de recursos técnicamente recuperables.

En la siguiente figura se muestra el desglose de los recursos y reservas por regiones según el WEC (véase figura 45).

En la tabla 9 se muestran datos comparativos de recursos técnicamente recuperables en el mundo, según distintas instituciones, expresados en distintas unidades. Como se puede ver, las cifras están en el rango de 188-212 tcm.

FIGURA 45

Reservas de shale gas recuperable calificadas como «risked», por regiones en 2011, en trillones de pies cúbicos (tcf)



Fuente: WEC (2013a).

TABLA 9
Estimaciones de recursos de *shale gas* (TRR) según las distintas instituciones (1)

	Recursos técnicamente recuperables en el mundo		
	tcf	bcm	tcm
IEA	7.487	212.000	212
EIA	6.634	187.854	188
WEC	6.622	187.514	188

(1) tcf = trillones de pies cúbicos. bcm = mil millones de metros cúbicos. tcm = trillón de metros cúbicos.

Fuente: elaboración propia a partir de EIA (2013b); OECD/IEA (2013); WEC (2013b).

3.4.2. Estados Unidos de América

Después de examinar los recursos en un contexto mundial, se presentan, a continuación, las estimaciones relativas a los Estados Unidos. En el capítulo 1, apartado 1.2., se ha tratado el tema de la «*Shale Gas Revolution*». En dicha sección se examinaron los yacimientos no convencionales en los Estados Unidos, y se pasó revista a la producción y a los recursos de gas con una perspectiva estratégica (véase concretamente la figura 12).

Teniendo en cuenta lo anterior, en este apartado, se resumen las principales cifras de recursos técnicamente recuperables de *shale gas* en los Estados Unidos, según diferentes instituciones (véase la tabla 10).

TABLA 10
Estimaciones de recursos de shale gas (TRR) según distintas instituciones

	Recursos Técnicamente Recuperables en Estados Unidos		
	tcf	bcm	tcm
EIA	1.685	47.714	48
WEC	1.931	54.680	55
EU Joint Research Center	1.660	47.000 (1)	47
PGC	1.253 (2)	34.460	35

^{(1) 47.999; 20.000; 13.000 (}estimación alta, la mejor estimación y estimación baja, respectivamente). (2) (Oil & Gas 360, 2015).

Fuente: elaboración propia a partir de CNE (2012); EIA (2013b); JRC (2013a); WEC (2013b).

La IEA estima que Estados Unidos cuenta con unos recursos de *shale gas* que rondan los 15.000 tcf (424.752,7 bcm) en términos de recursos no técnicamente recuperables, con lo que estos datos no son comparables con las estimaciones anteriores, pues no se basan en la misma definición.

3.4.3. China, Canadá, Australia, Argentina y México

China

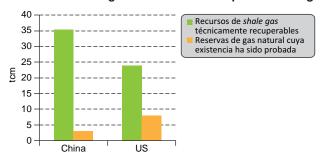
Aparte de los Estados Unidos y, a tenor de lo puesto de relieve en un estudio publicado por el DoE de Estados Unidos, en abril de 2011, China era una de las principales fuentes de recursos de hidrocarburos no convencionales. El citado estudio analizaba las principales regiones con recursos de *shale gas* fuera de los Estados Unidos (sin incluir Oriente Medio y Rusia). En este sentido, el análisis realizado por la Agencia Internacional de la Energía, muestra que China es el país que más recursos posee (1,7 veces más que los Estados Unidos).

De acuerdo con el DoE, China no sólo es el país con mayores recursos de *shale gas* a nivel mundial: posee doce veces más recursos técnicamente recuperables que las reservas probadas existentes (frente a tres en los Estados Unidos); y si China siguiese el modelo estadounidense, su producción de *shale gas* a largo plazo podría alcanzar los 500 bcm/año (Bros, 2012).

Según la *Energy Information Administration* (EIA): «Es necesario aplicar considerables esfuerzos para definir las zonas geológicas productivas, desarrollar la capacidad del sector de servicios para perforar y estimular de forma eficiente y rentable modernos pozos de *shale gas* horizontales, e instalar la gran infraestructura necesaria para transportar el producto al mercado» (EIA, 2013b).

En marzo de 2012, el Ministerio chino de la Tierra y los Recursos, anunció que, según un estudio propio, China posee un volumen de re-

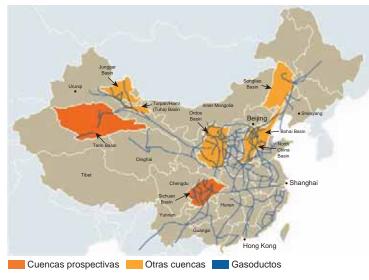
FIGURA 46
Recursos de *shale gas* frente a reservas probadas de gas



Fuente: elaboración propia a partir de Bros (2012); traducido por Orkestra-IVC.

servas de *shale gas* en tierra explotables de 25 tcm. Aunque esta cifra es menor que la estimada por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, confirma que China posee las mayores reservas de *shale gas* del mundo. En la figura 47 se aprecian las principales cuencas de gas no convencional del país. Se estima que los yacimientos de la cuenca de Ondos tienen un 2,4% de carbono orgánico total y entre 0,5 y 1,5 de reflectancia de la vitrinita (Ro).

FIGURA 47
Cuencas de shale gas en China



Fuente: KPMG (2013); traducido por Orkestra-IVC.

Existe una ayuda económica de 11,25⁷ CNY por MMBtu de *shale gas* extraído hasta 2015, que representa aproximadamente el 45% del precio actual del Henry Hub. Esto es una prueba del compromiso adquirido por el Gobierno chino con el *shale gas*, del que se considera que *fomenta la presencia de sectores de inversión extranjeros* en el país, si bien se limita a establecer empresas conjuntas o relaciones contractuales para la formación de nuevas compañías.

En diciembre de 2009, la empresa PetroChina comenzó la exploración de *shale gas* en el sudoeste de la provincia de Sichuan. Se esperaba que dos de las principales empresas de energía, Sinopec y PetroChina, produjeran un volumen de 2 bcm y 1,5 bcm, respectivamente, para el año 2015. En 2014 se concedieron más permisos para perforar y hay esperanzas de que se creen Uniones Temporales de Empresas (UTE's) con socios extranjeros. Para Bross (2012), una forma aún más rápida de fomentar la producción de gas no convencional en China sería que los productores independientes norteamericanos llevasen a ese país sus tecnologías.

Conocedoras de esta tesitura, las grandes compañías de hidrocarburos chinas están adoptando estrategias encaminadas a comprar participaciones o acciones de empresas norteamericanas. En 2010, la petrolera CNOOC adquirió un tercio de las participaciones de Chesapeake en el yacimiento *Eagle Ford Shale*, del sur de Texas (Estados Unidos), y en enero de 2011 llegó a un acuerdo para adquirir un 33% de la superficie de arrendamiento de petróleo y gas natural de Chesapeake en Colorado y Wyoming.

También en 2011, Sinopec adquirió Daylight, empresa dedicada a explotar numerosos yacimientos de hidrocarburos en Alberta y en el noreste de la Columbia Británica (Canadá). En 2012, alcanzó un acuerdo con Devon para la adquisición de un tercio de las participaciones en cinco campos de hidrocarburos estadounidenses. En 2012, Shell firmó un contrato de producción compartida con la empresa estatal China National Petroleum Corporation (CNPC) para explotar *shale gas* en el sudoeste de la provincia de Sichuan, lo que supuso el primer contrato de este tipo en China (EIA, 2011).

Las compañías nacionales como CNPC y Sinopec son empresas clave que cooperan con importantes multinacionales como Shell y Chevron. China podría reproducir el éxito de los Estados Unidos en el desarrollo de *shale gas*, siendo la cuestión en cuánto tiempo y a qué coste. «Los factores clave de éxito no son el volumen de recursos, sino una regulación apropiada, una adecuada estructura de gasoductos y la disponibilidad de agua» [Yves Louis, Darricarrere, executive Vice President, TOTAL en PIM LTD (2012)].

China posee los recursos, los ingenieros y la mano de obra necesaria. Las empresas de servicios independientes podrían proporcionar las tecno-

⁷ 1,8 USD = 11,25 yuanes chinos (CNY).

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

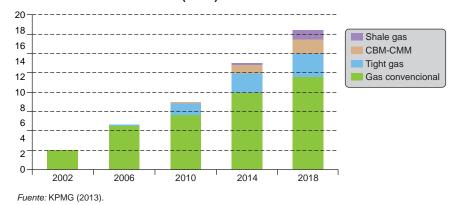
logías y los equipos necesarios para extraer los enormes recursos de *shale gas*. Para comercializar gas, será necesario desarrollar la red de gasoductos, pero al tratarse de instalaciones construidas por empresas estatales, la pregunta que cabe formularse es si para ello habría que subir los precios del gas, como incentivo para las empresas (Bros, 2012).

La experiencia china es limitada, aún con el número de pozos perforados (200 pozos horizontales en 2015). Su tecnología todavía requiere maduración y desarrollo y presenta unos costes de entre ocho y doce millones de dólares por perforación horizontal (Yuzhang, 2015).

Desde el punto de vista de la producción, China ya ha experimentado un gran crecimiento gracias a su nueva estrategia encaminada a acceder a la tecnología necesaria para explotar los recursos convencionales. Lo que ahora busca es rentabilizar rápidamente sus recursos de gas no convencional, aunque el crecimiento de la producción, como muestra la siguiente figura, debería proceder tanto de la explotación de *shale gas*, como de gas convencional.

FIGURA 48

Producción de gas nacional de China, miles de millones de pies cúbicos diarios (bcf/d) 2012-2018



En 2015, las estimaciones oficiales apuntan una producción de unos seis bcm de *shale gas*, aunque otras fuentes estiman unos dos bcm. Para el año 2020, la producción podría situarse en un rango de 26 a 36 bcm. A futuro, el gas natural irá ganando progresiva importancia en la medida que el carbón se vaya sustituyendo progresivamente por energías más limpias. Además, a largo plazo, China querrá reducir su dependencia del gas importado.

Canadá

Canadá es el quinto mayor productor de gas natural del mundo, suponiendo el 5% de la producción a nivel mundial. Alrededor del 30% de la demanda energética del país se cubre con este recurso.

La producción actual está localizada, predominantemente, en la cuenca sedimentaria del oeste del país, que incluye las provincias de Columbia Británica, Alberta y Saskatchewan. Además, también se extrae gas natural offshore de Nueva Escocia y existen producciones de menor entidad en Ontario, New Brunswick y Nunavut. Mientras que el gas convencional se encuentra en declive, la producción no convencional se ha ido incrementando a pequeña escala (Pickford, 2015).

Localizado al norte de los Estados Unidos, comparte con éste algunas de sus cuencas sedimentarias, como la de Utica. Sin embargo, al ser una federación, existen diferencias significativas en cuanto a regulación y tratamiento del *shale gas* entre las distintas provincias que son, en ciertos aspectos, equivalentes a Estados.

Los datos geológicos indican que Canadá posee un vasto potencial de *shale gas*. En 2012, el *shale gas* supuso el 15% de la producción total de gas del país, lo que añadido al 39% que supuso la producción de Estados Unidos, sitúa a Norteamérica a la cabeza de la producción a nivel mundial. No obstante, el *shale gas* es aún una industria nueva en un país que no cuenta con la experiencia de los Estados Unidos. La actividad productiva se concentra, fundamentalmente, en el oeste del país y sólo se han realizado labores de exploración en cuatro provincias, por lo que todavía queda un largo camino por recorrer en el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en Canadá (EIA, 2013b; Parl.gc.ca, 2014).

Columbia Británica, en la costa oeste del país, se sitúa a la cabeza, con el 25% de la producción, y cerca de 2 bcf/d de *shale gas*, concentrado principalmente en las cuencas Motney y Horn River, en el noreste de la provincia. Destacan también Alberta (menos del 0,1% de la producción de British Columbia) y los numerosos pozos de exploración realizados en Utica *shale* (Quebec), Nueva Escocia y New Brunswick (Atlantic Canada) (Parl.gc.ca, 2014).

A pesar de la proximidad con el estado de Pennsylvania, en Estados Unidos, cuya cuenca de Utica está produciendo volúmenes significativos de *shale gas*, Quebec, Nueva Escocia y New Brunswick han restringido activamente la explotación. Además, en estas provincias, la aceptación social es débil. Se cree que el futuro desarrollo del *shale gas* en el oeste de Canadá vendrá impulsado por las oportunidades que surjan en el GNL.

A pesar del actual estado de la industria del *shale gas* en Canadá, el *National Energy Board* estima que la producción se incrementará desde 0,47 bcf/día, en 2011, a 4,03 bcf/día en 2035 (Pickford, 2015).

Australia

Australia es otro de los países que tiene varias cuencas sedimentarias con recursos prospectivos de gas no convencional. Hasta el momento, el interés por la exploración de estas cuencas ha sido muy limitado, debido a los amplios recursos de gas convencional y a la fragmentación de los mercados de gas en el interior del país. Además, gran parte de Australia está poco habitada y carece de las infraestructuras necesarias. No obstante, todo ello muestra un posible crecimiento del mercado, a largo plazo, una vez que la industria local del gas no convencional haya alcanzado una masa crítica.

Al contrario de lo que sucede en otros países con mayor densidad de población, los mercados de gas en Australia están fragmentados. En este sentido, existen tres mercados distintos separados físicamente: el del oeste (Western Australia), el del este-sur (Eastern and Southern Australia) y el mercado del norte (Northern Territory).

El mercado del oeste, con cerca de la mitad de las reservas, está compuesto casi exclusivamente por la producción offshore, procedente de las cuencas sedimentarias de Carnarvon, Browse y Bonaparte, en el noroeste del país (véase figura 49). Esta producción se destina, fundamentalmente, al mercado de exportación de GNL, con un suministro menor al mercado de gas doméstico vía gasoducto, hasta los núcleos de demanda del Suroeste, Pilbara y las regiones de los Goldfields. Las plantas de gas doméstico se encuentran en la parte norte del Estado y transportan el gas hasta los usuarios del sur, a 2.000 km de distancia. Aunque estas plantas están ligadas a los proyectos de GNL, la nueva política de reserva de gas (gas reservation policy) obliga a suministrar al mercado local. También existe suministro doméstico por parte de algunas plantas de gas independientes y se obtiene una producción doméstica minoritaria de la cuenca de Perth (convencional onshore).

El mercado del este y sur, que abarca Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, el sur de Australia y Tasmania, consta de una red de gasoductos interconectados, cuyo suministro procede, fundamentalmente, de la producción *onshore*. Las cuencas de Cooper y Gippsland, ahora campos maduros, han sido tradicionalmente la fuente de abastecimiento de estos mercados. Merecen especial atención las cuencas de *Surat* y *Bowen*, donde las reservas probadas de *Coal Seam Gas* (CSG⁸ o CBM) ya están comprometidas a la exportación de GNL durante los próximos veinte años. A medida que las instalaciones de GNL vayan entrando en operación, se prevé que el precio del gas en la costa este se «internacionalice», alcanzando niveles más alineados con los mercados *spot* del este de Asia.

Por último, en el territorio del norte, el gas natural se obtiene de la producción *offshore* en la cuenca de Bonaparte. Se trata de un mercado local,

⁸ En Australia, el metano el capas de carbón recibe el nombre de *Coal Seam Gas* (CSG).

fundamentalmente en Darwin, con una creciente actividad en el ámbito del GNL (Pickford, 2015).

La siguiente figura muestra el emplazamiento de los recursos de gas natural en Australia, incluyendo también el *shale gas*. La cuenca de Canning, al noroeste del país, es la mayor en términos de recursos, aunque permanece inexplorada en su mayor parte. Su remoto emplazamiento y, por tanto, los elevados costes de exploración, han hecho que la investigación activa haya coincidido con periodos en los que el precio del petróleo estaba más alto. A pesar de las significativas labores de exploración en 2012, actualmente sólo se está explorando por compañías locales. La otra cuenca objeto de interés, es la cuenca Cooper, debido, principalmente, a la mayor presencia de industria en la zona, así como a su proximidad a la red de gasoductos e instalaciones de procesamiento. En 2012, Santos inició el primer desarrollo comercial de *shale gas*, en el pozo vertical Moomba-191.

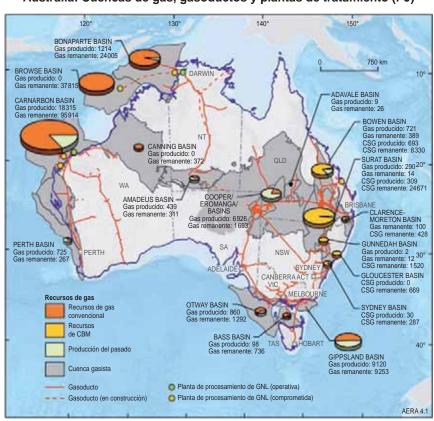


FIGURA 49
Australia: Cuencas de gas, gasoductos y plantas de tratamiento (PJ)

Fuente: Geoscience Australia and BREE (2012)© Commonwealth of Australia (Geoscience Australia) 2015. This product is released under the Creative Commons Attribution 4.0 International Licence. http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/legalcode. Traducido por Orkestra-IVC.

Nota: PJ = Petajulios = 10¹⁵ Julios.

En cuanto a los recursos domésticos, según un estudio realizado por el *Australian Council of Learned Academies* (ACOLA), Australia posee importantes recursos prospectivos de *shale gas*, si bien con un alto grado de incertidumbre. La EIA estima que los recursos TRR de *shale gas* en el país alcanzan los 437 tcf (12.367 bcm), mientras que el Geoscience Australia and BREE establece que existen 396 tcf (11.207 bcm) de *shale gas* que aún no han sido descubiertos (Geoscience Australia and BREE, 2012).

Para ACOLA, las estimaciones realizadas por estas instituciones se basan únicamente en los datos disponibles, que son sólo cuatro cuencas de todas las que existen en el país. Esta institución cree que, si se tuvieran en cuenta todas las cuencas para el análisis, los recursos excederían los 1.000 tcf de *shale gas*, incluyendo cantidades significativas de gas húmedo. Sin embargo, no se conocen todavía datos de reservas debido a la falta de exploración y de trabajos de perforación en la mayor parte de las cuencas geológicas. Por este motivo, es importante invertir en las labores de exploración para poder transformar los recursos prospectivos en recursos contingentes y, posteriormente, en reservas probadas (ACOLA, 2013).

El grupo de expertos de ACOLA aseguraba que las reservas 2P (Probadas y Posibles) de *Coal Seam Gas* del oeste de Australia se dedicarían casi completamente a cumplir con la exportación de GNL durante los próximos veinte años. Esto podría originar un cambio en la generación eléctrica pasando del carbón al gas natural. Al mismo tiempo, cabría la posibilidad de que los precios del gas aumentaran, por lo que podría haber una oportunidad para un desarrollo competitivo del *shale gas*, que podría abastecer la zona este del país. Además, un porcentaje de esa futura producción de *shale gas* podría reservarse para uso doméstico, como un mecanismo de contención del precio en el interior del país (ACOLA, 2013).

Para ACOLA, Australia sería, por tanto, un país clave en el comercio de gas natural a nivel mundial durante varias décadas y el gas no convencional (CBM y *shale gas*) también sería relevante. Esta situación estaría sustentada en los proyectos que estaban en operación o en construcción. La capacidad que estaba en fase de construcción se esperaba que finalizara antes de 2020, probablemente en 2017.

Además, existían proyectos de exploración de gas no convencional en el país que alcanzaban los 500 millones de dólares sólo en la Cuenca Cooper para los próximos dos años. Sin duda, parecía que la industria australiana estaba invirtiendo seriamente en el reto que supone el desarrollo del *shale gas* (ACOLA, 2013).

Sin embargo, tras un periodo de optimismo e inversiones en exploración, el rápido crecimiento que se esperaba para la expansión de *shale gas* en Australia no se materializó. En la actualidad, la industria no espera este desarrollo hasta la década de 2020, cuando empiecen a fluir cantidades comerciales de *shale gas*, más probablemente de la Cuenca Cooper. Esta evolución estará determinada por las tendencias en el precio del GNL, las estructuras de costes y las reformas de la regulación.

Al igual que en Canadá y en los Estados Unidos, los Estados de Australia ejercen un poder considerable sobre la perforación y la normativa medioambiental. Existen, por tanto, diferencias notables entre los distintos Estados, siendo Queensland (lugar de numerosas operaciones de CBM) la Cuenca con mayor producción no convencional y en la que el marco regulatorio está más desarrollado. Algunos Estados, como Tasmania, han optado por establecer prohibiciones a la fractura hidráulica. En Australia occidental, esta operación está permitida por la regulación actual, aunque se está llevando a cabo una revisión de la misma. La escasez de agua, así como la proximidad a zonas agrarias, han sido los detonantes principales. Esta situación ha resultado en una serie de restricciones y un marco regulatorio muy incierto en Nueva Gales del Sur (Pickford, 2015).

Argentina

Argentina tiene la mayoría de los recursos no convencionales, localizados principalmente en la Cuenca del Neuquén. También existen recursos potenciales en otras tres cuencas sedimentarias. Los recursos de crudo no convencional se estiman en 480.000 millones de barriles, de los que 27.000 millones serían técnicamente recuperables (EIA, 2013b).

La Cuenca del Neuquén cubre un área de aproximadamente 120.000 km² en la frontera entre Argentina y Chile. Esta provincia escasamente poblada, contiene el 35% de las reservas de petróleo del país y el 47% de las de gas natural. Merece especial atención la formación de *Vaca Muerta*, que cubre unos 30.000 km², tiene una profundidad media de 3.000 m y un espesor medio de 400 m. Evaluada por la *Energy Information Administration* en 2013, se estima que esta formación contiene más de 240 tcf (6.792 bcm) de *shale gas* explotable (EIA, 2013b).

Se han desarrollado significativas campañas de exploración y una primera producción comercial en la Cuenca del Neuquén por las compañías Apache, ExxonMobil, TOTAL, YPF y otras de menor tamaño. Hasta el año 2013, se habían realizado unos 50 sondeos de exploración en las *black shales* de Vaca Muerta, con buenos resultados (EIA, 2013b).

En la actualidad, ya se han perforado 412 pozos para extraer hidrocarburos no convencionales, el 94% de petróleo y el 6% de gas natural. De todos ellos, el 91% son pozos verticales con cinco etapas de fracturación (López Anadón, 2015). En septiembre de 2014, el área de Loma Campana (1% de la superficie de Vaca Muerta) contaba con 245 pozos perforados, que producían diariamente más de 20.000 barriles de petróleo equivalente.

El desarrollo de una tecnología más eficiente permitió reducir tanto los costes de perforación, que ahora se sitúan en una media de 7,5 millones de dólares por pozo, como los tiempos de construcción (los nuevos equipos han agilizado el trasporte de la maquinaria). Esto ha propiciado que Loma Campana se convierta en el primer desarrollo comercial de

petróleo no convencional fuera de los Estados Unidos (Pérez, 2014; US Energy Information Administration, 2015d).

Sin embargo, tal como explicó el Instituto Argetino de Petróleo y Gas en el *World Gas Congress* de París, en 2015, Argentina todavía tiene varios retos que superar para desarrollar esta industria. Entre ellos, está la necesidad de una nueva regulación en materia de hidrocarburos. La legislación no permite prolongar el plazo de vigencia de las concesiones, la mayoría de las cuales expira entre 2015 y 2017. Esto dificulta, en gran medida, las actividades de exploración y, por este motivo, se está trabajando en varias modificaciones, como el establecimiento de nuevos plazos, diferenciando por tipo de recurso (veinticinco años para convencional, treinta y cinco para no convencional y treinta para *offshore*). Además, las provincias podrían extender los permisos por un periodo adicional de diez años y se incrementarían los *royalties* a la producción, hasta un máximo del 18%.

Por otro lado, se deben mejorar algunos aspectos logísticos, como el aumento de la capacidad de las infraestructuras existentes, con el fin de evacuar toda la producción, la disponibilidad de los equipos de perforación y fracturación, de personal altamente cualificado; mejorar la productividad y el acceso a los mercados internacionales (López Anadón, 2015).

México

La demanda de gas natural en México es muy significativa y, según el último informe realizado por la Agencia Internacional de la Energía, se estima que crecerá a razón de un 3,8% anual entre 2014 y 2020, año en el que alcanzará los 95 bcm; de los que tres cuartas partes procederán del sector de generación eléctrica.

De acuerdo con las estimaciones de la EIA, México presenta un importante potencial para la producción de hidrocarburos no convencionales *onshore* en la región del Golfo de México. Los recursos TRR de este país se cifran en 545 tcf de gas natural y 13.100 millones de barriles de crudo y condensados (EIA, 2013b). Estas cifras situaban a México entre los diez países con mayor número de recursos de hidrocarburos no convencionales a nivel mundial.

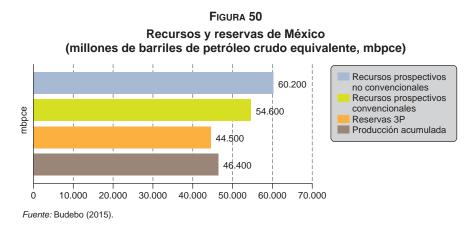
A finales de 2014, los recursos potenciales de *shale gas* se estimaban en 141,5 tcf (4 tcm), un volumen entre un 74 y un 79% menor que el estimado por la EIA en 2013 y 2011, respectivamente. Sin embargo, a pesar de esta situación, el desarrollo del *shale gas* sigue suscitando interés en el país, debido a que dichas estimaciones todavía exceden en ocho veces las reservas probadas del país (481 bcm). Las formaciones de interés están fundamentalmente distribuidas en cinco cuencas geológicas: Sabinas-Burro-Picachos (1,9 tcm de *shale gas* y 0,6 bbpe⁹ de *shale oil*), Burgos (1,5 tcm de *shale gas*), Tampico-Misantla (0,6 tcm de *shale gas* y 30,7 bbpe de *shale oil*),

⁹ Billones de barriles de petróleo equivalente.

Veracruz (0,6 bbpe de *shale oil*) y Chihuahua¹⁰ (CNH, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014; Lozano-Maya, 2015).

El primer pozo de exploración de *shale gas* se perforó en 2011 en la región de Coahuila, con resultado económicamente satisfactorio. No obstante, la estructura geológica de las cuencas es más compleja en el este y sur del país, zonas aún inexploradas y que tienen, como es lógico, un mayor grado de incertidumbre (EIA, 2013b).

En la siguiente figura se representan gráficamente los últimos datos conocidos de los recursos y reservas del país. Como se puede observar, los recursos prospectivos, convencionales y no convencionales, suman conjuntamente más de 100.000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.



En febrero de 2012, la estrategia energética de México incluía el *shale gas* en el plan energético inicial, añadiendo una cuenca geológica más al norte del país (Chihuahua) en comparación con la anterior evaluación realizada por la EIA en 2011. A pesar de haber establecido un plan de exploración con la perforación de 20 pozos para 2014; hasta febrero de 2013 sólo se habían realizado siete sondeos al norte del país, algunos de los cuales con resultado satisfactorio (Lozano & APERC, 2013). A finales de 2014, México contaba con 17 pozos perforados, de los cuales 11 fueron declarados comerciales en gas natural seco, condensado, o ambos (CNH, Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2014).

Dado el potencial de gas del país, la nueva ley de hidrocarburos incluida en la reforma energética de 2014, permite la participación de la empresa privada, promueve la inversión e incentiva la producción doméstica. La cadencia de desarrollo del *shale gas* dependerá, en parte, de las inversiones y las rentabilidades relativas de los yacimientos de gas convencional y no convencional (OECD/IEA, 2015). En cualquier caso, se trata de un marco regulatorio aperturista, que promueve la inversión y los recursos domésticos y es, por tanto, positivo para el desarrollo del gas no convencional.

 $^{^{10}\,}$ Los datos de la Cuenca de Chihuahua no están disponibles en las fuentes consultadas.

A medida que el país vaya mejorando en la curva de aprendizaje, es muy posible que se produzcan recortes en el coste de mano de obra cualificada, materiales y tecnología. Asimismo, México necesitará superar algunos retos, como son la disponibilidad de agua y la creación de nuevas infraestructuras, que posibiliten la comercialización del gas, así como mejorar la competitividad de la producción doméstica frente al gas importado de los Estados Unidos. Sin embargo, más que un dilema, todo ello puede suponer una oportunidad. A corto y medio plazo, México podría mejorar la importación del gas estadounidense como una forma de expandir su propio mercado, permitiéndole adentrarse en un campo más competitivo, capaz de impulsar la producción doméstica a largo plazo, incluida la procedente de las formaciones *shale* (Lozano-Maya, 2015).

3.4.4. Europa

En este apartado, tras situar, de forma general, las estimaciones de recursos en Europa e identificar las áreas potenciales, se hace un repaso de la situación en el Reino Unido, Alemania y Polonia.

En la figura 51 se pueden observar las principales cuencas sedimentarias de interés para la exploración del *shale gas*. El mapa se refiere principalmente a la existencia de *shale gas in place*, lo que no implica necesariamente que dichos recursos sean recuperables técnica o económicamente.



FIGURA 51
Cuencas de gas no convencional en Europa

Fuente: IEA (2012).

Nota: el mapa se ha representado sin perjuicio alguno al estatus o soberanía de ningún territorio, delimitación de fronteras, ni nombre de ningún territorio, ciudad o área.

3. RECURSOS Y RESERVAS DE GAS

La EIA estima que existen 4.897 tcf (138.668 bcm) de *shale gas in place* (*risked GIP*) y 882 tcf (24.975 bcm) de *shale gas* técnicamente recuperable. Evidentemente, las cantidades de *risked shale GIP* son mayores que las de gas técnicamente recuperable. En la siguiente tabla se puede ver un resumen de las estimaciones realizadas en Europa por diferentes instituciones (véase tabla 11).

TABLA 11
Estimaciones de recursos de shale gas según diferentes instituciones

	Recursos Técnicamente Recuperables (TRR) en Europa				
	tcf bcm tcm				
EIA	882	24.975	25		
WEC	624	17.670	18		
EU Joint Research Center	622	17.600 (1)	18		

(1) 17.000; 15.900; 2.300 (estimación alta, la mejor estimacion, estimación baja). Fuente: elaboración propia a partir de EIA (2013b); JRC (2012); WEC (2013b).

Para situar en contexto la cifra anterior, la demanda de gas natural en Europa en el año 2012 fue de 507 bcm (OECD/IEA, 2014b).

Reino Unido

El Servicio Geológico Británico (BGS, por sus siglas en inglés) publicó un estudio, en 2013, que analiza el potencial del *shale gas* de la Cuenca carbonífera de Bowland, en el Reino Unido (véase figura 52). El estudio examina también otras cuencas prospectivas del país e incluye, además, la metodología empleada en la determinación de los recursos y reservas de *shale gas*.

Para calcular los recursos, divide en dos la unidad Bowland-Hodder: una unidad postectónica superior, en la que se pueden presentar zonas con condensados, ricas en materia orgánica y continuidad lateral, y una unidad sintectónica subyacente, que se extiende hasta miles de pies de espesor en fosas tectónicas, donde la formación *shale* está intercalada con sedimentos clásticos de flujo masivo y carbonatos redepositados. En la siguiente figura se muestra la ubicación de este dominio (BGS & DECC, 2013).

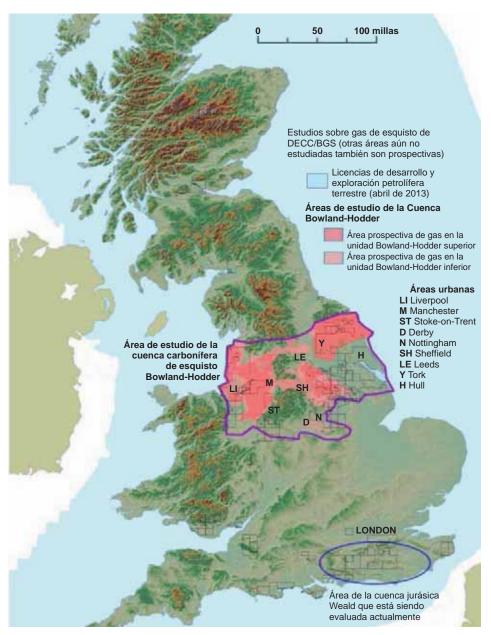


FIGURA 52
Estudio de DECC (1)/BGS ubicado en el centro de Gran Bretaña

(1) DECC = Department of Energy and Climate Change.

Fuente: BGS & DECC (2013); traducido por Orkestra-IVC.

3. RECURSOS Y RESERVAS DE GAS

Los resultados de dicho estudio pueden verse en la siguiente tabla¹¹.

TABLA 12 Resultados del estudio de shale gas de la Cuenca carbonífera Bowland-Hodder

	Estimaciones del GIP total (1) (tcf)			Estimaciones del GIP total (tcm)		
	Вајо (Р90)	Medio (P50)	Alto (P10)	Вајо (Р90)	Medio (P50)	Alto (P10)
Unidad superior (2)	164	264	447	4,6	7,5	12,7
Unidad superior (3)	658	1.065	1.834	18,6	30,2	51,9
Total	822	1.329	2.281	23,3	37,6	64,6

⁽¹⁾ Gas-In-Place (GIP), como ya se ha explicado con anterioridad, se refiere al volumen de gas bruto que está contenido en la formación rocosa y no sólo al que puede ser técnicamente recuperado.

(2) Unidad superior: es la unidad más prospectiva y la más estudiada, rica en materia orgánica, con zonas productivas

Fuente: BGS y DECC (2013).

Alemania

El Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), instituto alemán que realiza estudios oficiales y recopila datos sobre los recursos de Alemania, publicó en mayo de 2012 un primer informe sobre los recursos y reservas potenciales de shale gas.

En dicho estudio, se estimó un total de entre 6.800 bcm y 22.600 bcm de recursos de shale gas in place en Alemania. En base a las experiencias de Estados Unidos, el BGR estima que el 10% de los recursos podrían ser explotados técnicamente, lo cual arroja una cifra de recursos prospectivos de 700 a 2.300 bcm, algo que potenciaría enormemente las reservas de gas alemanas 12. Por su parte, las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de shale gas de la Agencia Internacional de la Energía para Alemania son de 17 tcf (481,38 bcm).

⁽³⁾ Unidad inferior: esta unidad es la que menos se ha explorado. No obstante, en aquellas zonas donde sí se han realizado sondeos de exploración, se ha observado que existen grandes intervalos de roca con altos contenidos en materia orgánica, de los que aún se desconoce la extensión lateral (BGS y DECC, 2013).

¹¹ Se debe hacer constar que la diferencia que existe entre este potencial de recursos de shale gas y el determinado por la EIA (736 bcm), se debe a que la BGS ha considerado el Gas-In-Place, mientras que la EIA ha tenido en cuenta los recursos que son técnicamente recuperables (Technically Recoverable Resources), además del número de formaciones evaluadas. Para ver definiciones del BGS, ver anexo 3.

ExxonMobil es el principal promotor del shale gas en Alemania. Tras haber anexionado a XTO Energy en 2010, compañía productora de shale gas en Estados Unidos, comenzó a evaluar el potencial de explotación de shale gas en Alemania. ExxonMobil es la más interesada porque, por un lado, es el mayor productor de gas alemán y, por otro, ya ha realizado exploración con la tecnología de fracturación hidráulica en Baja Sajonia.

La industria de exploración y producción de hidrocarburos en Alemania sostiene que llevan realizando trabajos de fracturación desde los años sesenta para producir tight gas y todavía está teniendo lugar. Actualmente se utiliza la fracturación en aproximadamente un tercio de la producción nacional y desde 2010 se han fracturado una serie de pozos durante la exploración de recursos de shale gas (Gas Matters, 2013).

La magnitud de los recursos de *shale gas* en Alemania merecería al menos la continuidad de las labores de exploración. Sin embargo, existe una moratoria *de facto* a la fractura hidráulica que actualmente no permite evaluar el potencial técnico y económico de estos recursos ¹³. El 1 de abril de 2015, el Gobierno alemán presentó un nuevo proyecto de ley con el objeto de regular la fracturación hidráulica en Alemania. Dicho proyecto ha de ser discutido en el Parlamento, donde podrá sufrir modificaciones [Gas Matters, 2013; Shale Gas Information Platform (SHIP), 2015].

Como se puede ver en la siguiente figura, en Alemania existe ya una larga tradición en el uso de la fracturación hidráulica para la producción de hidrocarburos convencionales. Desde que comenzó a utilizarse esta técnica a finales de los años cincuenta, se han realizado más de 150 trabajos de fracturación en Alemania (concretamente seis para la exploración del *shale gas*), alcanzándose profundidades de hasta 5.000 m en algunos casos. De hecho, la fracturación hidráulica para la explotación de gas convencional seguirá estando permitida en el país [Rice-Jones, 2015; Shale Gas Information Platform (SHIP), 2015].

FIGURA 53
Número de fracturaciones en Alemania

Fuente: ExxonMobil en Gas Matters (2013).

Polonia

Por último, Polonia, es el país europeo que más ha desarrollado los trabajos de exploración de *shale gas*. En 2013, la EIA estimó sus recursos

Legalmente, no se ha aprobado ninguna ley o prohibición en Alemania, sin embargo, se recomienda a la Administración no tramitar ninguna solicitud y permiso hasta que se haya resuelto por completo la situación legal.

en 148 tcf (4.190,89 bcm) de *shale gas* ¹⁴ técnicamente recuperable. Las formaciones *shale* más prometedoras en hidrocarburos no convencionales (gas y petróleo) se encuentran en tres cuencas sedimentarias: las Cuencas del Báltico, *Podlasie y Lublin* ¹⁵. Todas ellas muestran un patrón similar de facies verticales de la sucesión paleozoica inferior y asentamientos tectónicos relativamente sencillos.

Las formaciones más antiguas, localizadas en la parte inferior de la sección de la cuenca, son las lutitas bituminosas del Cámbrico superior al Tremadociense (Ordovícico inferior), desarrolladas sólo en las partes norte y *offshore* de la Cuenca del Báltico. Esta formación es la roca madre de los campos de hidrocarburos convencionales del yacimiento del Cámbrico medio. Su espesor, sin embargo, es limitado en la parte *onshore*, mientras que en el sector marino alcanza los 34 m.

La siguiente formación rica en materia orgánica corresponde al Ordovícico superior, principalmente *Caradoc*, desarrollada en las partes central y oeste de la Cuenca del Báltico, así como en la parte oeste de la Cuenca *Podlaise*. El espesor de esta formación aumenta en las direcciones esteoeste y norte-oeste, desde los 3,5 m hasta los 37 m en tierra y desde los 26,5 m hasta los 70 m en la parte *offshore* del Báltico, y de los 1,5 m a los 52 m en Podlasie.

En cuanto a la profundidad de estas formaciones, la sección polaca de la Cuenca del Báltico aumenta desde los 1.000 m en la zona este, hasta más de 4.500 m en el oeste. En Podlasie, la profundidad también aumenta hacia el este, donde equivale a unos 5.000 m. En la Cuenca de Lublin, las profundidades oscilan entre 1.000 m y 3.000-5.000 m, si bien es cierto que se trata de una zona más compleja por la presencia de un sistema de fallas con desplazamientos significativos, que limitan los bloques tectónicos individuales, así como por las considerables diferencias laterales en el espesor de los sedimentos más jóvenes que se depositan sobre el complejo analizado.

La madurez térmica de las formaciones *shale* estudiadas en las tres cuencas, aumenta desde el este y noreste hacia el oeste y suroeste, al igual que ocurre con la profundidad, cambiando a lo largo de esta dirección desde la inmadurez, pasando por la ventana de petróleo y por la de gas húmedo, hasta llegar a la de gas seco o incluso a la sobremaduración, cerca del margen oeste del cratón del este de Europa.

Otras formaciones de interés por su alto contenido en TOC 16, son las argilitas y limolitas de Llandovery, presentes en casi toda la región. El espesor de estos sedimentos varía lateralmente de manera significativa entre

¹⁴ BNK Petroleum tenía seis concesiones de *shale gas* en Polonia. Ha perforado cinco pozos en la Cuenca del Báltico y esperaba iniciar las actividades en otro pozo en el cuarto trimestre de 2013. Sin embargo, sus planes dependían del Gobierno, que aún no había aprobado los trabajos de perforación (*Petroleum Economist*, 2013).

¹⁵ La descripción que se realiza a continuación sigue a (Dyrka, Rosekowska - Remin y PGI-NRI, 2015).

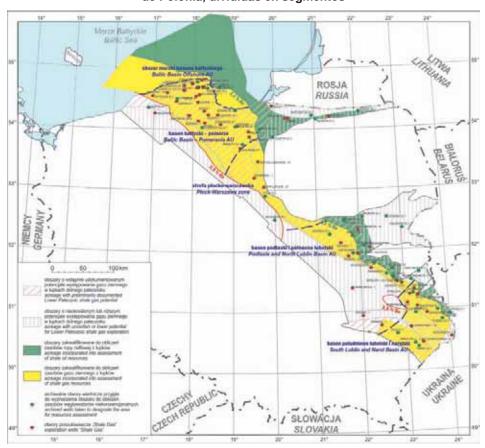
¹⁶ Carbono Orgánico Total o TOC, por sus siglas en inglés.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

20 y 70 m, con una tendencia creciente hacia el oeste. Las formaciones del Paleozoico inferior también son interesantes con espesores que van desde los 100 m en la parte este de las Cuencas Podlasie y Lublin, hasta más de 1.000 m en la parte este de la Cuenca del Báltico (Dyrka, Roszkowska-Remin, y PGI-NRI, 2015). En 2012, el Instituto Geológico Polaco evaluó los recursos de *shale gas* y *shale oil* de Polonia. Se estimaron los recursos técnicamente recuperables, terrestres y marinos, de las tres cuencas explicadas anteriormente, estableciéndose un valor máximo y un rango de valores más probables para petróleo y gas. En el caso del *shale gas*, el valor máximo fue de 1.920 bcm y el rango más probable se estableció entre 346 y 768 bcm. Para el *shale oil*, estos valores fueron de 3.905 millones de barriles como máximo y 1.569-1.956 millones de barriles como intervalo de mayor probabilidad.

FIGURA 54

Mapa de distribución de las zonas evaluadas en el Ordovícico-Silúrico de Polonia, divididas en segmentos



Fuente: Dyrka et al. (2015); Kiersnowski H. (2013).

3. RECURSOS Y RESERVAS DE GAS

Actualmente, estas tres cuencas se encuentran en avanzado estado de exploración para tratar de determinar su potencial de hidrocarburos. Entre las compañías operadoras que han llevado a cabo esta actividad, se encuentran las siguientes: *PGNiG, PKN Orlen, BNK Petroleum, Chevron, ConocoPhilips, San Leon Energy y 3Legs Resources*. En total, se han perforado y analizado más de 69 pozos a lo largo de los últimos años, en su mayoría verticales (Dyrka *et al.*, 2015).

En la figura 54 el mapa muestra las cuencas sedimentarias de Polonia y los puntos en los que se han realizado sondeos.

Los puntos señalados en rojo corresponden a los pozos realizados para la exploración de *shale gas*, mientras que los verdes se refieren a los pozos perforados para delinear el área de evaluación de recursos. En cuanto a las dos secciones representadas, la amarilla simboliza el área estudiada para determinar los recursos de *shale gas* y la verde la empleada para los de *shale oil*.

3.4.5. España y el País Vasco (CAPV)

Antes de examinar los recursos de *shale gas* en España y en el País Vasco, se repasará, muy brevemente, la metodología seguida por la ACIEP para la estimación de los recursos y reservas de hidrocarburos en España.

Para evaluar el potencial de hidrocarburos, se divide el territorio en diferentes dominios en base a criterios geológicos y geográficos, determinados por sus implicaciones de exploración, *onshore* y *offshore*. En estos dominios se han establecido conceptos exploratorios para la evaluación de recursos convencionales y no convencionales de hidrocarburos (ACIEP & GESSAL, 2013). En el cálculo de los recursos prospectivos de *shale gas*, se ha considerado una profundidad máxima del techo de la formación inferior a 4.000 m y un espesor bruto mínimo de 50 m.

La ACIEP estimó los volúmenes recuperables basándose en los datos geológicos conocidos del área estudiada y establece un rango, de mínimo a máximo, con el siguiente procedimiento. En primer lugar, se calculó el volumen total de roca a partir de un área y espesor específicos, y se determinó la densidad promedio a partir de las diagrafías de sondeos. Con los datos de volumen y densidad, se calcularon las toneladas de roca y se aplicó este valor para cuantificar los metros cúbicos de gas por tonelada de roca, así como los porcentajes de gas libre y adsorbido. Todos estos datos se complementaron con otros de la literatura técnica, en base a las experiencias realizadas en Estados Unidos (Jarvie, 2012).

Como resultado, se obtuvo un rango de valores en bcm de gas bruto (gas *in place*) al que se le aplicó un factor de recuperación, que podía tener tres valores distintos: 0,16 (baja recuperación), 0,22 (recuperación media) y 0,24 (recuperación alta). Se utilizaron los valores medios de la unidad Barnett *shale*, considerada como referencia para el cálculo del

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

potencial total estimado (*Estimated Ultimate Recovery*). Por último, se multiplicaron los resultados por un factor según el grado de confianza de los datos de partida, que iba de 0,95 para conceptos muy conocidos, hasta un 0,8 y 0,6 para un nivel intermedio y bajo de conocimiento, respectivamente.

En la siguiente figura el mapa muestra las cuencas y los dominios considerados en el estudio (véase figura 55).

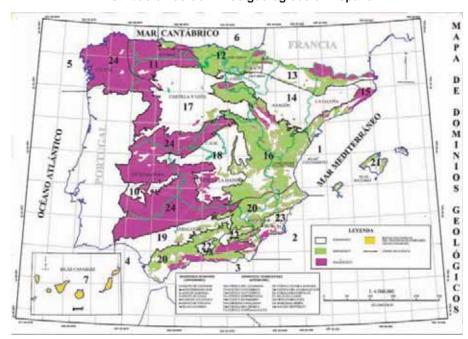


FIGURA 55
Distribución de dominios geológicos en España

Fuente: ACIEP y GESSAL (2013).

Teniendo en cuenta estos dominios, en la tabla 13 se muestran los recursos estimados.

Según los datos de la misma, ascenderían a 1.977 bcm (70 tcf) los recursos prospectivos de *shale gas* en España, sin incluir otros gases no convencionales, como el *tight gas* y el CBM. Se estima que el total de recursos prospectivos de gas no convencional en España es de 2.026 bcm (71 tcf), de los cuales 41 bcm pertenecen a metano en capas de carbón y los otros 7 bcm a *tight gas*.

También se ha examinado la información disponible relativa al potencial de recursos de *shale gas* de la Cuenca Vasco-Cantábrica (CVC). En la siguiente figura se muestra un mapa de España, donde la EIA identifica las

Tabla 13
Resumen de recursos prospectivos de shale gas

Dominios modénios	Recursos p	Recursos prospectivos		
Dominios geológicos	tcf	bcm		
Cuenca Vasco Cantábrica (12)	38 (1)	1.084		
Pirineos (13)	9	260		
Cuenca del Duero (17)	3	72		
Cuenca del Ebro (14)	1	32		
Cordillera Ibérica (16)	3	95		
Cadenas Catalanas (15)	1	15		
Cuenca del Guadalquivir (19)	3	79		
Cuenca Bética (20-21-22-23)	_	_		
Macizo Hespérico (24)	12	340		
Total	70	1.977		

⁽¹⁾ Claramente por encima de los 8 tcf de (Deloitte, 2013), que solamente abarcan las formaciones correspondientes al Jurásico de la Cuenca Vasco-Cantábrica. ACIEP ha tenido en cuenta más de una edad geológica, por lo que los recursos españoles que aparecen en la Tabla 15 están subestimados.

Fuente: ACIEP v GESSAL (2013).

Nota 1: en el anexo 3, «Recursos y reservas: algunas definiciones», se explica el término de recursos prospectivos. Nota 2: en las conversiones se ha tenido en cuenta el redondeo al entero más próximo,

cuencas de *shale gas*. Aunque ya se han citado los dominios establecidos por la ACIEP, la EIA es una referencia obligatoria, debido a la descripción que hace de la CVC y por la gran difusión que tienen sus datos.

La diferencia principal que tiene la evaluación de la EIA respecto del informe de la ACIEP, para la CVC, es que sólo ha tenido en cuenta la serie *shale* del Jurásico, mientras que la ACIEP ha analizado todas las formaciones geológicas de interés y para todos los tipos de gas no convencional (incluyendo el *tight gas* y el CBM). De acuerdo con su estudio, la parte marina de la formación del Liásico de la Cuenca Vasco-Cantábrica contiene un volumen estimado de 42 tcf (1.190 bcm) de recursos de *shale gas* (*Risked GIP*), con cerca de 8 tcf (227 bcm) de recursos de *shale gas* técnicamente recuperable estimado (tabla 14) (EIA, 2013a).

Todo el conjunto de lutitas del Jurásico, incluidas las del grupo Lias, que hay dentro del área prospectiva de 2.100 mi² ¹⁷ de la CVC, tiene una concentración de recursos de aproximadamente 50 bcf/mi² de *shale gas* y tres millones de barriles/mi² de crudo.

Otras formaciones con potencial de *shale gas* de la CVC, son las del Cretácico. La potente formación Valmaseda del Periodo Cretácico (Albiense-Cenomaniense) contiene un volumen de *shale gas* estimado de 185 bcm

¹⁷ mi² = milla cuadrada.

SPAIN

EIA/ARI SHALE GAS/OIL ASSESSMENT

Asturian

Basin

Cantabrian

Basin

FRANCE

Asturian

Basin

Cantabrian

Basin

Frenada

Cordillera

SPAIN

Basin

Tajo-Duero

Basin

Frenada

Cordillera

Tome

Cordille

FIGURA 56 Cuencas de *shale gas* en España

Fuente: EIA (2013b); colores modificados por Orkestra-IVC.

Tabla 14

Recursos y propiedades de reservorios de *shale gas* en España (Jurásico)

so	Cuenca/Área bruta		Vasco-Cántabra (6.620 mi²)		
Datos básicos	Formación shale		Jurásico		
tos b	Era geológica		Jurásico Inferior - Medio		
Dat	Entorno deposicional		Marino		
	Área prospectiva (mi²)		2.100		
Alcance físico	Ennear (nice)	Orgánicamente rico	600		
Jce f	Espesor (pies)	Neto	150		
\ \ \ \ \	Draft in dided (piec)	Intervalo	8.000 - 14.500		
`	✓ Profundidad (pies)	Promedio	11.000		
Se Si	Presión reservorios		Ligera sobrepresión		
Propiedades reservorios	Media TOC (% peso)		3,0%		
opie	Madurez térmica (% Ro)		1,15%		
F 5	Contenido de arcillas		Medio		
	Fase gas		Gas húmedo		
Recurso	Concentración gas in place (bcf/mi²)		Concentración gas in place (bcf/mi²)		49,8
Rec	Gas in place (tcf)		41,8		
	Recuperable estimado (tcf)		8,4		

Fuente: ARI, 2013 en EIA (2013b).

(6,5 tcf), en base a un estudio de investigación consistente en trece pozos, campo Gran Enara, en el norte de España (EIA, 2013b).

Según la ACIEP, la Cuenca Vasco-Cantábrica tiene un potencial de 1.084 bcm (38 tcf). Si se comparan estos datos con las estimaciones de la EIA (8 tcf) se puede ver que existe una gran diferencia debido al hecho de que, como ya se ha mencionado, mientras que la EIA basó sus estimaciones en la serie del Jurásico (véase la tabla 16), la ACIEP analizó formaciones diferentes en España y para todos los tipos de gas no convencional.

Por otro lado, cabe destacar la actividad de perforación que tiene lugar en España para mostrar, por un lado, la base de las estimaciones y, por otro, el gran descenso del número de pozos perforados.

En la siguiente figura, se puede ver la evolución de dicha actividad entre 1959 y 2010. Desde 1992 ésta ha sido muy escasa y, en algunos años, no se ha perforado ningún pozo.

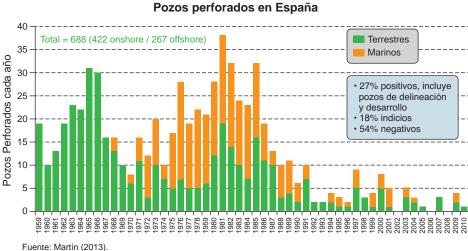


FIGURA 57 Pozos perforados en España

En la siguiente tabla se enumeran varios países en función de los recursos técnicamente recuperables de *shale gas*, en la que se incluye España, a efectos comparativos. Son datos elaborados por la EIA (en cada sección de este capítulo, los datos están reflejados en bcm¹⁸).

A continuación y tal como se puede apreciar en la siguiente figura (véase figura 58), que ilustra los permisos de exploración activos en 2013, con una mayor actividad en la Cuenca Vasco-Cantábrica; existe en España un considerable interés por el *shale gas* por parte de las empresas, a pesar del reducido número de pozos de exploración.

¹⁸ 1 bcm = 0,0353 tcf. 1tcf = 28,3 bcm.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

TABLA 15
Principales países con shale gas técnicamente recuperable (tcf)

		1
País	tcf	Yacimientos evaluados
Estados Unidos	1.161	17
China	115	18
Argentina	802	6
Argelia	707	11
Canadá	573	13
México	545	8
Australia	437	11
Sudáfrica	390	3
Federación Rusa	287	2
Brasil	245	3
Venezuela	167	1
Polonia	148	5
Francia	137	3
Ucrania	128	3
Libia	122	5
Paquistán	105	2
Egipto	100	4
India	96	4
Paraguay	75	1
Colombia	55	3

Rumania	51	2
Chile	48	1
Indonesia	46	7
Bolivia	36	1
Dinamarca	32	1
Países Bajos	26	3
Reino Unido	26	2
Turquía	24	2
Túnez	23	2
Bulgaria	17	1
Alemania	17	2
Marruecos	12	2
Suecia	10	1
España	8 (69,8)	1
Sahara Occidental	8	1
Jordania	7	2
Tailandia	5	1
Mongolia	4	2
Uruguay	2	1
Noruega	0	1
	7.797	158

Fuente: Deloitte (2013); EIA (2013b).

Nota: los datos españoles proceden de la Cuenca Vasco-Cantábrica.

A 31 de diciembre de 2014, los permisos de investigación de hidrocarburos en España ascendían a 67, si bien había otros 62 pendientes de aprobación. Este dato representa un incremento global del interés por las exploraciones del 80% en solamente cinco años, según la ACIEP¹⁹.

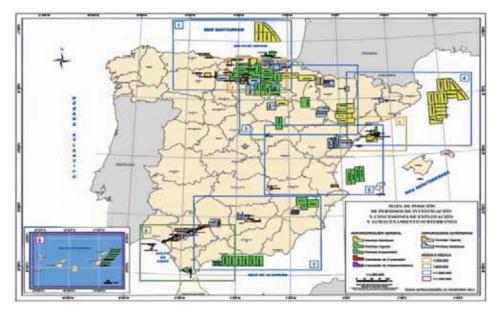
En el caso español, no existen suficientes estudios sísmicos como para llevar a cabo perforaciones de carácter relevante. De hecho, apenas se han perforado pozos desde 1990. Por tanto, no es posible realmente hacer una estimación rigurosa de las reservas, a menos que se avance en las labores de exploración, lo cual requiere tanto campañas de sísmica como de perforación y estimulación.

 $^{^{\}rm 19}\,$ Estas cifras se divulgaron en la II Cumbre Anual sobre Petróleo y Gas en el Atlántico Este de 2013.

3. RECURSOS Y RESERVAS DE GAS

FIGURA 58

Permisos de investigación y concesiones de explotación en España
a 31 de diciembre de 2014



Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2015); colores modificados por Orkestra-IVC.

En términos de recursos, y en base a la información y los estudios geológicos, se puede decir que existe una base suficientemente sólida como para afirmar que España y el País Vasco cuentan con importantes recursos, que podrían transformarse en reservas mediante las adecuadas labores de exploración. Por tanto, sólo se podrán conocer las posibilidades reales del gas no convencional en España si la investigación y la exploración avanzan.

Los datos recopilados permiten decir que existen reservas potenciales, en particular en la Cuenca Vasco-Cantábrica. Conviene señalar que las comparaciones del suministro potencial con la sustitución de la demanda real en España en años (el equivalente a la relación reservas-recursos/demanda) podría ser sesgada si se compara con la demanda total, siendo más recomendable hacer una comparación con un porcentaje de sustitución del suministro doméstico.

Para finalizar este apartado e integrando los datos de los subapartados anteriores, en la tabla 16 se resumen los TRR, según distintas instituciones.

Tabla 16
Resumen de recursos TRR de shale gas (bcm)

	EIA	WEC	EU Joint Research Center	ACIEP	IEA
Mundo	187.854	187.514	_	_	212.000
Estados Unidos	47.714	54.680	47.000	_	_
Europa	24.975	17.670	17.600	_	_
Alemania	481	_	_	_	_
Polonia	4.191	_	_	_	_
Reino Unido	736	_	_	_	_
España	227	_	_	1.977	_
Cuenca Vasco- Cantábrica	_	_	_	1.084	_

Fuente: elaboración propia a partir de las instituciones citadas.

3.5. CONCLUSIONES

En este capítulo se recopilan un conjunto de definiciones, y se señala que para identificar las reservas, un factor clave es la existencia de sondeos que permitan determinar la viabilidad técnica, económica y comercial de un yacimiento concreto.

A nivel mundial, Norteamérica es claramente el continente dominante en la exploración y producción de hidrocarburos no convencionales, con Estados Unidos a la cabeza. No obstante, se están produciendo avances en otros países, aunque con distintos ritmos. En este punto, merece especial atención la producción de gas en capas de carbón en Australia y los recientes desarrollos en Loma Campana, Argentina; donde se han obtenido resultados comerciales con una disminución considerable de los costes de perforación. En Europa, se han realizado numerosos estudios geológicos, si bien la evaluación de las reservas de *shale gas* se encuentran aún en fase inicial, siendo quizás los datos más difundidos los de la *Energy Information Administration* (EIA).

En el caso del Reino Unido, el Servicio Geológico Británico (BGS) ha realizado el estudio de la Cuenca Bowland. El BGR también ha hecho lo propio en Alemania y el *Polish Geological Institute* en Polonia.

Polonia es el país más avanzado en la exploración de *shale gas* en Europa, con cerca de 70 pozos perforados, siendo preciso continuar con los trabajos de exploración si se quiere definir mejor el potencial de hidrocarburos de las tres cuencas geológicas evaluadas.

En España, esta labor la ha realizado la Asociación Española de Compañías para Exploración y Producción de hidrocarburos y almacenamiento subterráneo, cuyos resultados difieren de los difundidos por la EIA ameri-

3. RECURSOS Y RESERVAS DE GAS

cana, debido, fundamentalmente, a que esta última sólo tuvo en cuenta las formaciones del Jurásico para un único tipo de recurso (el *shale gas*). El informe de ACIEP lleva a cabo un estudio más pormenorizado, evaluando todas las formaciones prospectivas de gas no convencional, incluyendo los tres tipos: *shale gas*, *tight gas*, y gas en capas de carbón (CBM). Dicho estudio muestra que, de todas las cuencas sedimentarias estudiadas, la Cuenca Vasco-Cantábrica es la que presenta los mayores recursos prospectivos (resultado de los datos geológicos y sísmicos existentes), si bien se necesita avanzar en la exploración para poder determinar las reservas.

4. Tecnologías en la exploración de gas

Este capítulo describe, en términos generales, cuestiones relacionadas con las actividades de exploración, incluyendo la perforación de pozos exploratorios.

En este capítulo, tras una visión general de lo que es un pozo de exploración y sus principales componentes, se explica en qué consiste la perforación vertical y horizontal, y cuáles son sus aplicaciones en la exploración de hidrocarburos no convencionales.

En la siguiente figura se representa, de forma esquemática, un diagrama de flujo de proceso, a fin de facilitar el seguimiento de los capítulos 4 y 5.

Perforación: -Perforación de pozos Diseño de pozo Trabajos de de exploración Análisis de Campaña preparación del y selección del -Perforación la Cuenca de sísmica emplazamiento emplazamiento vertical/direccional -Testigos -Registros Diseño de la fractura Pruebas de Resultado positivo: Trabajos de hidráulica y del fluido corta/larga -Flujo de gas, presiones fracturación de fracturación duración y temperaturas -Composición de gas -Análisis del comportamiento inicial del yacimiento Resultado y evaluación negativo Restauración del Preparación del pozo emplazamiento para producción y abandono Fuente: elaboración propia.

FIGURA 59
Esquema del proceso de exploración

4.1. EXPLORACIÓN

Básicamente, la exploración consiste en aplicar una serie de técnicas, que van desde el ámbito de la geofísica, los estudios geológicos y geoquímica, entre otras, a las propias de la perforación, con el fin de valorar el potencial de gas que puede haber en el subsuelo y, basándose en esto, planificar la producción.

Un pozo de exploración sirve, fundamentalmente, para recopilar la información necesaria del área objeto de interés y, a partir de ella, decidir si se ha de proseguir con la exploración o si, por el contrario, se debe abandonar. No se puede realizar un diseño adecuado de los pozos de producción hasta que no se haya estudiado el yacimiento con suficiente grado de detalle (presiones, fluidos presentes, porosidad, permeabilidad, grado de compactación de la roca almacén, y muchos otros factores).

Por lo general, el coste de los pozos de exploración es mayor que el de los pozos de evaluación y/o desarrollo debido al volumen de información necesaria: herramientas de registros especiales, muestras de la perforación (testigos), equipos de pruebas de producción, etcétera.

En este sentido, los métodos geofísicos y los gravimétricos se usan para recopilar datos que puedan ayudar en la definición del régimen tectónico de la región y en la priorización de áreas donde realizar campañas sísmicas. Los métodos magnéticos miden la fuerza del campo magnético de la tierra en un lugar concreto y son muy sensibles a las rocas con magnetismo.

Por su parte, los datos sísmicos son de vital importancia, ya que ofrecen una imagen completa, aunque difusa, de la geología del subsuelo de todo el área de interés. En las últimas décadas son pocos los campos de gas que se han descubierto sin la ayuda de datos sísmicos. De hecho, es difícil concebir hoy en día una campaña de exploración y producción de hidrocarburos sin recurrir a ellos (Gluyas y Swarbrick, 2007). Para el registro de datos sísmicos de la estructura superficial de la tierra, se utilizan ondas sonoras que se generan en una fuente emisora y se recogen a cierta distancia.

La secuencia típica de obtención de datos sísmicos en una cuenca, desde el comienzo de los trabajos de exploración hasta la fase de producción se inicia, en primer lugar, con la realización de perfiles regionales bidimensionales (2D) de la cuenca, obteniendo datos sísmicos 2D del permiso de exploración de la compañía operadora¹. Una vez que, mediante la correspondiente campaña de pozos exploratorios, se haya demostrado la existencia de gas, se registrarán datos sísmicos 2D y/o 3D (tridimensionales), en el caso de que el grado de detalle de los datos sísmicos originales no fuera suficiente. Por lo general, se realizan varias campañas sísmicas

¹ Se denominan *leads* a las zonas donde existen indicaciones de la presencia de trampas en el subsuelo, que dan a los geólogos una base de estimación y progresar con la exploración.

3D durante la producción de los grandes campos y en cuencas ya muy exploradas, donde ya se han realizado varias labores de exploración. En general, los estudios 3D se suelen realizar en posteriores exploraciones, reinterpretaciones y estimaciones de reservas (Gluyas y Swarbrick, 2007). La aplicación de algunas o de todas estas técnicas, permite identificar y definir un área de interés, donde se ubicará el pozo de exploración para saber si la formación geológica en cuestión contiene o no hidrocarburos.

En un pozo de exploración se desconocen muchos aspectos. Si se compara con un pozo de desarrollo (perforado en un área conocida), es probable que, como mínimo, haya que instalar un *casing* (tubería de revestimiento) adicional para aislar los problemas que puedan surgir y conseguir los objetivos propuestos a pesar de ellos.

Existe una profundidad máxima a la que se puede perforar con seguridad por debajo de un tramo de *casing* dado. Dicha profundidad depende de los siguientes factores: integridad de la formación al nivel de la zapata del *casing* (*casing shoe*); densidad del lodo de perforación; diámetro del pozo; volumen máximo de fluido de formación, que entra en el interior del pozo en situaciones de disminución de la presión del lodo (*influx volume*); densidad del fluido de formación que entra en una situación de erupción del pozo (*kick*), etcétera.

Una vez que se han recopilado todos los datos necesarios y se ha establecido el diseño del pozo, el siguiente paso es la elaboración del programa de perforación. Mientras que el diseño muestra el estado final del pozo requerido, el programa de perforación sirve para que los operarios del equipo de perforación sepan cómo y en qué secuencia se deben realizar los trabajos.

En aquellos emplazamientos (*pads*) donde se hayan perforado otros pozos próximos al nuevo a perforar, será necesario obtener información detallada sobre la trayectoria y utilizar un programa de perforación direccional anti-colisiones. Cada secuencia de la formación perforada tendrá sus propias características direccionales, que determinarán la orientación de la perforación. Si éstas se pueden definir, se podrá diseñar el pozo para alcanzar el objetivo siguiendo, en la medida de lo posible, las tendencias naturales de la formación. En los pozos verticales, también habrá que tener en cuenta las características de las rocas que puedan tender a causar desviaciones respecto a la vertical.

Los programas geológicos y de perforación de pozos contienen, entre otras cosas, un conjunto de datos de referencia que muestran a los operarios del equipo de perforación la manera más eficiente de perforar el pozo. No obstante, cabe la posibilidad de que los supervisores responsables de los trabajos de perforación tuvieran que desviarse sustancialmente del programa si la seguridad o la eficiencia estuvieran en juego.

Un buen programa nunca se debería elaborar como un conjunto preciso de instrucciones, sino más bien como una guía modificable por causas

justificadas. Ahora bien, también es importante que el programa muestre el porqué de las principales decisiones, de forma que, combinando toda la información inicial con cualquier otro dato adicional, sea posible tomar las decisiones más acertadas.

4.2. CONSTRUCCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO DEL POZO

Una vez diseñado el pozo, se debe acondicionar el lugar donde se vaya a ubicar. El emplazamiento es similar para los pozos verticales y las plataformas multipozo, empleadas en la perforación horizontal y la fracturación hidráulica.

En primer lugar, hay que despejar, nivelar y preparar la zona para instalar los equipos de perforación, lo que incluye la construcción de accesos para camiones y maquinaria.

El tamaño del emplazamiento depende de varios factores, tales como la topografía de la zona, el número de pozos a perforar y las necesidades de equipos en cada fase: perforación, fracturación, terminación y pruebas de producción. Según el sector, la superficie que se suele considerar representativa de una plataforma multipozo, en la fase de exploración (perforación y fracturación), es de 3,5 acres (\approx 1,4 ha). Por su parte, el tamaño medio de la plataforma de producción, tras la recuperación parcial del emplazamiento, es de 1,5 acres (\approx 0,6 ha) en este tipo de plataformas multipozo.

Las solicitudes de permisos para construir pozos horizontales recibidas por el *New York State Department of Environmental Conservation* (NYSDEC), antes de que se publicara en 2009 el borrador de la Declaración de Impacto Ambiental Genérica Complementaria (SGEIS, por sus siglas en inglés), indicaban un tamaño de plataforma de entre 2,2 y 5,5 acres (0,9-2,2 ha) durante la fase de perforación y fracturación; y entre 0,5 y 2 acres (0,2-0,8 ha), tras la recuperación parcial, durante la fase de producción (NYSDEC, 2011).

En los Estados Unidos, el método más común es la perforación horizontal desde plataformas multipozo, llegándose a perforar seis u ocho pozos (o incluso más) desde un mismo emplazamiento². Es necesario que cada emplazamiento tenga espacio suficiente para el almacenamiento de fluidos y el equipo de los trabajos de fracturación. En Arkansas, una plataforma multipozo podría ocupar aproximadamente 3,5 acres (1,4 ha), a lo que habría que añadir carreteras y servicios básicos, es decir, un total de 6,9 acres (2,8 ha) para la fase de perforación (F. R. Spellman, 2013b).

En el Reino Unido, los emplazamientos proyectados por Cuadrilla³ para la exploración y producción del yacimiento *Bowland Shale* abarcan

² Véase apartado 6.6.1.

³ Compañía de exploración y producción de hidrocarburos.

un área de aproximadamente 0,7 ha y contienen diez pozos cada uno [Regeneris Consulting, 2011 en Tyndall Centre (2011)].

En los campos de *shale gas*, el área de drenaje media entre pozos horizontales es de 160 acres por pozo (aproximadamente 65 ha), por lo que una sección de terreno de 640 acres se podría desarrollar con cuatro pozos direccionales perforados todos ellos en un mismo emplazamiento (F. R. Spellman, 2013b).

Las siguientes fotografías muestran un ejemplo de esta situación en la formación Marcellus, de los Estados Unidos. Como se puede apreciar, la superficie requerida durante la fase de exploración se ve drásticamente disminuida en la fase de producción.

FIGURA 60
Emplazamiento durante y después de los trabajos de perforación y fracturación





Fuente: West Virginia Surface Owners' Rights Organization (2008).

4.3. PRINCIPALES EQUIPOS Y PROCESOS PARA LA PERFORACIÓN DE POZOS

En esta sección se repasan los principales elementos y procesos necesarios para perforar el pozo⁴. En primer lugar, conviene indicar que los trabajos de perforación requieren respaldo logístico y una infraestructura adecuada.

Los equipos de perforación se dividen en módulos que se trasladan en camiones. Para cada equipo se define un procedimiento que detalla el *what must go where* o el lugar donde debe ir cada elemento y el orden de los mismos para que el montaje sea lo más eficiente posible.

La función principal del equipo de perforación es, como su propio nombre indica, perforar un pozo en una formación. En la siguiente figura se pueden observar sus componentes principales. A lo largo de este capítulo se explicarán los más significativos.

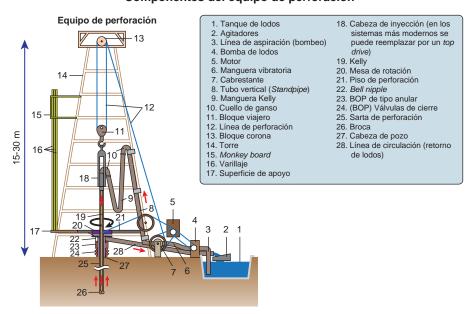


FIGURA 61
Componentes del equipo de perforación

Fuente: Tosaka (2008) y elaboración propia.

La subestructura y la torre o mástil (*derrick* o *mast*) están construidos con vigas de acero soldadas. La primera es un gran bastidor que soporta el piso (*drill floor*) y la torre de perforación. Generalmente se eleva del suelo entre cinco y nueve metros y soporta la torre que alcanza una altura de 25 a 40 metros.

⁴ Se siguen, en este apartado, las referencias citadas en la bibliografía y, en particular a (Bommer, 2008; Devereux, 1999; Hyne, 2012 y Raymond & Leffler, 2006).

FIGURA 62 Equipo de perforación



Fuente: Álvarez Sánchez (2013).

La siguiente fotografía muestra un emplazamiento con todo el equipo de perforación instalado.

FIGURA 63
Equipo de perforación instalado



Fuente: EPA (2011).

El tamaño de la torre, tanto su altura como la solidez de su estructura, depende de la profundidad a la que se vaya a perforar. Conforme avanza el pozo, debe ser capaz de soportar toda la sarta⁵ de perforación y toda la tubería de revestimiento, la cual, al tener un diámetro mayor y, por tanto, más acero, es más pesada.

Si los requerimientos estructurales son más sencillos, se utilizará un equipo más pequeño, para pozos poco profundos, que resultará menos costoso y más fácil de transportar. Los equipos pequeños se pueden transportar por tierra en veinticuatro horas. En los grandes, el transporte puede llevar una o más semanas debido al número de cargas requeridas (90-100 para un equipo de 2.000 CV⁶).

Cuando el equipo esté listo para comenzar las operaciones (*spud day*), se debe incorporar un *diverter* (desviador) a la tubería conductora, instalada durante los trabajos de obra civil, para establecer la primera barrera de seguridad del circuito cerrado del sistema de lodos. El *diverter* dispone de un obturador operado hidráulicamente capaz de sellar el pozo cerrando sobre la sarta de perforación. Si se produce una erupción mientras se están perforando formaciones poco profundas, por debajo de la tubería conductora, el flujo es desviado lejos del equipo, cerrando el *diverter* y, en función de los vientos dominantes, abriendo una de las dos válvulas instaladas en la tubería conductora.

Sobre el *diverter* hay una sección de tubería denominada *bell nipple*, con una salida en un lateral que dirige el flujo de lodo de retorno del pozo a lo largo de un canal hasta el equipo de control de sólidos. Posteriormente, el lodo se conduce de nuevo a los tanques de lodos donde, tras ser acondicionado, se bombea nuevamente al interior del pozo.

Se utiliza un sistema de izado para retirar la sarta de perforación del pozo, sustituir la broca y añadir otro tubo a la sarta conforme avanza el sondeo. También se emplea el sistema de izado para sostener la tubería de revestimiento durante las operaciones de entubación (bajada de la tubería al fondo del pozo).

Hoy en día, la mayoría de los equipos de perforación trabajan con un sistema *top drive*, que consiste en un motor rotativo (eléctrico o hidráulico) suspendido del equipo de izado, capaz de hacer rotar la sarta de perforación, circulando simultáneamente el lodo a través de ella, a alta presión. En realidad, este sistema sustituye al conjunto de mesa rotatoria, barra *kelly, kelly bushing* y cabeza de inyección (*swivel*) convencional, que se utilizó satisfactoriamente durante los años de desarrollo de la industria de los hidrocarburos en el siglo XX y aún continúa utilizándose en algunos equipos de perforación.

⁶ Caballo de Vapor o Horse Power (1HP = 735,5 W).

 $^{^5\,}$ La sarta de perforación hace referencia al varillaje, el ensamblaje de fondo de pozo y cualquier otra herramienta utilizada para hacer girar la barrena.

El sistema *top drive* incrementa la seguridad debido al menor número de conexiones necesarias y porque permite subir la sarta de perforación del pozo mientras se está rotando, manteniendo el sistema en circulación.

El sistema *top drive* incluye un preventor de erupciones interno (BOP⁷, por sus siglas en inglés), similar a las válvulas de descarga superior e inferior convencionales de los sistemas *kelly*. Si se produce una erupción durante la perforación, además de cerrar el BOP principal sobre la sarta de perforación, el perforador puede cerrar el BOP interno por control remoto, evitando así que los fluidos salgan a la atmósfera a través del *top drive*.

Bloque «desplazable»

Top drive

FIGURA 64

Top drive suspendido del bloque «desplazable» (travelling block)

Fuente: imagen cortesía de Petroleum Extension (PETEX™), University of Texas at Austin. Véase también en Bommer (2008).

Otro de los elementos importantes de que se compone el sistema de perforación es la broca (*drill bit*) que, en los equipos modernos⁸, el *top drive* debe hacer rotar para poder perforar a mayores profundidades.

⁷ Blow-Out-Preventer.

 $^{^{8}}$ Entre los elementos clásicos del equipo de perforación (ahora sustituidos, en muchos casos, por modernos equipos mecánicos, como el *top drive*, entre otros) se encuentran la *kelly*, el

FIGURA 65 Tuberías (varillas) de perforación



Fuente: Álvarez Sánchez (2013).

Para perforar el pozo, se hace rotar la sarta de perforación mientras la broca, sujeta en la parte inferior de la sarta, rompe la roca y excava. En formaciones blandas, la perforación progresa con la ayuda del *jetting* (pérdidas de carga a través de los *jets* o toberas de la broca). Si la roca es dura y quebradiza, normalmente se avanza más despacio, por lo que se penetra pulverizándola y machacándola. En perforación, se utilizan dos tipos de brocas: triconos (de dientes o insertos) y brocas de diamante policristalino (corte fijo).

Los triconos se componen de conos de acero que rotan y se engranan conforme gira la broca. La mayoría de los triconos tiene, como su propio nombre indica, tres conos, aunque también existen brocas con dos y cuatro conos. Los triconos pueden ser de dos tipos: de dientes (esculpidos en el propio material) o de insertos de carburo de wolframio.

kelly bushing, la mesa rotatoria (rotary table) y los motores, que proporcionan la energía necesaria para accionar la mesa rotatoria y que ésta transmita el par de giro a la sarta de perforación.

La *kelly* es una tubería de acero pesado hueca de unos 12 metros de longitud con una sección transversal cuadrada o hexagonal. Conecta la parte superior de la sarta de perforación dentro del pozo con el sistema de izado y de lodos. La forma de la *kelly* proporciona mayor capacidad de agarre que una tubería redonda. Pero la *kelly* no sólo tiene que proporcionar los medios para que la tubería de perforación rote, sino que también debe moverse en sentido ascendente y descendente a través del piso de perforación (*rig floor*) conforme avanza la perforación.

El *kelly bushing* es la pieza que se asienta sobre la mesa rotatoria. Las ruedas del *kelly bushing* proporcionan un movimiento vertical y uniforme. Durante la perforación, el *kelly bushing* está firmemente sujeto a la mesa rotatoria pero se separa junto con la *kelly*, antes de retirar del pozo cualquier *drill pipe* (varilla de perforación).

Conforme gira la broca, los dientes van excavando o rasgando la formación. Aunque las brocas de carburo de wolframio son más costosas que las de dientes de acero, su mejor rendimiento puede compensar la diferencia en costes, en función de la perforabilidad de las formaciones y de los costes totales diarios de la perforación.

Dentro de las brocas de corte fijo se pueden encontrar brocas de diamante que no tienen ni conos ni dientes. En su lugar, los fabricantes incrustan diamantes industriales en la parte inferior y en los laterales de la misma. Debido a la dureza de los diamantes, son especialmente adecuadas para perforar formaciones duras y abrasivas. Actualmente, se utilizan las brocas con insertos de diamante compacto policristalino (PDC, por sus siglas en inglés), compuestas por cortadores de diamante sintético de fabricación especial. Estas brocas cortan a cizalladura, por lo que no se necesita aplicar tanto peso para conseguir una perforación eficiente.

FIGURA 66
Tricono vs broca tipo PDC





Fuente: Rama (2005).

Aparte del material que se esté perforando (litología), la velocidad de perforación, o tasa de penetración depende de muchos otros factores. Los elementos más importantes son el peso de la broca, la velocidad de rotación y el caudal. El primero se debe a los pesados elementos que componen la sarta de perforación (*drill collars* o lastrabarrenas). Ahora bien, como a medida que la broca profundiza deja de poder soportar todo el peso de la sarta de perforación, los operarios prestan suma atención al peso que el sistema de izado permite transferir a la broca. También vigilan la velocidad a la que rota la broca controlando las revoluciones de la mesa rotatoria o del sistema *top drive*.

Los preventores de erupciones o BOPs, son la principal barrera de seguridad para las contingencias que pudieran surgir durante la perforación. Los hay de distintas configuraciones y tamaños, principalmente, en función de las presiones a las que tengan que trabajar y del entorno para el que están diseñados. Consisten en potentes arietes hidráulicos que pueden cerrar alrededor de una tubería de perforación (*drill pipe* o varilla de perforación), contra una varilla llegando a cortarla, si es necesario, o cerrar el pozo si una erupción (*kick*) ocurre cuando no hay ningún tipo de tubería en el pozo. Cada tipo de preventor es un componente diferente del conjunto BOP (*BOP Stack*). En los trabajos en tierra, el *BOP Stack* está conectado a la parte superior de la cabeza de pozo (*Well Head*). En la siguiente figura se muestra un BOP instalado, indicándose sus componentes principales (véase figura 67).

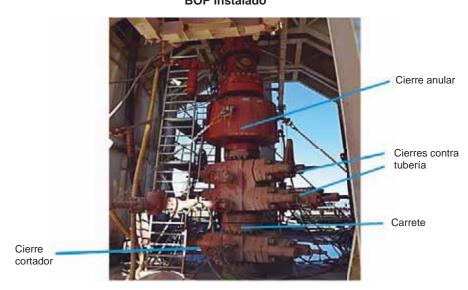


FIGURA 67 BOP instalado

Fuente: elaboración propia y Álvarez Sánchez (2013).

4.3.1. Sistema de circulación de lodos

A continuación se aborda el sistema de circulación de lodos, resaltando su importancia en los trabajos de perforación.

Cuando en la industria del petróleo se comenzó a perforar a profundidades cada vez mayores, el uso de lodos muy simples no era suficiente para elevar los ripios del pozo. Para crear una presión suficiente en la formación capaz de controlar la columna hidrostática, se debían añadir al sistema de lodos ciertos agentes densificantes. Los más comunes son el carbonato cálcico y la barita.

El lodo es, por lo general, una mezcla de agua (salada, en pozos marinos), arcilla bentonítica y aditivos químicos que le confieren las propieda-

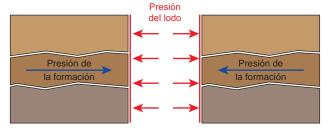
des necesarias para perforar el pozo: reología⁹, densidad, viscosidad, etc. Los lodos de perforación son necesarios porque contienen las presiones de la formación, lubrican y enfrían la broca, suben los ripios a la superficie y mantienen la integridad del pozo.

Como ya se ha indicado, los ripios (los fragmentos de roca que se crean al perforar la formación) se extraen del pozo haciendo circular un fluido (lodo) a través de la sarta de perforación. El lodo sale por la broca y retorna a la superficie a través del espacio anular existente entre la formación y la sarta. El fluido eleva los ripios de perforación hasta la superficie y, una vez allí, un equipo especial (denominado equipo de control de sólidos) separa el fluido de los ripios, que normalmente se depositan en tanques antes de ser transferidos al sistema de gestión de residuos.

Conforme avanza la broca, aumenta la presión, lo que puede ser debido a los fluidos que contienen los poros de la roca, al peso de la propia roca o a una combinación de ambos factores. La presión hidrostática del agua aumenta cerca de 0,43 psi ¹⁰ por cada pie de profundidad y otras fuerzas geológicas podrían también hacer aumentar las presiones, obligando a aumentar la densidad del lodo para restablecer el equilibrio en el pozo.

El perforador (operario) vigila el flujo del lodo, según éste sale del pozo y entra en el sistema, para determinar si el peso del lodo es capaz de contener los fluidos en el fondo del pozo. Si no es así, el perforador añade agentes densificantes para aumentar el peso del mismo.

FIGURA 68
Presión del lodo y de la formación



Fuente: elaboración propia a partir de Raymond, M. S. y Leffler, W. L. (2006).

Nota: el pozo está relleno en su totalidad por el lodo de perforación, que ejercerá la presión necesaria para contener la formación

La elección de los aditivos utilizados en el lodo depende de la roca que se vaya a perforar y de las condiciones imperantes¹¹. Asimismo, es

⁹ Las propiedades de los lodos de perforación que permiten mantener los ripios en suspensión en el sistema, incluso en condiciones estáticas sin circulación, es lo que se denomina reología.
¹⁰ Pound per square inch o libras por pulgada cuadrada.

¹¹ En determinadas circunstancias se optará por un sistema de lodos muy ligero, como es el caso cuando la presión de la formación es baja. En otras, se emplearán técnicas aún más ligeras, como el uso de aire o neblina de aire y agua como fluido de circulación.

importante analizar los aditivos necesarios para conseguir el mayor rendimiento posible. Normalmente, es un especialista el encargado de elegir la composición idónea de los lodos de perforación, sobre todo cuando se trata de elegir aditivos para mejorar la viscosidad, reducir las pérdidas por filtración, mejorar la lubricación de la broca, evitar la corrosión, reducir la formación de espuma y evitar otros problemas que pudieran surgir.

Hay ocasiones en las que un pozo penetra una zona donde la porosidad es tan alta o la presión de la formación es tan baja que el lodo se pierde en la formación, en lugar de circular hacia fuera del pozo. Es lo que se denomina una zona de pérdida de circulación.

El proceso de mezcla y circulación del lodo comienza en un gran tanque dispuesto a un lado del equipo de perforación (véase figura 69). En pozos terrestres se añade al tanque agua limpia procedente de un pozo o lago cercanos o, si no fuera posible, se transportaría de otros lugares hasta el emplazamiento. Los aditivos del lodo se añaden directamente al agua y se remueve constantemente todo el sistema para impedir que los diferentes materiales se depositen en el fondo de los tanques.

Tanque de succión

Equipo de limpieza

Shale shaker

Tanque de lodo

Sarta de perforación

Lodo limpio

Ciclo lodo

Pozo

FIGURA 69 Sistema de circulación de lodos

Fuente: elaboración propia a partir de Fernández (2013).

Desde los tanques, el lodo se bombea al *stand pipe* (tubo vertical), circula por la sarta de perforación y a través de las toberas (*jets*) de la broca en el fondo del pozo. Los ripios de perforación circulan hasta la superficie a través del espacio anular que se encuentra entre la sarta de perforación y la pared del pozo y, más arriba, entre la sarta de perforación y la tubería de revestimiento que se haya colocado en el pozo con anterioridad.

Después de dejar el pozo a través del *bell nipple*, se vuelve a canalizar el lodo hacia los tanques de circulación, pasando por una serie de mallas

vibratorias (*shale shakers*) y un sistema de separación de sólidos que lo dejan en condiciones de ser reutilizado (véase figura 70). Los ripios de perforación que se han separado del lodo se recogen en un foso o tanque antes de proceder a su eliminación o gestión como residuo.



FIGURA 70
Sistema de separación de sólidos

Fuente: SGEIS (2011).

Grandes bombas de desplazamiento positivo accionadas por motores eléctricos, se encargan de accionar el sistema de circulación de lodos. Normalmente, este sistema consta de, al menos, dos bombas, cada una con su propio motor ubicado convenientemente al lado del tanque de circulación. Mientras que una de las bombas funciona de manera continua durante la perforación, la otra se mantiene en reserva. En la figura 71 se pueden ver fotografías de los *shale shakers* y de las bombas de lodos.

4.3.2. Entubación y cementación

Una vez descritos los equipos básicos utilizados en los trabajos de perforación vertical y los elementos de que consta el sistema de circulación de lodos, se procede a explicar el proceso de entubación y cementación.

FIGURA 71 Equipos del sistema de lodos





Fuente: elaboración propia

Durante los trabajos de obra civil para preparar el emplazamiento que alojará el equipo de perforación, se introduce una tubería guía y se fija con hormigón a la formación. Alrededor de ella, se construye un foso de hormigón cuadrado, denominado *cellar*, con espacio suficiente como para albergar las bridas de la cabeza de pozo y el preventor de erupciones debajo de la subestructura del equipo de perforación.

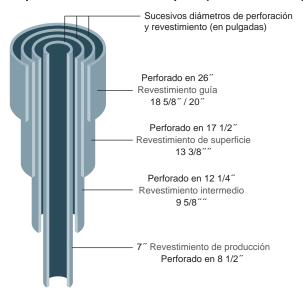
La siguiente figura (véase figura 72) muestra, a modo de ilustración, el avance de un pozo en una serie de secciones de tubería de revestimiento del mismo. Los diámetros son cada vez menores, al igual que ocurre, por ejemplo, en un sistema telescópico. Como puede observarse, se instalan revestimientos sucesivos para consolidar el avance, proteger determinadas zonas de una potencial contaminación, conforme aumenta la profundidad (como, por ejemplo, los acuíferos de agua dulce) y conferir al pozo la capacidad para resistir las presiones.

Una vez bajado y cementado el *casing*, se fija a él la sección de la cabeza de pozo correspondiente. El nuevo revestimiento, y su correspondiente sección de la cabeza de pozo, es ahora un sistema cerrado de alta presión aislado de las fases perforadas previamente.

Al inicio de los trabajos de perforación, una broca de gran diámetro (normalmente de 26 pulgadas) perfora la primera sección del pozo a través de la tubería guía. Para penetrar en la roca, es necesario aplicar una fuerza que es proporcionada por una tubería pesada, denominada lastrabarrenas (*drill collar*), que va conectada en la parte superior de la broca. Los lastrabarrenas estándar, que se utilizan, generalmente, en la primera sección, tienen un diámetro de 9 ½ u 11 ¼ pulgadas, y un peso de entre 3,1 y 4,2 toneladas cada pieza (de nueve metros).

Pero además de aplicar peso (empuje) a la broca es necesario que rote. Si el peso y la velocidad de rotación son suficientes, la broca perforará la roca. Las rocas más duras requieren que se aplique más peso a la broca

FIGURA 72
Diagrama típico de entubación de un pozo (no está a escala)



Fuente: Encana.com (2015) y elaboración propia. Traducido por Orkestra-IVC.

para que la presión que ejerza cada diente sea superior a la resistencia a la compresión de la roca. Puesto que, cerca de la superficie, la roca es, por lo general, bastante blanda y fácil de perforar, aplicar menos peso no supone mayor problema.

Como ya se ha mencionado, el lodo de perforación sale por las toberas (*jets*) de la broca y fluye hacia la superficie, arrastrando los ripios por el espacio anular que hay, en primer lugar, entre la pared de la formación y la sarta de perforación y, más arriba, entre ésta y el revestimiento. La velocidad a la que el fluido se mueve por el anular, conocida como velocidad anular o AV, por sus siglas en inglés, se mide en pies por minuto (o metros por minuto). Para elevar los ripios hacia la superficie, es necesario que la velocidad anular mínima sea del orden de 50 pies por minuto. No resulta difícil calcular el caudal de lodo (número de galones por minuto; gpm) para obtener una velocidad anular concreta. Cuanto más profundo sea el pozo, deben bombearse más galones por minuto.

En esta fase inicial, por cada 30 pies perforados se conecta otro lastrabarrenas en la parte superior de los que están en el pozo. Cuando haya suficientes para que la broca tenga el peso requerido, se añade una tubería de perforación (*drill pipe*) a la sarta, de nuevo en tramos de 30 pies. (A cada longitud de tubería de perforación se le denomina *joint;* junta). Antes de conectar las tuberías de perforación en los lastrabarrenas, se debe añadir un tramo especial, más corto, de tubería, que tiene una conexión

de tubería de perforación en la parte superior y otra de lastrabarrenas en la parte inferior. Esta tubería se denomina *sub* y si se utiliza para convertir un tamaño o tipo de conector en otro recibe el nombre de *crossover sub*. Cuando el *sub* conecta la broca al lastrabarrenas inferior se denomina *bit sub*.

Los laterales de los lastrabarrenas (*drill collars*) pueden ser rectos o helicoidales. En cuanto a los *drill pipes*, como la tubería es bastante delgada y no tiene metal suficiente para poder realizar en ella una conexión, en cada extremo de la misma se suelda una sección gruesa que contiene una conexión roscada (macho en un extremo, hembra en el otro). La parte de conexión se denomina *tool joint* y el resto, «cuerpo de la tubería». Se denomina ensamblaje de fondo (*Bottom Hole Assembly; BHA*) a los elementos que van desde la broca hasta la parte inferior de la tubería de perforación (*drill pipes*).

Una vez que se ha limpiado dos veces el pozo desde el fondo hacia la superficie, y antes de subir la sarta de perforación, se introduce por ella un medidor denominado *Totco* o inclinómetro. El procedimiento consiste en dejar caer un medidor de tiempo (*clockwork*) que, pasado un tiempo preestablecido (suficiente para que pueda alcanzar el *Totco ring*, ubicado en el fondo de la sarta, cerca de la broca), obtenga una medición de la inclinación del pozo. De esta manera, los operarios pueden saber si se mantiene la verticalidad o si se han producido desvíos durante la perforación. A este proceso se le denomina *taking a survey* y consiste en, tal y como se ha explicado, registrar la desviación del pozo.

Perforado el tramo de 26 pulgadas, se introduce en el pozo un revestimiento de 20 o 18 ⁵/₈ pulgadas de diámetro (véase figura 72). A continuación, se cementa el espacio anular entre el revestimiento (entubación) y la formación para garantizar la estabilidad e integridad del pozo.

A la hora de diseñar las tuberías de revestimiento hay que tener en cuenta cuatro criterios, a saber: la resistencia a la tensión o tensión máxima que puede admitir la tubería sin que alcance su límite elástico; la presión de estallido o presión máxima que puede soportar la tubería (internamente); la presión de colapso o presión máxima que la tubería puede soportar (externamente) sin que se deforme el diámetro interior; y la corrosión, que deberá tenerse en cuenta cuando se detecte gas con presencia de H₂S/CO₂. En este caso, es necesario utilizar tuberías de acero inoxidable con diferentes contenidos de cromo (del 13% al 22%) (Normas NACE ¹²).

El diseño y la elección del revestimiento son dos aspectos sumamente importantes. El revestimiento debe ser capaz de soportar las distintas fuerzas de compresión, tensión y flexión ejercidas durante su bajada al fondo del pozo, así como las presiones de colapso y estallido a las que puede ser sometido durante las diferentes fases de la vida del pozo. Por ejemplo, durante las operaciones de cementación, el revestimiento debe

¹² National Association of Corrosion Engineers.

soportar las fuerzas hidrostáticas que ejerce la columna de cemento y, tras la cementación, las presiones de derrumbe de determinadas formaciones superficiales. Estas presiones superficiales se dan independientemente de que haya o no hidrocarburos.

Antes de bajar el revestimiento (*casing*), se instalan centralizadores (*centralizers*) alrededor del exterior del mismo para mantenerlo en medio del pozo y conseguir una cementación uniforme.

Una vez bajado el revestimiento (casing), hay que cementarlo. Puesto que es una parte crítica de la construcción del pozo, la cementación requiere tanto un diseño como un procedimiento operativo muy riguroso. Es necesario cementar el revestimiento para, por un lado, proporcionar un aislamiento entre las distintas formaciones, incluido el aislamiento total de los niveles que contienen agua subterránea y, por otro, conferir estabilidad estructural al pozo. Es, en definitiva, un trabajo fundamental para mantener la integridad del pozo a lo largo de toda su vida y para proteger el revestimiento contra la corrosión.

El cemento ¹³ sustenta y protege el revestimiento, además de fijarlo en el pozo. Asimismo, sella el espacio anular entre el revestimiento (*casing*) y la pared del pozo, lo que impide que los fluidos presentes en una formación migren a otra. Las mezcladoras de cemento añaden constantemente agua y cemento en una masa uniforme, mientras que las bombas lo introducen por el revestimiento hasta el espacio anular. Las bombas de alta presión mueven la lechada a través de las líneas de cementación hasta la «cabeza de cementación» o el «contenedor de tapones de cementación» (véase figura 73).

Justo antes de que la lechada llegue a la cabeza de cementación, un operario libera un tapón de caucho, denominado tapón de fondo o *bottom plug*, cuya finalidad es separar la lechada de cualquier otro fluido de perforación que pueda haber dentro del revestimiento e impedir que el lodo contamine el cemento. La lechada hace descender el tapón de fondo por el revestimiento hasta que se detiene, o *asienta*, en el *float collar* ¹⁴. El bombeo continuado consigue romper una membrana que tiene el tapón de fondo y abrir paso. A continuación, la lechada pasa por el tapón de fondo y sigue descendiendo por las últimas juntas del revestimiento, fluyendo por una abertura de la zapata guía hasta el espacio anular que hay entre el revestimiento y la pared del pozo. El bombeo continúa hasta que la lechada llena el espacio anular.

Cuando el final de la lechada de cemento entra en el revestimiento, un operario libera de la cabeza de cementación un segundo tapón, denomina-

¹³ Comúnmente conocido como lechada.

¹⁴ El float collar es un dispositivo especial de acoplamiento que impide que el lodo de perforación entre en el revestimiento cuando está siendo introducido en el pozo. Permite que el revestimiento flote mientras baja y, de este modo, reduce la carga que soporta el mástil. Asimismo, impide el retorno del flujo durante los trabajos de cementación.

DISPLACEMENT FLUID DISPLACEMENT FLUID TOP PLUG CEMENT SLURRY BOTTOM PLUC DRILLING FLOAT COLLAR FLUID CEMENT B **CUIDE SHOE**

FIGURA 73

Cementación del revestimiento: trabajo en curso y acabado

Fuente: imagen cortesía de Petroleum Extension (PETE X^{TM}), University of Texas at Austin. Véase también en Bommer (2008).

Nota: A = trabajo en curso, B = trabajo acabado. Cabeza de cementación. Fluido de desplazamiento. Tapón superior. Tapón de fondo. Float collar. Centralizadores. Zapata guía. Lechada de cemento. Cemento.

do *tapón superior*. Lo que diferencia a un tapón de otro es que el superior no tiene ni membrana ni paso. El tapón superior separa la última parte de la lechada que entra en el revestimiento del fluido de desplazamiento.

4. TECNOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN DE GAS

El tapón superior se asienta en, o *golpea*, el tapón de fondo dentro del *float collar*. Sólo hay cemento en el revestimiento de debajo del *float collar* y en el espacio anular. El resto del revestimiento está lleno de fluido de desplazamiento. Es muy importante que el cemento llene el espacio anular desde el fondo del revestimiento de superficie hasta el nivel del suelo.

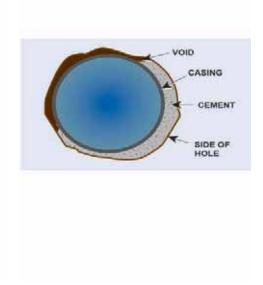
Después de que el operador haya bombeado el cemento y retirado el equipo, el operario y el contratista deben esperar a que se endurezca. Cuando esté listo, se instala la primera sección de la cabeza de pozo y se colocan los BOP en su parte superior.

Es muy importante que el cemento quede distribuido uniformemente en torno al revestimiento. Los raspadores y centralizadores instalados previamente permiten una correcta cementación (sin huecos) y no como se aprecia en la siguiente figura, que muestra, visto en planta, un revestimiento descentrado.

FIGURA 74

Raspadores y centralizadores colocados en el *casing* y vista en planta de un revestimiento descentrado





Fuente: imágenes cortesía de Petroleum Extension (PETEX™), University of Texas at Austin. Véase también en Bommer (2008).

Nota 1: vacío. Revestimiento. Cemento. Lateral del pozo.

Nota 2: donde el revestimiento toca el lateral del agujero queda un canal lleno de lodo que no se sellará.

Puesto que es muy importante evaluar el comportamiento del cemento bombeado en el espacio anular, se realizan pruebas de presión y registros (*logs*) para comprobar que satisface las condiciones requeridas. El registro que se utiliza con más frecuencia es el denominado *Cement Bond Log* (CBL). Esta herramienta aprovecha el distinto desplazamiento de las ondas sonoras por diversos materiales (*i.e.*, acero, cemento, roca). Su principio de funcionamiento es relativamente sencillo: se introducen en el pozo sondas transmisoras/receptoras que emiten ondas de sonido y registran las señales que retornan. Éstas son después procesadas digitalmente para ofrecer información sobre el trabajo de cementación.

En la parte superior del revestimiento de superficie hay una rosca que sirve para sujetar la primera sección de la cabeza de pozo, el *Head Housing*, al revestimiento de superficie. El alojamiento tiene una brida en la parte superior que se utiliza para fijar el BOP. Además, este carrete soportará el peso del siguiente revestimiento. En la parte superior del siguiente *casing* se enrosca un colgador, que se asienta en la cabeza de revestimiento y que soporta el peso de la sarta de revestimiento intermedio.

Una vez colocada la cabeza de revestimiento se puede colocar y fijar el BOP en su parte superior. Se debe hacer una prueba de presión y comprobar que tanto el BOP como el sistema de control funcionan correctamente.

Una vez finalizadas las operaciones de entubación y cementación y, tras perforar el *float collar*, el cemento, el *float shoe* ¹⁵ y parte de la formación virgen (entre cuatro y cinco metros), hay que comprobar la integridad de la formación por debajo del *casing shoe*. Se puede realizar la prueba a una presión específica (*formation integrity test; FIT*) o intentar establecer una presión de ruptura de la formación (*leak off test; LOT*). Para ello, es necesario subir la broca hasta colocarla dentro del revestimiento. A continuación, se cierra el BOP para que forme un sello alrededor de la tubería de perforación.

Seguidamente, se bombea lentamente el lodo en el pozo a través de la tubería de perforación y se presuriza hasta el valor preestablecido del *FIT* o hasta alcanzar el punto de ruptura *LOT*. Para calcular la presión de la formación hay que añadir la presión final en superficie a la presión hidrostática del fluido que hay en el pozo.

En un ensamblaje de fondo de pozo típico (BHA, por sus siglas en inglés), la configuración a aplicar varía en función de la fase de perforación y, dependiendo de las características de cada fase, se instalarán o no determinadas herramientas especiales: válvulas de seguridad, estabilizadores, bumper subs, martillos, tuberías de perforación pesadas, etc. Se continua-

¹⁵ Float collar y float shoe son dos tipos de válvulas anti-retorno. Entre las dos se coloca una o dos tuberías (shoe track) porque, cuando se bombea (desplaza) el tapón superior y llega a juntarse con el tapón de fondo, tiene que haber un golpe de presión y ésa es la referencia para dejar de bombear. En caso de que dicho golpe no se produzca, se recomienda continuar el despalazamiento de la lechada hasta la mitad del shoe track.

4. TECNOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN DE GAS

rá perforando el pozo hacia la profundidad de diseño del siguiente revestimiento, siguiendo el programa de perforación. El proceso de perforación, entubación y cementación de la siguiente fase es igual que el que se ha descrito. De hecho, la secuencia se repite cuantas veces sea necesario y, como ya se ha mencionado, el número de revestimientos (*casings*) intermedios de cada pozo viene determinado por su longitud, las formaciones a perforar y las presiones en el pozo.

Para instalar la cabeza de pozo basta con colocar cada nueva sección encima de la anterior y seguir la secuencia de cementación del revestimiento. Con el fin de mantener la seguridad e integridad del pozo en todo momento, se acopla el BOP en la parte superior de cada sección de la cabeza de pozo. Algunas veces, en función del número de fases de perforación programadas, la última incluye la colocación de una tubería de revestimiento corta, llamada *liner*, que consiste básicamente en un *casing* que no se extiende hasta la superficie y que se puede suspender y conectar en el revestimiento anterior con un colgador, cuyos dientes de acero endurecido penetran en el diámetro interior del último revestimiento para suspender la tubería de revestimiento corta.

En la figura 75 se representa de forma esquemática el estado final de un pozo de exploración.

4.3.3. Testigos y registros eléctricos

Como ya se ha indicado, el objetivo principal de los pozos de exploración es obtener la mayor cantidad de información posible del reservorio y, para ello, el mejor modo de hacerlo es tomar testigos durante la perforación.

Los trabajos de estimulación y pruebas de producción de pozos, incluida la fracturación hidráulica, se basan en los análisis de los *logs* (registros) y análisis de las rocas, y en la presencia de hidrocarburos detectada durante la fase de perforación. De esta manera, si durante los trabajos se detecta la presencia de hidrocarburos, se retirará la broca de perforación y se sustituirá el BHA por otro de extracción de testigos.

Para obtener un testigo es necesario perforar con una broca especial, denominada corona (*core bit*), en cuya mitad hay un orificio por donde sobresale un cilindro de roca no cortada, gracias a un mecanismo especial que agarra y sujeta la roca en un recipiente específico.

Extraer testigos es un trabajo lento y costoso. Sin embargo, el valor de la información que se obtiene a menudo compensa la realización de estos trabajos, pues permite tomar decisiones mejor fundadas a la hora de diseñar las pruebas de producción y el futuro desarrollo del reservorio. Una vez extraído el testigo, el perforador colocará una broca normal, repasará la sección de donde extrajo el testigo, y continuará perforando hasta alcanzar la profundidad total.

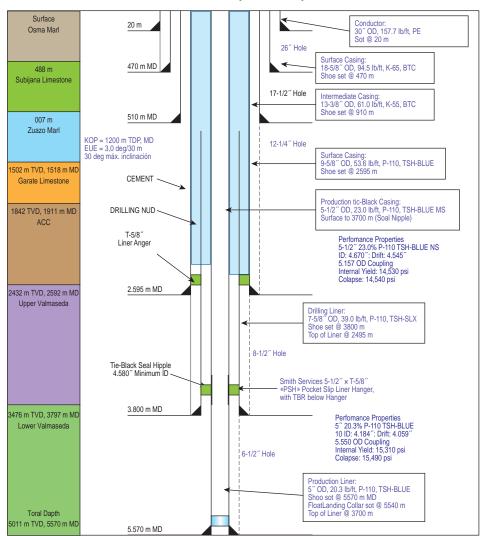


FIGURA 75
Estado final de un pozo de exploración

Fuente: Grupo EVE (2012).

Por su parte, en materia de registros eléctricos; se introducen en el pozo herramientas de registro suspendidas de un cable de acero, que contiene en su interior cables eléctricos capaces de transmitir señales a la superficie desde la herramienta. Los registros eléctricos pueden ser de diferentes tipos: inducción y *laterolog*, rayos gamma, radiactivos, factor fotoeléctrico, *caliper* (calibre), velocidad sónica o acústica, inclinómetro, resonancia magnética nuclear, etc. (Devereux, 1999).

4. TECNOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN DE GAS

FIGURA 76
Herramientas para la extracción de testigos



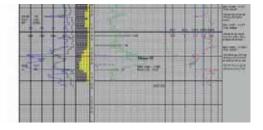
Fuente: Álvarez Sánchez (2013).

El registro del tiempo de perforación (*drilling-time log*) es el que contiene los principales datos proporcionados por el equipo de perforación: tasa de penetración, par de torsión, tiempo de viaje fondo-superficie para muestras, pérdidas o ganancias de lodo de perforación, etcétera.

En la unidad de *mud logging* se integran en tiempo real los datos procedentes del equipo de perforación con los análisis y toma de muestras geológicas. El *mud logger* genera un *master log*, es decir, una descripción física de las rocas (relacionada con las profundidades de perforación) y su composición, textura, color, grano, tamaño, cementación, porosidad y otras características. También incluye las trazas de petróleo crudo y gas natural y los principales datos de la perforación, como la tasa de perforación, torsión, peso del lodo, etcétera.

FIGURA 77
Unidad de registro de lodos (*Mud logging*)





Fuente: Ddbon, 2012; Mudgineer, 2000.

Por último, cabe también hablar de la disciplina denominada como geomecánica de yacimientos, cuyo objetivo es describir lo que sucede en el reservorio, entre los puntos que han sido perforados. Para ello, es ne-

cesario combinar el modelo geológico con los datos obtenidos al perforar los pozos, tales como testigos, registros eléctricos, pruebas de producción y muestras de fluidos. Es importante monitorizar los flujos de entrada y salida en cada nuevo pozo, así como registrar cualquier ruptura de la formación provocada por un exceso de presión sobre las paredes del pozo.

La geomecánica de yacimientos implica establecer una serie de suposiciones relativas al estado físico del *sistema* para el que se ha de buscar una descripción matemática apropiada. Estas suposiciones conducen a una hipótesis que se debe comprobar con los cálculos basados tanto en la información como en los modelos.

4.4. PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL

La perforación direccional permite perforar dentro y a favor de las capas que contienen hidrocarburos y cuyo espesor, según la formación, supera los 10-24 metros. En la mayoría de yacimientos de lutitas (shale) de los Estados Unidos, la disposición de las capas es horizontal, y por eso se conoce como perforación horizontal. En el Reino Unido, Cuadrilla Resources estima que la formación de shale de su licencia es mucho más potente, llegando a alcanzar espesores de 1.000 metros.

La perforación horizontal maximiza el área de roca que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo, por lo que se puede afirmar que esta técnica saca el máximo partido posible a la producción, en términos del flujo y volumen de gas extraíble del pozo (véase figura 78).

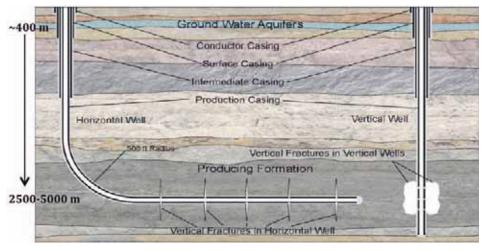


FIGURA 78

Comparación de pozos

Fuente: API (2009) y elaboración propia.

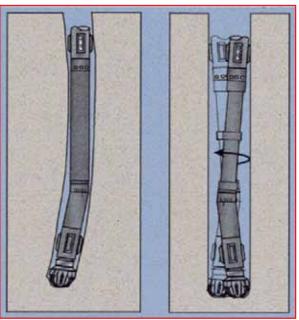
Nota: acuíferos de agua subterránea. Revestimiento guía. Revestimiento de superficie. Revestimiento intermedio. Revestimiento de producción. Pozo horizontal. Pozo vertical. Radio de 500 pies. Fracturas verticales en pozos verticales. Fracturas verticales en pozo horizontal. Formación productora.

4. TECNOLOGÍAS EN LA EXPLORACIÓN DE GAS

Los pozos horizontales se perforan, en un principio, en dirección vertical hasta un punto de desvío, denominado *Kick-Off Point* o KOP. A partir de ese punto, el pozo incrementa su ángulo respecto de la vertical a lo largo de un determinado azimut hasta intersectar y permanecer en la capa de la formación objeto de interés. La sección desviada y horizontal del sondeo se perfora con un motor de fondo que funciona con la presión hidráulica del fluido de perforación. Los motores de fondo pueden perforar de dos formas: en primer lugar en modo deslizamiento (*in sliding*) cuando se necesita que la perforación esté orientada, pudiendo el operario controlar la dirección; y, en segundo lugar, en modo rotativo (*in rotating*) que es como se perfora una sección vertical (véase figura 79).

FIGURA 79
Motores de fondo

Sliding Rotating



Fuente: Warren (1998).

En ciertos casos, técnica y económicamente justificados, y tanto en pozos verticales como horizontales, se realiza una completación a pozo abierto (sin entubar) en lugar de bajar el *casing* hasta la profundidad total. En este caso, la zapata de la tubería de revestimiento de producción se colocará justo por encima de la formación productora.

Aplicar la técnica de perforación horizontal en la fracturación hidráulica también presenta diferencias en cuanto a la forma en que se distri-

buyen los pozos en superficie. Actualmente, y tal como se ha indicado anteriormente, el proceso de fracturación hidráulica se caracteriza por la agrupación de varios pozos en dispositivo multipozo o *multi-well pads*, donde se perfora cada pozo direccionalmente y se aplica la técnica conocida como *multi-stage slickwater fracturing*, o fracturación multifase con fluido de baja fricción.

Así se hace, por ejemplo, en el desarrollo de Marcellus *Shale* en el norte de Pensilvania. Por lo general, se construye una plataforma en el centro de lo que será una serie de pozos horizontales. Aunque se pueden perforar hasta 16 pozos en el mismo emplazamiento, lo común es perforar secuencialmente de seis a ocho pozos, en filas paralelas desde cada plataforma, manteniendo una distancia en superficie de cinco a ocho metros entre ellos. En el Reino Unido, la compañía Cuadrilla Resources ha informado de que sus plataformas tendrán diez pozos cada una. Cada pozo horizontal puede tener una longitud lateral de entre 1 y 1,5 km, aunque puede ser mayor [Broderick *et al.*, 2011 en (Tyndall Centre, 2011)].

Como desde el conjunto de pozos perforados desde cada plataforma sólo se puede acceder a un área determinada de la formación de interés, la explotación del *shale gas* requiere la disposición de una serie de *pads* que abarquen el conjunto de la formación objetivo.

5. Fracturación hidráulica y producción

5.1. FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

A la hora de hablar de tecnologías para la producción de hidrocarburos no convencionales en general, y del *shale gas* en particular, es necesario aclarar, en primer lugar, qué se entiende hoy en día por «no convencional». Como se ha comentado en apartados anteriores, la producción de gas no convencional hace referencia al gas natural extraído de aquellas formaciones en las que la permeabilidad de la roca almacén es tan baja que impide que los hidrocarburos fluyan de forma natural (por ejemplo, *tight gas*, véase capítulo 2, para mayor detalle) o de aquéllas en las que el gas está impregnado en las rocas (por ejemplo, CBM).

En los Estados Unidos, la definición de «gas convencional» y «no convencional» fue establecida de forma arbitraria en la década de los setenta por razones fiscales. Según la normativa fiscal, se define como «gas no convencional» aquél producido a partir de un pozo de *tight gas* cuya permeabilidad sea igual o inferior a 0,1 microDarcy. En función del grado de permeabilidad, el pozo se beneficiaría o no de créditos impositivos estatales o federales por la producción de gas¹.

Tanto en la producción de hidrocarburos convencionales como no convencionales, el método de aplicar sucesivamente distintas tecnologías de recuperación está muy asentado. Cuando la producción primaria disminuye y, por tanto, también su rentabilidad, los productores analizan la opción de la inyección de agua como técnica de recuperación secundaria

 $^{^{\}rm l}$ Sin embargo, como lo que en realidad determina el flujo de gas es una serie de propiedades físicas y económicas que no guardan relación con la permeabilidad, elegir un único valor de permeabilidad para definir el gas no convencional tiene una utilidad limitada. Así, por ejemplo, en yacimientos con capas profundas de gran potencia y altas presiones, es posible completar pozos de gas comercialmente, aun cuando la permeabilidad de la formación está en el rango de los microDarcy (0,001 μD) (Holditch $\it et al., 2007$).

o asistida. También se analiza la conveniencia de aplicar métodos terciarios (térmicos y otros) cuando la inyección de agua deja de ser eficiente (Speight, 2009).

La fracturación hidráulica es un método de estimulación en el que se bombea un fluido a alta presión a través de un pozo para crear o aprovechar una red de grietas en la roca almacén (de baja permeabilidad) (Speight, 2011). El fluido ejerce presión sobre el gradiente litostático (el peso de la roca situada por encima de donde se aplica la presión) y la resistencia local de la roca, generando una fractura que se puede extender a lo largo de cientos de metros, siempre que se inyecte suficiente fluido para mantener la presión y soportar la carga (Pijaudier-Cabot, 2013).

En resumen, se trata de un método de estimulación adecuado para reservorios de baja permeabilidad, con el fin de que la producción sea económicamente viable. En reservorios de permeabilidad media, la estimulación por fracturación sirve para acelerar la recuperación.

Cuando se habla hoy de fracturación hidráulica, en general se hace referencia a aquella técnica en la que se utilizan fluidos de baja fricción (*slickwater*) y se aplica la perforación horizontal y la fracturación multietapa, una técnica que no es nueva y que se viene utilizando desde hace tiempo en la industria para estimular los yacimientos «convencionales» y mejorar la recuperación.

Generalmente, se hace referencia a la fracturación hidráulica como una tecnología no convencional. Sin embargo, ésta no es reciente, ya que lleva empleándose en la industria desde hace más de sesenta años. En el año 1947, se realizó el primer tratamiento experimental de fracturación hidráulica en el Condado de Grant, Kansas, y dos años después, en 1949, tuvo lugar su primera aplicación comercial satisfactoria en Oklahoma. El uso de esta técnica se extendió de tal manera que, para el año 2012, ya se habían realizado alrededor de 2,5 millones de operaciones de fracturación hidráulica en pozos de petróleo y gas de todo el mundo, la mayor parte en Estados Unidos (King, 2012).

El proceso de fracturación hidráulica con fluidos de baja viscosidad consiste, por tanto, en inyectar líquidos (normalmente el 99,5% es agua) y propantes² (pequeños sólidos granulados, como arena o materiales cerámicos) a presiones capaces de romper las rocas y crear una red de fracturas que incrementan la permeabilidad de la roca o que se conectan con otras fracturas existentes que se propagan desde el pozo hasta las formaciones objeto de interés. Los propantes se bombean en un fluido que se introduce en las fracturas creadas con el objetivo de que éstas se mantengan abiertas tras haber dejado de aplicar presión. De este modo, se crea una vía de comunicación entre el yacimiento y el pozo que ayuda a incrementar la tasa de producción. El objetivo de toda fracturación hi-

² Propante, agente apuntalante o agente sostén. La palabra propante no figura en el Diccionario de la RAE pero es de amplio uso en la industria.

dráulica es crear fracturas sólo en la formación objeto de interés. Hay que tener en cuenta que una fracturación excesiva elevaría innecesariamente el coste del proceso.

Durante la fracturación hidráulica, se bombea fluido al interior del casing de producción, a través de las perforaciones (o pozo abierto) a una presión capaz de fracturar la roca. Es lo que se denomina rotura o breaking down de la formación. A medida que se inyecta fluido a alta presión, la fractura puede seguir creciendo o propagándose. La tasa de bombeo del fluido debe ser lo suficientemente rápida como para mantener la presión necesaria para propagar la fractura. Es lo que se denomina presión de propagación. Conforme se propaga la fractura, se añade al fluido un propante como, por ejemplo, arena. Cuando se detiene el bombeo y se retira el exceso de presión, la fractura tiende a cerrarse, pero el propante la mantendrá abierta, permitiendo que los hidrocarburos fluyan más fácilmente, desde la formación objetivo al pozo a través de dicha fractura, de mayor permeabilidad, obligados por el enorme gradiente de presión entre pozo y formación (véase figura 80).

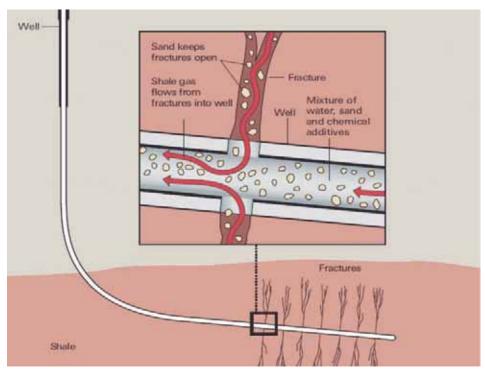


FIGURA 80
Diagrama de la fracturación hidráulica

Fuente: Bickle et al., June (2012).

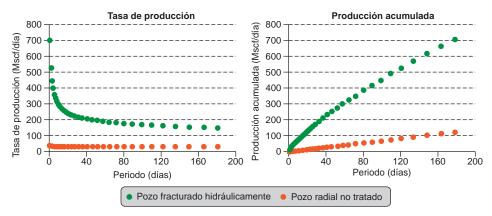
Nota: Pozo. Lutita. Fracturas. La arena mantiene abiertas las fracturas. El shale gas fluye al pozo a través de las fracturas. Mezcla de agua, arena y aditivos químicos.

El proceso de fracturación hidráulica incrementa la superficie de exposición de la formación productiva, creando una vía de conducción que se extiende una distancia considerable entre el pozo y la formación.

En la figura 81, se muestra una comparación entre la tasa de producción y la producción acumulada de un pozo no tratado (no fracturado) y otro en el que se han realizado trabajos de fracturación hidráulica. Se aprecia claramente que la fracturación hidráulica incrementa notablemente la producción de gas natural que se extrae de las formaciones. En ambas gráficas, la curva inferior, representa el pozo no tratado (no fracturado), mientras que la curva superior, corresponde al pozo con tratamiento de fracturación.

FIGURA 81

Comparación de la tasa de producción y la producción acumulada de un pozo con y sin fracturación hidráulica



Fuente: PXP & Halliburton (2012), traducido por Orkestra-IVC.

La industria de los hidrocarburos ha avanzado mucho desde que la fracturación hidráulica con fluidos de baja viscosidad se utilizara por primera vez como método de estimulación de pozos. La técnica, perfeccionada a lo largo de los años, se ha adaptado, más recientemente, para maximizar la producción de las formaciones de *shale gas*.

En este sentido, en los últimos años la fracturación hidráulica ha ido incorporando continuamente innovaciones tecnológicas encaminadas a abordar distintos aspectos que generan inquietud social, como las emisiones de gases y el uso del suelo y el agua, asociados todos ellos a las operaciones de perforación y terminación de pozos. Gracias a ello, se ha reducido el consumo de agua y se está ofreciendo información de los productos químicos utilizados por las compañías. La industria ha reemplazado aquellos compuestos químicos considerados «peligrosos» y están aplicándose otras soluciones para reducir el consumo de agua potable mediante, por

ejemplo, la adaptación de las fórmulas químicas para poder utilizar agua de mar, agua de la propia formación productora o los *flowbacks* ³ reciclados. No se abordan aquí estos temas, que se tratan específicamente en el capítulo 6.

Las siguientes fotografías muestran un emplazamiento con el equipo de fracturación hidráulica instalado. Mientras que la primera (véase figura 82) ofrece una vista general de los equipos y componentes, la segunda (véase figura 83) muestra, en más detalle, alguno de los equipos que no se pueden apreciar fácilmente en la primera fotografía.

FIGURA 82

Trabajos de fracturación hidráulica



Fuente: NYSDEC (2011). Cortesía de New York State Department of Environmental Conservation.

Nota: 1. Cabeza de pozo y árbol de fracturación; 2. Línea de flujo (para flowback & sting); 3. Separador de arena para el fluido de retorno (flowback); 4. Tanques de agua; 5. Calentadores de línea o line heaters; 6. Antorcha o flare; 7. Camiones de bombeo; 8. Contenedores de arena o sand hogs; 9. Camiones de arena; 10. Camiones de ácidos; 11. Camiones de aditivos para la fracturación; 12. Mezclador o blender, 13. Centro de monitorización y control de fracturas; 14. Balsas de agua dulce; 15. Tubería de suministro de agua dulce; 16. Tanques adicionales y equipo de producción; 17. Calentadores; 18. Separadores y medidores y 19. Colector de producción.

Tal y como se ha señalado, la siguiente fotografía (véase figura 83) muestra más detalladamente la cabeza de pozo y el equipo de fracturación.

Como se comenta más adelante, la fracturación hidráulica es sólo una de las fases del proceso de exploración. Es más, no es la fase de mayor duración, con lo que es importante tener en cuenta el aspecto y necesidades

³ Fluidos de retorno.

que tendrá el emplazamiento durante la fase posterior a la exploración, es decir, durante la producción.

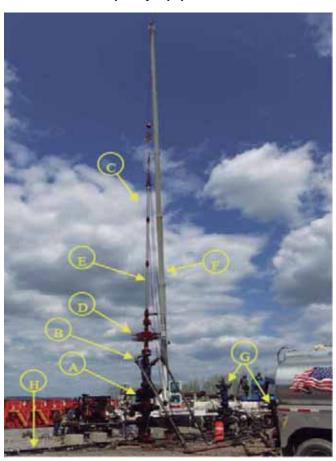


FIGURA 83

Cabeza de pozo y equipo de fracturación

Fuente: NYSDEC (2011). Cortesía de New York State Department of Environmental Conservation.

Nota: se puede ver la cabeza de pozo y el árbol de fracturación con sus válvulas (A); el goat head (B), que se utiliza para las conexiones del flujo de fracturación; el wireline (C), utilizado para introducir determinados equipos en el pozo; el wireline BOP o preventor de erupciones del wireline (D), cuya función se explicó en el capítulo anterior; el equipo de lubricación del wireline (E); la grúa para sostener el equipo wireline (F); otros pozos cercanos (G); y la línea de flujo (H) que sirve para transferir el fluido de retorno (flowback) y los fluidos de pruebas desde y hacia el pozo.

En la figura 84 se puede ver el aspecto que presenta un emplazamiento justo al inicio de la producción. Antes de fracturar el pozo, se ha retirado el equipo de perforación y la mayoría de los otros elementos, reduciendo así el impacto visual de toda la operación. La restauración del emplazamiento podría hacerse después de iniciada la fase de producción, siempre que no se fueran a perforar otros pozos desde el mismo.

FIGURA 84 Equipos durante la fase de producción



Fuente: West Virginia Surface Owners' Rights Organization y McMahon (2015).

Para llevar a cabo la fracturación, es preciso perforar el revestimiento, pero antes es necesario presurizar el pozo para comprobar la estanqueidad del espacio anular y llevar a cabo las pruebas de integridad de las líneas de flujo y, por último, retirar el equipo de pruebas de presión.

Una vez que se han hecho las pruebas de presión del pozo, se bajan los cañones de perforación con la unidad de *wireline o coiled tubing*⁴. Las cargas explosivas del cañón se controlan y disparan con un detonador electrónico con el fin de perforar tanto la tubería de revestimiento como el cemento de una manera predeterminada.

Establecida la comunicación del pozo con la formación a través de los orificios abiertos por las cargas de perforación, se realiza una *minifractura* bombeando agua en el pozo hasta conseguir romper la formación, con la consiguiente caída de presión. Los datos obtenidos de esta operación se utilizan para realizar cambios en el diseño del programa de fracturación.

La estimulación del pozo se lleva a cabo en varias etapas, bombeando de manera secuencial tandas (*slugs*) de agua tratada y propantes, comenzando por la zona de interés más alejada. Al término de cada etapa, que puede durar entre cuatro y cinco horas, se detiene el bombeo y la presión del pozo vuelve a su estado inicial. A continuación, se coloca con la unidad de *wireline* un tapón de aislamiento mecánico para aislar el intervalo frac-

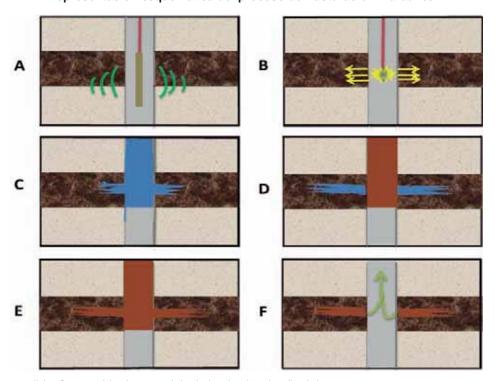
⁴ Las siguientes operaciones consisten en montar el equipo de *wireline* y probarlo; bajar con el cañón hasta la zona del pozo más profunda a perforar (ubicar la herramienta a la profundidad requerida y disparar el cañón para abrir una vía que comunique el pozo con la formación en una zona específica); y subir el cañón a la superficie para volver a cargarlo y perforar otra zona de interés.

turado de los niveles más elevados o cercanos a la superficie. El proceso se repite hasta concluir las restantes etapas.

En la figura 85, se puede apreciar un proceso de fracturación múltiple. El dibujo A muestra el registro (*logging*) del revestimiento para asegurarse de que la cementación es correcta. El dibujo B muestra el momento en que las cargas del cañón de perforación atraviesan la tubería de revestimiento y el cemento y entran en la formación, permitiendo el contacto entre la formación y el pozo. Una etapa típica puede tener unos 100 metros de longitud. Los dibujos C y D ilustran cómo se introduce fluido de fracturación (azul) a alta presión para romper (fracturar) la formación a través de las perforaciones hechas en el revestimiento del pozo. El dibujo E muestra cómo se introduce el *propante* necesario para mantener abiertas las fracturas inducidas. Una vez terminada la inyección (en este caso, se han fracturado dos zonas), parte del fluido de fracturación retorna al pozo en un proceso denominado *flowback* (dibujo F), durante el cual se crean vías de comunicación en las fracturas abiertas con el *propante* a través de las cuales el gas puede fluir hacia la superficie del pozo.

FIGURA 85

Representación esquemática del proceso de fracturación hidráulica (1)



⁽¹⁾ Las figuras se deben interpretar de izquierda a derecha y de arriba abajo. Fuente: elaboración propia a partir de PXP y Halliburton (2012).

Llegados al punto anterior, se puede dar por terminado el proceso de fracturación. En función del número de zonas que se desee tratar, las duraciones típicas se situarán entre unos días y unas pocas semanas.

Una vez fracturada la roca, los fluidos de fracturación retornarán a la superficie y, en muchos casos, especialmente en campos en desarrollo, se reciclarán y reutilizarán. De no ser así, serán tratados adecuadamente en instalaciones autorizadas.

Una vez desmovilizado el equipo de fracturación hidráulica, es decir, bombas y camiones, el flujo de tráfico prácticamente ha terminado. Por lo general, las únicas instalaciones que quedan en el emplazamiento son el equipo colector y las válvulas de producción (véase figura 84).

5.1.1. Fluido de fracturación hidráulica, fluido de retorno y agua producida

Fluido de fracturación hidráulica

Como ya se ha comentado anteriormente, la fracturación hidráulica consiste en bombear un fluido en una formación para fracturar el reservorio y lograr así que el gas que contiene fluya.

Como se ha visto en el apartado 5.1, los tratamientos de fracturación hidráulica se aplican en el reservorio con una secuencia que se determina para satisfacer las necesidades concretas de la formación objetivo. De este modo, y aunque dichos tratamientos son, en esencia, los mismos para todos los pozos, las diferencias que se constatan de una zona a otra hacen que las fases o etapas en la fracturación, así como el tipo de tratamiento, puedan variar en función de las condiciones locales. Por todo ello se debe planificar a medida cada tratamiento de fracturación. La mezcla exacta aplicada en el tratamiento variará en función de la profundidad, del espesor y de otras características de la formación en las que se aplica el proceso.

El proceso de fracturación consta de varias fases. El fluido de fracturación hidráulica (agua con aditivos que reducen la viscosidad) ayuda a iniciar la fractura y facilita la colocación del material *propante*. La etapa de concentración del *propante* se podría dividir en varias subfases en las que éste se mezcla con agua. El tamaño y nivel de concentración de elemento propante o apuntalante variará durante el tratamiento. Se comenzará con una concentración baja de partículas finas que irá en aumento hasta alcanzar una concentración alta de partículas más gruesas. Para limpiar el exceso de *propante*, que pudiera quedar en el pozo, se realizará un lavado con agua dulce o salmuera.

Por tanto, durante la fracturación multietapa se inyectarán en serie distintos volúmenes de fluidos de fracturación con concentraciones específicas de propante y otros aditivos que permitirán abordar adecuadamen-

te las condiciones de cada etapa, por ejemplo, la potencia de la formación, la presencia de fallas naturales y la proximidad de otros sistemas de pozos (API, 2009).

La formulación exacta variará y dependerá de las condiciones del pozo y de las características del reservorio⁵. El consejo de protección del agua subterránea en Estados Unidos, el *Ground Water Protection Council* (GWPC), ha bautizado a esta mezcla como *soup* (sopa).

En el proceso de fracturación, el agua y los aditivos se mezclan en el propio emplazamiento en una unidad de mezclado (*blender*) montada sobre un camión. Se utilizan mangueras para transferir los aditivos líquidos desde los contenedores de almacenamiento al mezclador o directamente al pozo desde el camión⁶. Los aditivos secos se vierten manualmente en el sistema de alimentación del mezclador. A continuación, se procede a mezclar la solución de fracturación resultante con propante para bombearla al pozo.

Los fluidos más empleados tienen como base el agua, que puede ser extraída de masas superficiales, como ríos y lagos, o subterráneas como acuíferos o recursos hídricos públicos o privados. Al agua, habitualmente, se le añade arena, que actúa de propante o agente sostén, para mantener las fracturas abiertas, además de otras sustancias químicas. En la tabla 17 se ofrecen más datos sobre el fluido utilizado para la fracturación.

TABLA 17
Fluido utilizado en el proceso de fracturación (1)

Producto		Función	Cantidad 1 etapa (100 m)
1	do clorhídrico o en agua al 15%)	Limpia las perforaciones	5,7 m³ (0,85 HCl y 4,85 m³ de agua)
	Agua	Fluido base	3.125 m³
Slickwater	Bactericida	Desinfectante	1,56 m³
Chokinator	Reductor de fricción Reduce la pérdida de velocidad		1,5 m³
. Mantiene abiertas las			
Arena		fracturas inducidas	113,5 t

⁽¹⁾ En el anexo 4 se ofrece más información sobre las funciones técnicas de los elementos del fluido fracturación. Fuente: elaboración propia a partir de datos de Hydraulic Fracturing Service Company (2013).

⁵ En la figura 86 se muestra la composición típica de un fluido de fracturación.

⁶ Las operaciones requieren distintos equipos, como tanques para almacenar fluidos, medios para transportar el propante y equipo para los trabajos de mezclado y bombeo. Todos ellos se montan y conectan a los sistemas de monitorización para que se pueda ajustar correctamente la composición y el volumen de los fluidos, la presión y la tasa de inyección de los mismos (Bickle *et al.*, June 2012).

El propante es un material sólido, suspendido en el fluido de fracturación que sirve para mantener abiertas las fracturas creadas. Para ello, existen distintos materiales, naturales o artificiales, que se pueden emplear, tales como arena, que ya se ha mencionado, arena resinada o cerámicas artificiales. La elección del tipo de propante dependerá principalmente de las tensiones que haya en el reservorio.

La concentración de arena utilizada como propante era baja hasta la aparición, a mediados de los sesenta, de fluidos que hicieron posible bombear mayores concentraciones de arena. Se requieren diferentes proporciones de arena en el fluido de fracturación para conseguir una mejor distribución del propante en las fracturas que se generan.

Hoy por hoy, además de agua y arena, se suele emplear un agente gelificante y un pequeño porcentaje de diferentes aditivos (sustancias lubricantes), necesarios para reducir la presión requerida en superficie y controlar otros agentes externos (p. ej./bacterias). Se trata de sustancias químicas que, en su mayoría, son comunes en la vida diaria. Por ejemplo, el material que se utiliza para espesar el fluido de fracturación es un polímero natural derivado de las semillas de guar.

Entre los aditivos químicos, se pueden encontrar inhibidores que impiden la acumulación de incrustaciones en las paredes del pozo; ácidos para limpiar los depósitos en materiales de acero; biocidas para matar las bacterias capaces de producir ácido sulfhídrico y, posteriormente, corrosión; reductores de la fricción entre el pozo y el fluido inyectado; y agentes tensoactivos para reducir la viscosidad del fluido de fracturación. Conviene destacar que han dejado de utilizarse sustancias como el Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BETEX), por ser consideradas perjudiciales para la salud.

El porcentaje habitual de aditivos químicos, para un tipo concreto de formación de lutitas, es de 0,17% (reflejado en la siguiente figura), aunque también se dan otros porcentajes que van del 0,44% al 1,2%.

Aditivos 0,17%

O,04%

O,04%

O,02%

O,03%

O,01%

Agua

Arena

Aditivos

Inhibidor de incrustaciones

Acido

Biocida

Reductor de fricción

Agente tensoactivo

FIGURA 86

Composición típica del fluido de fracturación por volumen

Fuente: elaboración propia a partir de Royal Academy of Engineering, The Royal Society (2012).

En un plan debidamente elaborado y ejecutado, se pueden sustituir las sustancias químicas tóxicas, principalmente los biocidas de baja dosis, por materiales que sean efectivos y biodegradables y que, a menudo, se utilizan en el tratamiento del agua potable. Los biocidas más comúnmente empleados, como el glutaraldehído [Kari, 1993 en King (2012)], son los mismos materiales que se emplean en entornos hospitalarios y en la preparación de alimentos, con concentraciones relativamente bajas pero en volúmenes totales relativamente grandes. Una de las cuestiones más apremiantes a las que se enfrenta la industria de los hidrocarburos es examinar y adoptar otras tecnologías, sean químicas o no, para sustituir el mayor número posible de sustancias químicas dañinas para el medioambiente [Jordan, 2010; Paktinat, 2011 en (King, 2012)].

Por lo general, en el proceso de fracturación hidráulica con fluido de baja fricción, se emplean entre una y cinco sustancias químicas, aunque también se pueden encontrar trazas de residuos químicos utilizados en la preparación de productos. Incluso los suministros de agua dulce empleados en la fracturación a menudo contienen un grupo de minerales e iones metálicos comunes, además de residuos químicos adheridos, derivados de procesos de fabricación, o trazas que nada tienen que ver con el sector petrolero (véase tabla 18) (King, 2012).

TABLA 18

Aditivos comunes utilizados en el proceso de fracturación hidráulica de shale gas con fluido de baja fricción

Aditivos más comunes en la fracturación con slickwater	Composición	Número CAS	Porcentaje de operaciones de fracturación de shale gas que utilizan este aditivo. (NO es una concentración)	Uso alternativo
Reductores de fricción	Poliacrilamida	9003-05-8	Cerca del 100% de las fracturaciones utilizan este aditivo	Absorbente en pañales, floculante en el tratamiento de agua potable
Biocida	Glutaraldehído	111-30-8	80% (cada vez menos)	Desinfectante usado en medicina
Biocida alternativo	Ozono, dióxido de cloro, UV.	10028-15-6 10049-04-4	20% (cada vez más)	Desinfectante usado en suministros de agua municipales
Inhibidor de incrustaciones	Fosfanato y polímeros	6419-19-8 y otros	10 - 25% del total de fracturaciones utilizan este aditivo	Detergentes y tratamiento médico de problemas óseos
Agente tensioactivo	Varios	Varios	10 - 25% del total de fracturaciones utilizan este aditivo	Lavavajillas y limpiadores

Fuente: King (2012).

La Unión Europea⁷, en colaboración con la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos, ha establecido el REACH⁸, un sistema integrado para el registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos. El sistema REACH exige a las empresas que fabrican e importan sustancias y preparados químicos, que evalúen y tomen las medidas oportunas para gestionar los riesgos⁹ derivados del uso de las mismas. Es decir, es la industria la que tiene que demostrar que las sustancias y preparados químicos que producen y comercializan son seguros.

Por otra parte, la legislación también puede ayudar a la industria mediante el establecimiento de referencias de buenas prácticas y la implementación de directrices y normas destinadas a la explotación de hidrocarburos *no convencionales*. Asuntos que han despertado el interés social, como el empleo de sustancias tóxicas o el nivel de consumo de agua, deberían ser tenidos en cuenta en el proceso normativo y también en los servicios de apoyo ¹⁰.

Agua de retorno (flowback)

Dado que el fluido de fracturación retorna a la superficie permitiendo que los hidrocarburos salgan del reservorio; se realiza un seguimiento del fluido de retorno (también denominado *flowback*) para controlar la presión y otros parámetros necesarios para estudiar la viabilidad del proceso.

El fluido de retorno se define, en la mayoría de los casos, como aquel fluido que tiene la misma identidad geoquímica que la del fluido de fracturación hidráulica. Se estima que el 60% del total del fluido de retorno se produce en los cuatro días siguientes a la fracturación y se recoge en un depósito separador que se instala aguas abajo del árbol de producción. Los fluidos procedentes del pozo pasan a través de una válvula de control al separador bifásico o trifásico, donde se separan el gas y los líquidos: el gas se quema en una antorcha y el fluido de retorno en fase líquida se dirige a través de la citada válvula de control, a la balsa o a los tanques de almacenamiento.

⁷ En los Estados Unidos, el GWPC y la Interstate Oil and Gas Compact Commission (IO-GCC) disponen de un registro de las sustancias químicas utilizadas en los procesos de fracturación hidráulica en Estados Unidos, denominado FracFocus, publicado en internet y accesible para todo aquél que desee consultar información al respecto.

⁸ Para más información acerca de REACH, consultar el anexo 5.

⁹ Los riesgos asociados al empleo de sustancias químicas están regulados por el Reglamento (CE) 1907/2006, del Parlamento Europeo y el Consejo, de 18 de diciembre, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de sustancias y preparados químicos (REACH, por sus siglas en inglés), por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Preparados Químicos (ECHA), se enmienda la Directiva 1999/45/CE y se deroga el Reglamento del Consejo (CEE) 793/93 y el Reglamento de la Comisión (CE) 1488/94, así como la Directiva del Consejo 76/769/CEE y las Directivas de la Comisión 91/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE y 2000/21/CE.

 $^{^{10}}$ En (Yang $\it et al., 2013)$ se pueden consultar otras clasificaciones para futuros tipos de tratamiento.

En principio, el almacenamiento del fluido de retorno permite reutilizar una gran parte del mismo en otras operaciones de fracturación, es decir, en otros pozos del mismo emplazamiento o zona, tras haberlo filtrado y diluido en agua dulce y tras haber aplicado otros tratamientos necesarios antes de poder reutilizarlo.

La Agencia Medioambiental de los Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) elaboró un estudio en el que se evaluaron más de noventa pozos de la formación de *Marcellus Shale*. Se desarrolló una base de datos de las salidas (*outputs*) y recursos de agua controlados y no controlados. La siguiente figura, extraída del citado estudio, muestra datos del flujo del agua de retorno. Como se puede apreciar a continuación, la tasa de flujo del agua de *flowback* desciende rápidamente.

(ED 200 150 100 150 200 250 300 350 400 450 500 Tiempo de ejecución (horas)

FIGURA 87
Evolución del flujo de retorno (2-3 semanas)

Fuente: EPA (2013a).

Agua de la formación y agua producida

El agua de la formación es el agua presente en las formaciones subterráneas, y que puede aflorar a la superficie durante la producción de hidrocarburos. Sus características químicas están relacionadas con las de las formaciones, y los hidrocarburos que éstas contienen, por haber estado en contacto con ellas. El agua de formación o producción (*produced water*) puede contener agua del reservorio, agua previamente inyectada en la formación y otras sustancias químicas añadidas durante los procesos de producción. Sus propiedades físicas y químicas varían notablemente en función del lugar geográfico donde se encuentre el pozo de la formación

geológica y del tipo de hidrocarburo que se produzca. El agua de la formación es básicamente agua salada y su volumen y características también varían a lo largo de la vida del yacimiento (Argonne National Laboratory, 2009; The Produced Water Society, 2014).

A diferencia del agua de retorno, el agua de formación es la que se encuentra en las formaciones de lutitas y que fluye a la superficie durante toda la vida del pozo. En un momento dado, el agua que se recupera del pozo pasa de ser agua de retorno a agua producida. Este momento de transición puede ser difícil de determinar, sin embargo, en ocasiones se consigue distinguirlo, midiendo la tasa de retorno en barriles por día (bpd) y observando la composición química.

Mientras que el agua de retorno produce una tasa de flujo mayor en un periodo de tiempo menor, por encima de los 50 bpd, la tasa de flujo del agua producida es menor en un periodo de tiempo mucho mayor, normalmente entre dos y 40 barriles día. Dado que las composiciones químicas son similares, se recomienda realizar un análisis químico para distinguirlas (The Institute for Energy & Environmental Research, 2014). Finalmente, conviene señalar que se sigue trabajando en el desarrollo de tecnologías de tratamiento del agua producida y del *flowback* (agua de retorno), así como en medidas alternativas de suministro de agua, con el objeto de disminuir los niveles de consumo neto.

5.1.2. Control de la fracturación

Para llevar a cabo una fracturación eficaz y, al mismo tiempo, proteger el agua subterránea, en caso de que la zona de estimulación del pozo estuviera próxima a la superficie, es fundamental aplicar un buen control de la calidad y una monitorización del proceso.

Existen ciertos parámetros de seguimiento que se deberían observar en, prácticamente, todos los tratamientos de fracturación hidráulica, utilizándose algunos más específicos en función de las necesidades concretas de cada proyecto.

Como se ha mencionado con anterioridad, se necesitan sofisticados programas informáticos para diseñar los procesos de fracturación, antes de proceder a fracturar, así como durante la operación de fracturación, con objeto de monitorizar y controlar la geometría de las fracturas y su progresión en tiempo real. Durante el tratamiento de las fracturas, se deben monitorizar continuamente determinados parámetros, entre ellos, la presión de inyección en superficie (psi), la concentración del propante (ppa 11), el caudal de fluido (bpd) y la tasa de arena o propante (lb/min).

Con los datos registrados, se ajustarán los modelos informáticos utilizados para planificar los procesos de fracturación hidráulica. En regiones

¹¹ Libras de propante agregado (ppa). 1 ppa = 0,12 g/cm³.

con amplia experiencia en la aplicación de estos tratamientos, los datos recopilados en una zona concreta, donde se ha fracturado con anterioridad, son un excelente indicador de lo que puede suceder en nuevos procesos de fracturación.

Por ello, el uso de la microsísmica pasiva para el seguimiento de las operaciones de fracturación hidráulica es una herramienta muy valiosa para controlar la propagación de las fracturas inducidas. Este método aporta información bastante diversa, por ejemplo el azimut ¹² de las fracturas creadas y la complejidad de la red de fracturas. Asimismo, aporta información sobre la distancia horizontal de las fracturas desde el pozo de inyección y la progresión de las fracturas verticales, con indicación de la distancia y dirección de la propagación.

En la imagen de la página siguiente (véase figura 88) se muestra la representación de un registro de seguimiento microsísmico en Barnett Shale¹³, donde se puede ver que las fracturas verticales están lejos de los acuíferos superficiales (para mayor de detalle, véanse los apartados 6.3.2 y 6.4).

5.2. COMPLETACIÓN DEL POZO

Una vez perforado el pozo, y tras comprobar que contiene cantidades de gas cuya comercialización es viable, el siguiente paso consiste en completarlo o prepararlo para permitir que el gas natural salga de la formación y fluya hasta la superficie en las debidas condiciones de seguridad; es decir, preparar el pozo para la producción.

Si el pozo no contiene hidrocarburos o se estima que lo que contiene no es suficiente como para rentabilizar la terminación, se procederá a taponar y abandonar el pozo (P&A, *Plugging and Abandonement*). Con tal fin, se bombearán a través de la tubería de perforación varios tapones de cemento que servirán para aislar y sellar zonas que contienen hidrocarburos no rentables de otras que no contienen hidrocarburos, y aislar las zo-

 $^{^{\}rm 12}$ Ángulo horizontal que forma una dirección respecto a la meridiana geográfica medido desde el norte.

Los geólogos supieron durante décadas que el yacimiento Barnett Shale era una roca madre rica en gas y cantidades más pequeñas de petróleo, sin embargo, no sabían cómo extraerlo de manera que fuese rentable. George P. Mitchell, decidido a desenterrar ese tesoro, hizo que su empresa perforase el primer pozo de *shale* en el condado de Wise.

La suya no fue una historia de éxito repentina. Sus colegas del sector pusieron en tela de juicio el deseo de perforar pozos multimillonarios en rocas con una permeabilidad más baja que la del cemento. Los propios ingenieros de Mitchell le dijeron que estaba malgastando su dinero. Su consejo de administración le pidió, en reiteradas ocasiones, que abandonara la búsqueda. Pero él prosiguió en su empeño durante casi veinte años. El descubrimiento se produjo cuando uno de sus ingenieros, Nick Steinsberger, propuso abrir la roca de esquisto. Fue entonces cuando, por fin, Mitchell pudo recoger los frutos de décadas de esfuerzo.

El segundo gran avance en la revolución del *shale* fue la perforación horizontal. Se produjo después, en la década de los noventa, y constituyó la verdadera clave para explotar el yacimiento Barnett y otros, como, por ejemplo, Marcellus en Pensilvania y, posteriormente, los campos de Eagle Ford y Bakken (*Petroleum Economist*, 2013; Zuckerman, 2013).

2.000 - Archer Clay Cooke Culberson
Deptition Harmon Hill Hicord
Jank Johnson Pallo Pinto Parker Reeves
Somerveli Stephens Tarrant

Etapas de fracturación (clasificadas en puntos medios de rendimiento)

FIGURA 88
Representación gráfica de tratamientos de fracturación en Barnett Shale/TV

Fuente: Bickle et al., June (2012).

nas de agua dulce de las que contienen salmuera. Los intervalos entre los tapones de cemento se rellenan con lodo de perforación (Bommer, 2008).

Por último, se procede a restaurar el terreno del emplazamiento, una vez que se ha retirado el equipo de perforación.

5.3. PRODUCCIÓN

Si el pozo resulta ser viable, después de finalizar los trabajos de perforación, fracturación hidráulica y terminación (completación)¹⁴, se procederá a la instalación de un *Christmas tree* de producción («árbol de Navidad»), encima de la cabeza de pozo para colectar y transferir el gas para su procesamiento. Es posible comenzar la producción de un pozo antes de terminar los pozos restantes ubicados en el mismo emplazamiento (Conaway, 1999).

Se denomina *Christmas tree* al conjunto de válvulas que controlan el flujo del pozo. Se diseña y construye para trabajar a plena presión incluyendo en su diseño un margen de seguridad importante. A continuación, se describen las funciones de las principales válvulas (véase figura 89). Las válvulas maestras (dos) sirven para cerrar el pozo; la corona se utiliza si hay montado un lubricador para hacer servicios en el pozo a través de un *tubing* (tubería); la *wing valve* (válvula lateral de seguridad) se emplea generalmente para abrir y cerrar el pozo; el *choke* (válvula reguladora con salida variable) sirve para controlar el flujo y la presión del pozo, aunque también protege el equipo instalado aguas abajo al confinar toda la pre-

¹⁴ Ver nota 6, apartado 2.2.

sión del pozo en el árbol. Finalmente, la válvula de seguridad cierra automáticamente el pozo cuando las condiciones de seguridad no son aceptables (Conaway, 1999).

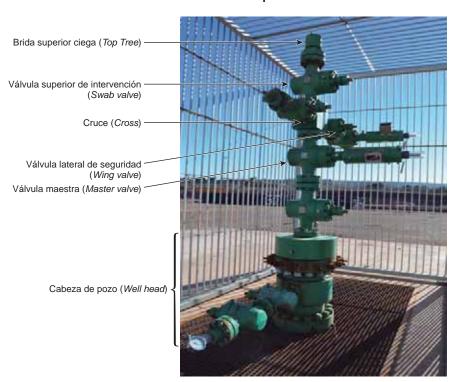


FIGURA 89

Christmas tree típico

Fuente: elaboración propia.

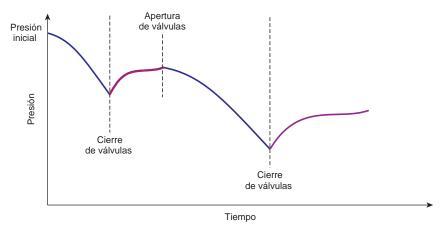
Una vez que está listo el pozo, se realiza una prueba de producción para evaluar tanto las propiedades del reservorio como las del fluido producido. Una vez que se considera que el fluido producido es representativo de ese yacimiento (por ejemplo, puede contener restos de lodo), se van alternando periodos de flujo y cierre. Mientras que en los periodos de flujo se estudia el descenso de presión, en los periodos de cierre se estudia cómo se recupera el pozo; es decir, cómo aumenta de nuevo la presión. En la figura 90 se ha tratado de representar, de forma ilustrativa, este concepto.

Dependiendo del marco temporal elegido, se hablará de pruebas de producción de duración corta o larga. Como es lógico, la prueba corta tendrá una duración menor, del orden de días, mientras que la larga se suele prolongar varios meses. La principal finalidad de la prueba a largo plazo es obtener una cantidad de gas suficiente como para crear un modelo de

producción, que simule o refleje el comportamiento del pozo en términos de flujo y presiones. Los datos registrados se utilizarán para determinar la viabilidad comercial de la producción de gas.

FIGURA 90

Evolución ilustrativa de la presión durante las pruebas de producción



Fuente: elaboración propia basada en Hyne (2012).

Nota: tramos azules: periodos de flujo. Tramos magenta: periodos de cierre.

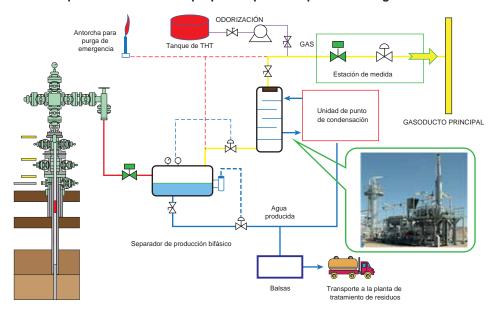
En la figura 91, se muestra un esquema de la instalación necesaria para realizar una prueba de larga duración (LTT, por sus siglas en inglés). Un LTT es similar a la producción comercial de un pozo. El gas producido se acondiciona en una planta de proceso y se inyecta en la red de gas.

En el procesamiento del gas se separan el agua, el petróleo y el condesado. No se elimina todo el contenido de agua, únicamente la necesaria para reducir el punto de condensación a un nivel determinado. Durante el acondicionamiento del gas, también se eliminan los gases no deseados, como el CO_2 y el ácido sulfhídrico (H_2S). Por último, se mezcla con tetrahidrotiofeno (THT) para odorizarlo y detectar las posibles fugas. Finalmente, se envía a la red de gas.

Cuando comienza la producción, el emplazamiento se encuentra prácticamente vacío. La figura 92 muestra un pozo, en este caso de gas convencional, preparado para empezar a producir. Faltaría construir la planta de tratamiento de gas.

Para finalizar, la figura 93 trata de poner en un contexto temporal el proceso de exploración. La escala de tiempo ha sido pensada para un único pozo (un *pad*, un pozo vertical y uno o dos pozos horizontales). Una vez que se realiza el pozo de exploración, se deben analizar los datos obtenidos, trabajo que dura más de seis meses. Si los resultados son positivos, se realiza la fracturación hidráulica, que dura del orden de quince días como

FIGURA 91
Esquema de tratamiento propuesto para una prueba de larga duración



Fuente: Grupo EVE (2012); traducido por Orkestra-IVC.

FIGURA 92
Vista general de un pozo listo para la producción



Fuente: Álvarez Sánchez (2013).

media. A continuación, se realiza la prueba de producción a largo plazo (habitualmente entre seis y doce meses).

FIGURA 93
Fases de un proyecto de exploración de gas natural



Fuente: elaboración propia a partir de BNK (2015).

6. Aspectos medioambientales relativos a la extracción de gas no convencional

Este capítulo está dedicado a las cuestiones ambientales relacionadas con la exploración y explotación de *shale gas*. Para ello, se ha examinado y analizado la literatura técnica, así como las recomendaciones e informes de instituciones como la Comisión y el Parlamento europeos, la Agencia de Protección Medioambiental americana (EPA), universidades y centros de investigación.

Tras abordar brevemente, en un primer subapartado, la diferencia entre los conceptos de peligro y riesgo, se tratan diferentes aspectos medioambientales relacionados con la exploración de hidrocarburos y la fracturación hidráulica. En particular, se analizan temas como los requerimientos de superficie, la sismicidad inducida, la radiactividad, las emisiones a la atmósfera o el ruido; cerrándose el capítulo con un breve resumen a modo de conclusión.

6.1. ACERCA DEL RIESGO

Antes de abordar los riesgos asociados a la exploración y producción de hidrocarburos, conviene señalar la diferencia entre el concepto de riesgo (*risk*) y el de peligro antropogénico (*anthropogenic hazards*).

Al hablar de riesgo, se hace referencia a la probabilidad no normalizada de que ocurran efectos adversos específicos, como consecuencia de una actividad, en un periodo de tiempo dado. En el caso de riesgos medioambientales, se consideran como efectos específicos aquellos que repercuten sobre el medio natural, las personas y los objetos. El riesgo es un elemento importante en la aplicación de diversas normas de seguridad, políticas empresariales y buenas prácticas sectoriales (Richard, 2011).

Por su parte, el concepto de peligro atañe a todo aquello que puede desencadenar un daño directo sobre la población o el medio ambiente, y hace referencia a las características intrínsecas de una sustancia, una actividad física, química, industrial, etc. Un peligro es antropogénico en el caso de que esa sustancia o actividad peligrosa tenga su origen en la actividad humana (European Commission, 2009).

Por ejemplo, el mercurio en sí mismo constituye un peligro, debido a sus efectos adversos sobre la salud de las personas, pero no supone un riesgo si los receptores vulnerables no están expuestos a él. Por tanto, al hablar de riesgo, se ha de tener en cuenta no sólo el daño o las consecuencias de los efectos adversos, sino también la probabilidad de que dichos efectos se produzcan en un determinado periodo de tiempo. Para que exista riesgo, hay que cuantificar los dos factores necesariamente.

Ahora bien, toda actividad humana conlleva un riesgo y, en este sentido, la extracción de *shale gas* no es diferente. Al igual que otras industrias, la exploración y producción de hidrocarburos está sujeta a la probabilidad de que ocurran accidentes o comportamientos anómalos del medio en el que tiene lugar dicha actividad, en este caso en el subsuelo o en la zona de trabajo.

La gestión de riesgos¹ ofrece un amplio marco que ayuda a tomar decisiones mediante la identificación, el análisis, la evaluación y el control de los posibles riesgos medioambientales, incluidos los relacionados con la seguridad y la salud. Supone, necesariamente, evaluar las circunstancias y los sucesos que son, de por sí, inciertos. Dicha necesidad requiere hacer un cálculo de la probabilidad de que el riesgo exista o se dé la condición del mismo (el elemento de incertidumbre² del riesgo) y el efecto o impacto que éste podría producir. Un aspecto clave es garantizar que se identifiquen aquellos riesgos importantes para poder adoptar las medidas apropiadas (análisis de riesgos). Una vez identificado el riesgo, es posible evaluarlo o monitorizarlo, reducirlo, aceptarlo o eliminarlo (DNV, 2013).

El objetivo y la meta de todo análisis de riesgos está en cuantificar el nivel de riesgo (los posibles efectos adversos y la probabilidad de que ocurran) para determinar qué acciones pueden hacer que ese nivel disminuya hasta un valor admisible por todos los *stakeholders* implicados. Como consecuencia, la adecuada caracterización, cuantificación y evaluación de

¹ Hoy en día, la gestión de riesgos es una herramienta ampliamente aceptada y utilizada para tomar decisiones y controlar los riesgos en una amplia variedad de actividades humanas, sean industriales o no. Dado que los cálculos de probabilidades y consecuencias están directamente basados en la experiencia; la confianza que se deposita en la valoración de dichos riesgos es elevada, aunque, generalmente, no exenta de juicios (Pérez, 1988; Slovic, P. y Fischhoff, B., 1977).

² El nivel de riesgo aumenta con la incertidumbre o con la falta de conocimiento. Es decir, aquellos riesgos que hayan sido estudiados previamente en otras actividades industriales del mismo sector, o de otro diferente, tendrán un nivel de riesgo menor, al existir una base de conocimiento. Aquellas actividades sobre las que no exista una experiencia previa tendrán un nivel de riesgo mayor, que irá disminuyendo conforme se avance en su investigación, pero que no implica necesariamente un peligro para la sociedad o el medio ambiente.

los riesgos puede influir en el grado de aceptación de una tecnología o actividad industrial por la sociedad y, por tanto, resultar clave para su desarrollo.

Tras la fase de análisis, cabe la posibilidad de cuantificar y clasificar el riesgo como *aceptable*, *inaceptable*, etc. Esto se determina en base a un equilibrio entre las estrategias de control de riesgos, su efectividad y su coste, así como entre las necesidades, los problemas y las inquietudes de las partes interesadas (*stakeholders*) o de aquellos que pudieran estar afectados. En definitiva, se trata de un elemento esencial de la planificación estratégica de cualquier actividad (Freeman, 1984).

En el caso de los proyectos de *shale gas*, hay que considerar los riesgos derivados de la actividad en las diferentes fases de su ciclo de vida, es decir, exploración, producción y abandono. En el caso de los trabajos de exploración, existen riesgos que se pueden considerar similares a los de otros proyectos industriales, como, por ejemplo, los derivados de los trabajos en superficie, y su evaluación es una práctica habitual hoy en día.

Entre los ejemplos de riesgos relacionados con actividades de *shale gas*, están las operaciones de inyección, de terminación de pozos (fracturación y extracción del gas), los riesgos a nivel local o regional, y la seguridad geotécnica (Behdeen *et al.*, 2013).

La gestión de la seguridad y de los riesgos asociados a los proyectos de *shale gas*, debería ser considerada como parte de un proceso continuo e interactivo a lo largo de todo su ciclo de vida. Basándose en la aplicación de metodologías adecuadas, se debería establecer un marco sólido y fiable para determinar, evaluar y gestionar los riesgos y las incertidumbres, abarcando todas las fases del proyecto.

Al comienzo de la planificación, cuando lo importante es seleccionar un modelo de proyecto y un concepto técnico, se identificarán las principales actividades de riesgo para establecer unos criterios y unos objetivos de seguridad, así como para verificar la ausencia de «obstáculos» (showstoppers). Esto puede requerir planteamientos cualitativos. En ese momento del desarrollo del plan, un análisis cuantitativo de riesgos (QRA, por sus siglas en inglés) detallado, tendría un valor limitado, ya que se carece de información suficiente para describir las instalaciones que estarán disponibles en el momento inicial.

Así pues, tanto la identificación de riesgos como el proceso de evaluación posterior, deberán adaptarse a la fase de desarrollo pertinente del proyecto para reflejar las decisiones que deban adoptarse y el nivel de información detallada disponible. Asimismo, cabe señalar que cada proyecto de extracción y exploración de gas es único y está sujeto a las condiciones impuestas por la geología de cada emplazamiento y su comportamiento durante un proceso de fracturación (IRGC, 2013).

En consecuencia, el nivel de riesgo variará de un lugar a otro, es decir, no parece aconsejable priorizar los riesgos de forma genérica ni extrapo-

lar los resultados obtenidos en unos proyectos de *shale gas* a otros. Por ejemplo, los riesgos asociados a la formación *Marcellus*, en Norteamérica, no son extrapolables a la Cuenca Vasco-Cantábrica, ya que presenta unas condiciones de partida muy distintas. Ello no significa que no se pueda o deba aprovechar la experiencia en la gestión de riesgos y las buenas prácticas industriales que permiten la reducción de los mismos.

Aunque evaluar la importancia de cada riesgo específico (probabilidades y consecuencias) dependerá del lugar donde se explore gas no convencional, las principales inquietudes en torno a ellos guardan relación con los siguientes aspectos: la migración de gas y fluidos; la gestión del agua producida; los aditivos; los radionucleidos naturales; los vertidos en superficie; el tráfico terrestre, la luz, el polvo y el ruido; la construcción de los pozos y la sismicidad inducida (Bunger *et al.*, 2013). Como se puede observar, los riesgos de los proyectos de gas no convencional guardan relación con varios factores, tanto naturales como ingenieriles, que deberían abordarse convenientemente para mitigar, tanto los riesgos, como sus daños potenciales.

Puesto que los pozos de exploración o desarrollo atraviesan distintas formaciones, cada una con sus propias características, es necesario prestar especial atención a la hora de diseñar e instalar barreras que aíslen las distintas unidades geológicas y las zonas de producción.

Otro punto crítico que se debe considerar es el entorno geológico (características geológicas, hidrológicas, geoquímicas y geomecánicas) de las formaciones de donde se extrae el gas no convencional. Estas características son las que dirigen el movimiento de los fluidos de fracturación, incluidos los aditivos, y su destino después de fracturar la formación de interés, controlando si pueden o no entrar en las formaciones superiores o alcanzar la superficie.

Es importante definir adecuadamente el área de influencia, que no debería ser menor que la proyección a superficie de las secciones horizontales de los pozos. Las implicaciones medioambientales objeto de estudio estarán relacionadas con procesos capaces de afectar a la atmósfera, al suelo, al subsuelo, a las aguas superficiales y subterráneas y otros relacionados con la sismicidad inducida.

6.2. TRABAJOS DE PERFORACIÓN Y ESTIMULACIÓN

En las siguientes secciones, se considerarán los trabajos de perforación y estimulación que pueden afectar al medio ambiente y cómo se pueden solventar o mitigar, sin olvidar qué aspectos deben ser tenidos en cuenta para evitar posibles problemas.

Las principales cuestiones que se plantean en los trabajos de perforación en materia medioambiental son, habitualmente, el ruido (que se puede reducir utilizando pantallas o torres eléctricas); el impacto visual

(las torres que se utilizan en la mayoría de las perforaciones de gas no convencional tienen una altura de entre 15 y 30 metros); el polvo (si se emplean métodos de perforación neumática, se debe disponer de equipo especial para controlar el aire y los ripios); el tiempo de ocupación del emplazamiento (véase figura 93); el almacenamiento del agua y del lodo de perforación (típicamente en balsas o en tanques); los aditivos químicos del lodo (normalmente bentonita, sulfato de bario, un agente densificante y agua); el control de las presiones (tanto en la superficie como el subsuelo); y las emisiones a la atmósfera generadas a lo largo del ciclo de vida.

En las operaciones de estimulación, se plantean otro tipo de aspectos medioambientales, como la superficie requerida, el tráfico de camiones, el consumo de agua, los aditivos químicos empleados en el fluido de fracturación, el control del fluido de retorno y del agua producida o la sismicidad inducida.

Cada uno de estos aspectos, una vez identificado, se puede abordar mediante la correcta aplicación de la tecnología, la implantación de estrictas medidas operativas y buenas prácticas, así como mediante inspecciones externas y periódicas para comprobar el cumplimiento de las mismas.

Por ejemplo, en el caso del ruido, es habitual instalar barreras de sonido alrededor de los generadores y otros equipos. Para reducir el impacto visual, siempre que sea posible, se utilizarán torres³ de menor altura para la perforación de pozos poco profundos, aunque ello implique no poder trabajar al mismo ritmo que con torres de mayor tamaño.

Algunas medidas sencillas, como la pavimentación de carreteras, la redirección de las cargas pesadas o frecuentes y la programación de los traslados de personal en horas críticas, ayudan a reducir el polvo y el tráfico considerablemente. Por otra parte, mediante el empleo de tuberías para el transporte del agua, desde y hacia el emplazamiento, se reduciría en gran medida el tráfico de camiones y, en consecuencia, el polvo y las emisiones.

La recuperación, el almacenamiento y el transporte de los fluidos empleados en las labores de perforación y estimulación, son aspectos de gran sensibilidad. Sin embargo, existen medios que permiten abordarlos adecuadamente, como, por ejemplo, disponer de lugares de almacenamiento a cubierto, balsas aisladas, tanques de acero u otras alternativas medioambientalmente aceptables (Patel, 2009).

Hay que tener en cuenta que la mayor parte de las sustancias químicas empleadas serán absorbidas por la propia formación, o bien se degradarán. En los últimos años, se intenta que el número de aditivos químicos, que se utilizan en los trabajos de perforación y estimulación, sea reducido.

 $^{^3}$ En general, la altura de las torres de perforación, entre 15 y 30 metros, es inferior a la de otras instalaciones energéticas, como por ejemplo, los aerogeneradores (unos 150 m de altura para aerogeneradores de 3MW).

Asimismo, se trabaja en circuito cerrado (total reutilización) para minimizar las posibles pérdidas de lodo de perforación, además de reducir costes (King, 2012).

En cuanto a la estimulación, algunos informes sobre los posibles efectos medioambientales de la fracturación hidráulica, ponen de manifiesto que éstos dependen fundamentalmente de la calidad del revestimiento y la cementación del sondeo, y no tanto del proceso de fracturación en sí mismo (Healy, 2012).

Una construcción del pozo deficiente o un diseño inadecuado puede tener graves consecuencias sobre el medio ambiente e incidir seriamente sobre los riesgos asociados con la migración no deseada de gas o fluidos entre las formaciones perforadas. En este caso, la clasificación de riesgos guarda relación con aquellos que se producen durante la fase de construcción del pozo. Las causas de la contaminación de las aguas subterráneas asociadas con el diseño están, por lo general, relacionadas con la calidad de la estructura del pozo (el revestimiento y el cemento empleados).

Aunque en algunas regiones se lleva practicando la fracturación desde hace décadas, no es posible descartar que la falta de pruebas de este tipo de fugas se pueda deber sencillamente al lento avance de algunos de los procesos implicados (Healy, 2012). En todo caso, se trata de riesgos que pueden ser controlados y reducidos siempre que se apliquen buenas prácticas industriales. Dada la posibilidad de contaminación, el principio fundamental que debe regir es el correcto sellado y abandono de los pozos clausurados (Frogtech, 2013).

En vista de que el alcance de los posibles efectos y problemas planteados es limitado, se considera que dichos impactos tienen una importancia potencial menor. Si se tiene en cuenta el reducido número de incidentes asociados a la fase de perforación y revestimiento, recopilados en la literatura técnica consultada, se consideran como poco frecuentes, tanto en las distintas instalaciones, como en el número de impactos acumulados (AEA, 2012).

El último informe realizado por la Academia Nacional de Ciencias e Ingeniería de Alemania (Acatech), en junio de 2015, concluye que, en base a las evidencias científicas y técnicas existentes no es justificable una prohibición de la técnica de fracturación hidráulica o *fracking* siempre que se sigan estrictas medidas de seguridad. A tal fin, la academia presenta un catálogo de buenas prácticas a aplicar en los proyectos de extracción de gas y energía geotérmica que hagan uso de dicha técnica (Acatech, 2015). En este mismo sentido, la Agencia de Salud Pública del Reino Unido (*Public Health England*) establece que «las evidencias disponibles en la actualidad indican que los riesgos potenciales para la salud pública en el entorno de los lugares de extracción de *shale gas* serán bajos si dicha extracción se regula y se lleva a cabo de forma adecuada» (Kibble *et al.*, 2014).

6.3. AGUA Y FLUIDOS

El agua es probablemente la preocupación ambiental más importante o, al menos, parece ser una de las más comentadas y debatidas. Por ello, resulta fundamental disponer de datos sobre el consumo, los tratamientos que se aplican al agua residual y la forma de gestionar los residuos líquidos. En este apartado se incluye, además, una comparación del uso de agua en otras actividades habituales.

6.3.1. Extracción de agua

Varios procesos asociados con la producción de gas no convencional hacen uso de los recursos hídricos, lo que podría afectar a la disponibilidad y a la calidad del agua en la zona de producción, pudiendo crear desequilibrios entre el suministro y la demanda de agua.

Es importante señalar que la preocupación social acerca del agua empleada en la fracturación tiene un amplio y variado alcance. El uso de agua no sólo se limita al consumo y al regadío. Es necesario garantizar que el agua extraída durante periodos más secos no afecte a las actividades recreativas, a los suministros de agua municipales o a otros usos por parte de instalaciones industriales, como pueden ser las plantas de generación eléctrica.

En la extracción de *shale gas* es importante diferenciar entre *el agua extraída* y *el agua consumida*. Un informe elaborado por el *Joint Research Centre* en 2013, define la *extracción de agua* como: «la cantidad total extraída de una masa o recurso hídrico y destinada al proceso de extracción de *shale gas* (cuya mayor parte se emplea en la fracturación)»; y *agua consumida* como: «la cantidad de agua que se utiliza durante el proceso de fracturación o, más específicamente, el agua que se pierde». Por consiguiente, si el agua no retorna, la cantidad total de agua extraída se consume (JRC, 2013).

La cantidad de agua que requiere el proceso de fracturación hidráulica puede proceder de fuentes muy diversas, por ejemplo, de suministradores locales, acuíferos superficiales y subterráneos, aguas residuales procedentes de plantas locales o industriales cercanas al lugar de producción, agua del circuito de refrigeración de centrales eléctricas o agua reciclada de las propias instalaciones de *shale gas*.

Los cálculos indican que la cantidad de agua necesaria para explotar durante una década un pozo de *shale gas* mediante fracturación hidráulica puede equivaler a la cantidad de agua utilizada para regar un campo de golf durante un mes o para que una central eléctrica de carbón de 1.000 MW funcione durante doce horas (Moore, 2012; Royal Academy of Engineering, The Royal Society, 2012).

Existe un estudio detallado sobre la demanda de agua en el yacimiento *Barnett Shale*, solicitado por el *Texas Water Development Board* (Harden, 2007), que incluye los datos del consumo específico de agua. Los pozos ho-

rizontales más antiguos, no cementados, con una única fase de fracturación, necesitaban aproximadamente cuatro millones de galones (MMGal) que equivalen a unos 15.000 m³ de agua.

En los pozos horizontales cementados, que se completan en la actualidad, la fracturación se realiza, como se ha visto en el capítulo 5, en etapas sucesivas y en agrupaciones de pozos por emplazamiento (tipo clúster) y la distancia habitual entre dos fases de fracturación, a lo largo de un mismo pozo horizontal, es de entre 400 y 600 pies (130 y 200 m). En el yacimiento *Eagle Ford Shale*, el número de etapas de fracturación por perforación horizontal oscila entre 12 y 21, con 17 etapas por pozo como media (JRC, 2012).

En la siguiente tabla se pueden ver las necesidades de agua por pozo de cuatro campos de *shale gas* explotados en Estados Unidos.

TABLA 19
Consumo de agua por pozo de shale gas (Estados Unidos)

	Volumen de agua de perforación por pozo			le agua de n por pozo	Volúmenes totales de agua por pozo	
Campos de shale gas	galones	m³	galones	m³	galones	m³
Barnett	400.000	1.514	2.300.000	8.705,5	2.700.000	10.219,5
Fayetteville	60.000	227	2.900.000	10.976,5	2.960.000	11.203,6
Haynesville	1.000.000	3.785	2.700.000	10.219,5	3.700.000	14.004,5
Marcellus	80.000	303	3.800.000	14.383,0	3.880.000	14.685,8

Fuente: elaboración propia a partir de F. R. Spellman (2013b).

Como cifra indicativa, unos 15.000 m³ parece ser un valor realista de la cantidad total de agua que se necesita para estimular un único pozo horizontal en los Estados Unidos en la actualidad. Suponiendo una fracturación de 15 etapas por perforación horizontal, se puede suponer un consumo medio de 1.000 m³ de agua por etapa de fracturación⁴.

Este consumo de agua se puede comparar con el de otros sectores en las mismas zonas de los Estados Unidos. La siguiente tabla muestra la distribución de agua utilizada en los cuatro yacimientos de *shale gas* referidos en la tabla anterior.

Como se puede ver a continuación, aunque el agua necesaria en la fracturación hidráulica no se recupera por completo, esta cantidad sólo se requiere en periodos de tiempo relativamente breves (contrariamente a lo que sucede en otros procesos industriales), por lo que, en general, es un

⁴ El estudio estadístico de cerca de 400 pozos arrojó un consumo medio de agua de 2.000-2.400 galones/pie (25-30 m³/m) para fracturaciones con agua (Grieser 2006) y, en torno a 3.900 galones/pie (~42 m³/m) para fracturaciones con *slickwater*, donde la distancia es la longitud medida a lo largo del tramo horizontal del pozo (Schein *et al.*, 2004).

6. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES RELATIVOS A LA EXTRACCIÓN...

porcentaje muy pequeño que no suele alcanzar el 1% en ninguna cuenca de gas no convencional (JRC, 2012).

Tabla 20

Consumo de agua por sectores en áreas con explotación de shale gas (Estados Unidos)

Campos de shale gas	Suministro público (%)	Industria y minería (%)	Generación de electricidad (%)	Ganadería (%)	Regadío (%)	Shale gas (%)	Uso total de agua (10º m³/año)
Barnett	82,7	4,5	3,7	2,3	6,3	0,4	1,77
Fayetteville	2,3	1,1	33,3	0,3	62,9	0,1	5,07
Haynesville	45,9	27,2	13,5	4	8,5	0,8	0,34
Marcellus	11,97	16,13	71,7	0,01	0,12	0,06	13,51

Fuente: JRC (2012).

(1) Los porcentajes pueden no sumar 100 debido al redondeo.

En cuanto a la comparación con otras fuentes de energía, la siguiente tabla muestra la cantidad de agua utilizada en galones por MMBtu de energía producida para distintos recursos energéticos, parámetro conocido como eficiencia del uso del agua. Resulta interesante señalar que, en el caso del *shale gas*, el consumo de agua es bajo en comparación con el de otros combustibles.

TABLA 21

Consumo de agua dulce en la industria energética

Recurso energético	Rango de galones de agua por MMBtu de energía producida	
Shale gas	0,60 - 1,80	
Gas natural	1 - 3	
Carbón (sin transporte de lechada)	2 - 8	
Carbón (con transporte de lechada)	13 - 32	
Nuclear (uranio procesado listo para utilizar en la central)	8 - 14	
Petróleo convencional	8 - 20	
Combustible sintético - gasificación de carbón	11 - 26	
Petróleo de esquisto	22 - 56	
Petróleo de arenas bituminosas	27 - 68	
Combustible sintético-Fisher Tropsch (carbón)	41 - 60	
Recuperación mejorada del petróleo	21 - 2.500	
Etanol (de maíz de regadío)	2.510 - 29.100	
Biodiesel (de maíz de regadío)	14.000 - 75.000	

Fuente: elaboración propia a partir de Mantell, M. (2009).

En cuanto a la repercusión de la extracción sobre la disponibilidad del agua, preocupa la posibilidad de que la fracturación hidráulica pudiera demandar volúmenes que puedan agotar los recursos locales (Entrekin et al., 2011). Según las fuentes consultadas, el volumen de agua necesario para extraer *shale gas* varía según la geología local, la profundidad y la longitud del pozo, así como el número de fases del proceso de fracturación hidráulica (Bickle *et al.*, 2012).

En relación con la exploración de *shale gas* en Europa, en el informe elaborado por el Ministerio de Medioambiente Polaco, que estudió las condiciones medioambientales durante la reciente exploración realizada en ese país, se señala que «la extracción de agua, bajo los permisos concedidos y en todos los lugares examinados, no afectó a los recursos de agua subterránea existentes ni causó un descenso del nivel freático» (Konieczynska *et al.*, 2015).

La forma de gestionar los recursos hídricos es muy importante para garantizar que los efectos asociados a los procesos de fracturación hidráulica puedan abordarse convenientemente; en particular, cuando haya que atender otras demandas de recursos de agua.

Pese a que el agua que requiere un único pozo de *shale gas* podría representar un volumen reducido en un área extensa, las extracciones repetidas para pozos sucesivos podrían tener efectos acumulativos sobre las cuencas a corto plazo. Incluso en áreas con un elevado índice de precipitaciones puede que sea difícil satisfacer las necesidades hídricas debido a determinados factores como, por ejemplo, el crecimiento de la población, otras demandas para la industria o variaciones estacionales de las precipitaciones (F. R. Spellman, 2013b).

En este sentido, el DoE de Estados Unidos, considera que las autoridades deberían evaluar el uso del agua teniendo en cuenta varios factores; entre ellos, la dimensión de la cuenca, y considerar el establecimiento de áreas sensibles o únicas donde se prohíban las perforaciones y demás infraestructuras de apoyo, en base a los resultados de un adecuado análisis técnico.

Por eso mismo, las pautas para la extracción de agua, es decir, la evolución de los caudales en el tiempo, también es importante. La fracturación hidráulica no es un proceso continuo. El agua es necesaria durante la perforación y, posteriormente, en cada etapa de fracturación. Por ello, el operador puede consultar a las empresas suministradoras para programar los trabajos y así evitar realizar las extracciones en los periodos secos o de mayor demanda⁵ (Moore, 2012).

Una posible alternativa sería utilizar los cambios estacionales del caudal de los ríos para captar agua en periodos de abundancia. Utilizar las diferencias en los caudales, según las estaciones, permitiría planificar las extracciones y evitar las posibles consecuencias sobre los suministros de agua potable municipales o en las comunidades implicadas (F. R. Spellman, 2013b).

 $^{^{5}\,}$ En España, la captación de recursos hídricos está sujeta a la aprobación de la autoridad de cuenca.

6.3.2. Efectos potenciales sobre las aguas subterráneas

En cuanto a cómo podría afectar la fracturación hidráulica a las aguas subterráneas en caso de que les afectara, cabe señalar que depende de dos factores: en primer lugar, del riesgo asociado al fluido de fracturación (que varía en función de la composición química y de los aditivos empleados); y, en segundo lugar, del riesgo asociado al agua producida y, por tanto, de las propiedades geológicas de la formación objeto de interés.

Existen tres mecanismos que, potencialmente, podrían provocar que los fluidos de fracturación entrasen en contacto con las aguas subterráneas. En primer lugar, los fluidos de fracturación, el agua de la formación y los gases, podrían entrar en contacto con las aguas subterráneas si los pozos no estuvieran adecuadamente construidos y cementados. En segundo lugar, los acuíferos de agua potable superficiales también podrían contaminarse por incidentes en la zona de trabajo, por ejemplo, si se produjesen vertidos accidentales o fugas de los depósitos de almacenamiento del fluido de fracturación y del de retorno. En tercer lugar, se podrían contaminar las aguas subterráneas si las fracturas se propagasen más allá de la zona de producción. No obstante, esta probabilidad es remota cuando existe una separación de más de 600 metros de distancia vertical entre el nivel de agua potable y la zona productiva. Ahora bien, cuando no se respeta dicha distancia, los riesgos son mayores (AEA, 2012; IEA, 2012).

Estos mecanismos están esquemáticamente representados en la siguiente figura. El grupo 0 hace referencia a las descargas de contaminantes que se pueden producir directamente en la superficie del suelo debido a accidentes y, especialmente, a una inadecuada manipulación de los fluidos de fracturación y una mala gestión del fluido de retorno (sin incluir la eliminación). El grupo 1 incluye posibles descargas y propagación a través de los pozos (las fugas de los pozos pueden dar lugar a que los fluidos de fracturación entren en el espacio anular o en la roca colindante). Las deficiencias en la cementación o en los revestimientos pueden llegar a ser vías de impacto a largo plazo. El grupo 2 guarda relación con las fallas geológicas y el 3 con la propagación lateral de los fluidos a través de las capas geológicas (Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety, 2012; Álvarez y Fundación Gómez Pardo, 2014). Los grupos 1, 2 y 3 pueden considerarse de riesgo en las operaciones de fracturación. Cuando comienza el flujo de retorno (*flowback*), la presión diferencial entre el sondeo y las zonas tratadas por fracturación lleva a que los fluidos migren hacia la zona de menor presión, el pozo.

Si bien en la figura se ilustran las posibles vías de impacto, el examen de las mismas pone de relieve que, en el diseño y la ejecución de los pozos y de la fracturación hidráulica, deben tenerse en cuenta los potenciales impactos. Por ello, la ubicación en zonas ausentes de fallas, el buen diseño y ejecución de la perforación, el revestimiento y la cementación, así como

⁶ Ver concepto en el apartado 5.1.1.

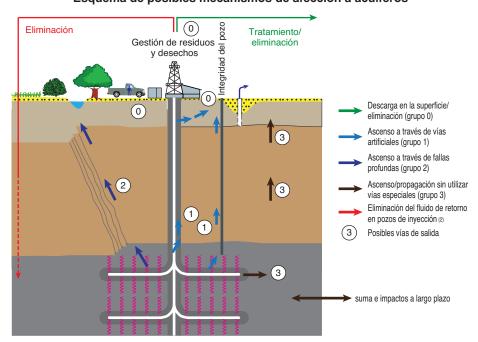


FIGURA 94
Esquema de posibles mecanismos de afección a acuíferos (1)

Fuente: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (2012). Traducido por Orkestra-IVC.

una regulación razonable, inspecciones periódicas y operadores responsables que empleen las mejores prácticas, son elementos importantes que ya se han señalado y que no son ajenos a los buenos resultados de las operaciones de perforación y fracturación.

Existen varias medidas a tener en cuenta para limitar el riesgo de la posible contaminación del agua subterránea como, por ejemplo, restringir la fracturación hidráulica en zonas críticas (respetando, tal y como ya se ha mencionado, una distancia de 600 metros entre la base del acuífero de agua dulce y el nivel que se vaya a fracturar); utilizar una clase de revestimiento de pozos adecuada (grado API) y asegurar la calidad de la cementación del revestimiento mediante pruebas de integridad del cemento (cement bond logs) y/o pruebas de presión.

Además, instalar adecuadamente una tubería de revestimiento (véase apartado 4.3) y realizar un diseño y una construcción adecuados de las instalaciones en superficie, son medidas de prevención ante descargas accidentales o no intencionadas fuera del emplazamiento. También es

⁽¹⁾ Conviene señalar que la figura no está representada a escala. Normalmente, suele haber una distancia mínima de 600 metros entre el acuífero y la formación objeto de interés.

⁽²⁾ Hay que señalar que la reinyección de fluidos (principalmente del agua producida por la formación) en pozos profundos, utilizada en la explotación de yacimientos de gas no convencional en los Estados Unidos, no está previsto que se realice en Furnos

6. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES RELATIVOS A LA EXTRACCIÓN...

importante controlar (monitorizar) el proceso de fracturación en tiempo real durante la fase de estimulación para garantizar que no se produzcan fugas a la zona de los acuíferos superficiales, mediante la propagación de fracturas, si bien es cierto que este último riesgo es el que presenta menor grado de probabilidad.

Cabeza de pozo Suelo Cemento Revestimiento del conductor 1.000 pies CAPAS Cemento Revestimiento 2.000 pies DE ROCA IMPERMEABLE Fluido de perforación Revestimiento intermedio 3.000 pies 4.000 pies 5.000 pies ***** 251555 ***** 22222 Formación 6.000 pies 555553 200000 46666 *****

FIGURA 95
Protección de acuíferos superficiales mediante la adecuada construcción del pozo

Fuente: EIA, US Department of Energy (2015); traducido por Orkestra-IVC.

En Europa, la monitorización del agua subterránea durante los procesos de exploración de hidrocarburos, minería y otros procesos industriales, normalmente, sólo se lleva a cabo cuando se producen casos de contaminación o se piensa que puede haberla. En otras instalaciones, en cambio (por ejemplo en los vertederos), se trata de una práctica rutinaria. No obstante,

es difícil realizar una toma de muestras representativa en algunos casos, como en los pozos de agua potable de uso privado, que pueden haber sido construidos al margen de la normativa pertinente (AEA, 2012).

Es importante señalar que las medidas de vigilancia sistemática de la calidad de las aguas subterráneas no evitan, por sí solas, la contaminación, pero son importantes a la hora de identificar cualquier problema que pudiera surgir, y la posterior adopción de medidas correctoras en el caso de que, en última instancia, haya que actuar.

Aunque en los Estados Unidos se han dado casos en los que se ha logrado identificar, de manera puntual, la contaminación de acuíferos subterráneos (EPA, 2011; Osborn *et al.*, 2011), establecer la fuente de contaminación es algo muy complejo debido a que, generalmente, se carece de datos de seguimiento que sirvan como patrón de referencia (AEA, 2012).

Siempre que sea posible, se recomienda establecer un valor umbral de la composición química de las aguas superficiales y subterráneas. Ante la necesidad de determinar la fuente de cualquier contaminación, este aspecto es esencial para mitigar cualquier impacto *a posteriori*. Es importante que el marco regulatorio sea flexible y capaz de dar cabida al abanico de circunstancias que pueden darse en la práctica. Una vez establecido este valor de referencia, se deberá aplicar el programa de seguimiento durante las fases de exploración y producción, para determinar cualquier cambio de la calidad de las aguas, tanto subterráneas como superficiales.

Por tanto, el programa de vigilancia deberá tener en cuenta el tipo de contaminantes potenciales (el metano, las sustancias químicas de los fluidos de fracturación, y otras presentes en el agua producida por la formación), por ser vitales para detectar cualquier descarga inaceptable en el agua monitorizada. Estableciendo valores de fondo o de referencia, se puede identificar mejor el origen de anomalías en el agua, evitando la manipulación y la mala interpretación de los resultados obtenidos de las muestras.

Para el Comité del Parlamento Europeo sobre Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria (ENVI, por sus siglas en inglés), el problema fundamental no es la normativa inapropiada, sino la inadecuada supervisión de su aplicación. No sólo se debe garantizar la disponibilidad de las buenas prácticas, sino que éstas se apliquen normalmente (ENVI European Parliament, 2011).

Aunque se ha dado un caso especialmente destacado de contaminación química de aguas subterráneas (BTEX⁷, otros contaminantes y metano), posiblemente atribuido a un proceso de fracturación hidráulica en Pavillion, Wyoming; no se ha podido probar científicamente que la fuente de dichos contaminantes esté relacionada con el proceso de estimulación hidráulica. Se sospecha que la contaminación procede de la fracturación de dos pozos de gas convencional situados en la Cuenca del río Wind, esti-

⁷ Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno.

mulados para aumentar la producción mediante recuperación secundaria. Además, la fracturación hidráulica tuvo lugar a 373 metros de la superficie, mientras que los acuíferos para consumo público de la zona están en profundidades de 244 metros como máximo⁸.

Pese a que no se ha determinado por completo la vía de contaminación final en *Pavillion*, debe señalarse que, salvo dos pozos de producción, ninguno de los pozos de gas está revestido por debajo del sistema de aguas subterráneas local (véase nota 7)⁷. Este posible caso de contaminación fue comunicado por los investigadores de la EPA. Sin embargo, la agencia reguladora del Estado de Wyoming, responsable de los asuntos relacionados con la contaminación de aguas subterráneas, ha rebatido sus hallazgos⁹.

Según el último informe publicado por la agencia estadounidense EPA, tras cinco años de revisión de datos procedentes de más de 950 fuentes, las actividades de fracturación hidráulica no se han traducido en la generación sistemática de impactos sobre los acuíferos y el número de casos en los que se ha constatado la existencia de contaminación de aguas, es pequeño respecto al número de pozos fracturados. Esto podría indicar la rara ocurrencia de los efectos sobre el agua potable o podría ser una subestimación, como consecuencia de múltiples factores ¹⁰ (EPA, 2015).

6.3.3. Almacenamiento de fluidos

Desde que se perforaron los primeros pozos de hidrocarburos, se han utilizado balsas (pits) para almacenar los lodos de perforación y algunos residuos. Las balsas pueden estar excavadas en tierra o construidas sobre la superficie, utilizando sistemas de contención como, por ejemplo, tanques de acero u otro tipo de materiales.

Estas balsas también se pueden utilizar para almacenar el agua producida, aunque también sirven como salvaguardia, en casos de sobreflujo, y como almacenamiento temporal de residuos y otros fluidos utilizados para completar y tratar el pozo (véase figura 96).

La forma de almacenar los fluidos es un elemento crítico en la prevención de la contaminación de acuíferos someros y emisiones atmosféricas. El almacenamiento del fluido de retorno puede producir emisiones atmosféricas por evaporación. Por este motivo, la mejor solución es hacer pasar previamente el fluido por un separador de fases, liberando de gas el fluido para poder almacenarlo.

⁸ (FROGTECH, 2013).

⁹ Uno de los incidentes más célebres atribuidos a la fracturación hidráulica es el que aparece en la película *Gasland*, donde familias en Pensilvania son capaces de encender el agua que sale de los grifos de sus casas. Más tarde, y tras analizar isotópicamente el gas, éste no se podría atribuir a la fracturación, sino a una acumulación de gas biogénico superficial.

La relación de factores indicada por la EPA puede verse en la fuente citada.



FIGURA 96
Balsa de almacenamiento de fluidos en superficie

Fuente: cortesía de Petroleum Extension (PETEXTM), University of Texas at Austin. Véase también en Bommer (2008).

En el caso del empleo de balsas superficiales, un requisito indispensable es revestirlas adecuadamente en superficie para impedir filtraciones. La elección de los materiales de revestimiento dependerá de los fluidos que vayan a contener, del tiempo que vayan a estar almacenados y de las condiciones del suelo. Normalmente, el revestimiento consta de una primera capa de arcilla compacta, una segunda de hormigón proyectado («gunita») y una tercera y última de materiales sintéticos, como el polietileno de alta densidad.

En los Estados Unidos, dependiendo del Estado, existen normas que regulan la construcción de balsas y la protección de las aguas superficiales y subterráneas. Además del revestimiento, algunos Estados también exigen que las balsas que vayan a almacenar fluidos durante largos periodos de tiempo, se coloquen a una distancia mínima de las aguas superficiales para minimizar los riesgos de contaminación, en el caso de fugas accidentales. En California, por ejemplo, no está permitido construir balsas en zonas consideradas como canales de drenaje natural. Algunos Estados también prohíben o restringen, explícitamente, el uso de balsas que atraviesen el nivel freático (*Fracfocus.org*, 2014).

Una fuga en el tanque, en el revestimiento de la balsa o en la tubería que transporta el fluido puede dar como resultado que materiales contaminados pasen directamente al suelo y, en el peor de los casos, entren en contacto con las aguas superficiales o los acuíferos someros. Por ese motivo, es muy importante aislar adecuadamente las zonas en

las que se depositan los fluidos en superficie, colocar barreras, implantar un plan de prevención y adoptar medidas para evitar descargas. Todo ello, teniendo en cuenta que el riesgo que conlleva el almacenamiento de fluidos depende, a su vez, de las características del fluido almacenado. Estas características dependerán de los aditivos que se hayan utilizado en el fluido de fracturación y de la composición química de la propia formación.

Para evitar el uso de balsas, se han desarrollado algunos sistemas que permiten recoger temporalmente los fluidos en una serie de tanques y tuberías durante la etapa de almacenamiento. Es un modo de minimizar la posibilidad de contaminación de las aguas, así como la contaminación atmosférica, ya que el fluido no llega a entrar en contacto con el suelo ni con el aire.

Según el NYSDEC: «Los tanques, aunque inicialmente son más costosos, plantean menos problemas funcionales relacionados con el revestimiento de la balsa... Además, son fáciles de cubrir para controlar los olores y las emisiones a la atmósfera procedentes de la evaporación de los líquidos que contienen. Las posibles lluvias recogidas en una balsa de gran extensión, incrementan los volúmenes de líquido que hay que tratar. Por último, los tanques dispuestos en la superficie se pueden desmontar y reutilizar» (NYSDEC, 2011).

Sin embargo, no todo son ventajas en el uso de tanques. También tienen sus inconvenientes como, por ejemplo, que los volúmenes de almacenamiento quedan limitados por la capacidad de cada tanque. El uso de tanques de mayor tamaño aumenta el impacto visual, y si se trabaja con tanques más pequeños, se necesitará un número mayor, por lo que se incrementaría el flujo de camiones e, indirectamente, las emisiones atmosféricas como consecuencia de los motores diésel.

6.3.4. Tratamiento de aguas residuales

Como ya se ha indicado, el fluido empleado en la fracturación se recupera parcialmente a través del *flowback* y debe gestionarse adecuadamente. Para ello, se utilizan distintos métodos como, por ejemplo, el tratamiento y descarga, el reciclado, el almacenamiento temporal en balsas o tanques, o mediante procesos controlados de inyección subterránea ¹¹. Por

Actualmente, la eliminación de aguas residuales mediante la reinyección en formaciones geológicas profundas es un foco de atención para los reguladores estatales, en los Estados Unidos. Esto es debido, por un lado, a los grandes flujos de aguas residuales hacia aquellos Estados con una geología favorable para ello y, por otro, a los sismos registrados en algunas ciudades cercanas a los pozos de inyección. Estados como Arkansas y Ohio han implantado moratorias locales en algunas zonas en las que se ha registrado un incremento de la sismicidad (Stark et al., 2012). Aunque la inyección subterránea es una práctica común en los Estados Unidos para el tratamiento de aguas residuales de la industria de los hidrocarburos, es poco probable que esta solución tenga lugar en Europa.

otro lado, los avances tecnológicos, en continua evolución, están contribuyendo para lograr mejores métodos de tratamiento de las aguas residuales y optimizar su reutilización.

Según el informe elaborado por el *Joint Research Centre*, teniendo en cuenta las restricciones que existen, en los Estados Unidos, en torno a la inyección subterránea y a la descarga de fluidos, será necesario realizar fuertes inversiones para avanzar en el desarrollo de tecnologías de tratamiento que permitan a las empresas reutilizar los fluidos derivados de los trabajos de fracturación (JRC, 2012).

En la actualidad, existen varias tecnologías que abordan el tratamiento y la reutilización del agua producida. La Agencia Medioambiental de los Estados Unidos las ha clasificado en ocho tipos, que se recogen y resumen en la tabla 22.

La reutilización del agua producida reduce la cantidad de agua necesaria en el proceso de fracturación hidráulica y, por tanto, las posibles consecuencias derivadas del uso de los recursos hídricos. Como con el *flowback*, no se recupera el 100% del fluido de fracturación, pero sí un porcentaje que se sitúa, normalmente, entre un 11% y un 75%, aun reutilizando todo el fluido recuperado, se sigue necesitando un aporte neto de agua.

Asimismo, el uso de agua de inferior calidad (por ejemplo, agua de mar, salmuera o incluso agua de mina) como fluido de fracturación, limitará el uso de las fuentes hídricas; si bien esta medida supone tener que aplicar tratamientos de acondicionamiento del agua, como la ósmosis inversa, que podría incrementar notablemente los costes (AEA, 2012). Por otra parte, la sal en el agua incrementa la fricción entre el fluido de fracturación y las tuberías por las que ha de circular, lo que requiere la instalación de más equipos de bombeo en superficie, ya de por sí muy costosos, o la adición de sustancias reductoras de fricción; además del fuerte poder de corrosión que tiene la sal.

Cuando se formulan los fluidos de fracturación para un nuevo pozo, algunos operadores optan por reutilizar una parte del agua residual para sustituir o complementar los nuevos aportes de agua. La reutilización del agua residual de hidrocarburos no convencionales depende, en parte, de los niveles de contaminantes que contenga y de que haya o no, en las proximidades, otros pozos de fracturación que puedan reutilizarla. Esta práctica tiene el potencial de reducir el volumen de agua que va a los tanques o balsas superficiales además de minimizar la inyección subterránea de agua residual (en el caso de los Estados Unidos) y de conservar y reutilizar los recursos hídricos.

Las modernas soluciones móviles para tratar el agua residual en la cabeza de pozo, permiten reciclar y reutilizar el fluido de retorno sin necesidad de almacenar el agua residual en las balsas dispuestas en la superficie del emplazamiento, o de transportarla a otros lugares para que se inyecte en pozos profundos. El agua residual reciclada se trata de forma específi-

TABLA 22
Posibles tratamientos para reciclar y reutilizar el agua producida

Tratamiento	Descripción		
Sedimentación y filtrado	Separación por gravedad en un tanque o embalse. Consiste simplemente en almacenar el fluido durante un determinado periodo de tiempo para que los sólidos suspendidos se desprendan de la solución. Normalmente, supone emplear un filtro de columna tipo «manga» o «de arena» para eliminar las partículas sólidas.		
Precipitación química	Se emplean sustancias químicas y procesos de coagulación, floculación y decantación para limpiar la solución de contaminantes, haciendo que aumente la tendencia que tienen las partículas pequeñas en suspensión acuosa de unirse entre sí y de acumularse por tamaño y peso, lo que permite la decantación por gravedad.		
Flotación de aire disuelto	Utilización de un polímero químico con una corriente de aire o gas inyectada a través de una columna de fluido para hacer que los contaminantes afloren a la superficie y se puedan retirar con un mecanismo de espumación en la parte alta de la columna. Es especialmente efectivo para aguas producidas que no contengan hidrocarburos (los hidrocarburos flotan en el agua).		
Evaporación	Proceso de evaporación natural por el que una parte del agua producida se convierte en vapor de agua. En muchos casos, se emplea calor residual para alimentar sus sistemas de evaporación.		
Termodestilación	El tipo más común es la recompresión mecánica de vapor, que aplica baja presión para evaporar el agua producida y se comprime mecánicamente el vapor para producir un efluente de agua destilada. Es necesario un tratamiento previo, ya sea por precipitación química o flotación, para eliminar los sólidos suspendidos y los hidrocarburos.		
Electrocoagulación	Se trata de un proceso de tratamiento eléctrico que utiliza menos sustancias químicas. En este caso, se hace pasar una descarga eléctrica a través de la corriente del fluido que modifica la carga superficial de las partículas sólidas y hace que éstas se aglomeren y caigan de la solución o que se puedan filtrar mejor. Es un buen sistema para eliminar los sólidos en suspensión y la mayoría de metales pesados.		
Cristalización	Actualmente es el tratamiento más avanzado para tratar el agua producida. Se utilizan cristalizadores para eliminar de la solución los sólidos disueltos (incluidas las sales) pudiendo ofrecer una descarga de residuos sin líquido (solamente sólidos, sales y agua destilada). Requiere un tratamiento previo mediante precipitación química, flotación o filtrado con membrana, seguido de destilación.		
Membranas de ósmosis inversa	Este tratamiento requiere que el agua esté en reposo y un pretratamiento global para garantizar que los sólidos suspendidos y los hidrocarburos no entren en contacto con la membrana, pues pueden llegar a estropearla. Debido a la gran variedad de salinidad de la calidad del agua, su potencial es limitado en la mayoría de los yacimientos no convencionales.		

Fuente: elaboración propia a partir de EPA (2013b).

ca en función del pozo fracturado, es decir, se adapta el tratamiento a la geología del pozo.

No obstante, el inconveniente que tiene el empleo de soluciones móviles es que no permiten procesar el agua producida de forma continua, por lo que podría tener que ser procesada posteriormente a la fracturación. El tratamiento de aguas residuales mediante plantas de depuración centralizadas se plantea, en ciertas ubicaciones de los Estados Unidos, como una solución viable para gestionar, de forma eficiente y a largo plazo, el abastecimiento de agua para la fracturación hidráulica. En la planta donde se gestiona el agua producida, se identifica el agua entrante en función del pozo del que procede. A continuación, se especifica para qué se va a utilizar y, por último, una vez procesada, se envía al pozo de perforación.

Entre los procesos aplicados en este tipo de plantas se puede distinguir: una primera separación en tres fases para eliminar el gas natural disuelto, el gel flotante, los aceites, la arena y los sólidos en suspensión, seguido de un almacenamiento; una segunda separación, utilizando un proceso de flotación de aire o gas disuelto para la eliminación de contaminantes varios, entre ellos, polímeros, aceites y sólidos suspendidos. Asimismo, se añade un bactericida para controlar la proliferación de bacterias, se eliminan los metales por precipitación y se retiran las sales por ósmosis inversa. Por último, se tratan los lodos para su secado.

Cabe la posibilidad de que las citadas plantas integren otras fuentes de agua para complementar la demanda de agua dulce del proceso de fracturación. Éstas podrían ser minas abandonadas, balsas de control de agua de escorrentía, efluentes de plantas de tratamiento municipales o agua utilizada para refrigerar centrales térmicas (Moreno & Fundación Gómez Pardo, 2014). La SRBC ¹² de Pensilvania y su Departamento de Protección Ambiental señalan que, en un futuro, las tendencias en torno al uso de agua destinada a trabajos de fracturación para producir hidrocarburos deberán tender a la reutilización y a un mayor uso de otro tipo de aguas como las anteriormente citadas.

6.4. SISMICIDAD INDUCIDA

En este subapartado se tratan los efectos sísmicos relacionados con la fracturación hidráulica y de qué forma se pueden monitorizar y controlar.

Se examina, en primer lugar, lo que se entiende por sismicidad inducida, se identifican las magnitudes en la escala de Richter que la valoran y los efectos asociados; y se pasa revista a la sismicidad inducida en el proceso de fracturación hidráulica, finalizando con un subapartado referido a las buenas prácticas.

Se entiende por «sismicidad inducida» la provocada por la actividad humana o por un estímulo externo sobre los niveles naturales de referencia, en un entorno tectónico determinado. Asimismo, se denomina «sis-

¹² Susquehanna River Basin Commission.

micidad provocada» (*triggered seismicity*), a aquélla en que la actividad humana afecta a los intervalos en los que ocurren los terremotos, a su magnitud o a otros atributos. Se considera que las leyes físicas que rigen ambos tipos de sismicidad son idénticas (IEAGHG, 2013).

Como se ha visto, la estimulación de pozos se lleva a cabo para facilitar y mejorar la producción, lo que se logra inyectando fluido a una presión capaz de romper la roca y de crear una red de fracturas interconectadas, que harán que aumente la permeabilidad, generando vías por las que el gas puede fluir (Green *et al.*, 2012).

La sismicidad inducida puede ser provocada por cargas mecánicas capaces de provocar cambios en el régimen de tensiones. Asimismo, la presión de los fluidos tiene una función básica, si se tiene en cuenta que las presiones de poro actúan en contra de las fuerzas gravitatorias y las tectónicas y, si aumentan lo suficiente, pueden llegar a romper la roca. En 2007, Zoback describió los mecanismos básicos de la sismicidad inducida, a partir de la introducción de excesiva presión en los poros. La fracturación hidráulica se produce cuando la presión a la que se inyecta el fluido es mayor que el gradiente de rotura de la roca (Majer et al., 2012).

La sismicidad inducida, como resultado de la propagación (no controlada) de las fracturas ¹³ es, por tanto, un riesgo potencial de la producción de *shale gas* (ACOLA, 2013). Las fracturas estimuladas pueden propagarse varios cientos de metros (Davies *et al.*, 2012). Por eso es necesario que se analicen sus posibles efectos durante la evaluación de riesgos de los proyectos de estimulación.

Conviene distinguir claramente la sismicidad inducida en los procesos de estimulación de la sismicidad producida como consecuencia de la inyección del agua de retorno y otros fluidos en pozos profundos, una práctica muy utilizada en los Estados Unidos para la eliminación de residuos líquidos.

6.4.1. Medición de las magnitudes sísmicas

En 1935, Richter estableció la primera escala de magnitudes, tomando como valor de referencia el logaritmo de base diez del movimiento máximo del terreno (en micras). Asimismo, la intensidad sísmica indica en qué medida afecta un sismo a las estructuras, a las personas y al medio natural en la superficie terrestre.

El efecto que un determinado sismo tiene en la superficie terrestre depende de varios factores. En general, a mayor profundidad, mayor atenua-

¹³ Debería diferenciarse entre fracturas y fallas. Éstas últimas implican el movimiento de una masa de roca, que no es el caso que aquí se aborda. [Véase la definición del término *fault* en el glosario de geología de Julia A. Jackson en (Jackson, 1997)].

ción y dispersión de la energía radiada ¹⁴. No todos los materiales atenúan las ondas sísmicas del mismo modo: las rocas blandas, como las lutitas, atenúan más las ondas sísmicas que las rocas duras, como, por ejemplo, el granito. Además, la frecuencia de propagación de las ondas sísmicas es proporcional al tamaño de la fractura. Puesto que las fracturas generadas en el proceso de fracturación hidráulica son generalmente pequeñas, los microsismos inducidos por la estimulación producen ondas sísmicas de alta frecuencia, que son, por lo general, incapaces de provocar sacudidas que puedan dañar edificios (Bickle *et al.*, 2012).

Los sismos inducidos no se distinguen de los naturales en lo que a parámetros físicos se refiere, como pueden ser las distribuciones de frecuencia y magnitud o las formas de onda producidas.

TABLA 23 Efectos de los sismos

Magnitud (M _L)	Efectos percibidos en la superficie
-3,0	Imperceptible.
-2,0	Imperceptible.
-1,0	Imperceptible.
0,0	Imperceptible.
1,0	Sólo perceptible por muy pocas personas, en condiciones especialmente favorables.
2,0	Sólo perceptible por muy pocas personas, en condiciones especialmente favorables.
3,0	Perceptible por unas pocas personas que estén descansando o se encuentren en plantas superiores de edificios, similar a como se percibe el paso de un camión.
4,0	Perceptible por muchas personas, a menudo hasta a decenas de kilómetros de distancia; rotura de platos; los relojes de péndulo podrían detenerse.
5,0	Perceptible por muchas personas en las proximidades; daños menores en edificios de buen diseño y construcción; desconchado de paredes; rotura de algunas chimeneas.

Fuente: Bickle et al. (2012).

Mientras que los sismos de una magnitud inferior a M_L 2 se consideran microsismos y solamente se pueden detectar con sismógrafos, sí se pueden percibir en la superficie los de magnitudes superiores a ese valor (IEAGHG, 2013) (véase la tabla 23). En cualquier caso, el número de personas que es capaz de percibir estos sismos de baja intensidad depende del ruido de fondo (*background noise*) de una zona determinada. Diariamente, en el mundo se producen en torno a 1.000 sucesos de entre 2 y 2,9 M_L (Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013).

¹⁴ Mientras que la atenuación se debe al factor Q de las rocas (absorción de energía), la dispersión es el efecto de la divergencia esférica de la energía (la misma energía se propaga en un área esférica cada vez mayor a medida que las ondas se alejan del punto de liberación de la energía).

6.4.2. Sismicidad inducida por el proceso de fracturación hidráulica

Aunque la cifra de pozos estimulados mediante fracturación hidráulica en Estados Unidos supera el millón (Monitor Publishing Inc., 2014), se han reportado pocos casos de sismicidad inducida percibida por las personas. A ello contribuye la corta duración de los procesos de estimulación, así como los pequeños volúmenes de roca afectados.

Se ha establecido una serie de relaciones entre ciertos sismos ocurridos en Norteamérica con actividades propias de la industria, tales como la inyección de aguas residuales y otros fluidos (algunos residuos del ámbito militar o grandes volúmenes de agua generada en la producción de energía geotérmica), en formaciones geológicas profundas. En la mayoría de estos casos, se han inyectado volúmenes extremadamente grandes y de forma continuada a profundidades cada vez mayores. No obstante, este método de gestión de aguas residuales es independiente de la fracturación hidráulica y, de hecho, está siendo objeto de regulación por parte de muchos Estados ¹⁵.

Las magnitudes de la sismicidad inducida durante la estimulación por fracturación hidráulica registradas en los yacimientos de hidrocarburos, como, por ejemplo, Barnett Shale y Cotton Valley, son, por norma general, inferiores a 1 M_L, lo que significa que no se detectan a menos que se disponga de una red de monitorización local. Cabe señalar que numerosos yacimientos de shale gas de los Estados Unidos se encuentran en lugares relativamente remotos y no disponen de este tipo de redes de seguimiento (Green et al., 2012). Con todo, de los 75.000 pozos fracturados en dicho país en 2009, aproximadamente el 3% ya disponía de redes de monitorización microsísmica. Actualmente, se estima que se hace seguimiento, al menos, al 5% de los pozos horizontales, y se prevé que esta tendencia siga aumentando en el futuro (E&P y Mason, 2014). Los microsismos, es decir, aquéllos con magnitudes por debajo de M_L2, se producen de forma rutinaria en la fracturación hidráulica para estimular la producción de hidrocarburos. El proceso, tal como se pone en práctica actualmente, tiene un mínimo riesgo de inducir sismos de una magnitud de M₁ 3-4.

Existen muy pocos casos de sismos de más de M_L 3 de magnitud asociados a la fracturación hidráulica, en yacimientos de explotación de *shale gas*, como, por ejemplo, el registrado en 2011 en Youngstown, Ohio, de una magnitud de M_L 4; parecen haber sido inducidos por la gestión de las aguas residuales mediante la reinyección en formaciones geológicas profundas y no por la fracturación hidráulica propiamente dicha (CO2CRC, 2012).

¹⁵ Para más información sobre la regulación de pozos de inyección en los Estados Unidos, se puede consultar http://water.epa.gov/type/groundwater/uic/basicinformation.cfm.

Otro ejemplo es el sismo de $\rm M_L$ 5,6 registrado en Oklahoma, que llegó a producir daños en una autopista federal. En este caso, el temblor también se debió a la inyección subterránea de aguas residuales procedentes de la extracción de petróleo, y no a la estimulación por fracturación hidráulica de los pozos de *shale gas* (Ghose, 2013). También cabe citar el caso de Poland (Ohio), donde en marzo de 2014 se activó una falla antes desconocida, que provocó una secuencia de sismos de magnitudes comprendidas entre $1 \rm M_L \, y \, 3 \rm M_{L_s}$ sin producir daños [Ghose, 2013; Royal Academy of Engineering, The Royal Society, 2012; Seismological Society of America (SSA), 2015].

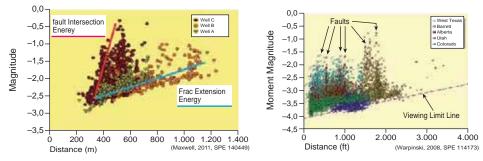
Por su parte, el mayor sismo registrado en Canadá provocado por operaciones de fracturación hidráulica, fue de magnitud M_L 3,6, un valor muy bajo como para suponer un riesgo para la seguridad ciudadana o el medio ambiente (Ellsworth *et al.*, 2013). Los casos más cercanos a España son los que se produjeron en la Cuenca Bowland de Inglaterra, donde se registraron dos sismos de magnitudes M_L 1,5 y M_L 2,3, respectivamente, cerca de Blackpool.

Sea como fuere, parece que no existe referencia alguna de daños provocados a personas como resultado de sismos generados específicamente por trabajos de fracturación hidráulica.

Los trabajos de fracturación hidráulica liberan una energía que presenta diferencias notables en frecuencia y magnitud a la de un terremoto (véase figura 97); lo que permite diferenciar entre los sonidos de menor magnitud de la fracturación por cizallamiento y los producidos por los sismos de menor intensidad. La medición de la energía microsísmica generada durante la fracturación hidráulica (fracturación por cizallamiento) registra magnitudes de entre -3 y -1 en la escala Richter (logarítmica) (King, 2012). La magnitud de estos microsismos es muy diferente de la energía liberada por una falla tensionada.

FIGURA 97

Energía en el rango de la fracturación (de –3 a –2) y en el rango de las fallas (de –2 a –0,5). Nivel de energía y distancia de observación



Fuente: Maxwell (2011) y Warpinski (2008) en King (2012).

Nota: magnitud. Energía de una falla. Energía de la fractura hidráulica. Moment magnitud. Fallas. Visualización de la línea límite. Distancia.

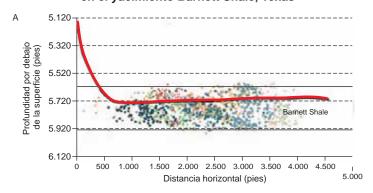
6. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES RELATIVOS A LA EXTRACCIÓN...

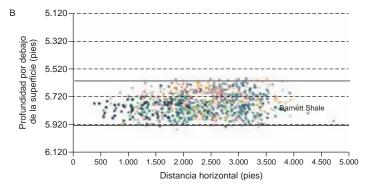
Además, los operadores tienen otros incentivos para vigilar cuidadosamente los trabajos de estimulación y garantizar que las fracturas se propaguen de forma controlada y no salgan de la formación de interés (véase figura 98). Una propagación excesiva y descontrolada no es rentable económicamente, ya que requiere más materias primas, mayor intensidad de bombeo y más mano de obra, lo que encarece el proceso.

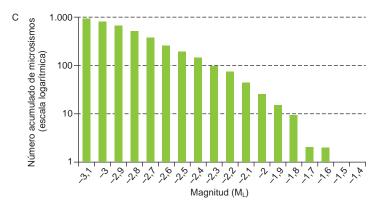
A modo explicativo, en la siguiente figura 98, el gráfico A muestra la sección horizontal de microsismos a lo largo de un pozo horizontal. La línea roja gruesa representa el sondeo. Téngase en cuenta cómo el eje vertical no comienza en la superficie, sino a 5.120 pies de profundidad. Cada punto representa un microsismo distinto. Cada color indica una etapa diferente de la fracturación. El gráfico B muestra una vista transversal al pozo y el C, la distribución de estos microsismos en función de la magnitud. Como se puede observar, las magnitudes registradas en este ejemplo de pozo presentan valores negativos.

FIGURA 98

Seguimiento microsísmico de un proceso de fracturación hidráulica habitual en el yacimiento Barnett Shale, Texas







Fuente: Zoback et al. (2010) en Royal Academy of Engineering, The Royal Society, (2012); traducido por Orkestra-IVC.

La fracturación hidráulica produce una fractura en la roca para liberar la presión aplicada sobre la formación. La fisura que se genera es muy estrecha, normalmente de 2 a 3 mm de anchura, y se extiende hacia afuera y hacia arriba hasta que, o bien encuentra una barrera que la frena, o bien su energía se atenúa en forma de fracturas laterales o en formaciones permeables que detienen su crecimiento (King, 2012).

Existen varios métodos para vigilar la propagación de las fracturas tanto durante los trabajos de estimulación como *a posteriori* (mapeos microsísmicos, rastreos radioactivos, análisis de la presión neta de las fracturas, etc.), tal y como se puede consultar en (Bennett *et al.*, 2006).

6.4.3. Buenas prácticas

En la mayoría de los casos, ya se aplican la tecnología, las normas y las buenas prácticas que existen en la actualidad para minimizar los riesgos asociados a la exploración y producción de *shale gas*. De hecho, la aplicación de métodos destinados a vigilar y mitigar la sismicidad inducida, debería ser un elemento fundamental en los proyectos comerciales.

Por su parte, el *WEASTCARB Partnership* de los Estados Unidos, ha recomendado una serie de buenas prácticas, basándose en los protocolos que se siguen en el caso de la geotermia profunda (IEAGHG, 2013).

Predecir la posible sismicidad, antes de llevar a cabo los trabajos de inyección, permitirá determinar las medidas que se podrían adoptar para reducir riesgos y mantener los niveles de sismicidad inducida dentro de unos límites aceptables (Zoback *et al.*, 2010).

De acuerdo con algunos autores, el procedimiento de fracturación hidráulica debería incluir invariablemente una fase breve de preinyección y seguimiento, antes de proceder a la inyección principal. «En un principio, deberán inyectarse volúmenes reducidos y obtener inmediatamente el *flowback*, haciendo un seguimiento de los resultados durante un tiempo razonablemente prolongado. Mientras tanto, deberá procederse al análisis de los diagnósticos de las fracturas (datos microsísmicos y de inyección previa a la fracturación) para identificar cualquier tratamiento posterior ante un comportamiento inusual, antes de proceder al bombeo» (Green *et al.*, 2012).

Hasta que se hayan determinado bien las características de la fracturación en una formación específica, además del seguimiento en tiempo real, se debe registrar, con medidores de inclinación y un sismómetro enterrado permanentemente, la deformación habitual del terreno y los microsismos, respectivamente, que acompañan a todo proceso de fracturación. Estos instrumentos permiten establecer con exactitud hasta dónde penetran las fracturas en la roca colindante, lo que no sólo sirve para evaluar la eficacia de la fractura, sino también para garantizar que su tamaño sea el previsto y que no se haya propagado más de lo planificado (De Pater *et al.*, 2012).

En el Reino Unido, el Departamento de Energía y Cambio Climático solicitará a los operadores que revisen la información disponible sobre las fallas existentes en las inmediaciones del pozo, de cara a garantizar que no se perfore en fallas activas, o en sus proximidades. También se hará un seguimiento de la sismicidad de referencia durante un periodo de varias semanas, antes de que comiencen los trabajos de perforación, para obtener un valor de fondo o de referencia con el que comparar la actividad detectada durante y después de los trabajos de fracturación (DECC, 2013).

Además, en la Cuenca de Bowland, expertos de instituciones como el British Geological Survey, Keele University y GFrac Technologies, recomendaron al DECC, una serie de medidas para mitigar el riesgo de sismicidad inducida. Conforme se disponga de más datos operativos, a partir de los procesos de fracturación, el DECC considerará, con la ayuda de los expertos, cuáles son los criterios más apropiados para definir el valor umbral.

(IGME, 2014) recomienda la elaboración de estudios geológicos para caracterizar las posibles fallas, hacer un seguimiento de los movimientos sísmicos, vigilar los métodos de reinyección, en caso de que los hubiera, y registrar la actividad microsísmica, tomando como base el sistema semáforo (en este caso no hay referencia a España en los datos consultados).

El valor umbral y el sistema semáforo dependen del tipo de roca en la que se trabaje, por lo que no se puede justificar científicamente como tal un límite universal en todas las cuencas geológicas. En el caso del Reino Unido, se estableció un límite de M_L 1,7 tras los trabajos de fracturación realizados en Blackpool. Sin embargo, Green *et al.* (2012) sugirieron un valor umbral inferior (de M_L 0,5) para las próximas operaciones que ten-

gan lugar en la Cuenca Bowland ¹⁶. Dicho valor límite se tendrá que ajustar con el tiempo, conforme avance la experiencia. La magnitud de 0,5, en sí misma, no es motivo de preocupación, pero el análisis de datos referidos al caso citado sugiere que puede ser indicio o precursor de una sismicidad inducida de mayor valor (Green *et al.*, 2012).

Por ejemplo, se han registrado magnitudes de 1,0 en Musaka/Erie (Warpinski *et al.*, 2012), de 0,8 en Woodford y de 0,7 en Marcellus y Barnett. Por otro lado, cabe esperar que se produzcan sismos máximos de 0,0 en Eagle Ford, de –0,1 en Fayetteville, –0,2 en Haynesville, –1,5 en Bakken, –2,7 en Monterey y –3,0 en Piceance.

A tenor de estos valores (de magnitudes de menos de M_L 1,0), de los sismos inducidos hasta el momento (todos inferiores a M_L 4,4) y del número de casos de sismos superiores a M_L 2-3 (sólo cuatro casos de más de un millón de pozos fracturados), no parece existir una clara justificación para realizar un seguimiento de cada pozo que se fracture y sí en aquellos lugares de mayor sensibilidad.

Puede apreciarse que los criterios y la definición del valor umbral varían según los autores y las instituciones y/o asociaciones ¹⁷. De igual manera, puede decirse que los límites deberían fijarse en función de las características geológicas y técnicas de cada yacimiento.

6.5. RADIACTIVIDAD NATURAL

En este subapartado se explica cómo está presente la radiactividad en la naturaleza, así como su relación con la exploración de *shale gas* y las medidas de mitigación que pueden ser necesarias para evitar que repercuta negativamente sobre las personas o el medio ambiente.

A menudo se emplea el término NORM¹⁸ cuando las actividades humanas concentran isótopos radiactivos como el uranio, el torio o el potasio, y sus productos de desintegración radiactiva, como el radio y el radón. En estado natural, estos materiales se encuentran, generalmente, muy por debajo de los límites de exposición permitidos, y sólo pueden causar un problema cuando se concentran.

Se pueden encontrar materiales radiactivos naturales en el aire y el suelo; incluso existen isótopos radiactivos, como el potasio (isótopo K-40) en el cuerpo humano. También están presentes en los suministros de agua

 $^{^{16}\,}$ La formación $\it shale$ de Bowland es una roca heterogénea, relativamente impermeable, rígida y quebradiza.

¹⁷ Véase, por ejemplo, King (2012), De Pater *et al.* (2012) y Green *et al.* (2012).

Los Natural Occurring Radioactive Materials (NORM) son aquellos materiales que contienen cantidades significativas de radionucleidos. La definición exacta de cantidades significativas, correspondería a una decisión reglamentaria. Incluye materiales en los que procesos artificiales han modificado las concentraciones de actividad de los radionucleidos naturales. En ocasiones se hace referencia a ellos como NORM o TENORM «técnicamente mejorados» (IAEA, 2003).

potable y en alimentos. Todas las formaciones geológicas, incluido el suelo, la arena y las rocas sobre las que se camina y vive, contienen radionucleidos naturales ¹⁹ y, por tanto, las formaciones geológicas que contienen hidrocarburos no son diferentes. Además de la radiación de fondo que hay en la superficie de la Tierra, la producción de hidrocarburos puede hacer aflorar radionucleidos naturales, presentes en la formación rocosa.

En los hogares, también existen materiales y espacios que contienen NORM y otros materiales potencialmente radiactivos, como, por ejemplo, las encimeras de granito, los sótanos (donde se puede acumular gas radón), las alarmas de humo contra incendios, las televisiones y algunos vidrios y materiales cerámicos (US Environmental Protection Agency, 2014).

En el caso de las actividades industriales, existen unos límites de dosis permitidos tanto para los trabajadores expuestos a la radiación como para la población. Como es lógico, el límite de dosis establecido para la población es muy inferior al de un trabajador en una central nuclear o en instalaciones expuestas a la radiación (50 veces menor). Dichos límites son de 50 mSv/año (5.000 mRem²0/año) para los trabajadores (con un máximo de 100 mSv acumulados en cinco años) y de 1 mSv/año (100 mRem) para la población²1 (CSN, 2010).

Se han determinado los niveles medios de radiación que reciben los trabajadores de las centrales nucleares y otras instalaciones radiactivas. En general, la radiación recibida por las personas que trabajan en las centrales nucleares varía entre 1 y 2 mSv/ año (100 y 200 mRem/año) y la de los empleados de otras instalaciones radiactivas (médicas, industriales y de investigación), es de 0,7 mSv/año (70 mRem/año). En función de estos datos, el Consejo de Seguridad Nuclear ha calculado que el 98,65% de los trabajadores españoles del sector recibe una dosis equivalente inferior a 5 mSv/año (50 mRem/año), un valor cuatro veces menor que el límite de

¹⁹ Radionucleidos naturales: Según el diccionario de la Real Academia de la Ingeniería (RAI), se definen como aquellos radionucleidos que existen en la Tierra de forma natural, y en cantidad significativa, especialmente los radionucleidos primigenios como el Potasio-40, el Uranio-235, Uranio-238, Torio-232, y sus descendientes, pero incluyendo también otros, como el Tritio y el Carbono-14, generados por procesos naturales de activación [Real Academia de la Ingeniería (RAI), 2015].

²⁰ El Rem es el resultado de multiplicar la dosis absorbida de radiación, medida en Rad, por la efectividad biológica relativa (Q). El factor Q tiene en cuenta que la misma dosis puede tener diferentes efectos. El Sievert (Sv) es equivalente a un Julio entre un kilogramo (J/kg) y se utiliza para medir los efectos estocásticos que producen los niveles bajos de radiación sobre la materia viva y, en particular, sobre el cuerpo humano (Petrucci, Herring, Madura, & Bissonnette, 2011). El Rem y el Sievert son dos medidas de exposición a la radiación, pero por su elevada magnitud, se suelen utilizar más sus milésimas partes.

²¹ Como ya se ha mencionado, estos límites no incluyen la radiación recibida de forma natural ni por la exposición a diagnósticos o tratamientos médicos con radiaciones ionizantes (radiografías, radioterapia, etc.). Hay que tener en cuenta que los límites citados anteriormente se establecen en base a una estimación del riesgo asociado a esta dosis. Una actividad se considera segura cuando el riesgo de padecer enfermedades graves o muerte por el simple hecho de realizarla o estar expuesto a ella es inferior a 1/10.000. Los límites de dosis equivalente, en particular, están determinados para que dicho riesgo sea de 1/100.000, es decir, 10⁻⁵.

dosis autorizado (100 mSv en cinco años equivalen a 20 mSv/año; 2000 mRem/año) (CSN, 2010).

6.5.1. Radiactividad en los trabajos de exploración

En los trabajos de exploración, los radionucleidos naturales presentes en la formación geológica, estarán también en los fragmentos de roca de los ripios de perforación, que son arrastrados hasta la superficie. Estos elementos se mantienen en solución con el agua producida por la formación y, en aquellos reservorios con concentraciones particularmente elevadas de readionucleidos, podrían precipitar en incrustaciones o lodos. No obstante, son muy escasas en el mundo las cuencas de *shale* con concentraciones tan altas como para que estos elementos puedan llegar a precipitar; el caso más conocido es el de *Marcellus Shale*.

En aquellas cuencas geológicas con valores anómalos de radiactividad, los radionucleidos pueden llegar a concentrarse con el tiempo en los equipos de producción, en los lodos o sedimentos, o en el interior de los depósitos y recipientes utilizados que hayan estado en contacto con el agua de la formación de manera prolongada [BSEECE, 2014 en F. R. Spellman (2013a)].

Los isótopos radiactivos ²² y los iones de Ba presentes en el fluido de retorno o *flowback*, por lo general se limitan a unas pocas zonas y, a menudo, por poco tiempo, ya que, como se ha visto en el apartado 5.1, el flujo natural de los pozos decrece durante los primeros días posteriores a la fracturación.

Los problemas que pueden generar este tipo de residuos, normalmente se asocian a actividades prolongadas llevadas a cabo en campos de hidrocarburos (Graham Sustainability Institute, 2013). Un tratamiento inapropiado podría producir la contaminación radiológica de los suelos y acuíferos superficiales. Por este motivo, los materiales cuya radiactividad esté por encima de los niveles de fondo naturales deben ser manipulados de forma especial para su correcta retirada y eliminación (NYDEC, 1999; Resnikoff *et al.*, 2010).

Normalmente, las dosis máximas existentes en los campos de hidrocarburos se sitúan en la gama de unos pocos microsievert por hora. En casos excepcionales, las dosis medidas directamente en las superficies exteriores del equipo de producción han alcanzado varios cientos de microsievert por hora. No obstante, en la práctica, las restricciones de acceso y de tiempo de trabajo son eficaces para limitar las dosis anuales a valores bajos (IAEA, 2003). Siempre que el público no entre en contacto durante

²² En algunos casos, el agua de retorno puede contener concentraciones de metales pesados e isótopos radiactivos (NORM) (King, 2012), entre ellos, Ra-228, U-238 y Ra-226, que son solubles en agua y pueden representar un riesgo para la salud. El Radio y algunos de sus productos de desintegración son, en cierto grado, solubles y se pueden disolver en salmuera (IAEA, 2003).

largos periodos de tiempo con los equipos utilizados, el riesgo por exposición a los NORM es bajo (F. R. Spellman, 2013a).

En los Estados Unidos, el límite de exposición permitido para los trabajadores de las centrales nucleares y plantas de gestión de residuos radiactivos. Según la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA), es de 5.000 mRem al año (50 veces el nivel de exposición límite para el público en general y el mismo que existe en España). Si se supone una exposición constante en el lugar de trabajo durante 2.000 horas al año, es decir, 40 horas/semana, durante 50 semanas, el límite de exposición es cercano a 2,5 mRem/hora (0,025 mSv/hora). Si se compara este nivel de exposición para los trabajadores de la industria nuclear, con el máximo registrado en el yacimiento Marcellus Shale, de 0,09 mRem/ hora²³, puede verse que este último es lo suficientemente bajo como para que pueda afectar a los trabajadores y, por tanto, a la población (Marcellus Shale, Paleontological Research Institution, 2011).

NECESIDADES DE TERRENO, TRABAJOS EN EL EMPLAZAMIENTO. ABANDONO Y RESTAURACIÓN **DEL TERRENO**

En este apartado, se explican las implicaciones medioambientales de los trabajos en superficie, considerándose algunas de las medidas que existen, cuya implementación permitiría minimizar los requerimientos de terreno, mejorar las operaciones y recuperar el emplazamiento una vez concluida la exploración.

6.6.1. Necesidades de terreno y trabajos en el emplazamiento

Durante las operaciones de fracturación y terminación del pozo, las instalaciones en superficie, a las que se ha hecho referencia en el apartado 4.2, ocupan un área de aproximadamente tres hectáreas por emplazamiento²⁴ (NYSDEC, 2011).

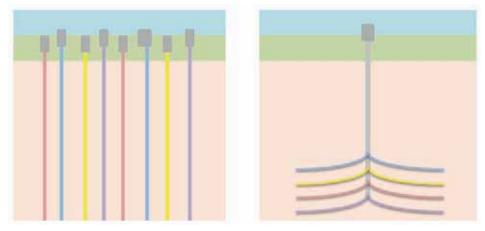
Es importante observar la diferencia entre la disposición de pozos verticales, con una distribución «tradicional», y la de los pozos horizontales. En la figura 99, se pueden ver las diferentes formas de cubrir un mismo

²³ Cifra procedente de la lectura máxima de radiación registrada hasta la fecha en mediciones obtenidas directamente de la roca. Planteado así, podría parecer, que las lutitas de Marcellus superan con creces el límite federal, porque 0,09 mRem/h x 24 h/día x 365,25 días/año, arroja un valor anual de cerca de 800 mRem/al año (8 mSv/año) y que dicho valor, pese a no superar el límite establecido para los trabajadores, sí superaría el fijado para la población. No obstante, un cálculo como éste no es técnicamente correcto, dado que supone un contacto total del cuerpo con la formación geológica, durante todo ese intervalo de tiempo y no existe un escenario plausible en el que una persona del público en general pudiera tener semejante grado de contacto o estar expuesto durante todo un año a esa dosis de radiación y, mucho menos, que concurrieran ambas circunstancias a la vez (Marcellus Shale, Paleontological Research Institution, 2011).

²⁴ En el apartado 4.2, las referencias sitúan la superficie entre 1,4 y 2,8 ha.

Figura 99

Tipos de emplazamientos de pozos según la tecnología aplicada. Distanciamiento de pozos verticales tradicionales y distanciamiento de pozos horizontales (caso ilustrativo y no a escala)



Fuente: Elaboración propia basada en Deloitte (2013).

Nota: a la izquierda, espaciamiento tradicional de pozos verticales (para ocho pozos es necesario instalar ocho plataformas individuales) y, a la derecha, distanciamiento idealizado de pozos horizontales.

área de drenaje, variando considerablemente la necesidad de espacio en la superficie.

Como se puede observar, en general, el empleo de plataformas multipozo reduce considerablemente la superficie requerida. Menos plataformas requieren menos accesos, tuberías y derechos de paso.

En todo caso, debería minimizarse tanto el terreno utilizado para las infraestructuras de fracturación hidráulica, como el empleado para el almacenamiento de fluidos, teniendo en cuenta que habrá que restituir el terreno a su estado original una vez concluidos los trabajos.

Además del emplazamiento en sí y de los depósitos de almacenamiento, hay otras infraestructuras, como accesos de carreteras y tuberías, que también ocupan terreno y fragmentan el medio natural [Lechtenböhmer et al., 2011; The Nature Conservancy 2011 en AEA (2012)]. Una buena distribución de los emplazamientos podría contribuir a reducir la repercusión sobre el terreno, dado que se necesitaría construir menos carreteras, tuberías y otras infraestructuras. Asimismo, podría ser un buen medio para evitar o minimizar las molestias que pudieran sufrir las áreas residenciales o los ecosistemas colindantes.

Esta medida exigiría a los operadores que tengan en cuenta las implicaciones ambientales y sociales a la hora de elegir los emplazamientos para la exploración de *shale gas*, de cara a reducir la ocupación de terreno y de simplificar su posterior restitución, afectando lo menos posible a la población.

A la hora de seleccionar un emplazamiento, los pozos de fracturación hidráulica deberían ubicarse, por tanto, cerca de carreteras, derechos de paso y gasoductos, siempre que sea posible. Además, se deberían escoger emplazamientos en los que se altere lo menos posible la superficie del terreno, evitando, por ejemplo, aquellos lugares que requieran trabajos de excavación y relleno (API, 2011). Además de los beneficios obvios para el medio ambiente, unos requerimientos de construcción y transporte menores, reducirían los costes de instalación del pozo y de restauración del emplazamiento. No obstante, es posible que dicho ahorro no tenga lugar si resulta más costoso y difícil de adquirir un terreno cerca de carreteras y derechos de paso (AEA, 2012).

También se deberían seleccionar emplazamientos en los que los trabajos tengan el menor impacto en zonas sensibles como, por ejemplo, áreas residenciales o reservas naturales y, para ello, se deberá tener en consideración la distancia de separación y la instalación de pantallas u otros sistemas de protección.

Aunque no existen iniciativas legislativas o normativas específicas, en Columbia Británica, las compañías promotoras que operan en una misma zona están obligadas a colaborar para reducir los impactos ambientales [Province of British Columbia, 2011, en (AEA, 2012)]).

En Europa, las Academias Europeas y el Consejo Asesor de Ciencia han analizado, en el documento, European Academies & Science Advisory Council (EASAC) (2014), varios temas relativos al *shale gas* y de particular relevancia o preocupación social. Uno de ellos se refiere a la forma de explotar este recurso, teniendo en cuenta que Europa es un continente densamente poblado, y una gran parte del territorio ya tiene «usos», por lo que existen conflictos de interés entre unos usos del suelo y otros.

En este sentido, el informe indica que los esquemas iniciales de fracturación hidráulica en los Estados Unidos, eran aceptados sólo en lugares remotos, debido al impacto potencial sobre las áreas densamente pobladas. Sin embargo, la ubicación de varios pozos por emplazamiento y la técnica de perforación horizontal, como las utilizadas en Pennsylvania (que tiene una densidad de población similar a algunas partes de Europa), ofrecen un potencial de drenaje de un área de diez kilómetros cuadrados o más desde un único emplazamiento (*pad*), reduciendo así la superficie de terreno necesaria. El documento señala que, con explotaciones tipo clúster de tan sólo tres km de radio en proyección horizontal, sería viable la producción de gas no convencional en áreas densamente pobladas (EASAC, 2014).

6.6.2. Abandono y restauración del terreno

Cuando se realiza un proyecto se deben también plantear medidas para la restauración del emplazamiento. Normalmente, antes de realizar cualquier tipo de trabajo en superficie, se retira la capa superficial del suelo para reponerla una vez finalizadas las obras. El terreno alterado durante la construcción y exploración del pozo debe ser restituido, en la medida de lo posible. Esta medida reduce la ocupación de terreno de forma prolongada o permanente, de tal manera que pueda ser utilizado para otros fines (por ejemplo, para la agricultura o como hábitats de fauna y flora).

Tan pronto como sea posible, se procederá a retirar el equipo temporal, y a restaurar y restituir las áreas de acceso. Todo ello reducirá la dimensión del emplazamiento y la huella global durante la fase de producción [API 2011 en AEA (2012)].

Durante los trabajos de preparación del terreno, es necesario disponer de zonas donde almacenar y mantener la tierra retirada, de manera que ésta se pueda reutilizar durante las restauraciones provisionales y definitivas. Debe segregarse la capa superior del suelo de los materiales del subsuelo para que los trabajos de recuperación sean más eficaces. Asimismo, deberían restituirse aquellos terrenos con pozos no productivos, sellados y abandonados. El terreno debería restituirse lo antes posible y se debería regenerar la vegetación oportuna durante periodos prolongados de inactividad. La repoblación de la vegetación se realizaría con árboles, arbustos y especies autóctonas adecuadas al entorno natural del terreno (NYSDEC, 2011).

Por lo general, son pocas las diferencias existentes en la fase posterior al abandono entre los pozos convencionales y los no convencionales, con la salvedad de la existencia en el subsuelo de fluidos de fracturación no recuperados, en el caso de pozos fracturados. La presencia de fluidos de elevado índice de salinidad en algunas formaciones de *shale gas*, normalmente indica que no existe una vía por la que los fluidos se filtren a otras formaciones (NYSDEC, 2011). La principal preocupación sería el riesgo de que los fluidos de fracturación entrasen en contacto con acuíferos o aguas superficiales a través del pozo o de fracturas generadas durante las operaciones.

Ahora bien, la producción de *shale gas* reduce la presión interna de la formación, y el diferencial de presión negativa hace que el fluido discurra hacia el interior de aquélla y no hacia afuera. Aunque exista la posibilidad de volver a presurizar la formación, las fracturas creadas durante la fase operativa tienden a cerrarse poco a poco, lo que reduce la posibilidad de que se conviertan en una vía de escape de los fluidos de fracturación. En cualquier caso, y como ya se ha mencionado, la distancia de separación de 600 metros o más de roca entre la formación de lutitas y cualquier acuífero, mantiene una barrera permanente entre los dos sistemas.

Además, algunas sustancias químicas utilizadas en los fluidos de fracturación serán absorbidas por las rocas (por ejemplo, los agentes tenso activos y los reductores de fricción) y otras se biodegradarán *in situ* (por ejemplo, la goma guar empleada en los geles). En las mediciones de *shale gas* a profundidades elevadas, el volumen de roca entre la formación de producción y las aguas subterráneas es notablemente mayor que el volumen de fluido de fracturación utilizado (AEA, 2012).

Se estima que las consecuencias que sufre el terreno en la fase posterior al abandono son comparables a muchos otros usos con fines industriales y comerciales. Existen pocas evidencias que permitan evaluar los posibles efectos sobre la biodiversidad durante la fase posterior al abandono²⁵ (AEA, 2012).

En el caso de las exploraciones realizadas en Polonia, se realizó una evaluación del impacto en zonas protegidas en un radio de 15 km en torno a los pozos (Konieczynska *et al.*, 2015). Entre las áreas evaluadas, se tuvieron en cuenta reservas naturales, parques nacionales, paisajes protegidos y áreas de protección especial de hábitats y aves incluidas dentro de la red Natura 2000. De todas las zonas analizadas, sólo se observó un impacto potencial en dos de ellas, debido a que el emplazamiento de los pozos estaban dentro de alguna de la zonas citadas más arriba. En las zonas que estaban más distantes, no se encontraron impactos potenciales, ni cambios en el régimen de agua o contaminación permanente del aire con gases o polvo.

El informe señala que los impactos provienen más frecuentemente del transporte y sugiere que, cuando los emplazamientos de los sondeos están adecuadamente situados con respecto a las áreas protegidas, el tráfico de vehículos es probablemente el impacto indirecto más importante. Por este motivo, los operadores deberían considerar este factor en los proyectos de exploración, que es también aplicable a zonas residenciales.

6.7. EMISIONES A LA ATMÓSFERA Y RUIDO

En esta sección se examina la contaminación del aire y el ruido relacionados con los trabajos de perforación y de fracturación de pozos. Asimismo, se exponen algunas obligaciones y medidas de mitigación y obligaciones que deben tenerse en cuenta durante la perforación de los mismos.

6.7.1. Emisiones a la atmósfera

La producción de gas genera emisiones directas; gas perdido o emisiones fugitivas y CO_2 procedente de la combustión de gas natural, e indirectas; procedentes de camiones, bombas y equipos de procesamiento utilizados durante la perforación, la fracturación y la producción.

El gas se considera un combustible limpio y de bajas emisiones, pero es necesario tener en cuenta las emisiones generadas a lo largo de su cade-

²⁵ En la región de las llanuras orientales (Western Plains), las zonas de producción adoptan medidas para conservar la flora y fauna local proporcionando islas de seguridad para plantas y animales que, de otro modo, servirían para pasto o caza. Se ha observado un fenómeno similar en el Golfo de México, donde algunas plataformas de producción de hidrocarburos se han convertido en refugios para la reproducción de peces y otras formas de vida acuáticas, a salvo de la industria pesquera. Las plataformas abandonadas se han convertido en arrecifes que atraen a quienes practican la pesca deportiva.

na productiva, como las emisiones fugitivas ²⁶ y las indirectas procedentes de camiones y de los motores diésel de bombas. Aunque se están elaborando estudios para valorar la posibilidad de sustituir todo o parte del combustible diésel por gas natural, el modo más eficaz y rápido de reducir las emisiones, en un principio, es minimizar el tráfico de camiones cisterna, transportando el agua por tubería.

En lo que se refiere a los generadores diésel, en general, se utiliza el mismo tipo que para los procesos de perforación y fracturación teniendo, por tanto, las mismas emisiones de contaminantes atmosféricos. La siguiente tabla muestra las emisiones de distintos contaminantes de los motores diésel estacionarios empleados para perforar, fracturar/completar el pozo [datos de GEMIS (2010)], con las hipótesis relativas a la formación de *Barnett Shale*.

TABLA 24

Emisiones específicas típicas de contaminantes atmosféricos procedentes de motores diésel estacionarios utilizados en la perforación, fracturación hidráulica y completación de pozos

	Emisiones por potencia mecánica del motor [g/kWh _{mech}]	Emisiones por rendimiento de combustible del motor [g/kWh _{diesel}]	Emisiones por unidad de gas natural producido [g/kWh _{NG}]
SO ₂	0,767	0,253	0,004
NO _x	10,568	3,487	0,059
PM	0,881	0,291	0,005
СО	2,290	0,756	0,013
NMVOC	0,033	0,011	0,000

Fuente: ENVI European Parliament (2011).

Nota: dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas, monóxido de carbono, compuestos orgánicos volátiles (no metanos).

No se ha establecido relación directa entre la regulación del *shale gas* y la contaminación atmosférica de los vehículos a motor, ya que la Directiva 2005/55/CE sobre emisiones contaminantes de vehículos pesados, sustituida por el Reglamento 2011/582/UE sobre emisiones procedentes de vehículos pesados, está dirigida a fabricantes o importadores de vehículos nuevos más que a operadores de *shale gas*.

Con el objeto de minimizar el riesgo de accidentes en Europa, se recomienda establecer una normativa estricta y realizar el correspondiente seguimiento de aplicación. Concretamente, se recomienda recopilar estadísticas de accidentes, analizar sus causas y extraer las correspondientes conclusiones. Cuando haya empresas con historiales especialmente desfavorables, se podría considerar excluirlas de posteriores

²⁶ Ver 6.7.2.

concesiones de licencias de exploración y explotación (ENVI European Parliament, 2011).

6.7.2. Emisiones fugitivas de Metano

El metano es un gas emitido por diversas fuentes, de origen natural, como los humedales, y de origen artificial, como la industria y la agricultura, siendo esta última la principal fuente de emisión de metano en los Estados Unidos (epa.gov, 2015). Aunque no se trata de un gas tóxico, se ha comenzado a producir de forma excesiva en los últimos años, alcanzando concentraciones consideradas perjudiciales para la atmósfera, por su contribución al efecto invernadero y al calentamiento global.

En la siguiente figura se muestran las distintas fuentes de emisiones de metano de los Estados Unidos y el porcentaje que supone según su origen. El metano emitido en la producción de gas y petróleo en los Estados Unidos, es un 23% del total (véase figura 100). Este porcentaje es inferior al de la agricultura y al de los vertederos y aguas residuales, y superior al del carbón.

Petróleo y gas natural 23%

Vertederos y aguas residuales 27%

Minas de carbón y minas abandonadas 13%

Combustión 2%

FIGURA 100
Orígenes del metano, según actividades en los Estados Unidos

Fuente: publicación de la EPA, fuentes de metano en King (2012); traducido por Orkestra-IVC.

Las emisiones fugitivas de metano se pueden definir como aquellas que no pueden ser medidas con sistemas convencionales de detección y medida y por eso suelen ser evaluadas utilizando modelos y distintas hipótesis. De ahí la complejidad que existe en obtener datos y medidas que sean representativos de un emplazamiento o actividad.

Existen diferentes artículos científicos y estudios relacionados con las emisiones fugitivas de metano procedentes de los pozos de *shale* gas, en los Estados Unidos. Quizá uno de los más conocidos o citados sea el estudio de Howarth e Ingraffea (2011), que concluye, utilizando, entre otros,

modelos matemáticos; que hasta un 7,9% de la producción total de los pozos de *shale* gas se emite a la atmósfera en forma de metano (Howarth *et al.*, 2011).

Las conclusiones de este estudio han sido analizadas y contrastadas por otros trabajos. Por ejemplo, el estudio considera un marco temporal de veinte años, cinco veces menor que el utilizado por otros estudios científicos (que suele ser de cien años). Esta hipótesis contribuye a situar al gas natural como un combustible en desventaja frente al carbón, cuyas emisiones se evalúan en un horizonte de cien años. Cabe señalar que el metano es un gas de efecto invernadero más potente que el dióxido de carbono (en términos de $\rm CO_2$ equivalente), aunque su tiempo de residencia en la atmósfera es más corto (de nueve a quince años frente a los cien años o más del dióxido de carbono), de manera que sus efectos sobre el calentamiento global se atenúan más rápido.

Cathles *et al.* (2011), por ejemplo, sostienen que el supuesto realizado por Howarth sobre la tasa de emisión de gas inicial es engañosa. En primer lugar, porque los operadores ya no ventean el *flowback* directamente a la atmósfera, sino que utilizan separadores para obtener, por un lado, el agua y los condensados (en caso de que los haya), y por otro, los gases. Este sistema se conoce como *Green completion* o REC (*Reduced Emissions Completion*). Lo que argumenta Howarth es que ese gas, si no existen infraestructuras (gasoductos), se emite directamente a la atmósfera. En realidad, si el gas que se separa del *flowback* no se puede vender, se quema en antorcha, por lo que el metano se transforma en dióxido de carbono (Cathles, Brown, Taam & Hunter, 2011).

La Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos, que realiza un inventario anual de las emisiones de gases de efecto invernadero, muestra en uno de sus estudios que las emisiones fugitivas de metano descendieron en un 11% entre 1990 y 2012. Durante ese mismo periodo, que coincide con la revolución del *shale gas* y el *shale oil* en los Estados Unidos, se incrementaron las emisiones de metano procedentes de fuentes asociadas con actividades agrícolas y decrecieron las emisiones asociadas a la exploración y producción de gas natural y productos petrolíferos (véase figura 101).

La tendencia a disminuir las emisiones, a nivel global, se reforzará con la implantación de planes de mejora y alternativas para evitar la combustión en antorcha del gas que sale con el fluido de retorno. Existen diferencias notables por países y regiones, dependiendo del área de exploración y producción, y del diseño y funcionamiento de los sistemas gasistas.

en los Estados Unidos 35.000 155 Producción de gas natural y fugas de metano 150 30.000 145 25.000 Billion Cubic Feet (bcf) 140 20.000 135 130 15.000 125 10.000 120 5.000 115 110 2012

→ Fugitive methane (Tg CO2 eq)

Production (bcf)

FIGURA 101

Disminución de las emisiones fugitivas de metano procedentes del gas natural en los Estados Unidos

Fuente: epa.gov (2015).

6.7.3. Ruido

Los niveles de ruido varían durante las distintas fases del ciclo de exploración. Así, el ruido procedente de excavaciones, movimientos de tierras, transporte de equipos y tránsito de vehículos durante la preparación del emplazamiento puede afectar tanto a los residentes como a los animales, especialmente en zonas sensibles. Normalmente, esta fase se prolonga durante cuatro-ocho semanas (véase figura 93), y no se considera que difiera mucho de otras actividades a escala comparable.

Los procesos de perforación del pozo y de fracturación hidráulica y el tráfico de camiones durante estas fases son, en sí mismos, las principales causas del ruido. La combustión de gas en antorcha durante la salida del *flowback* y algunas pruebas también pueden generar ruido. En un único pozo, el tiempo que dure la fase de perforación será bastante breve (alrededor de cuatro semanas), aunque sí será continuada, es decir, veinticuatro horas al día.

El efecto del ruido sobre los residentes y la fauna local será notablemente mayor cuando se perforen varios pozos por emplazamiento, actividad que normalmente se prolonga coherentemente con el número de pozos a perforar.

En la mayoría de los casos, suelen adoptarse medidas para reducir el ruido de forma efectiva, sin embargo, se considera que el riesgo es moderado en lugares donde es necesario trabajar en las proximidades de áreas residenciales o hábitats silvestres.

En este ámbito, es necesario hacer referencia a la existencia de normativa comunitaria sobre el tema: la Directiva 2009/42/CE, sobre la evaluación y gestión del ruido, y la Directiva 2000/14/CE, sobre emisiones sonoras en el entorno por las máquinas de trabajo al aire libre.

6.8. ALGUNAS CONCLUSIONES

Riesgo

Toda actividad humana conlleva un riesgo y gestionar los riesgos supone necesariamente llevar a cabo una evaluación de los mismos. Para ello, se ha de tener en cuenta no sólo el daño o las consecuencias de los efectos adversos, sino también la probabilidad de que dichos efectos se produzcan en un determinado periodo de tiempo. Para evaluar el riesgo, hay que cuantificar los dos factores necesariamente.

Cada proyecto de extracción de gas está sujeto a las condiciones impuestas por la geología de cada emplazamiento y el comportamiento del subsuelo durante el proceso de fracturación. No es aconsejable priorizar riesgos de forma genérica ni extrapolar miméticamente los resultados de unos proyectos de *shale gas* a otros, pero sí aprovechar la experiencia en la gestión de riesgos.

La regulación, las prácticas responsables y técnicamente adecuadas, son elementos importantes que contribuyen a operaciones con menores impactos medioambientales.

Trabajos de perforación y fracturación

En relación con los trabajos de perforación y fracturación, se han revisado los efectos e impactos más importantes, que se indican a continuación, como el volumen de agua, efectos sobre los acuíferos, almacenamiento de fluidos, sismicidad inducida, radiactividad, requerimientos de superficie, emisiones y ruido. Cada uno de estos aspectos se puede abordar mediante la aplicación de la tecnología, la implantación de medidas operativas pertinentes, así como mediante la adecuada comprobación de las mismas.

Volumen de agua

El volumen de agua necesaria para la extracción de *shale gas* varía en función de la geología de la zona, de la profundidad del pozo y de la duración y del número de etapas de que conste el proceso de estimulación. En este sentido, es importante tener en cuenta que no se trata de un proceso continuo; únicamente durante las fases de perforación y estimulación se requiere aportación de agua.

La forma de gestionar los recursos hídricos es muy importante para garantizar que los efectos asociados a los procesos de fracturación hidráulica se puedan abordar convenientemente; en particular, cuando haya que atender otras demandas de recursos de agua.

Por otra parte, la reutilización reduce la cantidad de agua destinada al proceso de fracturación hidráulica. Normalmente, se recupera como flowback entre el 11 y el 75% del fluido inyectado, lo que significa que, aunque se reutilice todo el fluido de fracturación recuperado, se seguirá necesitando más agua. En cualquier caso, el consumo total de agua supone un pequeño porcentaje que no llega al 1% del consumo global en las cuencas estudiadas.

Si se compara el consumo de agua de la producción de *shale* gas con el de otras fuentes de energía, se puede apreciar que, en el sector del *shale gas*, el consumo de agua es de 0,60-5,80 galones/MMBtu (0,002-0,022 m³/MMBtu), que se sitúa en la banda baja de los consumos de agua en la industria energética.

Posibles efectos sobre los acuíferos

La fracturación hidráulica se realiza a varios miles de metros de profundidad. La probabilidad de que las fracturas naturales e inducidas contaminen los acuíferos es remota cuando hay más de 600 metros de distancia vertical entre las fuentes de agua dulce y la zona de producción. A una profundidad de 2.000 metros, el agua producida es principalmente salmuera procedente de la formación geológica. Para garantizar la estanqueidad del pozo, es absolutamente necesaria una correcta cementación y revestimiento del mismo.

En la actualidad, la microsísmica pasiva es cada vez más utilizada por la industria para controlar la extensión lateral de las fracturas. Los operadores tienen interés en hacer un seguimiento lo más detallado posible del proceso de estimulación, para que las fracturas se propaguen de manera controlada y que no se extiendan más allá de la formación de interés.

Almacenamiento de fluidos

La contención de fluidos es la principal medida para prevenir la contaminación de aguas superficiales o subterráneas poco profundas. Una avería en un tanque, en la tubería de revestimiento de una balsa o en la tubería que transporta el fluido, podría provocar una descarga de materiales contaminados en masas de aguas superficiales y en acuíferos someros.

Para evitar que los fluidos se filtren en el subsuelo, es imprescindible revestir las balsas excavadas con materiales impermeables, cuya elección dependerá de los fluidos que contengan, del tiempo que estén almacenados y de las condiciones del suelo. Normalmente, los revestimientos cons-

tan de una primera capa de arcilla compacta, una segunda de hormigón proyectado (gunita) y una tercera y última de materiales sintéticos, como el tejido de polietileno de alta densidad.

Una alternativa a las balsas es el uso de tanques, que permiten a su vez reducir la contaminación atmosférica al no estar el fluido en contacto con el aire. No obstante, esta solución presenta algunos inconvenientes relacionados con la capacidad de cada tanque, que puede incurrir en un mayor impacto visual; en caso de trabajar con volúmenes mayores, o incrementar el tráfico de camiones (y las emisiones) si se trabaja con tanques más pequeños. El sistema de almacenamiento más adecuado debería evaluarse para cada tipo de proyecto.

Información sobre la composición del fluido de fracturación

Los fluidos de fracturación que se emplean en la actualidad constan, principalmente, de agua y arena. También se incorporan aditivos, en un porcentaje bajo (que no suele llegar al 1%), para reducir las pérdidas de fricción y controlar los agentes externos, entre otras funciones.

La tendencia es emplear sustancias químicas comunes que, en cierta medida, formen parte de los usos comunes en la industria en general. Por ejemplo, los biocidas más utilizados se emplean también en la preparación de alimentos. El Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BTEX), el primero de los cuales se considera cancerígeno, no se usan como aditivos.

El sistema REACH de la Unión Europea, requiere que la fabricación e importación de productos químicos siga un sistema de evaluación y registro y, aunque hay ciertos productos químicos que, por su utilización en otras aplicaciones, aún no están expresamente identificados para su uso en la fracturación hidráulica, ello no va en detrimento de que el sistema REACH, en Europa, suponga una ventaja en cuanto al control de este tipo de aditivos químicos.

Sismicidad inducida

En cuanto a la sismicidad producida directamente por el proceso de estimulación hidráulica, la mayoría de los valores registrados están comprendidos entre M_L -3 y M_L -1, por lo que solamente se pueden detectar con instrumentos muy sensibles y no son percibidos en la superficie.

Los sismos de más de M_L 3 relacionados con la fracturación (por ejemplo, el de M_L 4 de magnitud registrado en Ohio o el de 5,6 en Oklahoma) parecen haber sido inducidos por la eliminación de aguas residuales mediante inyección en el subsuelo y no por el proceso de fracturación hidráulica de pozos de *shale gas*, una práctica muy utilizada en Estados Unidos pero que, en principio, no es previsible que se aplique en Europa.

Podría ser aconsejable incluir ciertos estudios previos con el fin de determinar un valor de fondo con el que comparar la actividad detectada durante la estimación. En cuanto a la definición de un valor umbral para una eventual detención del proceso de fracturación, éste dependerá de las características geológicas y técnicas de cada yacimiento, por lo que no tiene sentido un límite universal.

NORM

En general, la radiación recibida por las personas que trabajan en las centrales nucleares varía entre 1 y 2 mSv/ año (100 y 200 mRem/año). La que recibe el personal de las instalaciones de preparación del combustible nuclear es de 0,4 mSv/año (40 mRem/año) y la de los empleados de otras instalaciones radiactivas (médicas, industriales y de investigación), es de 0,7 mSv/año (70 mRem/año). En ninguno de estos casos se considera que exista un alto riesgo para la salud e integridad física de los trabajadores.

Normalmente, las dosis máximas existentes en los campos de hidrocarburos se sitúan en la gama de unos pocos µSv/hora, valores mucho menores que los anteriores. En casos como en la formación *Marcellus* de los Estados Unidos, se han alcanzado concentraciones superiores a la media en el sector, pero se ha demostrado que, aun en el caso de esta formación geológica, que presenta valores de radiactividad más elevados, la exposición de los trabajadores se sitúa en niveles lo suficientemente bajos (en términos de mRem/h) como para que éstos puedan verse afectados, menos aún la población.

Requerimientos de superficie e impacto visual

Las instalaciones superficiales requieren un área de hasta unas tres hectáreas por plataforma multipozo durante las fases de fracturación y terminación. Dicha superficie se reduce a cerca de 0,5 hectáreas por emplazamiento, tras haber restituido parcialmente el terreno a su estado original.

Incrementar el espaciado entre pozos e instalar plataformas multipozo reduce significativamente la ocupación total de terreno. Cuantas menos plataformas se construyan, menos accesos, tuberías y demás derechos de paso serán necesarios.

Asimismo, una adecuada elección del emplazamiento puede reducir las molestias ocasionadas por la construcción de carreteras, tuberías y otras infraestructuras, así como minimizar los efectos adversos producidos a determinados lugares sensibles, como son las áreas residenciales y los ecosistemas.

El impacto visual es temporal y diferente en las fases de exploración y de producción. Los tiempos de referencia por emplazamiento se pueden

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

situar en unos dos o tres meses para la perforación y de varios días a unas semanas para la fracturación hidráulica. En la fase de producción, el impacto visual es mínimo.

Emisiones a la atmósfera y ruido

La producción de gas natural puede generar emisiones directas (pérdidas o emisiones fugitivas y ${\rm CO_2}$ procedente de la combustión de gas natural) y emisiones indirectas procedentes de camiones, bombas y equipos de procesamiento utilizado durante la perforación, la fracturación y la producción.

El inventario de emisiones de gases de efecto invernadero que la EPA publica anualmente muestra que, en los Estados Unidos, entre 1990 y 2012 se produjo un descenso de las emisiones de metano fugitivo de casi un 11%. Durante este periodo de tiempo, se constató un aumento de las emisiones de metano procedentes de fuentes asociadas a las actividades agrícolas y un descenso de las procedentes de fuentes relacionadas con la explotación y producción de productos de petróleo y gas natural.

La tendencia a disminuir las emisiones, a nivel global, se reforzará con la implantación de planes de mejora y alternativas para evitar la combustión en antorcha del gas que sale con el fluido de retorno. Existen diferencias notables por países y regiones, dependiendo del área de exploración y producción, y del diseño y funcionamiento de los sistemas gasistas.

El ruido procedente de los trabajos de excavación, movimientos de tierras, transporte de equipos y tránsito de vehículos durante la preparación del emplazamiento puede afectar tanto a los residentes como a la fauna local, especialmente en zonas más sensibles. El ruido va asociado a las fases de perforación y fracturación, que, como ya se ha explicado, no son operaciones permanentes ni continuas, ni se diferencian mucho, en este sentido, de otras actividades comparables, como la construcción.

7. Investigación y explotación. Normativa y aspectos regulatorios

En este capítulo se pasa revista a la normativa española en materia de exploración y producción de hidrocarburos, analizando la legislación vigente y su aplicación a la exploración del gas no convencional.

Tras examinar las recomendaciones de la Comisión Europea y el marco regulatorio europeo, se identifican los requerimientos en temas medioambientales. Con el fin de comprender mejor el marco regulatorio, se repasa también la normativa en el Reino Unido (RU) y en algunos Estados de los Estados Unidos que, no siendo de aplicación en España, pueden ofrecer datos y referencias de interés.

7.1. NORMATIVA ESPAÑOLA SOBRE EXPLORACIÓN, INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL

Según la legislación española, los hidrocarburos son propiedad del Estado, por lo que se requiere una concesión para extraer estos recursos. Las reglas para otorgar las correspondientes autorizaciones de exploración, permisos de investigación, y concesiones de explotación, siguen las pautas fijadas en la Ley sobre el Régimen Jurídico de la Investigación y Exploración de los Hidrocarburos de 1958.

Posteriormente, se publicó la Ley de Hidrocarburos de 1974 (Ley 21/1974, de 27 de junio), desarrollada por el Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio; y derogada por la actual ley en vigor, Ley 34/1998, de 7 de octubre. El Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, establece requisitos más detallados para las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos. También se encuentran la Ley 12/2007, de 2 de julio, que modifica parcialmente la Ley 34/1998 y la Ley 17/2013, de 29 de oc-

tubre, que recoge por primera vez el concepto de técnicas de fracturación hidráulica en la normativa nacional (modificando la Ley 34/1998). La Ley 8/2015, de 21 de mayo, que también modifica la Ley 34/1998, regula determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, entre otras.

Toda la normativa desarrollada tiene una base común, que ha sido modificada de acuerdo a las necesidades que han ido surgiendo.

La Ley 34/1998, y las posteriores enmiendas y modificaciones algunas ya citadas, regulan la exploración de reservorios de hidrocarburos; la investigación y explotación de almacenamientos subterráneos de hidrocarburos; las actividades de transporte, tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos por los operadores y aquellos aspectos relacionados con las propias instalaciones de producción.

Según la Ley 34/1998, los titulares de permisos de investigación o concesiones de explotación tendrán derecho a realizar, con el consentimiento previo del Ministerio de Industria o la entidad autonómica pertinente, en caso únicamente de permisos de investigación, las actividades recogidas en el plan de investigación previamente aprobado y, si fuera necesario, a beneficiarse de la expropiación u ocupación temporal de los terrenos; además de ciertos derechos necesarios para acometer los trabajos, así como los medios y servicios requeridos para ello. La ocupación deberá contar con el acuerdo de la pertinente Delegación Provincial del MINETUR.

Se pueden conceder permisos de investigación y concesiones de explotación a una sola empresa o grupos de empresas (*joint ventures*), siempre que reúnan las condiciones requeridas y demuestren su capacidad legal, técnica y económico-financiera para llevar a término la exploración y explotación de los recursos en las áreas objeto de los permisos o concesiones.

Los titulares de los permisos y concesiones de explotación deben proporcionar la información que solicite el MINETUR y la Administración autonómica competente sobre inversiones, informes geológicos y geofísicos, informes de sondeos, etcétera, así como cualquier dato adicional que la Ley determine. La información facilitada será tratada de manera estrictamente confidencial y no se comunicará a terceros sin la autorización previa del propietario mientras el permiso o concesión esté en vigor.

La Ley 8/2015 ha introducido un nuevo artículo (art. 35 bis) sobre el régimen del silencio administrativo y de las notificaciones, y modificado el art. 36, en el ámbito del Título II sobre exploración, investigación y explotación de hidrocarburos de la Ley 34/1998.

7.1.1. Regulación para la exploración de hidrocarburos

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, modificó la normativa existente, de forma que el Estado español dejase de ostentar

la reserva del título de domino público a su favor y reconociese la libre iniciativa empresarial. Los yacimientos son de dominio público estatal (con el significado que se otorga en el art. 132.2 de la Constitución Española).

Por consiguiente, el Estado puede promover permisos de investigación o autorizaciones de exploración, siendo el operador la entidad jurídica responsable.

La Ley introduce criterios de protección del medio ambiente y contempla las distintas fases de que consta la exploración y explotación de yacimientos.

Las Comunidades Autónomas conceden autorizaciones y permisos de investigación circunscritos a su propio territorio (sin tener atribuciones en los territorios de otras Comunidades Autónomas o en el mar) y son responsables del desarrollo legislativo en esas áreas.

Las autorizaciones de exploración permiten llevar a cabo trabajos geofísicos, geológicos o de perforación de sondeos no profundos (se permite perforar, pero sin superar los 300 metros).

Por su parte, un permiso de investigación otorga al titular derechos de exploración exclusivos en el área del permiso, con una superficie mínima de 10.000 hectáreas y máxima de 100.000, durante un periodo inicial de seis años, prorrogable por otros tres con la obligación, en este caso, de renunciar a un 50% de la superficie original del permiso. Asimismo, un permiso concede el derecho a obtener, posteriormente, una concesión de explotación, si se descubre una acumulación de hidrocarburos comercialmente explotable.

La solicitud del permiso debe incluir, entre otros, un plan anual de trabajo, un plan de inversiones, un plan de protección ambiental y de restauración. El titular del permiso debe presentar un plan de labores y un calendario de inversiones que abarque los seis años que dura el permiso.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, introdujo algunas modificaciones a la Ley de 1998. En este sentido, la aceptación de la solicitud del permiso se publicará en el *Boletín Oficial del Estado (BOE)* y también en el *Boletín Oficial de la Comunidad Autónoma*, en el caso de que el permiso lo conceda una Administración autonómica.

Durante los dos meses posteriores a la publicación de la solicitud en el *Boletín Oficial* correspondiente, pueden presentarse ofertas en competencia, así como oposiciones por parte de quienes se consideren afectados. La Ley de Hidrocarburos especifica los criterios para evaluar las distintas ofertas, siendo, los más importantes, la mayor cuantía de las inversiones, la rapidez de ejecución del plan de labores y la prima ofrecida por encima del valor del canon anual, que debe pagarse al Estado por la titularidad del permiso (canon de superficie) (Ley 12/2007, del 7 de octubre, art. 46)¹.

¹ La Ley 8/2015, mantiene los mismos importes del canon que la Ley 12/2007.

7.1.2. Regulación para la explotación de hidrocarburos

El otorgamiento de una concesión de explotación confiere a sus titulares el derecho exclusivo de explotar los hidrocarburos descubiertos en la zona, llevando a cabo para ello las actividades que sean necesarias (que previamente han de ser aprobadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo) para explotar adecuadamente el recurso durante un periodo inicial de treinta años, ampliable por dos periodos adicionales de diez años cada uno.

La solicitud para obtener una concesión de explotación, y para las dos posibles ampliaciones, debe presentarse ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Los solicitantes deben presentar una memoria técnica en la que se detallen los siguientes puntos: situación, extensión y datos técnicos de la concesión; plan general de explotación propuesto; programa de inversiones planteado; estudio de impacto ambiental (que será evaluado por la autoridad competente); estimación de las reservas recuperables y el perfil de la explotación, además de un plan de abandono y restauración.

El Gobierno autorizará la concesión de explotación mediante Real Decreto, habiendo considerado el informe previo emitido por la Comunidad Autónoma correspondiente.

7.1.3. La nueva Ley de hidrocarburos

El 16 de enero de 2015 se propuso en el Congreso de los Diputados un proyecto de Ley por el que se modificaba la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos. Dicho proyecto de Ley se tradujo el 22 de mayo de 2015 en la Ley 8/2015, por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, y se modifica también la Ley 34/1998, como ya se ha comentado.

Entre las medidas planteadas destaca la creación de un impuesto sobre el Valor de Extracción de Gas, Petróleo y Condensados, que grava el valor de estos productos de dominio público, extraídos en el ámbito de aplicación del impuesto, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de los mismos. En este ámbito, la Ley distingue entre extracción convencional y no convencional, entendiendo por tales conceptos los siguientes.

Será extracción no convencional aquella que requiere la previa aplicación de técnicas de fracturación hidráulica de alto volumen, consistentes en la inyección en un pozo de 1.000 m³ o más de agua por fase de fracturación, o de 10.000 m³ o más, de agua durante todo el proceso de fracturación². Por

 $^{^2}$ Coherentemente con la definición de «fracturación hidráulica de gran volumen» de la Comisión Europea (véase 7.2.2).

su parte, será extracción convencional aquélla que se realiza mediante el uso de las restantes técnicas.

La nueva Ley corrige el canon de superficie, que grava los derechos de utilización del dominio público estatal de hidrocarburos debido al otorgamiento de autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación. En este sentido, incluye nuevas tasas por la perforación de sondeos durante los permisos de investigación y concesiones de explotación; así como por la adquisición de datos sísmicos en autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación.

Se aprueban incentivos para las Comunidades Autónomas y las Entidades locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos mediante los siguientes impuestos. El primero es el impuesto sobre el gas extraído en m³. Para tal fin, las compañías estarán obligadas a instalar equipos de medida *in situ*. La escala de gravamen del impuesto distingue extracción convencional y no convencional, terrestre o marina. Además están, como ya se ha dicho, la tarifa tercera y cuarta del canon de superficie sobre la perforación de sondeos y toma de datos sísmicos.

El tercer impuesto/gravamen es el pago anual a los propietarios del suelo. Los titulares de la concesión deberán abonar anualmente una cantidad (Qi) a los propietarios, que se determina por medio de la siguiente fórmula:

$$Q_i = Q_T \times \frac{S_i}{S_T}$$

Donde Q_T equivale al 1% del valor monetario de la cantidad de hidrocarburos extraída, S_i es la superficie de la parcela titularidad del propietario, y S_T es la superficie total de la concesión de explotación.

7.1.4. Regulación ambiental relacionada con la exploración y explotación de hidrocarburos

Hasta el 12 de diciembre de 2013, la normativa ambiental española estaba recogida en el Real Decreto-Ley 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprobaba el texto refundido de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, y la Ley 6/2010, de 24 de marzo, que modificaba el Real Decreto-Ley 1/2008. En diciembre de 2013 entró en vigor la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.

De acuerdo con la Ley 21/2013, la evaluación ambiental es una de las principales herramientas para proteger el medio ambiente. La obligación básica, según la referida Ley y también según el Real Decreto-Ley 1/2008, es que todo plan, programa o proyecto que pueda tener efectos significativos sobre el medio ambiente debe someterse a una evaluación adecuada y específica antes de ser aprobado o autorizado. Como novedad, cabe señalar que la naturaleza jurídica de los procedimientos y pronunciamientos

medioambientales está definida de acuerdo con la jurisprudencia consolidada al respecto durante los años de vigencia de esta legislación. La no emisión de una declaración ambiental estratégica, del informe ambiental estratégico, de la declaración de impacto ambiental o del informe de impacto ambiental dentro de los plazos estipulados obligatorios, no podrá considerarse una evaluación favorable.

La Ley aborda la incorporación de criterios de sostenibilidad a la hora de tomar decisiones estratégicas mediante la evaluación de planes y proyectos, y garantiza la adecuada prevención de posibles impactos ambientales específicos por medio de una evaluación de los riesgos potenciales, que podrían surgir de la ejecución de un plan o proyecto, mediante el establecimiento de medidas correctivas y compensatorias efectivas.

Esta Ley establece el marco legal para evaluar los planes, programas y proyectos, y también establece el conjunto de reglas comunes que facilitan la aplicación de las normas. Consta de 64 artículos divididos en tres títulos principales: *a)* Título I: contiene los principios y disposiciones generales; *b)* Título II: recoge las disposiciones que rigen los procedimientos de evaluación ambiental; *c)* Título III: abarca el seguimiento y el régimen sancionador.

Los principios básicos considerados en esta Ley son la protección y mejora del medio ambiente; la acción preventiva y cautelar; la corrección y compensación de los impactos potenciales sobre el medio ambiente; la racionalización, simplificación y concertación de procedimientos de evaluación ambiental; y la cooperación y coordinación entre el Estado y las Comunidades Autónomas. Asimismo, contempla la proporcionalidad entre los efectos de los planes, programas y proyectos sobre el medio ambiente y el tipo de procedimiento de evaluación al que deban someterse. También tiene en cuenta criterios basados en el desarrollo sostenible y la integración de consideraciones ambientales en la toma de decisiones, facilitando la información necesaria requerida por el público.

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MA-GRAMA) es la autoridad que, al final del proceso, aprueba o autoriza la evaluación ambiental de planes, programas o proyectos que son competencia del Estado. Si un proyecto ha de ser evaluado por una Comunidad Autónoma, serán los organismos que esta determine los que aprueben o autoricen el programa o el proyecto.

De haber alguna discrepancia entre el organismo sustantivo y la agencia ambiental, esta se resolverá de acuerdo con la recomendación de la Administración que haya tramitado el procedimiento, el Consejo de Ministros o el Consejo de Gobierno, o el organismo determinado en la Comunidad Autónoma.

Las Comunidades Autónomas presentarán propuestas para que sean incluidas en la evaluación de impacto ambiental, cuando sea apropiado, y en el proceso de otorgamiento y modificación de la autorización ambiental integrada.

Sobre la evaluación ambiental estratégica

En cuanto a la relación entre la evaluación ambiental estratégica y la evaluación de impacto ambiental de proyectos debería señalarse que, de acuerdo con las recomendaciones de la UE, la primera no sustituye a la segunda. Mientras que en la primera se evalúan los planes estratégicos presentados por las administraciones, en la segunda se hace lo propio con proyectos individuales presentados por empresas públicas o privadas. El informe de sostenibilidad ambiental, regulado por la Ley 9/2006, de 28 de abril, es ahora lo que se denomina evaluación ambiental estratégica. El procedimiento ordinario de la evaluación de impacto ambiental estratégica finaliza con la declaración ambiental estratégica, que posee el carácter legal de un informe preceptivo contra el que no cabe apelación y debe ser publicado en el *BOE*.

Los plazos establecidos máximos son, para una evaluación estratégica ordinaria, veintidós meses, prorrogables en dos meses por causas justificadas; para una evaluación estratégica simplificada, cuatro meses.

Evaluación de impacto ambiental ordinaria o simplificada

Si bien la Ley 21/2013 abre la posibilidad de hacer la evaluación de impacto ambiental ordinaria o simplificada; la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fracturación hidráulica se incluye en el grupo 9 del Anexo I de la Ley Ambiental, lo que significa que se requerirá una evaluación de impacto ambiental ordinaria. Cuando el área de un permiso afecte a dos o más Comunidades Autónomas o al subsuelo marino, la concesión de los permisos corresponderá al Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Desde un punto de vista ambiental, el organismo sustantivo es el MINETUR, a pesar de ser el MAGRAMA el que emite la declaración de impacto ambiental final.

Toda evaluación de impacto ambiental ordinaria debe incluir lo siguiente: solicitud, consultas iniciales y alcance de la evaluación de impacto ambiental (potestativa su solicitud por parte del promotor), desarrollo de la evaluación de impacto ambiental, información pública y consultas a las Administraciones afectadas y a las personas interesadas, análisis técnico del expediente de impacto ambiental y declaración de impacto ambiental.

En cuanto a los plazos, están establecidos los siguientes: para una evaluación de impacto ambiental ordinaria, cuatro meses, ampliable en dos meses por causas justificadas; y para una evaluación de impacto ambiental simplificada, tres meses. Cabe señalar que estos plazos y los de la evaluación estratégica ambiental raramente se cumplen. En la práctica, el MINETUR amplía, a petición del promotor, la validez del permiso para compensar el tiempo que haya tardado en tramitar la solicitud más allá de los plazos legales.

El procedimiento de evaluación ordinaria comienza con la recepción, por parte del organismo de medio ambiente competente, de una solicitud de evaluación de impacto ambiental. Antes de que comience el procedimiento de evaluación de impacto ambiental es necesario seguir una serie de pasos y que el órgano medioambiental establezca el alcance de la evaluación de impacto ambiental, en caso de haber sido solicitado por el promotor. El tiempo máximo para completar este proceso relacionado con el alcance es de tres meses. A continuación, el organismo encargado de resolver el expediente de autorización (u órgano sustantivo) del proyecto realizará los trámites de información pública y de consultas de las Administraciones afectadas y del público.

Los procedimientos que tienen que ver con la información pública y las consultas tendrán una vigencia de un año desde la publicación de los datos. Tras este periodo, si no se ha iniciado la evaluación de impacto ambiental ordinaria, el organismo declarará la caducidad de los citados trámites.

Después de las diligencias preliminares, se tramitará la evaluación de impacto ambiental ordinaria siguiendo los pasos siguientes: petición de inicio, análisis técnico del expediente de impacto ambiental y declaración de impacto ambiental.

Como se ha comentado, el organismo de medio ambiente debe emitir la declaración de impacto ambiental en el plazo de cuatro meses desde la recepción del expediente de impacto ambiental completo. Este periodo puede ser prorrogado en dos meses por causas justificadas.

Proyectos anteriores a la Ley 21/2013 de impacto ambiental

Como ya se ha mencionado, los proyectos iniciados antes del mes de diciembre de 2013 estaban sujetos al Real Decreto-Ley 1/2008. En este caso, la Ley 17/2013, de 29 de octubre, sobre garantía de suministro y mayor competencia en sistemas eléctricos insulares, en su disposición final tercera, especificaba que los pozos de explotación o exploración de hidrocarburos, que requirieran el uso de tecnología de fracturación hidráulica, estarían sujetos a una declaración de impacto ambiental favorable.

Para resumir, el procedimiento administrativo de la declaración de impacto ambiental comenzaba con la presentación de una solicitud y un documento inicial del proyecto por parte del operador, además de cualquier otra información ambiental solicitada que debería ser aprobada por la autoridad competente. Además era necesario determinar el alcance del estudio de impacto ambiental por el órgano ambiental.

Los principales aspectos relacionados con la autorización de exploración y la evaluación de impacto ambiental se muestran en la tabla 25 y la figura 102.

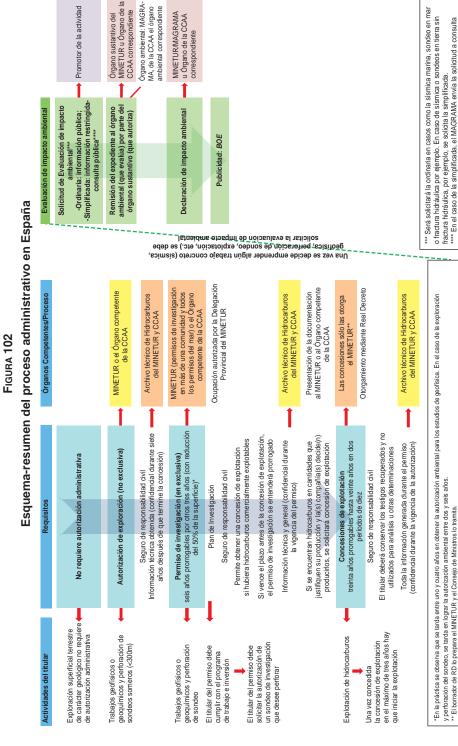
Ley 6/2015 de medidas adicionales de protección medioambiental

Con fecha 30 de junio de 2015, el Parlamento Vasco aprobó la Ley 6/2015, de medidas adicionales de protección medioambiental para la

Autorizaciones administrativas: aspectos básicos relacionados con la investigación, exploración y explotación, y la evaluación de impacto ambiental TABLA 25

	Invactinación avaloración	letriotte ombientel
¿Qué se otorga?	— Derecho a explorar para evaluar reservorios de hidrocarburos. — Llevar a cabo trabajos de exploración en áreas libres (que no tengan en vigor ni permisos ni concesiones). — Derecho exclusivo a explorar dentro del área concedida para buscar hidrocarburos. — Derecho exclusivo a obtener concesiones. — Derecho a explotar los recursos descubiertos.	— Derecho a desarrollar el proyecto que haya sido evaluado (siempre que haya sido considerado favorable en términos ambientales).
Requisitos básicos	 Empresa individual o grupo de empresas (<i>joint venture</i>). Necesidad de contratar un seguro de responsabilidad civil. Garantías de acuerdo con el plan de inversiones. Ejecución del plan y de los programas de inversión en los periodos especificados. 	 Se debe presentar y realizar una evaluación de impacto ambiental antes de que se apruebe, adopte o se dé el visto bueno al proyecto. Identificación del promotor, del organismo sustantivo y descripción del proyecto. Resumen del resultado del proceso. Análisis técnico por parte del organismo ambiental. Se deben establecer medidas de prevención y corrección. Medidas compensatorias. Programa de seguimiento ambiental.
Documentación requerida	 Acreditación de la capacidad legal, técnica y económico-financiera del sollicitante. Área/superficie del permiso de investigación (incluido el permiso de investigación). Plan de exploración, que incluya el plan de labores, el plan de inversiones, las medidas de protección ambiental y el plan de restauración. Acreditación de la constitución de una garantía. 	 Se requiere la solicitud del alcance del impacto ambiental: definición, características y ubicación del proyecto; alternativas consideradas y diagnóstico territorial y ambiental afectado. La declaración de impacto ambiental contendrá: visión general del proyecto y cálculo de plazos, principales alternativas estudiadas, evaluación de efectos previsibles, acción correctiva y preventiva, programa de seguimiento ambiental, resumen y conclusiones.

Fuente: elaboración propia.



*** Será solicitará la ordinaria en casos como la sismica marina, sondeo en mar ofratura hicháulez por elemplo. Te caso de sismica o sondeos en tierra sin firactura hidráulica, por elemplo, se solicita la simplificada. ***
**** En el caso de la simplificada, el MAGRAMA envía la solicitud a consulta publica, a un gupto de entre 2025 sepentes difedados o interesados) aproximadamente, que valoriarán el dosiery podrán concluir: conceder, no conceder o reiniciar el proceso por la vía ordinaria.

Fuente: Larrea (2015).

Nota 7: El permiso de investigación se entiende prorrogado hasta la resolución de la concesión de explotación, en caso de que se hubiera solicitado y no se hubiera resuelto en el momento del vencimiento del permiso de investigación.

Nota 2: No es imprescindible pasar por todas las etapas, pero sí se requieren la de investigación y la de explotación.

extracción de hidrocarburos no convencionales y la fractura hidráulica o «fracking»; como resultado de una iniciativa legislativa popular. Dicha Ley, que consta de seis artículos, dos disposiciones transitorias, una derogatoria y una final, se basa en los principios de acción preventiva y de cautela, en materia de acción comunitaria de medio ambiente; que serán de aplicación a la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Las principales medidas se recogen en los arts. 3, 4 y 5. En virtud del art. 3, que tiene efectos retroactivos sobre los permisos ya concedidos o en tramitación (desde el 21 de julio de 2006), se modifica, el art. 28, de la Ley 2/2006, de Suelo y Urbanismo, creando un nuevo punto, estableciendo que, en terrenos clasificados como no urbanizables, no se permitirá la fractura hidráulica si pudiera tener efectos negativos sobre las características geológicas, ambientales, paisajísticas o socioeconómicas de la zona, o en relación con otros ámbitos competenciales de la CAPV. En el art. 4, se obliga a que cualquier programa o estrategia sectorial que contemple la fractura hidráulica para la explotación de hidrocarburos, deba contar con una evaluación medioambiental estratégica. En el siguiente artículo, se prohíbe el uso de la fractura hidráulica, en el caso de explotación de hidrocarburos en espacios clasificados como de riesgo de vulnerabilidad media, alta o muy alta en el mapa de vulnerabilidad a la contaminación de los acuíferos del País Vasco.

La totalidad del articulado y las dos disposiciones transitorias de la Ley 6/2015 han suscitado discrepancias entre la Administración General del Estado y la CAPV, por lo que, con fecha 16 de septiembre de 2015, se creó una Comisión Bilateral de Cooperación Administración del Estado-Administración de la CAPV para tratar de resolverlas según publicación en el *BOE*³.

7.2. MARCO REGULADOR EUROPEO

En la normativa europea existen varios informes y recomendaciones relevantes. En base a la literatura revisada no parece que haya una regulación específica común para las actividades relacionadas con el *shale gas*, pero sí dos documentos relevantes. El primero es el Informe sobre impactos ambientales de actividades de extracción de petróleo y *shale gas*, del Comité de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad (Parlamento Europeo, 2012); y el segundo es Recomendaciones de la Comisión sobre principios mínimos para la exploración y explotación de hidrocarburos (como el *shale gas*) con fracturación hidráulica de alto volumen (Comisión Europea, 2014).

³ En virtud de la Resolución de 1 de septiembre de 2015, de la Secretaría General de Coordinación Autonómica y Local, la Comisión Bilateral designará un grupo de trabajo y se iniciarán las negociaciones para resolver las discrepancias suscitadas en relación con los arts. 1, 2, 3, 4, 5, y 6 y las disposiciones transitorias primera y segunda de la Ley vasca.

7.2.1. Informe del Comité de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria

El informe del Comité de Medio Ambiente, Salud Pública y Seguridad Alimentaria (Parlamento Europeo, 2012) subraya las indicaciones de la opinión predominante entre los expertos sobre los riesgos inherentes a la extracción de combustibles fósiles no convencionales; la mayoría de los cuales, siendo comunes a la extracción de combustibles fósiles convencionales, deberían ser abordados con medidas preventivas. Además, se aboga por una adecuada planificación, el uso de nuevas tecnologías, buenas prácticas y continua recopilación de datos, seguimiento y elaboración de informes.

En relación con los aspectos ambientales de la fracturación hidráulica, el informe reconoce que los tipos de roca presentes en cada reservorio determinan el diseño y el método de los trabajos de extracción; asimismo, requiere una autorización perceptiva anterior al análisis de los niveles geológicos profundos y superficiales de un yacimiento de *shale* prospectivo, incluidos los informes de cualquier actividad minera pasada o presente en la región; y señala que la fracturación hidráulica conlleva la utilización de volúmenes de agua relativamente grandes.

También indica que dichos volúmenes de agua no son tan importantes si se comparan con las necesidades de otros sectores industriales. Asimismo, apunta la necesidad de anticipar planes de seguimiento de agua basados en los recursos hidrológicos locales. Se cree que, teniendo en cuenta la profundidad (más de tres km) a la que se fractura, la principal cuestión relativa a la contaminación de las aguas subterráneas es la integridad de los pozos, la calidad del revestimiento y de la cementación, y hace hincapié en que toda prevención efectiva requiere que se haga un seguimiento, y se respeten estrictamente las prácticas y normas más exigentes establecidas en la construcción de pozos. Subraya que tanto la industria como las autoridades competentes deberán garantizar un control periódico de la calidad de la integridad del revestimiento y de la cementación.

El Parlamento Europeo «tomó nota de los grandes beneficios potenciales de la producción de gas de esquisto y petróleo de esquisto y pidió a la Comisión que presentara un marco de gestión de riesgos aplicable a toda la Unión para la exploración y extracción de combustibles fósiles no convencionales, con el fin de garantizar la aplicación de disposiciones armonizadas para la protección de la salud humana y el medio ambiente en todos los Estados miembros».

En sus conclusiones, el Consejo Europeo (Consejo Europeo, 2013) insistió en la necesidad de diversificar el suministro energético de Europa y desarrollar recursos de energía autóctonos para garantizar la seguridad del suministro, reducir la dependencia energética externa de la Unión y estimular el crecimiento económico.

7.2.2. Informe de la Comisión Europea sobre los principios mínimos para la exploración de hidrocarburos no convencionales

En su informe, la Comisión Europea (European Commission, 2014) hace recomendaciones acerca de la exploración y explotación de hidrocarburos (como el *shale gas*) con técnicas de fracturación hidráulica. Señala las nuevas oportunidades y los retos potenciales que presenta la extracción de hidrocarburos no convencionales en la Unión, así como los principales elementos, que se estima, son necesarios para garantizar la seguridad de esta técnica⁴.

⁴ Se aplica tanto la legislación general como ambiental de la Unión Europea a aquellas actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en las que sea necesario utilizar técnicas de fracturación hidráulica de gran volumen. Concretamente, la Directiva 89/391/CEE, del Consejo sobre salud y seguridad laboral, presenta medidas para mejorar el nivel de salud y seguridad entre los trabajadores. La Directiva 92/91/CEE del Consejo sobre la extracción de mineral mediante trabajos de perforación, marca requisitos mínimos para proteger la seguridad y la salud de las personas que trabajan en este sector. La Directiva 94/22/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre condiciones para otorgar y utilizar autorizaciones para la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos, requiere que se concedan permisos de manera no discriminatoria. La Directiva 2000/60/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el marco hídrico, requiere que el operador obtenga una autorización para extraer agua y prohíbe descargar contaminantes en aguas subterráneas. La Directiva 2001/42/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre evaluaciones ambientales estratégicas, requiere la evaluación de planes y programas en materia de energía, industria, gestión de residuos, gestión de agua, transporte y uso de la tierra. La Directiva 2004/35/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre responsabilidad ambiental, se aplica a las actividades laborales que tengan que ver con la gestión de recursos hídricos y la extracción de agua. La Directiva 2006/21/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre residuos mineros, regula la gestión de residuos tanto superficiales como subterráneos derivados de la exploración y explotación de hidrocarburos con técnicas de fracturación hidráulica de gran volumen. La Directiva 2006/118/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a la protección de aguas subterráneas, obliga a los Estados miembros a aplicar medidas que prevengan o limiten el vertido de contaminantes a este tipo de aguas. El Reglamento (CE) 1907/2006, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre registro, evaluación, autorización y restricción de productos químicos (REACH, por sus siglas en inglés) y el Reglamento (UE) 528/2012, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la comercialización y uso de productos biocidas se aplican al empleo de aquellos productos biocidas y químicos que podrían utilizarse en la fracturación. La Directiva 2008/98/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el marco de residuos, establece las condiciones aplicables a la reutilización de los fluidos que emergen a la superficie tras la fracturación hidráulica de gran volumen y durante la explotación. El Reglamento (UE) 525/2013, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre un mecanismo para vigilar e informar acerca de las emisiones de gases de efecto invernadero y la Decisión 406/2009/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre el esfuerzo que han de acometer los Estados miembros para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2020, se aplican a la emisiones fugitivas de metano. La Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre emisiones industriales, se aplica a instalaciones en las cuales se llevan a cabo actividades enumeradas en el Anexo I de dicha Directiva. La Directiva 2011/92/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre evaluaciones de impactos ambientales, exige, por un lado, que se realice una evaluación de este tipo a proyectos de extracción de hidrocarburos con fines comerciales, si la cantidad extraída es superior a 500 toneladas/día en el caso de petróleo y 500.000 m³ al día en el caso de gas y, por el otro, que se haga un escrutinio (screening) de los proyectos para extraer hidrocarburos en los que se tenga que perforar a profundidad y haya instalaciones en la superficie. La Directiva 96/82/ CE, del Consejo sobre control de riesgos de accidentes graves derivados del empleo de sustancias peligrosas y, a partir del 1 de junio de 2015, la Directiva 2012/18/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, obligan a los operadores de establecimientos, donde haya sustancias peligrosas por encima de determinados umbrales definidos en el Anexo I de estas Directivas, a que tomen todo

Ahora bien, la legislación en materia medioambiental de la Unión se desarrolló en una época en la que en Europa no se utilizaba la fracturación hidráulica de gran volumen, por lo que en la actual legislación no se abordan, de forma global, ciertos aspectos ambientales asociados a la exploración y explotación de hidrocarburos con esta técnica, en particular los referidos a la planificación estratégica, la evaluación de riesgos subterráneos, la integridad de los pozos, la vigilancia funcional y básica, la captación de emisiones de metano y la divulgación de información sobre los productos químicos que se utilizan en los pozos.

La recomendación de la Comisión Europea establece los principios mínimos que se han de aplicar como base común para la exploración o explotación de hidrocarburos cuando sea necesario utilizar técnicas de fracturación hidráulica de gran volumen. La Comisión define «fracturación hidráulica de gran volumen» como la técnica con la que se inyecta en un pozo 1.000 m³ o más de agua por fase de fracturación, o 10.000 m³ o más durante todo el proceso de fracturación.

El objetivo es sentar los principios mínimos necesarios para respaldar a aquellos Estados miembros que deseen explorar y explotar hidrocarburos, utilizando la fracturación hidráulica de gran volumen, garantizando, al mismo tiempo, que se salvaguarde la salud pública, el clima y el medio ambiente, que se utilicen eficientemente los recursos y que se informe a la ciudadanía.

Recomendaciones a los Estados miembros

En cuanto a las recomendaciones a los Estados miembros, se sugiere que, antes de conceder licencias para explorar o explotar hidrocarburos con la tecnología de fracturación hidráulica de gran volumen, dichos Estados deberían preparar una evaluación ambiental estratégica para prevenir, gestionar y reducir los efectos y los riesgos sobre la salud pública y el medio ambiente. Dicha evaluación debería realizarse sobre la base de los requisitos de la Directiva 2001/42/CE.

Cuando se requiera una evaluación medioambiental, se elaborará un informe en el que se identificarán, describirán y evaluarán los probables efectos significativos sobre el medioambiente de la aplicación del plan o programa, así como unas alternativas razonables que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito de aplicación geográfico del mismo. Debería, asimismo, incluirse la información que pudiese ser razonablemente requerida, teniendo en cuenta los conocimientos y métodos de evaluación existentes; el contenido y grado de especificación del plan o programa, la fase del

tipo de medidas para prevenir accidentes graves y para limitar sus consecuencias sobre la salud pública y el medio ambiente. Esto se aplica, entre otro orden de cosas, a trabajos con procesos químicos y térmicos, y su almacenamiento, en el marco de la explotación de minerales en canteras y minas, así como al almacenamiento terrestre de gas subterráneo.

proceso de decisión en que se encuentra y hasta qué punto la evaluación de determinados aspectos es más adecuada en cada fase del proceso, con objeto de evitar duplicidades.

Los Estados miembros deben establecer normas claras sobre posibles restricciones de actividad, por ejemplo en zonas protegidas o expuestas a inundaciones o a seísmos, así como sobre las distancias mínimas entre las operaciones autorizadas y las zonas residenciales y de protección de las aguas. Asimismo, deben establecer limitaciones en relación con la profundidad mínima entre la superficie que va a fracturarse y las aguas subterráneas, y también adoptar las medidas necesarias para garantizar que se realice una evaluación de impacto ambiental sobre la base de los requisitos de la Directiva 2011/92/UE.

Los Estados miembros deben tomar las medidas necesarias para garantizar la idoneidad de la formación geológica de un emplazamiento, para la exploración y producción de hidrocarburos utilizando la fracturación hidráulica de gran volumen. Deben velar por que los operadores realicen una caracterización y una evaluación de riesgos del emplazamiento potencial, de la superficie circundante y del subsuelo. La evaluación de riesgos debe basarse en datos suficientes que permitan caracterizar la superficie potencial donde van a realizarse la exploración y la producción, identificando todas las posibles vías de exposición. De ese modo, podrán evaluarse el riesgo de fugas o migraciones de fluidos de perforación y de fracturación hidráulica, material en estado natural, hidrocarburos y gases desde el pozo o desde la formación objetivo, así como el riesgo de sismicidad inducida.

La evaluación de riesgos debe basarse en las mejores técnicas disponibles y tener en cuenta los resultados pertinentes del intercambio de información organizado por la Comisión entre los Estados miembros, las industrias implicadas y las organizaciones no gubernamentales que promueven la protección del medio ambiente. Asimismo, deberá anticipar el comportamiento cambiante de la formación objetivo, las capas geológicas que separan el yacimiento de las aguas subterráneas, y los pozos existentes u otras estructuras artificiales expuestas a las altas presiones de inyección, utilizadas en la fracturación hidráulica de gran volumen y a los volúmenes de fluido inyectados. Además, deberá establecer que se respete una distancia mínima de separación vertical entre la zona que va a fracturarse y las aguas subterráneas. Por último, durante las operaciones deberá actualizarse la evaluación cuando se obtengan nuevos datos.

Antes de dar comienzo a las operaciones de fracturación hidráulica de gran volumen, los Estados miembros se asegurarán de que el operador determine el estado medioambiental (situación de referencia) del emplazamiento de la instalación, de la superficie circundante y del subsuelo afectados potencialmente por las actividades; que la situación de referencia se describa y que se comunique adecuadamente a la autoridad competente antes del comienzo de las operaciones.

Debe determinarse la situación de referencia en cuanto a la calidad y las características del flujo de las aguas superficiales y subterráneas, la calidad del agua en los puntos de extracción de agua potable, la calidad del aire, la condición del suelo, la presencia de metano y otros compuestos orgánicos volátiles en el agua, la sismicidad, los usos del suelo, la biodiversidad, el estado de las infraestructuras y edificios, los pozos existentes y las estructuras abandonadas.

«Los Estados miembros deben trabajar para que los operadores desarrollen planes de gestión de los recursos hídricos específicos para el proyecto, con el objeto de garantizar un uso eficaz del agua durante el mismo»; para que desarrollen planes de gestión del transporte para minimizar las emisiones atmosféricas; para que capturen los gases para utilizarlos después, minimicen la combustión en antorcha y eviten el venteo; para que lleven a cabo el proceso de fracturación hidráulica de gran volumen de forma controlada, aplicando una gestión adecuada de la presión, con el objeto de contener las fracturas dentro del yacimiento y de evitar la sismicidad inducida; y para que garanticen la integridad del pozo mediante un diseño y una construcción correctas y pruebas de integridad.

Los operadores deberán también desarrollar planes de gestión de riesgos y los procedimientos necesarios para prevenir y/o mitigar los impactos, así como las medidas de respuesta necesarias para paralizar las operaciones y tomar urgentemente todas las medidas correctoras imprescindibles, en caso de problemas de integridad del pozo o, en el caso de que, accidentalmente, se viertan contaminantes a las aguas subterráneas. Asimismo, deben informar inmediatamente a la autoridad competente en caso de incidente o accidente, que afecte a la salud pública o al medio ambiente.

Los Estados miembros deben «velar para que se minimice el uso de sustancias químicas en la fracturación hidráulica de gran volumen». Durante la selección de las sustancias químicas que van a utilizarse se debe considerar la capacidad para tratar los fluidos que emergen a la superficie tras la fracturación hidráulica.

«Los Estados miembros deben velar por que el operador realice el seguimiento de los parámetros operativos siguientes»: composición exacta del fluido de fracturación utilizado en cada pozo, volumen de agua utilizado para la fracturación, presión aplicada durante la fracturación de gran volumen, fluidos que emergen a la superficie tras la fracturación hidráulica, tasa de retorno, volúmenes, características, cantidades reutilizadas y/o tratadas respecto a cada pozo; emisiones atmosféricas de metano, otros compuestos orgánicos volátiles y otros gases que puedan tener efectos nocivos para la salud humana y/o el medio ambiente.

«Los Estados miembros deben velar para que los operadores realicen un seguimiento de los impactos de la fracturación hidráulica de gran volumen sobre la integridad de los pozos y otras estructuras artificiales» situadas en la superficie circundante y el subsuelo que pudieran verse afectados por las operaciones. «Los Estados miembros deben velar por que el operador proporcione una garantía financiera o una medida equivalente» que cubra las condiciones de la autorización y las responsabilidades potenciales por daños al medio ambiente, antes de dar comienzo a operaciones en las que se lleve a cabo la fracturación hidráulica de gran volumen.

Los Estados miembros deben garantizar que se realice un estudio tras la terminación y el abandono de cada instalación para comparar el estado medioambiental del emplazamiento y de la superficie circundante y el subsuelo, que pudieran haber sido afectados por las actividades, con el estado previo al inicio de las operaciones descrito en el estudio de referencia.

7.3. MARCO REGULADOR DEL REINO UNIDO

En esta sección se abordará el proceso que debe seguirse para obtener una licencia de exploración (*Petroleum License*) en el Reino Unido. Se describen primero, los organismos implicados en el proceso para obtener los permisos, prestando especial atención a la evaluación de impacto ambiental y a la restauración; para, por último, explicar lo que es una licencia de exploración.

7.3.1. Organismos participantes en la obtención de licencias de exploración

En el Reino Unido es el *Department of Energy and Climate Change*, el encargado de conceder licencias de exploración y autorizar sondeos en el marco de la licencia otorgada, una vez que se posean otros permisos y autorizaciones. Además, es el responsable de evaluar los riesgos y de hacer un seguimiento de la actividad sísmica, así como de conceder permisos para la combustión en antorcha o los venteos. La *Minerals Planning Authority* (MPA) que corresponda otorga los permisos para la instalación de los equipos de perforación, y establece las condiciones para garantizar que los impactos derivados del uso de la tierra sean aceptables.

La *Environment Agency* (EA), que protege los recursos hídricos (por ejemplo, los acuíferos subterráneos), vela por un adecuado tratamiento y eliminación de los residuos mineros y las emisiones atmosféricas; así como por un tratamiento y gestión apropiados de cualquier material radiactivo natural. Finalmente, la *Health and Safety Executive* (HSE) regula los aspectos relativos a la seguridad de todas las fases de extracción y es, en particular, responsable de garantizar el buen diseño y construcción del revestimiento de toda perforación.

Otros organismos implicados en dar su visto bueno al proceso pueden ser: la *Coal Authority* (CA), cuyo permiso será necesario en el caso de que se perfore en capas de carbón; *Natural England*, a quien deben solicitarse

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

las licencias europeas de especies protegidas en determinadas circunstancias; el *British Geological Survey* (BGS), a quien los titulares de la licencia deben comunicar su intención de perforar y a quien deben proporcionar registros y testigos del sondeo, una vez terminados los trabajos; y la correspondiente *Hazardous Substances Authority* (HSA), quien podría tener que autorizar el uso de sustancias peligrosas.

La siguiente tabla recoge de manera esquematizada las actividades asignadas a cada organismo en el ámbito de la exploración de hidrocarburos en el Reino Unido.

TABLA 26
Organismos relacionados con permisos y autorizaciones para la exploración y perforación en el Reino Unido (RU)

Organismo	Autorizaciones
DECC (1)	Emite licencias de exploración, concede permisos para perforar una vez que se tiene la licencia y se han obtenido otros permisos y autorizaciones. Es responsable de evaluar los riesgos y de hacer un seguimiento de la actividad sísmica.
MPAs	Conceden permisos para instalar pozos y sondeos, e imponen condiciones para garantizar que los efectos derivados del uso de la tierra sean aceptables.
EA	Protege los recursos hídricos (por ejemplo, acuíferos subterráneos), vela por un tratamiento y eliminación adecuado de los residuos mineros y las emisiones atmosféricas y una gestión apropiada del material radioactivo natural (NORM).
HSE	Regula los aspectos relacionados con la seguridad en todas las fases de la extracción; en particular, es responsable de velar por el diseño y construcción del revestimiento de los pozos.
CA	Se requiere su permiso en caso de que se vaya a perforar en capas de carbón.
NE	Concede licencias europeas de especies protegidas.
BGS	Los beneficiarios de la licencia deben comunicarle su intención de perforar y proporcionarle registros y testigos una vez terminados los trabajos de perforación.
HSAs	Conceden permisos para el empleo de sustancias peligrosas.

Fuente: elaboración propia

7.3.2. Proceso para obtener la licencia

En la extracción de hidrocarburos *on shore*, se consideran tres fases: exploración, evaluación (valoración) y explotación. Cada fase requiere un permiso de planificación y algunos trabajos sísmicos iniciales, que podrían requerir una autorización de acuerdo con la Orden de Planificación Rural y Urbana (*General Permitted Development Order*) de 1995.

Las fases de exploración, evaluación o explotación de hidrocarburos sólo pueden tener lugar en áreas donde el *Department of Energy and Cli*-

⁽¹⁾ Solamente el DECC participa en la concesión de una licencia de exploración, el resto guarda relación con permisos para perforar y otras actividades posteriores.

mate Change haya concedido una licencia en virtud de la Ley del petróleo de 1998 (licencia de exploración).

La solicitud puede proceder tanto de una sola empresa como de un grupo de ellas. Todas deberán demostrar su viabilidad económica y financiera. Para obtener una licencia, la empresa debe estar radicada en el Reino Unido. No hay límite en cuanto a la extensión de superficie que se solicita, pero sí podría haberlo en la superficie que el DECC ofrece, finalmente, al solicitante.

El solicitante debe proponer un plan de labores, que se corresponda con el trabajo mínimo de exploración o explotación que acometerá, en el caso de que se le otorgue la licencia. El plan de labores acordado será una parte importante de la propia licencia y ésta expirará cuando termine el periodo inicial, si aún no se hubiese completado el citado plan. Además del trabajo técnico ya realizado, éste es uno de los principales factores que el DECC utiliza para elegir entre varias solicitudes que compiten entre sí.

La mayoría de licencias siguen un formato estándar. Sin embargo, el DECC es flexible a este respecto y considerará la posibilidad de adaptar nuevos tipos de licencias para adecuarlas a escenarios especiales. La Secretaría de Estado tiene poderes discrecionales a la hora de otorgar las licencias con el fin de velar por el máximo aprovechamiento de los recursos nacionales.

Como se puede apreciar en la figura 103, donde se resume el proceso para mayor comprensión, la MPA consulta las opiniones recabadas de las comunidades locales y otras reglamentarias.

La planificación y otros aspectos de la regulación son distintos pero complementarios. El sistema de planificación controla el desarrollo y uso del suelo en interés público, lo que incluye garantizar que el nuevo proyecto sea apropiado, teniendo en cuenta las características del lugar y los efectos de la contaminación sobre la salud (incluidos los acumulativos), el entorno natural o los lugares de esparcimiento en general; así como la potencial sensibilidad del proyecto propuesto a los posibles efectos negativos que produzca dicha contaminación.

A la hora de resolver una solicitud de planificación, solamente se pueden tener en consideración asuntos que atañen a la planificación: las denominadas «consideraciones importantes». No existe una lista exhaustiva de lo que constituye una consideración importante para la planificación. El Gobierno, en su Guía práctica de planificación de julio de 2013 para hidrocarburos en tierra, enumeró las siguientes «cuestiones principales» a tener en cuenta: el ruido asociado a la actividad, el polvo, la calidad del aire, la iluminación, la obstaculización visual del entorno local, las características del paisaje, las características arqueológicas y de patrimonio, el tráfico, el riesgo de contaminación del suelo, las reservas del suelo, el impacto sobre los mejores y más versátiles terrenos agrícolas, el riesgo de

El DECC emite una licencia para explorar recursos El operador realiza una evaluación de riesgos ambientales (sólo de shale gas) El operador entabla conversaciones previas a la solicitud con las comunidades locales, las autoridades de planificación y las partes consultadas reglamentarias (Environment Agency, Natural England y English Heritage) Minerals Planning Authority examina la evaluación de impacto ambiental El operador acomete la evaluación de impacto ambiental El operador presenta la solicitud El operador solicita de permiso los permisos ambientales Minerals Planning Authority valida, anuncia y consulta acerca de la solicitud y cualquier declaración ambiental Se busca la opinión de las partes consultadas reglamentariamente y de las comunidades locales Minerals Planning Authority toma **Environment Agency otorga** una decisión e impone condiciones los permisos ambientales Se informa a la British Geological Survey y se consulta a la Coal Authority (en su caso) El operador notifica a la ejecutiva de seguridad e higiene (HSE) de cualquier actividad, con al menos veintiún días de antelación El operador comunica a la Environment Agency su El DECC otorga la concesión intención de perforar del pozo de acuerdo con la El operador puede proceder Water Resources Act 1991 con la perforación del pozo (Ley de Recursos Hídricos) (sujeto a un cumplimiento y seguimiento continuado) El operador remite copias El operador abandona el pozo de los datos a la British Geological Survey Restauración del emplazamiento y seguimiento tras el abandono durante un periodo de tiempo establecido

FIGURA 103

Resumen del proceso para perforar un pozo en la fase de exploración

Fuente: DECC (2013); traducido por Orkestra-IVC.

inundación, la estabilidad/hundimiento del suelo, los lugares faunísticos de designación internacional, nacional y local, los hábitats y especies protegidas, las redes ecológicas, las zonas geológicas y geomorfológicas de protección nacional, y la restauración y cuidados al emplazamiento con posterioridad a los trabajos.

Puede que algunas cuestiones estén cubiertas por otros regímenes reguladores; sin embargo, podrían requerir la atención de las autoridades de planificación minera en determinadas circunstancias. Por ejemplo, la *Environment Agency* es responsable de garantizar que se identifique y mitigue cualquier riesgo para las aguas subterráneas. Cuando se requiere una declaración ambiental, la *Minerals Planning Authority* puede desempeñar, y desempeña, su función a la hora de prevenir que los trabajos de extracción de hidrocarburos contaminen el agua. Para ello controla los métodos de construcción y emplazamiento, así como la resistencia de los sistemas de almacenamiento. Igualmente, aborda asuntos relacionados con el drenaje de aguas superficiales.

Para que una solicitud de permiso de planificación se considere válida, es necesario presentar un formulario de solicitud debidamente cumplimentado; en el que se satisfagan todos los requisitos de información local y nacional, además de abonar la tarifa de dicha solicitud.

Toda solicitud de permisos de planificación para extraer hidrocarburos debe ir acompañada de planes y planos, de un certificado de propiedad y de una declaración de terreno agrícola, así como de declaraciones de diseño y acceso (cuando se requieran).

7.3.3. Evaluación de impacto ambiental y restauración

La *Minerals Planning Authority* deberá determinar si una propuesta para extraer hidrocarburos en tierra requiere o no la presentación de una evaluación de impacto ambiental. En la siguiente figura se puede ver un cuadro de flujo que resume el citado proceso de escrutinio (véase figura 104).

En dicha figura se formulan varias preguntas sobre el proyecto, en torno a los anexos⁵ de la *Town and Country Planning Law* (2011) (Ley de Planificación Urbana y Rural). La evaluación, positiva o negativa, de cada pregunta, permite decidir si es necesaria o no la evaluación de impacto ambiental.

En el caso de la exploración de *shale gas*, esta cuestión se describe en la columna 1 del Anexo 2 de la normativa citada como perforaciones profundas, por lo que es necesario decidir si se requiere o no una evaluación de impacto ambiental para analizar si el proyecto se ubicará en un área sensible.

 $^{^{5}\,}$ En este apartado se emplea el término «anexo» como traducción del inglés «schedule».

de impacto ambiental ¿Se corresponde el ¿Está el proyecto incluido en la proyecto a uno de los tipos descritos en el Anexo 1 de Reglamentos 2011? los Reglamentos 2011? No Sí ¿El proyecto se va a ubicar en un área sensible? No Sí ¿Alcanza alguno de los correspondientes umbrales y/o criterios expuestos en la columna 2 del Anexo 2? No Teniendo en cuenta los criterios de selección del Anexo 3 ¿es probable que la propuesta afecte de manera importante al medio ambiente? Es probable que afecte al medio No es probable que afecte al medio ambiente (opinión negativa) ambiente (opinión positiva) Se requiere una evaluación de impacto No se requiere una evaluación de impacto ambiental (la Secretaría de Estado de Energía tiene ambiental (la Secretaría de Estado potestad para emitir instrucciones adicionales) de Energía tiene potestad para

FIGURA 104

Guía para determinar si un proyecto requiere la realización de una evaluación de impacto ambiental

Fuente: DECC (2013); traducido por Orkestra-IVC.

Por área sensible se entiende cualquiera de los siguientes casos: terrenos contemplados en la *Wildlife and Countryside Act* (Ley de Protección de la Flora y Fauna y del Medio Rural); parques nacionales; los *broads* (red de ríos y lagos de los condados de Norfolk y Suffolk); una propiedad declarada Patrimonio de la Humanidad; un monumento protegido según la definición prevista en la *Ancient Monuments and Archeological Areas Act* (Ley de Monumentos Antiguos y Áreas Arqueológicas); un área de especial belleza natural identificada como tal por una orden emitida por Natural England o un emplazamiento europeo según la definición prevista en el reglamento 8 de los Reglamentos sobre conservación de hábitats y especies.

emitir instrucciones o directrices)

Si se considera que el área es sensible, se deben tener en cuenta los criterios del Anexo 3 para determinar si el proyecto afectará de manera importante al medio ambiente. Estos criterios son: las características del proyecto, tales como la dimensión, la coincidencia con otros proyectos, el uso de recursos naturales, la producción de residuos, la contaminación, el ruido o los riesgos asociados. Otros criterios a tener en consideración incluyen la ubicación del proyecto debido a la mayor sensibilidad de alguna de sus zonas y, por último, las características del posible impacto que se deben considerar en relación con criterios como su alcance, magnitud, probabilidad, duración o frecuencia.

En la fase de explotación, es obligatorio realizar una evaluación de impacto ambiental, por cuanto esta actividad está contemplada en el párrafo 14 del Anexo 1, siempre que la producción de gas natural con fines comerciales supere los 500.000 m³ al día.

La evaluación debe abarcar el área geográfica donde tenga lugar el impacto, tanto en la superficie como bajo tierra, con lo que es muy probable que el área evaluable sea mayor que la propuesta en la solicitud.

En la lista de aspectos ambientales que podrían verse afectados de manera significativa están: la población, la flora, la fauna, el suelo, el agua, el aire, el clima, el paisaje; bienes materiales, como el patrimonio arquitectónico y arqueológico, y la interacción entre ellos. En otro orden de cosas, también deberán considerarse los posibles efectos que sean importantes y que el proyecto pudiera tener sobre el medio ambiente debido al uso de los recursos naturales, la emisión de sustancias contaminantes que causen molestias y la eliminación de residuos.

Además de los efectos directos que tiene todo desarrollo, la evaluación ambiental deberá describir los efectos indirectos, secundarios, acumulativos; a corto, medio y largo plazo, permanentes y temporales, positivos y negativos, cuando éstos sean destacables. Como se trata de listas globales y es poco probable que un proyecto específico produzca todos estos efectos, sólo se deberá presentar una evaluación completa y detallada de aquéllos que pudieran tener relevancia.

La responsabilidad de restaurar y cuidar los emplazamientos de donde se extraen los hidrocarburos es del operador y, en caso de incumplimiento, del propietario del terreno. El operador deberá presentar propuestas de estas actividades como parte de la solicitud de permiso para la edificación.

Sólo en casos excepcionales se justifica exigir la presentación de garantías financieras para cubrir los costes de restauración y tratamiento posterior. Algunos casos podrían ser proyectos a muy largo plazo donde no es posible realizar restauraciones progresivas y donde se puede solicitar el ingreso de pagos escalonados en un fondo aportado en las distintas fases del proyecto, o cuando haya pruebas fiables de posible incumplimiento

financiero o técnico, si bien estas salvedades no son base suficiente para justificar la denegación del permiso.

7.3.4. Licencia de exploración

Una licencia de exploración otorga a la empresa un derecho limitado que se refiere al área donde se pretenden llevar a cabo las actividades de exploración y explotación. En el mar, el área queda determinada por la plataforma continental en aguas territoriales del Reino Unido (*United Kingdom Continental Shelf* o UKCS por sus siglas en inglés), que se divide en cuadrantes de un grado de latitud y un grado de longitud. Cada cuadrante se divide en 30 bloques de diez minutos de latitud y doce de longitud. Algunos de ellos están, a su vez, divididos en bloques donde algunas áreas pueden ya haber sido cedidas a titulares de licencias ya existentes.

Las licencias para explorar y explotar petróleo son válidas por periodos sucesivos, denominados plazos. Están pensados para abarcar el ciclo de vida típico de un yacimiento: exploración, evaluación y explotación. Cada licencia vence automáticamente cuando termina su correspondiente plazo, a menos que se haya avanzado lo suficiente como para permitir su ampliación hasta el siguiente.

El plazo inicial es, por lo general, el periodo de exploración. En este tipo de licencias el plazo inicial se establece en seis años y comprende un plan de labores de exploración que habrán acordado el DECC y el titular de la licencia durante el proceso de solicitud. Esta licencia expirará cuando finalice el plazo inicial, a menos que el beneficiario haya completado el plan de labores. En ese momento, el beneficiario debe ceder una cantidad fija de superficie (generalmente el 50%).

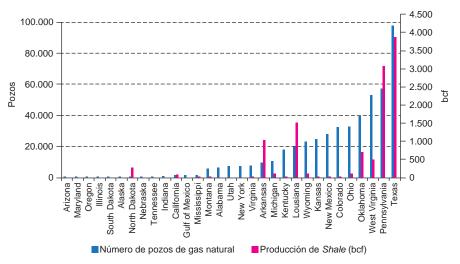
7.4. ALGUNOS ASPECTOS RELEVANTES EN TORNO A CUESTIONES AMBIENTALES RELACIONADAS CON EL SHALE GAS, EN LOS ESTADOS UNIDOS

Dado el desarrollo que está teniendo el *shale gas* en algunos Estados de los Estados Unidos, se considera oportuno repasar ciertas referencias que podrán servir para identificar los principales aspectos ambientales, que allí se tienen en cuenta.

En aquellos Estados de los Estados Unidos con producción de *shale gas* o con potencial de producción en el futuro, existe regulación y normativa sobre distintas cuestiones y aspectos medioambientales, en la medida en que corresponde a los Gobiernos internalizar las externalidades.

FIGURA 105

Número de pozos de gas natural y producción de *shale gas*por Estado (2013)



Fuente: Larrea (2015) a partir de EIA.

Nota: la cifra de número de pozos de gas natural incluye tanto los pozos de gas convencional como de gas no convencional.

Así, territorios como Alabama, Colorado o California tienen desarrollada normativa en diferentes ámbitos relacionados con el *shale gas*. No obstante, conforme ha ido en auge la explotación de gas, producto de una expansión de la tecnología de fracturación hidráulica y de la perforación horizontal; los municipios, entidades regionales y Estados han respondido de forma distinta.

Hasta el momento, las modificaciones de la legislación y reglamentación estatales se han producido de varios modos. Algunos Estados, como Colorado, Ohio, Pensilvania y Virginia Occidental, han revisado la normativa en materia de hidrocarburos. Otros, como Arkansas, Montana y Texas, han hecho cambios más específicos. En algunos casos, los Estados no solamente han modificado el contenido regulador, sino que también han ampliado la plantilla de trabajadores dedicados a hacer cumplir los reglamentos, además de proporcionar nuevos fondos y requisitos de formación para dichos profesionales.

En 2011, el *Department of Environmental Conservation* del Estado de Nueva York (NYSDEC, por sus siglas en inglés) publicó su Declaración de Impacto Ambiental Genérica Complementaria (NYSDEC, 2011), en la que examinaba las especificaciones ambientales de distintas instituciones, entre ellas el *Ground Water Protection Council* (GWPC), ICF International NYSERDA, *Alpha Environmental Consultants*, la *Colorado Oil & Gas Conservation Commission*, el *Pennsylvania Environmental Quality Board* y la *Environmental Protection Agency*.

De todas las opiniones analizadas, el DECNYS consideró que las conclusiones expresadas por el GWPC⁶ y Alpha⁷ eran las más importantes a la hora de mitigar y prevenir riesgos relativos a la protección de acuíferos y otras fuentes de agua, por lo que, junto con el estudio de Richardson, *et al.* (2013)⁸, recogido en la bibliografía, se han empleado como referencia básica para la redacción de este apartado.

En diciembre de 2014, el New York State Department of Health publicó un informe que presenta una revisión de temas de medio ambiente y de salud de la fracturación hidráulica de gran volumen, para el desarrollo del shale gas (New York State Department of Health, 2014). En dicho informe, además de varias de las cuestiones medioambientales analizadas en el capítulo sexto del presente libro (emisiones, agua, sismicidad inducida y otros); se realiza un análisis del impacto que esta actividad puede tener sobre la salud. En este campo se destaca la importancia de realizar investigaciones sistemáticas y a largo plazo sobre los efectos de esta actividad.

Para poder comparar la regulación entre los territorios y valorarla, se requiere información abundante, teniendo en cuenta la existencia de diferentes maneras de regular (normativa de obligado cumplimiento, estándares, permisos caso a caso, etc.); la manera de controlar el cumplimiento, los resultados obtenidos, etc. La figura 106 muestra qué información sería necesaria para evaluar y comparar la normativa.

El informe de Richardson *et. al.* (2013), que abarca el mayor número de Estados, de los tres informes mencionados, muestra que hay entre diez y veinte elementos regulados en los diferentes Estados (ver figura 107). Como se puede observar, en los cinco Estados con mayor número de pozos de gas, el número de aspectos regulados se sitúa en la media o por encima. Es el caso de Oklahoma, Texas, Ohio, Michigan y Virginia Occidental.

Entre estos elementos regulados, existen normas de «gestión y control» y normativa «caso por caso». A su vez, de estos elementos regulados, algunos lo son cuantitativamente (por ejemplo, cuatro en Dakota del Sur, siete en Texas y diez en Pensilvania).

⁶ En el estudio del *Ground Water Protection Council*, que analizaba 27 Estados, concluía que las normativas estatales sobre hidrocarburos protegen adecuadamente los recursos hídricos. Los temas objeto de estudio eran: la fracturación hidráulica, los permisos, la construcción de pozos, el abandono temporal, la colmatación de pozos, los depósitos, los pozos de almacenamiento y los vertidos/tratamiento de residuos.

⁷ El trabajo de Alpha, sobre el procedimiento específico de fracturación hidráulica, se centró en los procesos reguladores que aplican nueve Estados. Entre las cuestiones analizadas se encuentran: normas y especificaciones relativas a pozos de almacenamiento, recuperación y eliminación de residuos, pruebas realizadas a los pozos de agua, requisitos para divulgar la composición de los fluidos de fractura, operaciones de fracturación hidráulica propiamente dichas, uso y reciclaje de fluidos, transporte y manipulación de materiales, minimización de posibles impactos provocados por el ruido y la iluminación, prácticas de recuperación de emplazamientos, materiales radioactivos naturales y escorrentías. Dicho trabajo se complementó con comentarios acerca de las prácticas observadas directamente en campos de Marcellus Shale activos (Pensilvania).

⁸ Entre los elementos analizados en este documento y que son objeto de regulación se encuentran temas relacionados con la selección del emplazamiento y su preparación, la perforación, la fractura hidráulica, el almacenamiento de fluidos, gases, producción, abandono y restauración, y otros.

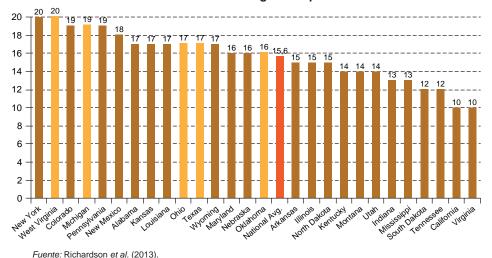
7. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN. NORMATIVA Y ASPECTOS REGULATORIOS

FIGURA 106 Información necesaria para evaluar y comparar la normativa de cada Estado, relativa al shale gas

• ¿Qué está regulado? Selección y preparación del emplazamiento; perforación, fracturación hidráulica, almacenamiento y disposición de las **Alcance** aguas residuales, producción, terminación, etc. ¿Cómo está regulado? Normativa de obligado cumplimiento, **Herramientas** estándares de desempeño, normas de responsabilidad, etc. • ¿Con qué nivel de rigor está regulado? La valoración es compleja dependiendo, por ejemplo, de si es o no cuantificable o comparable. Rigor ¿En qué medida son coherentes y eficaces las normas? ¿En qué **Aplicación** medida los reguladores e inspectores hacen cumplir las normas? ¿Cuáles son los costes y los beneficios? ¿En qué medida las Resultados normas reducen los riesgos medioambientales asociados al desarrollo del shale gas? ¿Están justificados los costes de cumplimiento?

Fuente: Larrea (2015) a partir de Richardson, Gottlieb, Krupnick, y Wiseman (2013).

FIGURA 107 Número de elementos regulados por Estado



Fuente: Richardson et al. (2013).

Nota: en tono más claro, son los Estados con mayor número de pozos de gas en 2012. En tono más oscuro el promedio nacional

A continuación se va a hacer referencia, brevemente, a algunos temas como las restricciones de separación a edificios y fuentes de agua, la cementación y el revestimiento, las extracciones de agua, los fluidos de fracturación, los requisitos de divulgación de información, el almacenamiento de fluidos y la inyección y el almacenamiento subterráneo de fluidos residuales⁹.

7.4.1. Restricciones de separación a edificios y fuentes de agua

Los Estados pueden regular no solamente la distancia entre pozos, sino también la distancia mínima a edificios y fuentes de agua, respecto a los límites de la unidad de perforación. En este sentido, la unidad de perforación ¹⁰ en Estados Unidos es, por lo general, una milla cuadrada (259,9 ha).

En términos generales, las reglas relativas a la distancia de separación a edificios y fuentes de agua prevalecen más en los Estados del noroeste y del interior. Once Estados ¹¹ regulan el espacio entre pozos en sus respectivos territorios y establecen distancias mínimas a edificios y fuentes de agua, que van de los 100 a los 3.750 pies ¹², si bien estas reglas permiten algunas excepciones y pueden ser sustituidas por condiciones específicas de cada campo.

Cabe señalar que los Estados orientales, donde se requiere realizar pruebas en los pozos de agua previas a los trabajos de perforación, consideran unos radios, para incluir las fuentes de agua, que son objeto de menos test o pruebas que los Estados occidentales. Los requisitos de pruebas previas a los sondeos son más comunes al este del Mississippi. Por otro lado, en los Estados occidentales donde se requieren pruebas, éstas han de hacerse sobre un área mucho mayor. Así pues, el radio de prueba menor en el oeste (0,5 millas) es mayor que el radio de prueba en el este (0,28 millas)¹³.

7.4.2. Cementación y revestimiento

Los reguladores estatales y el GWPC estimaban que la principal barrera o salvaguardia para proteger las aguas subterráneas de la contaminación durante la fracturación hidráulica, es insistir en unos adecuados

⁹ No se repasarán otras cuestiones como las relativas al revestimiento de pozos de almacenamiento, transporte de aguas residuales, normas de venteo y combustión en antorcha, normativa para pozos inactivos, de abandono temporal y requisitos para la elaboración de informes de accidentes.

¹⁰ Entendida como la máxima distancia entre pozos que permite conservar las licencias.

¹¹ Arkansas, California, Kentucky, Maryland, Nueva Jersey, Ohio, Oklahoma, Dakota del Sur, Texas, Utah y Wyoming.

 $^{^{12}\,}$ Las reglas de separación varían mucho: de 50 a 2.000 pies para fuentes de agua y de 100 a 1.000 pies en el caso de las edificaciones.

¹³ Ādviértase que el área que abarcan los requisitos de pruebas aumenta de forma no lineal a medida que el radio aumenta. Por ejemplo, el requisito de prueba de un radio de una milla en Nebraska y Oklahoma es más de 16 veces el área correspondiente al requerimiento de un radio de 0,25 millas en Illinois. Evidentemente, es posible que haya más pozos en los Estados orientales, más densamente poblados (y más húmedos), con lo que no está claro si la normativa sobre pruebas de los Estados occidentales implica, en la práctica, un mayor número de pruebas.

procedimientos de cementación y revestimiento de los pozos; demostrándose que este planteamiento es efectivo. Así, la mejora de los requisitos de cementación y revestimiento son medidas apropiadas.

La normativa relacionada con la cementación muestra algunos patrones geográficos. Un bloque de Estados en el noreste regula el tipo de cemento con instrumentos de control, siendo esto poco común en el resto del país, ya que muchos Estados occidentales están a favor de regular la cementación caso por caso (véase figura 108).

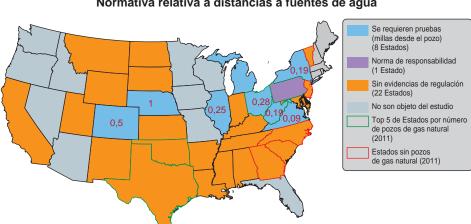


FIGURA 108

Normativa relativa a distancias a fuentes de agua

Fuente: Richardson et al. (2013); traducido por Orkestra-IVC.

Nota: esta figura también considera los lugares donde se establecen responsabilidades de los operadores (drillers).

Alpha Environmental Consultants señalaba Wyoming como el Estado que más información solicita. Exige al operador que notifique a la Agencia de Regulación Estatal datos específicos de los trabajos de fracturación completados; solicita que se redacte un informe sobre los trabajos de fracturación, y demás actividades relacionadas, que recoja datos como el volumen diario de hidrocarburos producidos, antes y después de las operaciones, la dimensión y profundidad del sondeo, la cantidad de arena, productos químicos y demás materiales utilizados en la actividad, así como cualquier otra información que sea pertinente.

Las normas relativas a la cementación en las zonas cercanas a la superficie son las más homogéneas, ya que en la mayoría de Estados se exige cementar hasta la superficie. No es así en el caso de las normas de revestimientos de producción y en zonas intermedias, que son muy heterogéneas ¹⁴.

¹⁴ Los Estados del medio oeste y noroeste parecen estar a favor de cementar los revestimientos intermedios hasta la superficie. En el caso de Texas, por ejemplo, la regla 3.13 de su Có-

El GWPC constató que, por lo general, los Estados se centraban en la perforación y construcción de pozos (esto es, cementación y revestimiento) y subrayaba la importancia que tiene que los materiales sean adecuadamente tratados y eliminados. En cuanto a la construcción de pozos, el GWPC recomendaba que se practicara una cementación y un revestimiento adecuados, en particular, en la zona cercana a la superficie, para proteger los recursos hídricos subterráneos.

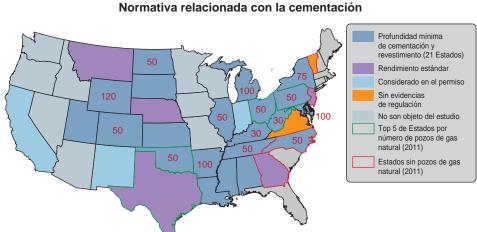


Figura 109

Fuente: Richardson et al. (2013); traducido por Orkestra-IVC.

7.4.3. Extracción de agua

Aunque algunos Estados han planteado redactar reglas específicas para el sector del *shale gas*, que regulen las extracciones de agua; ninguno ha aprobado aún una legislación de este tipo.

La mayoría de los Estados objeto del estudio de Richardson *et. al.* (2013), exigen permisos generales para extraer agua subterránea, superficial o ambas. Cerca de la mitad exigen permisos para cualquier tipo de extracción. El resto exige permisos solamente para extraer por encima de un umbral específico. Además, hay Estados que solicitan un registro y que se informe de las extracciones.

Luisiana pide permiso para cualquier tipo de extracción y Kentucky exime al sector de hidrocarburos de sus normas sobre extracción de recursos hídricos.

digo Administrativo cita requisitos relacionados con revestimientos, cementación, perforación, terminación y control de pozos.

7. INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN. NORMATIVA Y ASPECTOS REGULATORIOS

Regulación sobre extracción de agua Permiso necesario por encima de un umbral (1.000 gal/day) 50.4 0 Registro e informe requeridos por encima de un umbral 25,92 (1.000 gal/day) (4 estados) Permiso, registro e informe requeridos por encima de un umbral (1.000 gal/day) (5 estados) 0 Sin evidencias de regulación (1 Estado) 0 No son objeto del estudio Top 5 de Estados por número de pozos de gas natural Estados sin pozos de gas natural (2011)

FIGURA 110 Regulación sobre extracción de agua

Fuente: Richardson et al. (2013); traducido por Orkestra-IVC.

7.4.4. Información acerca de los fluidos utilizados en la fracturación

La *Federal Safe Drinking Water Act* ¹⁵ (SDWA) permite regular en el ámbito estatal las prácticas de inyección de fluidos en el subsuelo, siguiendo las directrices de la EPA.

Entre otros requisitos, la aplicación de la SDWA a los fluidos de fracturación requeriría «una inspección, monitorización, registro y elaboración de un informe» por parte de los reguladores estatales. Es decir, en la práctica, probablemente hubiese supuesto revelar la composición de los fluidos de fracturación ¹⁶.

El Departamento del Interior de los Estados Unidos publicó un proyecto de Reglamento en el que se exigía la divulgación de la composición de los fluidos de fracturación que se emplean en los pozos perforados en suelo federal. La EPA indicó que procedería de la misma manera en virtud de la *Toxic Substances Control Act* (Ley de Control de Sustancias Tóxicas).

A la luz de lo anterior, parece que divulgar la composición de los fluidos de fracturación se está convirtiendo en la norma imperante, es más, la mayoría de los Estados, incluidos aquellos que producen mayor cantidad de gas, ya cuentan con reglas.

¹⁵ Ley Federal sobre Agua Potable.

¹⁶ En 2005, el Congreso modificó la citada Ley para excluir todos los fluidos de fracturación de la norma salvo el gasoil. Desde entonces, la divulgación de este tipo de fluidos se ha convertido en un asunto controvertido, en el que los grupos ecologistas (y algunas voces dentro del sector) solicitan a los Estados que exijan su divulgación, independientemente de la Ley federal. Muchos Estados así lo han hecho.

Divulgación requerida (14 Estados)

Divulgación requerida, con exclusiones (1 Estado)

Requisito de divulgación propuesto (3 Estados)

Sin evidencias de regulación (13 Estados)

No son objeto del estudio

Top 5 de Estados por número de pozos de gas natural (2011)

Estados sin pozos de gas natural (2011)

FIGURA 111

Divulgación de la composición de los fluidos de fracturación

Fuente: Richardson et al. (2013); traducido por Orkestra-IVC.

El GWPC también recomendaba identificar los aditivos y concentraciones de los fluidos de fracturación, así como un mayor nivel de escrutinio y protección en la fracturación hidráulica poco profunda o cuando la formación objeto de interés estuviera próxima a fuentes subterráneas de agua potable ¹⁷. Sin embargo, no sugería ningún tipo de restricción en la composición de los fluidos de fracturación utilizados.

De los Estados que *Alpha Environmental Consultants* estudió, Virginia Occidental, Wyoming, Colorado y Luisiana exigían que se comunicara y se obtuviera un permiso antes de llevar a cabo trabajos de fracturación hidráulica. En Wyoming se solicitaba una aprobación previa y el operador debía proporcionar información anterior sobre la profundidad de los sondeos o las distancias entre pozos, la fuente hídrica, los propantes que se pretendían utilizar y la presión de bombeo estimada. Coherentemente con la recomendación del GWPC, la información requerida por el Reglamento de la Comisión de Hidrocarburos de Wyoming también incluía la del nombre comercial de los fluidos.

7.4.5. Almacenamiento de fluidos

Las opciones con las que cuentan los operadores para almacenar temporalmente las aguas residuales varían enormemente de un Estado a otro, y dentro de cada Estado en función del tipo y composición de los fluidos ¹⁸.

Viscosidad, toxicidad y otras características.

¹⁷ El GWPC no facilitaba umbrales para definir en qué circunstancias la fracturación hidráulica debía ser considerada «poco profunda» o «próxima» a dichas fuentes.

Por lo general, los fluidos se almacenan en balsas no cubiertas o en depósitos cerrados. Algunas normas estatales mencionan que las aguas residuales deben almacenarse en balsas, sumideros, contenedores, embalses y acequias, pero todos ellos pueden ser considerados subclases de balsas o depósitos.

Algunos Estados exigen que, al menos algunos fluidos, se almacenen en depósitos sellados. En dieciséis Estados no consta que existan normas que requieran que algún tipo de fluido tenga que ser almacenado en depósitos cerrados ¹⁹, lo cual se puede interpretar como un permiso para que todos los fluidos se almacenen en pozos abiertos. En el tercer grupo, se requiere la solicitud de un permiso específico para almacenar fluidos, no habiendo ningún Estado que exija que todos los tipos de fluidos se almacenen en depósitos.

Según las recomendaciones del GWPC que se referían a «pozos de almacenamiento a largo plazo»; los tanques deberían construirse de materiales idóneos para el uso previsto. Los diques de contención deberían satisfacer una norma de permeabilidad y las áreas del interior de los diques no deberían contener fluidos, salvo por un periodo de tiempo específico, una vez vaciados o tras lluvias.

Además, se sugería aplicar normas constructivas y de permeabilidad para el revestimiento de pozos de almacenamiento, con el objeto de impedir que los fluidos migren y se filtren a las aguas subterráneas; no debiéndose realizar excavaciones por debajo del nivel freático estacional.

El GWPC recomendaba que no se utilizaran pozos de almacenamiento a largo plazo, cuando el lecho de roca subyacente tuviera zonas con filtraciones, elementos que disuelvan lo materiales o manantiales. Deberían aplicarse pautas de construcción para prevenir que entraran o salieran fluidos durante una inundación (dentro de unos límites basados en una inundación «de cien años»). Las especificaciones sobre el cierre de pozos de almacenamiento deberían abordar la eliminación de fluidos, sólidos y el revestimiento del pozo. También sugería prohibir que se utilizara este tipo de pozos dentro de los límites de áreas de protección de cabezales de pozos de extracción y suministro de agua potable.

7.4.6. Inyección subterránea de fluidos residuales

El American Petroleum Institute (API) señala que «eliminar fluidos de retorno mediante técnicas de inyección, donde haya una zona disponible para ello, es, según la opinión muy extendida, ambientalmente seguro, efectivo y está bien regulado».

 $^{^{\}rm 19}\,$ Se puede interpretar como un permiso para que todos los fluidos se almacenen en pozos abiertos.

Es más, esta actividad permitida en treinta ²⁰ de los Estados analizados por Richardson *et al.* (2013), está regulada de algún modo, variando los detalles de un Estado a otro. Por ejemplo, Montana exige que la inyección subterránea de cualquier fluido se haga con más de 15.000 ppm de sólidos totales disueltos y Ohio requiere eliminar la salmuera, inyectándola en una formación subterránea.

De hecho, como se puede ver en la siguiente figura (véase figura 112), la técnica de inyección subterránea es la práctica más común para eliminar las aguas residuales y/o de retorno.



Fuente: Richardson et al. (2013); traducido por Orkestra-IVC.

La recuperación de las aguas residuales para su uso en posteriores trabajos de fracturación es algo que, a menudo, no se cita explícitamente en los reglamentos estatales, pero según Richardson *et al.*, 2013, está permitido en todos los Estados.

Así, la inyección subterránea es la opción que con más frecuencia se cita y se permite de forma explícita en dichos reglamentos. El envío de aguas residuales a instalaciones de tratamiento es, por su parte, la segunda técnica más comúnmente permitida en los Estados Unidos.

Por otra parte, el GWPC sugería que se acometieran acciones centradas en la descarga en la superficie, ya que «aproximadamente el 98% de todo el material que se genera es agua» y la inyección en capas profundas está muy regulada.

²⁰ Sólo Carolina del Norte prohíbe expresamente la inyección subterránea de los fluidos producidos en la extracción de hidrocarburos.

7.5. ALGUNAS CONCLUSIONES

Los procedimientos administrativos en España relativos a la exploración, investigación y explotación de *shale gas* se contemplan en el más alto nivel normativo por diferentes leyes.

En el sector de los hidrocarburos se puede decir que la Ley 34/1998 de Hidrocarburos y las leyes: Ley 12/2007 y Ley 8/2015, de Hidrocarburos, que parcialmente modifican a la primera, constituyen la legislación aplicable. Las anteriores leyes que regularon este sector fueron la Ley 21/1974 y la Ley de 1958 sobre el régimen jurídico de la investigación y exploración de los hidrocarburos.

La legislación ambiental está cubierta por el Real Decreto-Ley 1/2008, modificado por la Ley 6/2010 de evaluación de impacto ambiental de proyectos y complementada por las disposiciones de la Ley 17/2013, que incluye los trabajos de perforación en los que se aplican técnicas de fracturación hidráulica. En diciembre de 2013 entró en vigor la Ley 21/2013 de evaluación ambiental.

De acuerdo con la Ley 21/2013, los proyectos de perforación que emplean técnicas de fracturación hidráulica para explorar o explotar están sujetas a la evaluación de impacto ambiental ordinaria, que finaliza con la emisión de una declaración de impacto ambiental por parte la autoridad correspondiente. El proyecto debe aplicar y cumplir los principios de la declaración de impacto ambiental. Una de las cuestiones más importantes del proceso de evaluación es que la autoridad ambiental tiene que determinar el alcance, en caso de ser solicitado por el promotor, y el nivel de detalle de los estudios y análisis que se vayan a realizar.

El estudio de impacto ambiental se hace público o está abierto a consultas. Durante la fase de evaluación, las partes interesadas y el público en general, pueden presentar sus alegaciones. La Ley Ambiental incorpora la participación de las Administraciones y el público al procedimiento antes de que el organismo pertinente otorgue la declaración de impacto ambiental.

En la CAPV, la Ley 6/2015, basada en los principios de acción preventiva y de cautela, del Tratado de Funcionamiento de la UE, que limita la actividad de fracturación hidráulica, ha suscitado discrepancias que deberán resolverse y comunicarse pertinentemente al Tribunal Constitucional.

La Unión Europea, por su parte, ha puesto el acento sobre la importancia que tiene explotar recursos de *shale gas* y también ha propuesto un número considerable de recomendaciones, que específicamente cubren las particularidades de la exploración y explotación de este tipo de gas, y que deberían ser consideradas en la normativa de cada Estado miembro, teniendo en cuenta las distintas características internas o específicas, como pudiera ser la geología.

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

Reino Unido y los Estados Unidos son referencia obligada al hablar del *shale gas*. El primero por estar en Europa y tener una normativa desarrollada en materia de evaluación de impacto ambiental y licencia de exploración. Estados Unidos, por ser el país que más experiencia tiene en trabajos de exploración, perforación y explotación de esta clase de gas. Un repaso a lo que sucede en un número representativo de Estados de ese país muestra que son muchos los aspectos ambientales que están reglados legislativamente. En concreto, en cinco de los Estados con mayor nivel de explotación, los aspectos ambientales están cubiertos no sólo desde un punto de vista cualitativo, sino también cuantitativo.

El repaso a algunas cuestiones ambientales en los Estados Unidos deja claro que los requisitos dependen de las características de cada Estado, por ejemplo, de la geografía, la extensión y la geología. Algunos aspectos importantes de la normativa se centran en los procedimientos, las buenas prácticas, la evaluación de riesgos y la monitorización de las operaciones de perforación y fracturación hidráulica.

Resumen

Aspectos estratégicos

Desde el punto de vista estratégico, y ante un panorama de aumento de la demanda de gas a nivel mundial, se ha despertado, en los últimos años, un creciente interés por el gas no convencional. Actualmente, Estados Unidos, Canadá y China ya producen este recurso en cantidades comercializables.

En los Estados Unidos, la revolución del *shale gas* ha tenido consecuencias importantes. En primer lugar, ha incrementado la base de recursos y reservas nacionales. En segundo lugar, ha aumentado la producción nacional de gas natural (y petróleo), propiciando así la independencia energética del país. Además, ha mejorado la competitividad de la economía y de la industria, debido a la caída de los precios del gas, ejerciendo un efecto tractor sobre el empleo.

El papel del gas natural será un elemento clave en el futuro *mix* energético europeo, tal y como prevén numerosas instituciones. La demanda de gas es importante, en términos absolutos y se espera que aumente en los próximos años. Sin embargo, la producción doméstica caerá en el horizonte de esta década y se prevé que esta tendencia se mantenga. En la actualidad, existe una fuerte dependencia de las importaciones, lo que podría traer consecuencias negativas dado el carácter geopolítico de algunos suministros. Por tanto, la exploración de *shale gas* en Europa sería una ventaja estratégica que disminuiría la dependencia energética, y mejoraría la posición de los operadores en la negociación de los contratos a largo plazo de gas.

La fijación de los precios del gas en España, en gran parte indexados a los precios del crudo, y la dependencia de las importaciones, llevan a pensar que una eventual producción doméstica sería positiva. Además, una mayor diversificación y dinamización de los mercados de gas, induciría mejoras en la competitividad.

La CAPV ha experimentado una transformación energética en las últimas décadas alineada con las sucesivas políticas energéticas. Como resultado, el gas ha adquirido un peso creciente, apoyado por el fuerte desarrollo de infraestructuras. Con una industria intensiva en energía, consumidora de gas, se deberían considerar los efectos positivos que podría tener el desarrollo de un recurso autóctono como el *shale gas* (menores importaciones, generación de empleo, competitividad territorial, etc.). Además, no hay que olvidar los efectos inducidos sobre el desarrollo de ciertas industrias de bienes de equipo y servicios involucrados en la cadena de valor.

¿Qué es el gas no convencional?

Un yacimiento de hidrocarburos convencional se define por un conjunto de características: generación de materia orgánica, migración a un almacén, entrampamiento y cobertura o sello. Dada la dificultad de la coincidencia simultánea de todos estos factores en un mismo emplazamiento, la distribución de los grandes yacimientos de hidrocarburos en el mundo ha sido muy heterogénea.

Sin embargo, en la mayoría de los casos, no se daban todas estas condiciones y la materia orgánica quedaba almacenada en la propia roca madre, que desempeñó la función de roca almacén. Las características de muy baja permeabilidad, desfavorables para la producción con métodos convencionales, condujeron a que estos recursos no fueran considerados como yacimientos explotables. No fue hasta la aplicación conjunta de la tecnología de la perforación direccional y la estimulación con fracturación hidráulica, cuando se han podido extraer los hidrocarburos directamente de la roca madre. Surge así el concepto de yacimiento no convencional.

Existen varios tipos de gas no convencional: *tight gas*, en arenas bituminosas; *shale gas*, en lutitas y gas en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés).

Recursos y reservas

Existen varias definiciones relativas a los hidrocarburos, desde los recursos prospectivos, estimaciones con un menor grado de certidumbre, hasta las reservas probadas; aquéllas que se pueden recuperar en las condiciones económicas y técnicas actuales. A medida que aumenta el grado de certeza, se reduce el volumen de hidrocarburos estimado.

En el mundo se calcula, según distintas fuentes, que habría unos 180-212 tcm de recursos técnicamente recuperables, es decir, volúmenes de gas que se pueden recuperar con las técnicas actuales sin considerar criterios económicos. De éstos, entre 35 y 55 tcm estarían en los Estados Unidos. En Europa, ascenderían a 18-25 tcm. En España, la ACIEP estima los recursos prospectivos de *shale gas* en unos dos tcm.

Exploración

Básicamente, la exploración consiste en aplicar una serie de técnicas que, entre otras, van desde el ámbito de la geofísica y los estudios geológicos y geoquímicos, a las propias de la perforación, con el fin de valorar el potencial de hidrocarburos que puede haber en el subsuelo y, según los resultados, planificar la producción.

En general, ésta comienza con un análisis de la cuenca, a la que le siguen las campañas de sísmica, el diseño y selección del emplazamiento de los pozos de exploración, y la obra civil necesaria para preparar el terreno. Los pozos se perforan verticalmente hasta alcanzar un punto de desvío, a partir del cual la perforación direccional permite avanzar en el interior de la formación de interés, maximizando el área de roca que entra en contacto con el pozo. Debido a la baja permeabilidad de los yacimientos de *shale gas*, se aplica la fracturación hidráulica; un método de estimulación en el que se bombea un fluido a alta presión, para crear una red de fracturas y aumentar la permeabilidad de la roca, creando una vía de comunicación para poder extraer el gas. La duración estimada de los trabajos en el emplazamiento; obra civil, perforación y fracturación, se sitúa en el rango de unos tres a seis meses por pozo (un tramo vertical y uno o dos tramos horizontales).

El fluido de fracturación está compuesto, normalmente, por un 95% de agua, un elemento propante o agente sostén (pequeños sólidos granulados que evitan que las fracturas se cierren una vez abiertas) y aditivos (bactericidas y reductores de fricción). En la UE, existe el REACH, un sistema integrado para el registro, evaluación, autorización y restricción de sustancias y preparados químicos. Dicho sistema exige a las empresas que fabrican estas sustancias que evalúen y tomen las medidas oportunas para gestionar los riesgos derivados del uso de las mismas y que sean seguras.

El agua que requiere el proceso de fracturación hidráulica puede proceder de fuentes muy diversas, por ejemplo, de suministradores locales, acuíferos superficiales y subterráneos, aguas residuales, industriales, etcétera.

La técnica de la fracturación hidráulica ha progresado de forma considerable desde sus inicios. Se ha desarrollado una curva de aprendizaje y un conjunto de lecciones aprendidas, fruto de la innovación y la experiencia en los Estados Unidos, que ha incrementado la eficiencia, abordando distintos aspectos relativos a la productividad y al medio ambiente, reduciendo, por ejemplo, el consumo de agua.

Para llevar a cabo una fracturación eficaz, y al mismo tiempo proteger las aguas subterráneas, en caso de que la zona de estimulación esté más próxima a la superficie, es fundamental un buen control de la calidad y la monitorización del proceso.

Después de la etapa de fracturación, se retiran los equipos y se restaura parcialmente el terreno (se reduce a menos de una hectárea el espacio ocupado) para realizar las pruebas de producción (corta/larga duración) y evaluar la viabilidad del proyecto. La principal finalidad de esta prueba es

producir gas en cantidad suficiente para crear un modelo de producción que simule el comportamiento del pozo y del yacimiento en términos de flujo y presiones. Si el resultado es positivo, desde los puntos de vista técnico y económico, se preparará el pozo para la producción.

Aspectos medioambientales

Toda actividad humana conlleva riesgos. Su gestión supone llevar a cabo una evaluación de los mismos. Para ello, se ha de tener en cuenta tanto el daño o los efectos adversos, como la probabilidad de que ocurran. La regulación, las prácticas técnicamente adecuadas y una operación responsable, son elementos importantes que contribuyen a disminuir el impacto ambiental.

Por ejemplo, una elección adecuada del emplazamiento puede reducir las molestias ocasionadas por la construcción de carreteras, tuberías y otras infraestructuras, así como minimizar los efectos adversos producidos. Por otro lado, la instalación de plataformas multipozo reduce significativamente la superficie requerida; unas tres hectáreas por emplazamiento en la fase de exploración; y el impacto visual.

En relación con los trabajos de perforación y fracturación, la probabilidad de contaminación de acuíferos es muy reducida si existe la suficiente separación entre la formación objetivo y el agua superficial. En un pozo adecuadamente construido, entubado, cementado y monitorizado es improbable que se lleguen a contaminar las aguas subterráneas.

El volumen de agua necesaria para la extracción de *shale gas* varía en función de la geología de la zona, de la profundidad del pozo y de la duración y el número de etapas de que conste el proceso de estimulación hidráulica. Por otra parte, es importante tener en cuenta que no es un proceso continuo. Únicamente durante las fases de perforación y estimulación se requiere aportación de agua. En cualquier caso, el consumo total supone un pequeño porcentaje que no llega al 1% del consumo global en las cuencas estudiadas.

Por otra parte, la contención de los fluidos es la principal medida para prevenir la contaminación de aguas superficiales o subterráneas poco profundas. Para evitar que los fluidos se filtren en el subsuelo es imprescindible revestir las balsas excavadas con materiales impermeables, cuya elección dependerá de los fluidos que contengan, del tiempo que estén almacenados y de las condiciones del suelo.

En cuanto a la sismicidad inducida por el proceso de estimulación hidráulica, la mayoría de los valores registrados están comprendidos entre M_L –3 y M_L –1, por lo que solamente se pueden detectar con instrumentos muy sensibles y no son percibidos en la superficie. Los sismos de más de M_L 3 relacionados con la fracturación (por ejemplo, el de M_L 4 de magnitud registrado en Ohio o el de 5,6 en Oklahoma) parecen haber sido indu-

cidos por la eliminación de aguas residuales mediante inyección en el subsuelo y no por el proceso de fracturación hidráulica de pozos de *shale gas*.

En lo que respecta a la radiactividad, normalmente las dosis máximas existentes en los campos de hidrocarburos están muy por debajo de los límites de dosis permitidos. A efectos de NORM, un caso como el de Marcellus, en los Estados Unidos, no se puede considerar representativo del conjunto de yacimientos de *shale gas*. No obstante, aun en el caso de una formación geológica con una concentración anormalmente elevada en radionucleidos, la exposición de los trabajadores y del público se sitúa en niveles lo suficientemente bajos como para que pueda afectar a la salud.

Otro aspecto examinado es la generación de emisiones, como consecuencia de la exploración y producción de gas no convencional. En general, cabe distinguir entre emisiones directas (pérdidas o emisiones fugitivas y CO₂ procedente de la combustión de gas natural) y emisiones indirectas; procedentes de camiones, bombas y equipo de procesamiento utilizado durante la perforación, la fracturación y la producción. El inventario de emisiones de gases de efecto invernadero, que la EPA publica anualmente, muestra que, en los Estados Unidos, entre 1990 y 2012 se produjo un descenso de las emisiones fugitivas de metano de casi un 11%, periodo que prácticamente se corresponde con la revolución del *shale gas* en el país.

Finalmente, el ruido procedente de los trabajos de excavación, movimientos de tierras, transporte de equipos y tránsito de vehículos durante la preparación del emplazamiento puede afectar tanto a los residentes como a los animales, especialmente en zonas sensibles. No obstante, el ruido va asociado a las fases de perforación y fracturación, que no son operaciones continuas en el tiempo, ni se diferencian mucho de otras actividades que pueden ser comparables, como la construcción. Además, se pueden utilizar medios que lo amortigüen.

Aspectos regulatorios

En España, el procedimiento para la exploración y explotación de hidrocarburos sigue un proceso regulado paso a paso, donde para cada actividad que se decide realizar, es necesario solicitar y conseguir la correspondiente evaluación de impacto ambiental, ordinaria o simplificada.

Existen tres trámites fundamentales: autorización de exploración, permiso de investigación y concesión de explotación, donde los dos últimos son imprescindibles. Para su consecución hay que seguir un procedimiento detallado, con numerosos requisitos, supervisados por diferentes niveles de la Administración Pública. A su vez, la CAPV ha aprobado medidas adicionales de protección ambiental relativas a la extracción de hidrocarburos no convencionales con fractura hidráulica.

La Comisión Europea ha publicado informes y recomendaciones relevantes sobre principios que deberían seguirse para la exploración y ex-

ELOY ÁLVAREZ PELEGRY/CLAUDIA SUÁREZ DIEZ

plotación de hidrocarburos con fracturación hidráulica. Por su parte, en el Reino Unido, el procedimiento a seguir presenta ciertas similitudes con el español. En paralelo a la obtención de las diferentes licencias (exploración, evaluación y explotación), para las que se requiere un permiso de planificación y algunos trabajos sísmicos, es necesario obtener una evaluación de impacto ambiental y restauración. En los Estados Unidos, han sido los territorios con producción de *shale gas* o con potencial de producción, los que han desarrollado normativa relacionada, recogiendo distintas cuestiones y aspectos ambientales.

Consideraciones finales

Como resultado de este estudio no se encuentran razones técnicas que soporten un rechazo sistemático a la exploración de gas no convencional. Por otra parte, hay que tener en cuenta que existen procedimientos de autorización y evaluación medioambiental que obligan al operador a un conjunto de estudios previos y de medidas con el fin de respetar el medio ambiente. Las buenas prácticas operativas y la supervisión de las mismas tienen, por ello, un papel fundamental para garantizar la eficacia en el cumplimiento de los requerimientos medioambientales.

Estratégicamente, la investigación del gas no convencional en España es necesaria para conocer el recurso y poder dar el paso de recursos prospectivos a reservas probadas. Será en ese momento cuando, en función de los resultados obtenidos y de su viabilidad económica, se pueda tomar una decisión acerca de una eventual producción. En base al examen de las referencias estudiadas, se cree que dicho desarrollo tendría efectos positivos sobre la economía y el empleo, al ejercer un efecto tractor sobre la industria de bienes de equipo y servicios especializados relacionados con el sector de hidrocarburos. Por otro lado, una producción doméstica de gas permitiría diversificar el suministro y mejorar la seguridad de un recurso natural en el que la geopolítica juega un papel importante.

Bibliografía

- Acatech (2015): Hydraulic fracturing eine technologie in der diskussion Acatech (hrsg.) Acatech position, Sankt Augustin.
- ACIEP, & GESSAL (2013): Evaluacion preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos en España.
- ACOLA (2013): Potential geological risks associated with shale gas production in Australia. Australia. Retrieved from www.acola.org.au.
- Adini, A. (2011): «Permeable» is «porous» but «porous» may not be «permeable», Newsletter. Retrieved from http://www.amiadini.com/NewsletterArchive/110128-NL143/envEnl-143.html.
- AEA (2012): «Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe», Report for European Commission, DG Environment. AEA/R/ED57821. Issue number 11. Date 28/05/2012.
- Álvarez Pelegry, E. (2015): El precio del petróleo: Relación con otros mercados e implicaciones para la competitividad industrial. ICE, Unpublished manuscript.
- Álvarez Pelegry, E.; Figuerola Santos, S., y López, D. (2013): El desarrollo de los hubs gasistas europeos: Factores clave de éxito e implicaciones para el sistema gasista español.
- Álvarez Pelegry, E., y Retegi, J. (2015): Estudio básico sobre las potencialidades de desarrollo de actividades relacionadas con el oil & gas en la CAPV. Documento interno de trabajo, Unpublished manuscript.
- Álvarez Pelegry, E.; Larrea, M.; Mosácula, C., y Díaz, A. C. (2013): La transformación del sector energético del País Vasco, Orkestra.
- Álvarez Sánchez, N. (2013): Photographs VIURA 3, Unpublished manuscript.
- Álvarez, I., y Fundación Gómez Pardo (2014): Curso sobre hidrocarburos no convencionales. «La Contaminación De Acuíferos y Emanaciones De Metano, Prevención y Constrol», Madrid.
- America's Natural Gas Alliance (2011): Shale gas: What it means for our economy, www.anga.us.
- API, A. P. I. (2009): Hydraulic fracturing operations: Well construction and integrity guidelines (API Guiandance HF1 ed.).
- Argonne National Laboratory (2009): Produced water volumes and management practices at the United States.
- Bacon, R., y Kojima, M. (2011): Issues in estimating the employment generated by energy sector activities.

- Behdeen *et al.* (2013): «Risk assessment and management associated with CCS», Energy procedia 37.4757-4764.
- Bennett *et al.* (2006): The source for hydraulic fracture characterization, Oilfield review. BGS y DECC (2013): *The carboniferous Bowland shale gas study: Geology and resource estimation.*
- Bickle, M.; Goodman, D.; Mair, R.; Roberts, J.; Selley, R.; Shipton, Z., y Younger, P. (june 2012): Shale gas extraction in the UK: A review of hydraulic fracturing.
- BNK (2015): Fases de un proyecto de investigación. El gas pizarra y la provincia de Burgos. Una oportunidad para todos. Retrieved from http://www.bnkpetroleum.es/pdf/Fases_del_Proyecto_Final.pdf.
- Bommer, P. (2008): *A primer of oilwell drilling. A basic text of oil and gas drilling,* Texas: the University of Texas at Austin, Petroleum extension service.
- BP (2014): BP, statistical review of world energy, June 2014.
- (2015): BP statistical review of world energy.
- Bros, T. (2012): After the US shale gas revolution, Paris, Editions Technip.
- Budebo, M. G. (2015): Presentación. Reforma energética en mexico. Sector hidrocarburos. Club Español de la Energía, Madrid. 3 de febrero de 2015, Unpublished manuscript.
- Bunger et al. (2013): en Dr. Rob Jeffrey (ed.), «Effective and sustainable hydraulic fracturing», INTECH, doi: 10.5772/45724.
- Canadian Society of Unconventional Resources (2012): «Unconventional Resources. Technology Creating Opportunities and Challenges», 28 May, 2012. Alberta Government Workshop. Retrieved from: https://www.albertacanada.com/Mexico/images/PDF_CSUR_Complete_Presentation_May16_2012.pdf.
- Cathles; Brown; Taam, y Hunter (2011): A commentary on «The greenhousegas footprint of natural gas in shale formations» by R. W. Howarth, R.Ssantoro, and Anthony Ingraffea.
- Centre for Community and Business Research UTSA (2014): Economic impact of Eagle Ford Shale.
- CNE (2012): Informe de supervisión del mercado minorista de gas natural en España año 2011.
- CNH, Comisión Nacional de Hidrocarburos (2014): Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas (online ed.).
- CNMC (2014): Informe de supervisión del procedimiento de asignación de capacidad en la conexión internacional gasista con Francia en enero de 2014. Retrieved from www.cnmc.es.
- CO2CRC (2012): «Induced seismicity and its implications for CO₂ storage risk», CR2CRC report RPT12-4001, November, 2012.
- CO2OR12ES (2013): Informe estadístico anual año 2012. Retrieved from http://www.cores.es/sites/default/files/archivos/publicaciones/informe-est-2012-julio-2013.pdf.
- Conaway, C. F. (1999): The petroleum industry. A nontechnical guide, PennWell.
- Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas (2013): *Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro (ingenieros de minas.org/documentos/130312_informe_gas.pdf).*
- CSN (2010): Dosis de radiación.
- Davies et al. (2012): «Hydraulic fractures: How far can they go?», Marine and petroleum geology, v37 (pp. 1-1-6).
- Ddbon (2012): Inside a mud logging cabin. By ddbon (I've taken the picture) [CC BY 3.0 (http://creativecommons.org/licenses/by/3.0) or CC BY 3.0 (http://creativecommons.org/licenses/by/3.0)], via wikimedia commons. Retrieved from https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AInside_a_Mud_Logging_cabin.jpg.
- De Pater, C. J., y Baisch, S. (2011): Geomechanical study of Bowland shale seismicity (synthesis report).
- DECC (2013): *About shale gas and hydraulic fracturing (fracking)*, UK: Department of Energy and Climate Change.

- Deloitte (2013): Unconventional energy bonanza. The present and future scenario in Spain and Europe.
- DePater *et al.* (2012): «Seismicity induced by shale-gas-fracking. The Bowland shale gas case study» AGIS workshop 2012, November 26-28, 2012, KIT Karlsruhe, Germany.
- Deutsche Bank (2013): A guide to the oil & gas industry.
- Devereux, S. (1999): In McGee M. (ed.), *Drilling technology in nontechnical language*. Tulsa, Oklahoma (USA): Penn Well Corporation.
- Díaz, A. C.; Larrea, M.; Álvarez, E., y Mosácula, C. (2015): De la liberalización (Ley 54/1997) a la reforma (Ley 24/2013) del sector eléctrico español. Orkestra.
- DNV (2013): Risk management of shale gas developments and operations. Recommended practice DNV-RP.
- Dyrka, I.; Roszkowska-Remin, J., y PGI-NRI (2015): Lower Paleozoic shale gas potential in Poland, Unpublished manuscript.
- E&P, y Mason, R. (2014): Microseismic: Shaking all over? Retrieved from http://www.epmag.com/microseismic-shaking-all-over-723126?nopaging=1.
- EIA (2011): Update on overseas investments by China's national oil companies.
- (2013a): Annual energy outlook 2013 with projections to 2040.
- (2013b): Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States.
- (2014a): Annual energy outlook with projections to 2040.
- (2014b): Marcelus region production continous grouth. Retrieved from http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17411.
- EIA, US Department of Energy (2015): Groundwater protection through proper well construction, Oil Shale Gas & Oil Plays. Only in the Past Five Years has Shale Gas been Recognized as a «Game Changer» for the US Natural Gas Market.
- Ellsworth *et al.* (2013): The 17 may 2012 M4.8 earthquake near Timpson, East Texas: An event possibly triggered by fluid injection.
- Enagás (2015a): El beneficio de Enagás ascendió a 406,5 millones de euros. Retrieved from http://www.enagas.es/enagas/es/Comunicacion/NotasPrensa/Resultados_anuales_2014_v_Plan_Estrat%C3%A9gico.
- (2015b): Informe anual 2014. Retrieved from http://www.enagas.es/WEBCORP-static/informeanual2014/es/index.html.
- Encana.com (2015): Typical well casing diagram (not to scale). Retrieved from http://www.encana.com/images/sustainability/environment/well-casing.gif.
- ENVI European Parliament (2011): «Impacts of shale gas and shale oil extraction on the environment and human health».
- EPA (2011): Draft. Investigation of ground water contamination near of Pavilion.
- (2013a): Summary of the technical workshop on wastewater treatment and related modeling.
- (2013b): Summary of the technical workshop on water acquisition modeling: Assessing impacts through modeling and other means.
- (2015): Assessment of the potential impacts of hydraulic fracturing for oil and gas on drinking water resources (external review draft).
- epa.gov (2015): «Overview of greenhouse gases». Retrieved from http://epa.gov/climatechange/ghgemissions/gases/ch4.html.
- European Academies & Science Advisory Council (EASAC) (2014). Shale gas extraction: Issues of particular relevance to the European Union (No. October).
- European Commission (2009): Principles of multi-risk assessment. Interaction amongst natural and man-induced risks.
- (2014): Commission recomendation on minumum principles for the exploration of hydrocarbons (such as shale gas) using high volume hydraulic fracturing.
- European Council (2013): Conclusions of the European Council, 23 May 2013.
- Eustat (2014): Viviendas principales de la C.A. de Euskadi por ámbitos territoriales, instalaciones y servicios y periodo. Retrieved from http://www.eustat.eus/bankupx/

- pxweb/es/spanish/-/PX_3700_v06b.px/table/tableViewLayout1/?rxid=a17823ad-5ca9-416c-92d8-d4312c29824f#axzz3nht9t5vX.
- EVE (2011): Infraestructuras de gas natural.
- Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. (2012): Environmental impacts of hydraulic fracturing: Related to the exploration and exploitation of unconventional natural gas deposits (short version).
- FERC (2015): North-American LNG Import/Export terminals. Approved. Retrieved from http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/lng-approved.pdf.
- Seminario introducción a la exploración-producción. CEPSA: Seminario introducción a la exploración-producción, CEPSA: (2013).
- Foro de la Industria Nuclear Española (2015): Energía 2015. Retrieved from http://www.foronuclear.org/es/energia/2015.
- Fracfocus.org (2014): Retrieved from http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/drilling-risks-safeguards.
- Freeman, R. E. (1984): «Strategic management: A stakeholder approach», Pitman (Boston).
- FROGTECH (2013): «Potential geological risks associated with shale gas production in Australia», project code: AAS801, january, 2013.
- Gas Matters (2013): Fracking in Germany: Emotions are running big, Gas Matters.
- Geomancam (2012): Diagrama de van Krevelen. Retrieved from https://geomancam. files.wordpress.com/2012/05/van-krevelen-diagram.jpg.
- Geoscience Australia and BREE (2012): Australian gas resource assessment.
- Ghose (2013): Largest Oklahoma earthquake linked to oil extraction wastewater.
- GIIGNL (2012): The LNG industry.
- Gluyas, J., y Swarbrick, R. (2007): Petroleum geoscience.
- Gobierno Vasco, Departamento de Industria, Innovación, Comercio y Turismo & EVE (2012): «Estrategia energética de Euskadi 2020».
- Gold, R. (2014): en Simon y Schuster (ed.), The boom. How fracking ignited the American energy revolution and changed the world.
- Green *et al.* (2012): «Shale gas fracturing review & recomendations for induced seismic mitigation», Presse Hall.
- Grupo EVE (2012): Documentación complementara a la memoria ambiental relativa a los sondeos ENARA 1 y ENARA 2.
- Harden (2007): Northern Trinity/Woodbine GAM assessment os groundwater use in the Northern Trinity aquifer due to urban growth and Barnett shale development, prepared for Texas water development board, Austin (Texas).
- Healy, D. (2012): Hydraulic fracturing or «fracking»: A short summary os current knowledge and potential environmental impacts.
- Holditch et al., S. (2007): Working document of the NPC global oil & gas study. NPC.
- Howarth et al. (2011): Indirect emissions os carbon dioxide from Marcellus shale gas development.
- Hyne, N. J. (2012): Nontechnical guide to petroleum geology, exploration, drilling and production.
- IAEA (2003): Radioactive waste management glossary. 2003 edition. Retrieved from http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/6682/Radioactive-Waste-Management-Glossary-2003-Edition.
- IEA, I. E. A. (2009): en Robert Priddle (ed.), World energy outlook 2009. www.iea.org.
 (2012): World energy outlook. Special report on unconventional gas, «Golden rules for a golden age of gas».
- IEAGHG (2013): «Induced seismicity and its implications for CO₂ storage risk».
- IGME (2014): Recomendaciones ambientales en relación con las medidas preventivas y correctoras a considerar en proyectos relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos mediante técnicas de fractura hidráulica, Madrid.
- IHS (2014): «Supplying the unconventional revolution: Sizing the unconventional oil and gas supply chain» (main report).

- Ikonnikova, S.; Browning, J.; Gülen, G.; Smye, K., y Tinker, S. W. (2015): Factors influencing shale gas production forecasting: Empirical studies of Barnett, Fayetteville, Haynesville, and Marcellus shale plays. [Factores que influyen en la previsión de la producción de shale gas: Estudios empíricos de los campos de lutitas de Barnett, Fayetteville, Haynesville y Marcellus], *Economics for Energy & Environmental Policy. Symposium on «Shale Gas»*, march, 19-35.
- IRGC (2013): «Risk governance guidelines for unconventional gas development», International Risk Governance Council, Lausanne.
- Jackson, J. A. (1997): en Latimer Bates R. (ed.), Glossary of geology (fourth edition) [Glosario de Geología].
- Jarvie, D. M. (2012): Shale resource systems for oil and gas: Part 1: Shale gas resource systems, J. A. Breyer.
- JRC (2012): Unconventional gas: Potential energy market impacts in the European Union.
 (2013a): «An overview of hydraulic fracturing and other formation technologies for shale gas production».
- (2013b): «Assessment of the use of substances in hydraulic fracturing of shale gas reservoirs under REACH».
- Kibble, Cabianca, Daraktchieva, Gooding, Smithard, Kowalczyk, Kamanyire (2014): Review of the potential public health impacts of exposures to chemical and radioactive pollutants as a result of the shale gas extraction process. (No. 2014007). Chilton, Didcot, Oxfordshire OX11 0RQ: Public Health England.
- Kiersnowski H., D. I. (2013): Ordovician-silurian shale gas resources potential in Poland: Evaluation of gas resources assessment reports published to date and expected improvements for 2014 forthcoming assessment, Przegląd Geologiczny, 61 (11/1): 639-656.
- King, G. E. (2012): en Society of Petroleum Engineers (ed.), Hydraulic fracturing 101: What every representative, environmentalist, regulator, reporter, investor, university researcher, neighbor and engineer should know about estimating frac risk and improving frac performance in unconventional gas and oil wells.
- Konieczynska et al. (2015): The environment and shale gas exploration. Results of studies on the soil-water environment, ambiet air, acoustic climate, process fluids and wastes, Ministerstwo Srodowiska.
- KPMG (2013): Focus on China, Shale Development: Global Update.
- Kuhn, M. (2013a): Presentation given at the 2nd annual UGOS Gas & Oil Summit 2013, 05/06/2013 in London.
- (2013b): *Typical S-curve for the gas price, based on company data and Deutch Bank Research,* Unpublished manuscript.
- (2014): List of NA LNG projects, based on EIA and company data, Unpublished manuscript.
- Kuhn, M., y Umbach, F. (2011): Journal of energy security, «The Geoeconomic and Geopolitical Implications of Unconventional Gas in Europe».
- Larrea, M. (2015): Sobre el consumo energético en la CAPV. Documento interno de trabajo, Unpublished manuscript.
- Larrea, M.; Díaz, A. C.: Kamp, B., Álvarez, E. (2015): Precios de la energía y competitividad industrial. Pendiente de publicar.
- López Anadón, E. (2015): The case of Vaca Muerta. 26th World Gas Congress, 1-5 June, Paris, France.
- Lozano, R., y APERC (2013): The challenges for shale gas production in Mexico, Regional Workshop on the Changing Global Market and Unconventional Gas. 6-8 May, 2013, Indonesia.
- Lozano-Maya, J. R. (2015): *Pathways to shale gas development in Asia Pacific*, Tokyo: Asia Pacific Energy Research Centre (APERC) (http://aperc.ieej.or.jp/file/2015/8/7/APERC_Pathways_to_shale_gas_development.pdf).
- Majer *et al.* (2012): «Protocol for addressing induced seismicity associated with enhanced geothermal systems (EGS)», january, 2012, DOE/EE-0662.

- Mantell, M. (2009): Deep shale natural gas: abundant, affordable and surprisingly water efficient. Ground water Protection Council Annual Forum, Salt Lake City (Utah). Retrieved from: http://www.gwpc.org/sites/dfault/event-sessions/Mantell_Matt.pdf.
- Marcellus Shale, Paleontological Research Institution (2011): *Understanding naturally occurring radioactive material in the Marcellus shale*. Retrieved from http://cce.cornell.edu/EnergyClimateChange/NaturalGasDev/Documents/PRI%20Papers/Marcellus_issue4.pdf.
- Martín, A. (2013): Pasado, presente y futuro de la exploración y producción de hidrocarburos. Concesión de permisos y licencias, ACIEP.
- Mena, X. (2015): La revolución energética del fracking. Implicaciones globales de la guerra de precios, *ESADE*. *Informe Económico Financiero (Primer Semestre)*, 48-70.
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2015): Mapa de posición de permisos de investigación y concesiones de exploración y de almacenamiento subterráneo. Retrieved from http://www6.mityc.es/aplicaciones/energia/hidrocarburos/petroleo/exploracion2014/mapas/inicio.html.
- Monitor Publishing Inc. (2014): Oil & gas monitor. Retrieved from http://www.oilgas-monitor.com/environmental-groups-lost-war-fracking/7292/.
- Moore, S. (2012): en Simon Less (ed.), *Shale gas and its policy implications*, UK. Retrieved from *www.policyexchange.org.uk*.
- Moreno, J., y Fundación Gómez Pardo (2014): Curso de hidrocarburos no convencionales, «La Fracturación Hidráulica. Diseño y Control. Los Fluidos de la Fracturación Hidráulica. Aditivos, Tendencias», Madrid.
- Mudgineer (2000): Mud log. By Mudgineer (own work) [CC BY-SA 3.0 (http://creative-commons.org/licenses/by-sa/3.0) or GFDL (http://www.gnu.org/copyleft/fdl.html)], via Wikimedia Commons. Retrieved from https://commons.wikimedia.org/wiki/File%3AMud_Log.jpg.
- National Petroleum Council (2011): Prudent development realizing the potential of North's America abundant natural gas and oil resources.
- New York State Department of Health (2014): A Public Health Review of High Volume Hydraulic Fracturing for Shale Gas Development. Retrieved from http://www.health.nv.gov.
- NYDEC. (1999): «An investigation of naturally occurring radioactive materials (NORM) in oil and gas wells in New York State», April.
- NYSDEC (2011): Revised draft SGEIS on the oil, gas and solution mining regulatory program.
- OECD/IEA (2012): Golden rules for a golden age of gas, IEA Publishing.
- (2013): In IEA Publishing (ed.), World energy outlook.
- (2014a): Gas medium-term market report.
- (2014b): World energy outlook.
- (2015): Gas medium term market report. Market analysis and forcasts to 2020.
- Oil & Gas 360 (2015): Potential Gas Committee: With 2,853 tcf of future natural gas supply, U.S. can keep the lights on. Retrieved from http://www.oilandgas360.com/potential-gas-committee-with-2853-tcf-of-future-natural-gas-supply-u-s-can-keep-the-lights-on/.
- Ortiz, I. (2015): La distribución de gas en España. Documento interno de trabajo, Unpublished manuscript.
- Osborn *et al.* (2011): Methane contamination of drinking water accompanying gaswell drilling and hydraulic fracturing. Proceedings of the National Academy of Science, *108*, 8172-8176.
- Oxford Institute for Energy Studies, y Foss, M. (2011): The outlook for U.S. gas prices in 2020: Henry Hub at \$3 or \$10?
- Parlamento Europeo (2012): «Sobre las repercusiones medioambientales de la extracción de gas y petróleo de esquisto». Retrieved from http://www.europarl.europa.eu.

- Parl.gc.ca. (2014): Shale gas in Canada: Resource potential, current production and economic implications. Retrieved from http://www.parl.gc.ca/Content/LOP/ResearchPublications/2014-08-e.htm.
- Patel, A. (2009): «Design and development of quaternary amine compounds: Shale inhibition with improved environmental profile». SPE 121737, SPE international symposium on oilfield chemistry, 20-22 April, 2009. The Woodlands, TX, USA.
- Pearson, I.; Zeniewski, P.; Gracceva, F., y Zastera, P. (2012): *Unconventional gas: Potential energy market impacts in the European Union.*
- Pérez, A. (2014): Los reyes de Vaca Muerta, ShaleSeguro, 1, 16-20.
- Pérez, M. P. (1988): «Razonamiento probabilístico y correlacional: Influencia de teorías previas y de datos», Tesis doctoral. Dpto. de psicología básica, social y metodología. Facultad de psicología, Universidad Autónoma de Madrid.
- Petroleum Economist (2013, september 2013): George Mitchell leaves larger-than-life legacy.
- Petrucci, R. H.; Herring, F. G.; Madura, J. D., y Bissonnette, C. (eds.) (2011): *General chemistry*, Pearson.
- Pickford, A. (2015): Review of Australia and Canada's sections, Unpublished manuscript.
- Pijaudier-Cabot, G. (2013): «Shale gas: Any alternative to hydraulic fracturing?».
- PIM LTD (2013): «China's Shale Gas Development. Briefing-August 2013». Retrieved from www.pimchina.com.
- Porter, M. E.; Gee, D. S., y Pope, G. J. (2015): America's unconventional energy opportunity (Harvard Business School).
- Potential Gas Agency (2015): «Potential supply of Natural Gas in the United States. Report of the Potential Gas Committee», United States of America.
- Potential Gas Committee (2014): Methodology of the Potential Gas Committee. Characterization of the resource assessments. Retrieved from http://potentialgas.org/methodology.
- PÖYRY (2013): Macroeconomic effects of European shale gas production. A report to the International Association of Oil and Gas Producers (OGP).
- PXP, y Halliburton (2012): Plains exploration & production company. Inglewood oil field hydraulic fracturing report.
- Rama, W. (2005): Well drilling. (Tricone rock bit). Retrieved from https://en.wikipedia.org/wiki/Well_drilling#/media/File:Tete-de-foreuse-p1010268.jpg.
- Raymond, M. S., y Leffler, W. L. (2006): Oil and gas production in nontechnical language.
- Real Academia de la Ingeniería (RAI) (2015): Diccionario español de ingeniería 1.0. Retrieved from http://diccionario.raing.es/es.
- Resnikoff et al. (2010): Radioactivity in Marcellus shale, May 19th.
- Revised draft, Supplemental generic environmental impac statement (2011).
- Rice-Jones, M. (2015): Presentation «State of play with exploration/production wells of UH in the EU». European science and technology network on unconventional hydrocarbon extraction. (Kick off meeting 23 February 2015), Unpublished manuscript.
- Richard, A. (2011): «Extracting the facts: An investor guide to disclosing risks from hydraulic operations», Investor Environmental Health Network (IEHN).
- Richardson, N.; Gottlieb, M.; Krupnick, A., y Wiseman, H. (2013): In Resources for the Future (ed.), *The state of state shale gas regulation*, Washington.
- Rigzone.com (2015): What is tight gas, and how is it produced? Retrieved from http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=346&c_id=4.
- Rock-Drill-Bit (2014): Natural gas drilling in the Marcellus shale and Barnett shale has been made possible through directional drilling and fracking. Retrieved from http://www.rock-drill-bit.com/natural-gas-drilling.html.
- Royal Academy of Engineering, The Royal Society (2012): *Shale gas extraction in the UK: A review of hydraulic fracturing*, London. Retrieved from *royalsociety.org/policy/projects/shale-gas-extraction and raeng.org.uk/shale*.

- Schein *et al.* (2004): «Ultra lightweight proppants: Their use and application in the Barnett shale», SPE paper 90838 presented at the SPE annual technical conference and exhibition, 26-29 September, Houston (Texas).
- Sedigas (2013): Informe anual 2012.
- (2015): Informe anual 2014 (carta del presidente). Retrieved from http://www.sedi-gas.es/informeanual/2014/carta-del-presidente/.
- Seismological society of America (SSA) (2015): Fracking confirmed as caused of rare «felt» earthquake in Ohio.
- Shale Gas Information Platform (SHIP) (2015): Shale gas in Germany. The current status. Retrieved from http://www.shale-gas-information-platform.org/areas/the-de-bate/shale-gas-in-germany-the-current-status.html.
- Slovic, P., y Fischhoff, B. (1977): «On the psycology of experimental surprises», Journal of experimental psycology: Human perception and performance, 3.
- Songhurst, B. (2014): LNG plant cost instalation. The Oxford Institute for energy studies.
- SPE, WPE, y AAPG (2001): Guidelines for the evaluation of petroleum reserves and resources.
- Speight, J. G. (2009): Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sands. Gulf Publishing Company.
- Speight, J. G. (2011): Handbook of industrial hydrocarbon processes. Elsevier.
- Spellman, F. R. (2013): Environmental impacts of hydraulic fracturing, CRC Press.
- Stark, M.; Allingham, R.; Calder, J.; Lennartz-Walker, T.; Wai, K., Thompsom, P., y Zhao, S. (2012): Water and shale gas development. Leveraging the US experience in new shale developments (https://www.accenture.com/t20150527T210953_w_ffr-fr/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Local/fr-fr/PDF_2/Accenture-Water-And-Shale-Gas-Development.pdf).
- Stevens, P. (2012): The «shale gas revolution»: Developments and changes, www.cha-thamhouse.org.uk.
- Suárez, I., y Martínez, R. (2014): Fracking. Un libro para entender los riesgos y las ventajas de la fracturación hidráulica (La Catarata). Colección Planeta Tierra.
- Tamim, Y.; Hill, R., y Poole, H. (2009): «Water use efficiency of energy production and power generation technologies».
- The Institute for Energy & Environmental Research (2014): «What is flowback and how does it differ from produced water?». Retrieved from http://energy.wilkes.edu/pages/205.asp.
- The Produced Water Society (2014): *Produced water facts. Just what is produced water anyway?*
- Tosaka (2008): Oil drilling rig's simple illustration. Modified by Orkestra-Basque Institute of competitiveness, licence: https://creativecommons.org/licenses/by/3.0/legalcode. Retrieved from https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oil_Rig_NT.PNG.
- Tyndall Centre (2011): Shale gas: An update assesment of environmental and climate change impacts, Manchester, UK.
- U.S. Bureau of Labor Statistics (2013): US employment in different sectors. Retrieved from http://www.bls.gov/.
- US Energy Information Administration (2011a): Lower 48 states shale plays. US Department of Energy. Retrieved from www.eia.gov.
- (2011b): Schematic geology of natural gas resources. Retrieved from http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=110.
- (2013): Oil and gas industry employment growing much faster than total private sector employment. Retrieved from http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=12451.
- (2014): Monthly dry shale gas production. Retrieved from http://www.eia.gov/nat-uralgas/weekly/#itn-tabs-2.
- (2015a): Annual energy outlook 2015 with projections to 2040.

- (2015b): International energy statistics. Retrieved from http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=3&pid=26&aid=2&cid=regions&syid=2005&ey-id=2013&unit=BCF.
- (2015c): Natural gas gross withdrawals and production. Retrieved from http://www.eia.gov/dnav/ng/NG_PROD_SUM_A_EPGO_VGM_MMCF_A.htm.
- (2015d): Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries.
 (2015e): Table of definitions, sources and explanatory notes. Retrieved from http://
- (2015e): Table of definitions, sources and explanatory notes. Retrieved from http://www.eia.gov/dnav/ng/tbldefs/ng_prod_sum_tbldef2.asp.
- US Environmental Protection Agency (2014): Radiation protection. Retrieved from http://www.epa.gov/radiation/.
- USGS, M. I. I. (2005): Minerals and materials photo gallery. Categories: Shale. Retrieved from https://commons.wikimedia.org/wiki/File:ShaleUSGOV.jpg.
- Wang, Z., y Krupnick, A. (2015): A retrospective review of shale gas development in the United States: What led to the boom?, *Economics of Energy & Environmental Policy, Symposium on «Shale Gas»*, 4 (1), 5-17.
- Warpinski, N. R.; Du, J., y Zimmer, U. (2012): *Measurements of hydraulic fracture induced seismicity in gas shales*, Society of Petroleum Engineers, Hydraulic Fracturing Technology Conference 2012, DOI: 10.2118/151597-PA.
- Warren, T. (1998): Technology gains momentum, Oil & Gas Journal (Web).
- WEC (2013a): International Gas Union strategy Committee report.
- (2013b): World energy resources 2013. Survey, World Energy Council.
- Weijermars, R. (2013): «Economic appraisal of shale gas wells in continental Europe», *Applied Energy, 106*, 100-115.
- West Virginia Surface Owners' Rights Organization (2008): Upshur county Marcellus shale drilling site, before, during and after drilling. Retrieved from http://www.wvsoro.org/shared/upshur_co.html.
- West Virginia Surface Owners' Rights Organization, y McMahon, D. (2015): Wells horizontal pads in production, Unpublished manuscript.
- Yang, Y. et al. (2013): Analysis of U.S. hydraulic fracturing design trends. SPE hydraulic fracturing technology conference, the Woodlands, TX, USA, Society of Petroleum Engineers.
- Yuzhang, L. (2015): Shale gas in China. World Gas Congress 2015, Unconventional gas, Strategic pannel (Paris).
- Zoback *et al.* (2010): «Addressing the environmental risks from shale gas development», Worldwatch Institute, Natural Gas and Sustainable Energy Initiative.
- Zuckerman, G. (2013): The frackers, the outrageous inside story of the new energy revolution, Portfolio Penguin.

Anexo 1. Unidades y conversiones

1 acre = 0.405 ha = 4046.85 m².

bcf/d = bcf/día = billion cubic feet per day = mil millones de pies cúbicos al día $\approx 10,33$ bcm/año.

bcm = billion cubic meters = mil millones de metros cúbicos = 1.000 millones de m^3 = 10^9 m^3 .

 bl^1 = un barril = 42 galones estadounidenses = 159 l.

g/cm³ = gramos por centímetro cúbico.

 $1 \text{ ha} = 10.000 \text{ m}^2.$

lb/min = libras por minuto.

km = kilómetro.

mcf = million cubic feet.

MMBtu = un millón de unidades térmicas británicas, equivalente a $0,252~Gcal~o~1,0651x10^{-3}~TJ$.

MMGal = millones de galones = $\sim 15.000 \text{ m}^3$.

MNm³ = millones de metros cúbicos (medidos en condiciones normales de temperatura y presión).

MNm³/día = millones de metros cúbicos (medidos en condiciones normales) por día.

 $mREM/a\tilde{n}o = MiliREM.$

1 mt LNG = un millón de toneladas de gas natural licuado $\simeq 1{,}35$ bcm de gas natural.

Mtep y Mtoe = un millón de toneladas de petróleo equivalente.

mtpa = Mtpa = millón de toneladas por año. 1 bcm \simeq 1,3 mtpa.

MWh = megavatio hora.

¹ En ocasiones también se presenta como bbl.

1 pie = 0.305 metros.

ppa = libras de *propante* agregado. 1 ppa = 0,12 g/cm³.

Psi = pounds-force per square inch = libras por pulgada cuadrada = 0,0689476 bar.

1 rem = 1 rad x Q (Q es el factor de calidad).

 tcf^2 = trillion cubic feet = un trillón de pies cúbicos = $10^{12} ft^3$ = 28,3 bcm.

Sv = Sievert (unidad derivada de dosis de radiación ionizante del Sistema Internacional de Unidades).

1 Sv = 100 rem (ambas medidas están relacionadas con dosis equivalentes).

 μ Sv/h (microsievert por hora) = 10⁻⁶ Sv.

TgCO_{2eq} = Teragramos de dióxido de carbono equivalente.

 $1 \text{ Tg} = 10^6 \text{ toneladas métricas.}$

€ = euro.

 $^{^2}$ Siguiendo la nomenclatura estadounidense: 1 trillion= un billón (10 $^12);$ 1 billion=1.000 millones (10 $^9).$

Anexo 2. Abreviaturas y acrónimos

 $\mu D = microCarcy.$

2D = Bidimensional.

AAPG = American Association of Petroleum Geologists.

ACATECH = Academia Nacional de Ciencias e Ingeniería de Alemania.

ACIEP = Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo.

ACOLA = Australian Council of Learned Academies.

AEO = Annual Energy Outlook.

API = American Petroleum Institute.

AV = Velocidad Anular.

bbpe = Barriles equivalentes de petróleo.

bcm = Mil millones de metros cúbicos.

BGR = Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe.

BGS = British Geological Survey.

BHA = Bottom Hole Assembly (conjunto de fondo de pozo).

Bbbl = Millones de barriles de petróleo.

bbls/h = barriles por hora.

bl = Barril de petróleo. En ocasiones se reseña también como bbl = Barriles de petróleo.

BOE = Boletín Oficial del Estado.

BOP = Blow Out Preventer (preventor de erupciones).

bpd = Barriles por día.

bpm = Barriles por minuto (tasa de fluido y tasa de lechada).

BTEX = Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xilenos.

Btu = British thermal unit (unidad térmica británica).

CA = Coal Authority.

CAAGR = Compound average annual growth rate (tasa de crecimiento anual medio compuesto).

CADEM = Centro para el Ahorro y Desarrollo Energético y Minero.

CAPEX = Capital Expenditure.

CAPV = Comunidad Autónoma del País Vasco.

CAS = Número CAS (Chemical Abstracts Service).

CBL = Cement Bond Log.

CBM = Coal Bed Methane (gas en capas de carbón).

CIM = Construction, installation and manufacture (construcción, instalación y fabricación).

CNOOC = China National Offshore Oil Corporation.

CNPC = China National Petroleum Corporation.

CNY = Yuanes chinos.

CO₂ = Dióxido de carbono.

CSA = Chemical Safety Assessment (evaluación de seguridad química).

CSG = Coal Seam Gas.

CSN = Consejo de Seguridad Nuclear.

CV = Caballo de Vapor (HP = Horse Power).

CVC = Cuenca Vasco Cantábrica.

D = darcy (medida de permeabilidad). md = milidarcy.

DECC = UK Department of Energy and Climate Change.

DECNYS = Department of Environmental Conservation New York State.

DIA = Declaración de impacto ambiental.

DoE = Department of Energy.

E&P = Exploration and production (exploración y explotación).

EA = Environment Agency.

ECHA = European Chemical Agency.

EIA = US Energy Information Administration.

EIA = Evaluación de impacto ambiental.

ENVI = European Parliament Committee on the Environment, Public Health and Food Safety.

EOR = Enhanced Oil Recovery (recuperación mejorada de petróleo).

EPA = Environmental Protection Agency.

ERC = Environmental Release Category (categoría de emisiones al medio ambiente).

ERG = European Federation of Geologists.

EVE = Ente Vasco de la Energía.

EUR = Estimated Ultimate Recovery (recuperación final estimada).

FERC = Federal Energy Regulatory Commission.

FIT = Formation integrity test(prueba de la integridad de la formación).

FOB = Free on Board (franco a bordo).

FPM = Feet per Minute (pies por minuto).

FTA = Free Trade Agreement/ Acuerdos de libre comercio.

gal = galones.

GHG = Greenhouse gases (gases de efecto invernadero).

GIIGNL = International Group of Liquefied Natural Gas Importers.

GIP = gas in place.

GNL = gas natural licuado.

gpm = galones por minuto.

GSL = Gas Services Limited.

GWPC = Ground Water Protection Council.

ha = hectárea.

 $H_2O = Agua.$

 $H_2S = \text{Acido sulfrídico}$.

hepc = horas de funcionamiento equivalentes a plena carga.

HH = Henry Hub.

HI = Hydrogen Index (índice de hidrógeno).

HSA = Hazardous Substances Authorities.

HSE = Health and Safety Executive.

HVHF = High-Volume Hydraulic Fracturing (fracturación hidráulica masiva).

IAEA = International Atomic Energy Agency.

IBOP = Inside Blowout Preventer (BOP interno).

IEA = International Energy Agency.

IGI = International Gemological Institute.

IGU = International Gas Union.

IMMM = Institute of Materials. Minerals and Mining.

IO = Input output (entrada salida).

IOGCC = Interstate Oil and Gas Compact Commission.

JORC = Joint Ore Reserves Committee.

JRC = Joint Research Centre.

KOP = Kick Off Point (punto de desvío, en el que se inicia la perforación direccional).

ktep = miles de toneladas equivalentes de petróleo.

lb/min = libras por minuto.

LOM = Level of Organic Maturity (nivel de madurez orgánica).

LOP = Leak-off point o Leak-off pressure (punto de fuga).

LOT = Leak-off test.

LTT = Long Term Test (prueba de larga duración).

MAGRAMA = Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente.

mbpc = millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

mD = miliDarcy.

MENA = Middle East and North Africa (Oriente Medio y África del Norte).

mi = Milla (mi² = milla cuadrada).

MINETUR = Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

M_L = Magnitud local Richter.

MMBtu = Millón de Btu.

MMGal = Millones de galones.

MMUSD = Millones de dólares americanos de Estados Unidos.

MPAs = Minerals Planning Authorities.

NACE = National Association of Corrosion Engineers.

NEB = National Energy Board.

NGPA = Natural gas Polity Act.

NORM = Natural Occurring Radioactive Materials (materiales radiactivos naturales).

NYSDEC = New York State Department of Environmental Conservation.

OGIP = Original Oil/Gas In Place.

OI = Oxygen Index (índice de oxígeno).

O&M = Operation and Maintenance (funcionamiento y mantenimiento).

OSHA = Occupational Safety and Health Administration (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional).

P&A = Plugged and Abandoned (taponado y abandonado).

PDC = Polycrystalline Diamond Compact (diamante compacto policristalino).

PJ = Petajulios.

POOH = Pulling out of the Hole (extracción de la sarta del sondeo).

ppa = Pounds of Proppant Added (libras de apuntalante añadido).

ppm = Partes por millón.

Psi = Pounds per square inch (libras por pulgada cuadrada) - presión de inyección.

Q = Efectividad biológica relativa.

QRA = Quantitative Risk Analysis (análisis de riesgos cuantitativo).

RAE = Real Academia Española.

RAI = Real Academia de Ingeniería.

REACH = Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals.

REC = Reduced Emissions Completion.

RIH = Running in Hole (introducción de la sarta en el sondeo).

Ro = Reflectancia de la vitrinita.

ROP = Rate of Penetration (tasa de penetración).

R/P = Reservas/producción.

RU = Reino Unido.

SDWA = Safe Drinking Water Act.

SEC = U.S. Securities and Exchange Commission.

SGEIS = Supplemental Generic Environmental Impact Statement (declaración de impacto ambiental genérico complementaria).

SHESA = Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi.

SPE = Society of Petroleum Engineers.

SRBC = Susquehanna River Basin Commission.

SSA = Seismological Society of America.

SU = Sector de uso.

Sv = Sievert.

tcf = Trillion cubic feet (billón de pies cúbicos).

tcm = Trillion cubic meters.

TD = Total Depth (profundidad total).

TDS = Total dissolved solids (total de sólidos disueltos).

TENORM = Technologically Enhance NORM.

THT = Tetrahidrotiofeno.

TIR = Tasa Interna de Retorno.

TOC/COT = Total Organic Carbon/Carbono Orgánico Total.

tpa = toneladas por año.

TRR = Technically Recoverable Resources (recursos recuperables técnicamente).

UE = Unión Europea.

UFF = Unconventional Fossil Fuel (combustible fósil no convencional).

UKCS = United Kingdom Continental Shelf (plataforma continental del Reino Unido).

URR = Ultimately Recoverable Resources (recursos finalmente recuperables).

US\$ = USD = \$ dólar de EEUU.

USGS = United States Geological Survey.

UTE = Unión Temporal de Empresas.

VAN = Valor Actual Neto.

WEC = World Energy Council.

WEO = World Energy Outlook.

WPC = World Petroleum Council.

WTI = West Texas Intermediate.

WY = Wyoming.

Anexo 3. Recursos y reservas: algunas definiciones

Tras haber desarrollado algunos términos, conceptos y metodología en la sección 3.1, se van a repasar varias de las definiciones publicadas por distintas instituciones en relación con los términos recursos y reservas. Dichas instituciones son la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), la *Securities and Exchange Commission* (SEC), la *Energy Information Administration* (EIA), el *World Energy Council* (WEC), la *International Energy Agency* (IEA), el *US Geological Survey* (USGS), BP, el *UK Geological Society*, el *Joint Ore Reserves Committee* (JORC), ACIEP y, finalmente, el *Potential Gas Committee*, cuyas definiciones se refieren más a minerales ya que pueden tener cierta utilidad en ese ámbito.

La **Sociedad de Ingenieros del Petróleo (SPE)**³ propone la siguiente clasificación de recursos y reservas.

Recursos: bajo esta definición, se incluyen aquellas cantidades procedentes de acumulaciones que aún no han sido descubiertas o de las que, habiendo sido descubiertas, no son comercializables. Dentro de esta categoría, cabe distinguir entre recursos prospectivos y recursos contingentes.

Recursos prospectivos (recursos no descubiertos): son las cantidades de hidrocarburos que se estima, se pueden recuperar de acumulaciones no descubiertas. Dicha estimación está basada en distintas evaluaciones técnicas, incluidos datos sísmicos, y conlleva un alto grado de incertidumbre dado que se carece de datos de perforación.

Recursos contingentes (o reservas técnicas): son las cantidades de hidrocarburos que se estima, se pueden recuperar, en una fecha determina-

 $^{^3}$ Se recoge la terminología desarrollada por la SPE, el World Petroleum Council (WPC) y la AAPG (American Association of Petroleum Geologists). A la nomenclatura se le conoce como SPE/WPC/AAPG.

da, a partir de una acumulación conocida (descubierta), pero que, por el momento, no son comercialmente viables. La dimensión de los recursos contingentes podría ser notable. Sin embargo, hay limitaciones que impiden su desarrollo. Dichas limitaciones, que impiden su contabilización como reservas, por parte de las empresas, podrían deberse a factores comerciales o a barreras técnicas, ambientales o políticas.

Para que los recursos pasen de ser prospectivos a contingentes, es necesario perforar uno o más pozos para probar la existencia de hidrocarburos y hacer posible una estimación de la capacidad de recuperación potencial. En cuanto a las reservas y los recursos contingentes y, en base a una evaluación probabilística, los recursos prospectivos se pueden estimar, incluyéndolos en tres categorías: estimación baja, mejor estimación y estimación alta.

Por su parte, la SPE define *reservas* como las cantidades de petróleo que se estima que se puedan recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas en una fecha futura. Las reservas pueden ser probadas, probables y posibles en función de la probabilidad de recuperación.

Reservas probadas (1P): son aquellas que, con un alto grado de certeza (90% de confianza o P90), se estima que se pueden recuperar de reservorios conocidos en las actuales condiciones económicas y técnicas. Deberían conllevar un nivel de riesgo relativamente bajo. Una posterior subdivisión distingue entre reservas desarrolladas probadas (que pueden recuperarse de pozos existentes con las actuales infraestructuras y métodos operativos) y reservas no desarrolladas probadas (que requieren un desarrollo gradual).

Reservas probables y probadas (2P): son las que, según el análisis de los datos geológicos y técnicos, hay más probabilidades de que se puedan recuperar que de lo contrario. Existe al menos una probabilidad del 50% (o P50) de que las reservas recuperadas superen el cálculo de reservas probables y probadas. En base al análisis de probabilidad, es el nivel más probable de recuperación de hidrocarburos.

Reservas posibles, probables y probadas (3P): son aquéllas que se estima que se pueden recuperar con un nivel bajo de certeza (10% de confianza o P10). Conllevan un riesgo relativamente elevado. Entre las reservas que se ajustan a esta definición están las que tienen un 90% de probabilidad de recuperación (probadas), un 50% (probables) y hasta un 10% (posible) (SPE et al., 2001).

En la figura de la página siguiente se muestra el sistema de clasificación de la SPE, donde se categoriza cada acumulación de acuerdo con el estado/madurez del proyecto, lo que refleja las acciones (decisiones presupuestarias/de negocio) necesarias para pasar a una fase comercial y de producción.

Aunque las definiciones de reservas de petróleo de la SPE/WPC/AAPG reflejan cierta incertidumbre en los criterios comerciales empleados en las

PRODUCCIÓN ESTADO DEL PROYECTO Petróleo descubierto inicialmente in place **RESERVAS** En producción Comercial Riesgo bajo En desarrollo Probadas + Probadas + Probadas Probables + probables **Posibles** Total de petróleo inicialmente in place Previstas para desarrollo 1 RECURSOS CONTINGENTES Pendiente de desarrollo Madurez del proyecto No comerciales Desarrollo en espera Estimación Mejor Estimación estimación baja Desarrollo no viable No recuperables RECURSOS PROSPECTIVOS Petróleo no descubierto Prospecto inicialmente in place Riesgo alto Prospecto hipotético Estimación Mejor Estimación estimación baja Objetivo de prospección

FIGURA 113 Sistema de clasificación de recursos

Fuente: SPE et al. (2001); traducido por Orkestra-IVC.

diferentes categorías de reservas (probadas, probables y posibles), lo que sí dejan muy claro es que las reservas, de todas las categorías, tienen que ser comerciales. De este modo, los recursos contingentes podrían incluir, por ejemplo, cantidades estimadas recuperables de acumulaciones para las cuales aún no existe un mercado viable o en las que la recuperación comercial depende del desarrollo de nuevas tecnologías.

No recuperables

Rango de Incertidumbre -

Conviene señalar que como consecuencia del inadecuado uso que habitualmente se da al término reservas, la SPE insiste en que no se empleen las siguientes expresiones: reservas geológicas, en ocasiones utilizada para designar al Original Oil/Gas In Place (OGIP); reservas técnicas, término en ocasiones utilizado para clasificar volúmenes descubiertos no comerciales, definidos aquí como recursos contingentes; reservas especulativas, en ocasiones utilizada para determinar volúmenes no descubiertos, definidos aquí como recursos prospectivos; y reservas iniciales o potenciales, en ocasiones utilizada en lugar del potencial total estimado (en inglés estimated ultimate recovery o EUR), definido aquí como la suma de lo que quede por recuperar, más la producción acumulada.

La **U.S. Securities and Exchange Commission (SEC)** propone sus propias definiciones. De acuerdo con sus normas, sólo se pueden registrar reservas si se estima que pueden ser probadas. Según esto, existen dos tipos de reservas recuperables: las probadas desarrolladas y las probadas no desarrolladas.

Las reservas de hidrocarburos probadas son cantidades estimadas de petróleo, gas, GNL, hidrocarburos sintéticos y otros recursos naturales no renovables, cuyos datos geológicos y técnicos demuestran, con razonable certidumbre, que se pueden recuperar de reservorios conocidos en las actuales condiciones económicas. Se considera que un reservorio es probado si la producción económica está respaldada por la producción real en una prueba concluyente de la formación.

También se pueden clasificar como reservas, las áreas no perforadas adyacentes que puedan ser consideradas económicamente productivas de forma continua. Si se carece de datos de contacto de fluidos, las reservas quedarán limitadas por los niveles de hidrocarburos más profundos conocidos, según la geología y la tecnología.

Las reservas que pueden ser explotadas económicamente mediante técnicas de recuperación mejorada, también pueden ser calificadas de probadas si los resultados de las pruebas, que hayan sido realizadas, son favorables y si el proyecto ha recibido la correspondiente autorización.

Las *reservas de hidrocarburos probadas, desarrolladas*, son aquéllas que se pueden recuperar de pozos existentes con el equipo y métodos de trabajo actuales. También se consideran reservas *desarrolladas* si el coste del equipo necesario es relativamente bajo en comparación con el coste de un nuevo pozo.

Asimismo, deberían considerarse dentro de esta categoría los hidrocarburos que se estima se pueden recuperar mediante la aplicación de técnicas de inyección de fluidos u otro tipo de técnicas, para complementar las fuerzas naturales y los mecanismos de recuperación primaria; pero sólo después de haber sido probados en un proyecto piloto o tras haber puesto en marcha un programa que haya confirmado, por medio de la respuesta en producción, que se conseguirá una mayor recuperación.

Las reservas de hidrocarburos no desarrolladas probadas son las que, con una certeza razonable, se estima que se pueden recuperar de pozos nuevos en un área no perforada o de pozos existentes, que requieren un importante gasto para terminarlos y ponerlos en producción. Sólo deberían tramitarse solicitudes de este tipo de reservas si se prevé que la producción comience en un periodo de cinco años, a menos que se den circunstancias específicas.

Tras una revisión del reglamento de la SEC, ahora las empresas también pueden reservar volúmenes para probar reservas no desarrolladas, recuperables con proyectos de recuperación mejorada, cuando se haya probado la eficacia de la tecnología prevista para la recuperación asistida, mediante

la producción real de proyectos desarrollados en el mismo reservorio o en uno análogo, o en base a otras pruebas que apliquen una tecnología fiable para establecer un grado de certeza razonable (Deutsche Bank, 2013).

La **Energy Information Administration (EIA)** propone tres parámetros clave para la evaluación de los principales tipos de formación de hidrocarburos de lutitas (*shale oil* y *shale gas*) (EIA, 2013b).

El primer parámetro es la *concentración in place de shale oil y shale gas*, expresado en términos de mil millones de pies cúbicos de *shale gas* por milla cuadrada o millones de barriles de petróleo de esquisto por milla cuadrada. Este valor de evaluación define la riqueza del recurso tanto de petróleo de esquisto como de *shale gas* y su atractivo relativo en comparación con otras opciones de desarrollo de hidrocarburos.

A continuación está el *shale oil y shale gas in situ aproximado*, expresado en billones de pies cúbicos (tcf) de *shale gas* y miles de millones de barriles (Bbbl) de petróleo de esquisto de cada una de las principales formaciones de esquisto.

Finalmente se encuentra el parámetro de *hidrocarburos recuperables aproximados*, expresado en billones de pies cúbicos de *shale gas* y miles de millones de barriles de petróleo de esquisto de cada una de las principales formaciones. Proporciona un valor *de referencia* importante que ayuda al lector a comprender la dimensión del recurso de hidrocarburos prospectivo y cómo podría repercutir en las opciones de hidrocarburos disponibles en cada región o país.

Para la EIA, *reserva* es la parte de la «base de reservas demostradas» que se estima que se puede recuperar en el momento de hacer la evaluación. La reserva se obtiene aplicando un factor de recuperación al elemento del recurso identificado y calificado como base de reservas demostradas.

Reservas energéticas probadas ⁴ son las cantidades estimadas de fuentes de energía que un análisis de los datos geológicos y técnicos demuestra, con razonable certeza, que se pueden recuperar en las actuales condiciones económicas y operativas. En este tipo de reservas, por lo general, se consideran parámetros bien establecidos como la ubicación, la cantidad y la clase de fuente de energía.

Recursos recuperables técnicamente (TRR) son aquéllos aptos para la producción utilizando la tecnología existente sin hacer referencia a su viabilidad económica.

El **World Energy Council (WEC)** define algunos aspectos relacionados con el gas natural⁵ como la *cantidad probada in situ*, que es el recur-

⁴ Este término equivale a reservas medidas, tal como se define en la clasificación de recurso/reserva de la publicación U.S. Geological Survey Circular 831. 1980. Las reservas medidas e indicadas, cuando se combinan, constituyen reservas demostradas.

⁵ En la medida de lo posible, los volúmenes de gas natural se expresan en metros cúbicos estándar, medidos en seco a 15°C y 1.013 mb, y los correspondientes pies cúbicos (a 35.315 pies cúbicos por metro cúbico) (WEC, 2013b).

so que permanece en los reservorios naturales conocidos y que ha sido cuidadosamente medido y calificado de apto para la explotación en las condiciones económicas locales actuales y previstas con la tecnología disponible (WEC, 2013b).

Reservas recuperables probadas es el volumen dentro de la cantidad probada in situ, que podrá recuperarse en el futuro en las condiciones económicas locales actuales y previstas con la tecnología disponible.

Cantidad adicional estimada in situ es el volumen además de la cantidad probada in situ, que tiene un interés económico previsible. No se incluyen las cantidades especulativas.

Reservas adicionales estimadas recuperables es el volumen dentro de la cantidad adicional estimada *in situ*, que la información geológica y técnica indica, con razonable certeza, que se podría recuperar en el futuro.

El Índice R/P (reservas/producción) se calcula dividiendo las reservas recuperables probadas a finales de año entre la producción (bruta menos inyectada) de ese mismo año. La cifra resultante es el tiempo, calculado en años, que durarían las reservas recuperables probadas si la producción continuase al nivel del año de referencia.

La **International Energy Agency (IEA)** también describe las distintas categorías de recursos de hidrocarburos y, así, define *reservas* como la parte de recursos de energía que pueden ser recuperados económicamente utilizando las actuales tecnologías y para los cuales hay definido un proyecto (OECD/IEA, 2013).

Las estimaciones de las reservas de cada categoría pueden variar según se alteren los supuestos subyacentes o se disponga de nueva información. Por ejemplo, si el precio del petróleo aumenta, algunos recursos previamente clasificados como no comerciales pueden convertirse en rentables y pasar a la categoría de reservas posibles, probables o probadas (3P) con la definición de un proyecto adecuado.

Recursos recuperables restantes (remaining recoverable resources) se refieren al volumen de hidrocarburos restantes de un yacimiento que aún podrían ser explotados. Los hidrocarburos recuperables que quedan por explotar una vez descontados los volúmenes ya identificados como reservas, se califican como otros recursos recuperables restantes. Se trata de volúmenes cuya recuperación no es económicamente viable por diferentes razones, como, por ejemplo, el bajo precio del combustible, la falta de tecnología disponible o porque se tratan de recursos cuya existencia indican los estudios geológicos pero que aún no han sido descubiertos.

Recursos recuperables en última instancia (ultimately recoverable resources) son, para la IEA, una variable fundamental en la modelización y análisis, mucho más que el número de reservas de hidrocarburos (a menudo muy discutidas). Ofrecen una indicación de la dimensión de la base de recursos total que se puede recuperar con las tecnologías actuales, incluidas

la parte que se conoce y la que aún no ha sido hallada en los yacimientos existentes y en los que quedan por descubrir.

Aunque la IEA establece, mediante estas definiciones, una distinción entre recursos convencionales y no convencionales, en la práctica, se trata de una división «artificial».

La base de datos de recursos y las proyecciones, que la IEA presenta en su publicación *World Energy Outlook*, se basa, en gran medida, en el trabajo realizado por el *US Geological Survey (USGS)*, concretamente en su documento *World Petroleum Assessment* publicado en 2000, y en sus posteriores ediciones.

La evaluación del **USGS** divide la base de recursos en tres partes: *hidrocarburos conocidos*, que incluyen las reservas y la producción acumulada procedente de los yacimientos que se encuentran actualmente en producción, más el llamado *crecimiento de reservas*; una estimación de los hidrocarburos que pueden ser explotados a partir de las reservas conocidas, además de los *hidrocarburos conocidos* (ya descubiertos pero que aún no están en producción). Como su nombre indica, se basa en el principio básico de que las estimaciones de las reservas (más la producción acumulada) de los reservorios conocidos tienden a crecer con el tiempo, conforme se dispone de más información del reservorio y avanza la tecnología.

Los hidrocarburos no descubiertos son una estimación, producto del análisis pormenorizado (cuenca a cuenca), de la cantidad de petróleo o gas, que se puede encontrar en una formación en base a los datos geológicos.

El USGS señala que sus estimaciones son para recursos recuperables técnicamente, no necesariamente recursos que sean económicamente recuperables. Por otro lado, la metodología que utilizan, que, en gran medida, consiste en establecer analogías con conceptos de yacimiento (play concepts) que ya estén siendo explotados actualmente, implica que se podría recuperar gran parte de los volúmenes catalogados como hidrocarburos no descubiertos y crecimiento de reservas, sin necesidad de que haya cambios importantes en lo que a precio y tecnología se refiere.

Una vez descubiertos y valorados favorablemente, los recursos pasan a ser *reservas*. Dependiendo del grado de certidumbre de su valor y de la confianza que haya en su desarrollo, las reservas son clasificadas como *probadas* (1P o percentil 90), probables (2P o percentil 50) o posibles (3P o percentil 10), al igual que en las definiciones del SPE, explicadas con anterioridad.

British Petroleum (BP), por su parte, considera y define los siguientes conceptos relativos al gas natural.

Recurso recuperable en última instancia (ultimately recoverable resource) es una estimación de la cantidad total de gas natural que llegará a ser recuperada y explotada. Se trata de un cálculo subjetivo basado sólo en

información parcial. Mientras que hay quien considera que son recursos fijos, debido a las características geológicas y a las leyes físicas; en la práctica, las estimaciones varían conforme se dispone de más datos, avanza la tecnología y cambian las variables económicas. Los economistas a menudo niegan la validez del concepto de *recursos recuperables en última instancia* dado que consideran que su capacidad de recuperación depende de circunstancias económicas cambiantes e impredecibles, y de tecnologías en constante evolución. Este tipo de recursos, normalmente, se divide en tres categorías principales: *producción acumulada, reservas descubiertas y recurso no descubierto*.

La producción acumulada es una estimación de todo el gas natural producido hasta una fecha determinada. Reservas descubiertas, por su parte, son una estimación de la producción futura acumulada de yacimientos conocidos y, normalmente, se definen en términos de una distribución de probabilidad. Por lo general se desglosan en reservas probadas, probables y posibles. Al igual que las reservas, el recurso no descubierto también se define normalmente en términos de distribución de probabilidad. Se estiman los recursos aún por encontrar en base a una serie de factores geológicos, tecnológicos y económicos. La clasificación de las reservas que hace BP, en probadas, probables y posibles, es similar a la de la SPE.

La **British Geological Survey (BGS)** define *recurso* como una estimación de las cantidades de hidrocarburos que se cree que contiene físicamente la roca madre (BGS y DECC, 2013). La BGS tiene numerosas categorías y clasificaciones de recursos. En este sentido, el informe de la BGS utiliza el término *gas in place* (GIP), que es una estimación de la cantidad total de gas que contiene la roca de *shale*. Dado el grado de incertidumbre de la medición, el informe de la BGS proporciona un rango de valor del gas *in place*; existiendo un 80% de probabilidad de que el valor real del gas *in place* responda a este porcentaje, un 10% de que no llegue y un 10% de que se sitúe por encima del mismo⁶.

El término *reservas* hace referencia a una estimación de la cantidad de hidrocarburos que cabe esperar, que se puedan explotar técnica y económicamente en una formación geológica.

Otra clasificación es la de *recursos recuperables*. Se trata de una estimación de la cantidad de gas que podría recuperarse técnicamente si la producción no estuviese sometida a restricciones de carácter económico. Por tanto, los recursos recuperables técnicamente siempre serán mayores que las estimaciones de las reservas.

El código del **Joint Ore Reserves Committee (JORC)**, que se emplea en la región de Australasia para informar de los resultados de las explotaciones de los recursos minerales y de las reservas de minerales, aplica

⁶ En la tabla 12, se incluyen las probabilidades del 10, 50 y 90%.

la misma terminología que el IMMM (*Institute of Materials, Minerals and Mining*), el IGI (*International Gemological Institute*), el GSL (*Gas Services Limited*) y el código de la ERG (*European Federation of Geologists*) para definir algunos conceptos relacionados con los minerales⁷.

En este caso, *recurso mineral* es una concentración o acumulación de material sólido de interés económico dentro de la corteza terrestre o sobre ella, cuya forma, grado (o calidad) y cantidad, indican que existen razonables posibilidades de una eventual extracción económica. Para incrementar la confianza geológica, se dividen en tres categorías: inferidos, indicados y medidos.

Recurso mineral inferido es la parte del recurso mineral cuya cantidad y grado (calidad) se estiman en base a pruebas y muestras geológicas limitadas. Recurso mineral indicado es la parte del recurso mineral cuya cantidad, grado, densidades, forma y características físicas se estiman con suficiente confianza como para respaldar la planificación minera y una evaluación de la viabilidad económica del depósito.

Recurso mineral medido es la parte del recurso mineral cuya cantidad, calidad, densidades, forma y características físicas se estiman con confianza suficiente como para respaldar la planificación de la producción.

La reserva de minerales es la parte explotable económicamente de un recurso mineral medido o indicado. *Reserva de mineral probable* es la parte explotable económicamente de un recurso mineral indicado y, en determinadas circunstancias, de un recurso mineral medido, mientras que *reserva de mineral probada* es la parte explotable económicamente de un recurso mineral medido.

La Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (ACIEP) también define conceptos relacionados con reservas y recursos como los recursos prospectivos, los recursos contingentes y las reservas.

Son recursos prospectivos las cantidades conceptuales estimadas, no descubiertas, de petróleo o gas, calculadas tras la aplicación de conceptos exploratorios y sometidas a un «rango de incertidumbre» y potencialmente recuperables mediante el desarrollo de proyectos exploratorios. Su evaluación implica un punto de partida, para la programación y financiación de importantes inversiones en investigación de estos recursos.

La evaluación de los *recursos prospectivos* conlleva un grado de incertidumbre, lo que no está reñido con el rigor metodológico y la síntesis de conocimientos geológicos aplicados para su determinación. La objetividad metodológica de cálculo se basa tanto en la inducción de valores a partir de análogos geológicos, como en la cuantificación de conceptos

⁷ Los resultados de las exploraciones incluyen datos e información generada por programas de exploración de minerales, que si bien podrían ser útiles a los inversores, no forman parte de una declaración de recursos minerales o reservas de minerales.

exploratorios (probados o no probados), todo ello soportado por un análisis probabilístico que marca un amplio rango de resultados (P10, P50 y P90, probabilidad 10, 50 y 90% respectivamente) y un factor de riesgo, que orientan sobre el potencial exploratorio en España.

Los *recursos contingentes* son acumulaciones de hidrocarburos descubiertas y recuperables, cuya extracción no es rentable en estos momentos pero podría serlo en el futuro, dependiendo de los avances tecnológicos que se produzcan o del precio del crudo. Por su parte, las *reservas* son recursos probados y recuperables comercialmente.

Como se puede apreciar, las definiciones que establece ACIEP están basadas en las de la Sociedad de Ingenieros del Petróleo.

Para el **Potential Gas Committee**, los *recursos técnicamente recuperables* de gas natural en *shales*, se clasifican en tres categorías. Estas tres categorías son probables, posibles y especulativas. No obstante, antes de considerarse los *recursos técnicamente recuperables*, debe estimarse el *gas in place*.

En un yacimiento de gas convencional, los volúmenes de gas pueden calcularse como el producto del *gas in place* y de un factor de recuperación. Parámetros análogos como porosidad, saturación, volumen de formación de gas, factor de recuperación y factor de expansión son relativamente sencillos de obtener.

Los volúmenes de *shale gas in place* pueden estimarse utilizando diversos parámetros relativos al contenido orgánico, multiplicados por el volumen físico del *shale*. Sin embargo, en general, este método no se emplea debido, por un lado, a la dificultad de obtener dichos parámetros y, por otro, a la de utilizar coherentemente los datos de la riqueza o el contenido en gas, al igual que también es difícil fijar un factor que sea aplicable a las condiciones locales.

Por todo lo anterior, el enfoque que se prefiere utilizar es una combinación de métodos volumétricos y analógicos. A partir de la estimación de recursos *in place*, se puede categorizar los recursos como probados, posibles y especulativos, de acuerdo con los datos disponibles y las posibilidades de existencia de los mismos, como se puede observar en la figura de la página siguiente (véase figura 114).

⁸ La volumetría se refiere al volumen bruto de roca de shale y el factor de riqueza se puede expresar como la unidad de recuperación por superficie (bcf/sección) o el factor de recuperación por pozo, junto con la densidad de pozos por unidad de superficie.

Área de producción

Área sin producción

Área sin producción

Frobable

Formación productiva bajo
condiciones geológicas similares.
Trampa no analizada.

Probable

Formación productiva bajo
condiciones geológicas similares.
Trampa no analizada.

Probable

Formación productiva bajo
conficiones geológicas similares.
Trampa no analizada.

Probable

Formación productiva bajo
conficiones geológicas similares.
Trampa no analizada.

Reserva probable

Formación productiva
Reserva probable

Formación productiva
Reserva probable

Formación productiva
Seguras

A Descubiertas - no confirmadas: depósito descubierto, producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con yacimientos existentes, son las ritals
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con yacimientos existentes, son las ritals
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones existentes, son las ritals
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del depósito (1)

B. Reservas probables - Relacionados con formaciones producción en aligina
parte del de

FIGURA 114
Categorías y tipos de ocurrencia de recursos potenciales

Fuente: Potential Gas Agency 2015; Potential Gas Committee, 2014; traducido por Orkestra-IVC. Nota: salt dome=domo salino; speculative=especulativo.

Anexo 4. Funciones técnicas de los fluidos de fracturación y ejemplos de sustancias químicas

La siguiente tabla muestra un conjunto de sustancias químicas recogidas en el REACH que son susceptibles de ser utilizadas como aditivos en el fluido de fracturación. Esto no significa que todas ellas se utilicen de forma conjunta en el mismo tratamiento. Las compañías realizan una selección de estos aditivos⁹.

TABLA 27
Funciones técnicas de los fluidos de fracturación y otros

Función técnica	Descripción del propósito	Ejemplos de sustancias químicas	
Apuntalante	Mantiene abiertas las fracturas para que el fluido o el gas fluyan más fácilmente al pozo.	Sílice, arena de cuarzo (bauxita sinterizada, dióxido de circonio, microesferas de cerámica)	
Ácido	Limpia el revestimiento de producción eli- minando el cemento, el lodo de perfora- ción y los restos de perforación. Disuelve los minerales solubles en ácido próximos al sondeo e inicia las grietas en la roca.		
Biocida	Elimina las bacterias del agua que degra- dan los geles y dan lugar a derivados co- rrosivos (p. ej. ácido sulfhídrico). Evita el desarrollo en el pozo de micro- bacterias que podrían limitar la red de flujo. Se añade en líquido al agua.	Bromo Metanol	

⁹ En el siguiente enlace se pueden consultar los aditivos empleados en las operaciones de fracturación hidráulica realizadas en Polonia. http://translate.google.com/translate?hl=pl&ie=UTF8&sl=auto&tl=en&u=http://www.opppw.pl/&sandbox=0&usg=ALkJrhiscEl9cB2ZWLl3pN9Wi0so3yYv5A.

TABLA 27. (Cont.)

Función técnica	Descripción del propósito	Ejemplos de sustancias químicas	
Biocida		2,2-dibromo-3-nitriloproprionamida (DBNPA) Hipoclorito de sodio	
Estabilizador de arcillas	Previene la expansión, el movimiento y la migración de las partículas de arcilla (minerales arcillosos y sensibles al agua) que podrían taponar los poros y, en consecuencia, reducir la permeabilidad y cerrar las vías de flujo.		
Control de hierro	Previene la precipitación de los óxidos metálicos que podrían atascar las tuberías y la formación rocosa.		
Inhibidor de incrustaciones	Previene la precipitación de los carbo- hidratos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario) que po- drían taponar la formación. Previene la deposición de incrustaciones en las tuberías.	Ácido poliacrílico Ácido carboxílico	
Inhibidor de la corrosión	Reduce la formación de óxido (óxidos de hierro) en las tuberías de acero, los revestimientos del pozo, las herramientas y los tanques (utilizados sólo con fluidos de fracturación que contienen ácidos, para proteger la integridad del pozo de la corrosión por ácido).	Bisulfato de amonio	
Agente regulador del pH	Ajusta y controla el pH del fluido para maximizar la efectividad de otros aditivos.	Carbonato sódico Carbonato potásico Hidróxido de sodio Hidróxido de potasio Ácido acético	
Agente anticongelante	Reduce los puntos de congelación o incrementa el punto de ebullición.	Metanol Isopropanol Etilenglicol Etanol	
Reticulante	Mantiene la viscosidad del fluido conforme aumenta la temperatura.	Hidróxido de potasio Boratos (p. ej. metaborato de potasio, te- traborato de sodio) Ácido bórico Circonio tietranolamina Complejos de circonio	
Espesante	Incrementa la viscosidad del fluido para que quede en suspensión y transporte más apuntalante dentro de las fracturas.	Goma guar y derivados Hidroxietilcelulosa	

ANEXO 4. FUNCIONES TÉCNICAS DE LOS FLUIDOS DE FRACTURACIÓN Y EJEMPLOS...

TABLA 27. (Cont.)

Función técnica	Descripción del propósito	Ejemplos de sustancias químicas
Reductor de fricción	Disuelve el agua para reducir la fricción (presión adicional, tensión intersticial) entre el fluido y la superficie de contacto de la tubería con el fin de mantener un flujo laminar durante el bombeo y que se pueda inyectar el fluido de fracturación a unas tasas y presiones óptimas (reduce la potencia necesaria para inyectar el fluido en el pozo). A menudo se utiliza en forma de polvo seco y normalmente se añade al agua en forma de líquido mezclándolo con un fluido a base de aceite mineral para proporcionar estabilización.	Poliacrilamida
Disolvente (no emulsionante)	Aditivo soluble en petróleo, agua y fluidos de tratamiento al ácido empleado para controlar la humectabilidad de las superfi- cies de contacto o para facilitar la acción de los espesantes/reductores de fricción.	Hidrocarburos aromáticos Derivados de petróleo (destilados ligeros hidrotratados del pe- tróleo, combustible diésel) Dodecilsulfato sódico
Tensoactivo	Reduce la tensión superficial del líquido en la fractura, ayudando así a su recu- peración y eliminando las emulsiones de agua y petróleo.	Metanol Isopropanol Alcohol etoxilado Dodecilsulfato sódico Etilenglicol Isobutanol Éter monobutílico de etilenglicol Tensoactivos fluorados Nano agregados de tensoactivo
Ruptor	Propicia la descomposición retardada de las cadenas de polímeros para reducir la viscosidad del fluido después de la fractu- ración y mejorar su recuperación.	Persulfato de amonio Peróxido de magnesio Óxido de magnesio Peroxidisulfato Etilenglicol

Fuente: basadp en JRC (2013b); traducido por Orkestra-IVC. Nota: los acrónimos están en inglés.

Anexo 5. Algunas notas sobre el REACH

El propósito del reglamento REACH es garantizar un alto nivel de protección de la salud pública y del medio ambiente, así como reforzar la competitividad del sector químico y promover la innovación. Los elementos clave del sistema son el registro, la evaluación, la autorización y la restricción de sustancias químicas.

Registro

Todo productor o importador de artículos debe presentar a la Agencia Europea de Sustancias y Mezclas Químicas ¹⁰ un registro de las sustancias que contienen, si se dan las dos condiciones siguientes: que contengan dicha sustancia en cantidades que, en total, supere la tonelada por productor o importador al año; o que se pretenda liberar la sustancia en condiciones de uso normales o previsiblemente razonables. No es de aplicación cuando el productor o importador declare que ni los individuos ni el medio ambiente quedarán expuestos a la sustancia en condiciones de uso, normales o previsiblemente razonables, incluida su eliminación.

Entre la información que debe comunicarse se encuentra la siguiente: la identidad y los datos de contacto del productor o importador; el número que la Agencia asignará a cada registro, que deberá indicarse en toda la correspondencia relacionada con el registro hasta que se considere completado; y la identidad de cada sustancia.

Si no es técnicamente posible o científicamente necesario proporcionar información de uno o más de los puntos siguientes, deberán señalarse claramente los motivos: la clasificación de la sustancia según su clasificación de peligros; una breve descripción del empleo de la sustancia y su rango de tonelaje, por ejemplo, de 1 a 10 toneladas, de 10 a 100 toneladas, y así sucesivamente.

¹⁰ En adelante se le denominará Agencia.

El número CAS¹¹ es un elemento importante para identificar una sustancia. Aunque la variedad de nombres puede hacer que la búsqueda de una sustancia química sea difícil, si se busca por el número CAS el resultado será correcto incluso cuando el nombre del registro de fracturación no coincida. Por ejemplo, si en el registro de fracturación figura la sustancia cloruro de hidrógeno y se busca por el nombre en una web de búsqueda de sustancias químicas puede que no aparezca ningún resultado. Pero si se busca utilizando el número CAS 007647-01-0 podría aparecer ácido clorhídrico, que es otro de los nombres utilizados para designar el cloruro de hidrógeno. Así pues, emplear el número CAS resuelve el problema que supone que una misma sustancia química tenga distintos nombres (*Fracfocus.org*, 2014).

Evaluación

Con el fin de garantizar un planteamiento armonizado, la Agencia, en colaboración con los Estados miembros, desarrollará criterios para priorizar sustancias con vistas a una posterior evaluación. La priorización se hará con un enfoque basado en los riesgos. Los criterios se establecen teniendo en cuenta la información sobre los peligros, la exposición y el tonelaje.

Se incluirán sustancias cuando existan fundamentos para considerar que constituye un riesgo para la salud pública o el medio ambiente. La Agencia será responsable de coordinar el proceso de evaluación y de garantizar la evaluación de las sustancias que figuren en el plan de acción móvil comunitario.

Autorización

La Agencia será responsable de decidir qué solicitudes merecen una autorización.

La autorización se concederá si el riesgo para la salud pública o el medio ambiente, derivado del empleo de la sustancia como consecuencia de sus propiedades intrínsecas, está adecuadamente controlado y documentado en el informe de seguridad de productos químicos del solicitante, teniendo en cuenta la opinión del Comité de evaluación de riesgos. Cuando conceda la autorización, y en cualesquiera condiciones que en ella se impongan, la Comisión tendrá en consideración las descargas, emisiones y pérdidas, incluidos los riesgos derivados de los usos difusos o dispersos conocidos en el momento de tomar la decisión.

Se considerarán válidas las autorizaciones concedidas de acuerdo con lo dispuesto en el art. 60, hasta que la Comisión decida modificar o retirar la autorización como resultado de una revisión.

¹¹ El número de registro CAS (a menudo referido como número CAS) es un identificador numérico único que designa solamente una sustancia. Aunque carezca de importancia química ofrece mucha información sobre la sustancia específica.

Cabe señalar que algunos grupos de sustancias ¹² están exentos de la obligación de ser registrados. Tal es el caso de los polímeros (aunque sigue siendo necesario registrar los monómeros que componen los polímeros), algunas sustancias cuyos riesgos asociados son insignificantes (agua, glucosa, etc.), sustancias naturales y no alteradas químicamente, y sustancias utilizadas en el campo de la investigación y el desarrollo en determinadas condiciones.

La evaluación permite a la Agencia comprobar si la industria cumple con sus obligaciones, evitando así, en la medida de lo posible, los ensayos realizados con animales. Se proporcionan dos tipos de evaluación: evaluación del expediente y evaluación de la sustancia.

REACH y shale gas

Todos los productos químicos utilizados en el proceso de fracturación deben superar la evaluación REACH y la Agencia debe autorizar su uso.

La Comisión Europea, junto con el Joint Research Centre (JRC), publicó un informe en el que se hace una evaluación del uso de sustancias en la fracturación hidráulica de reservorios de *shale gas* con arreglo al REACH (JRC, 2013b).

Para comprender si se ha registrado con arreglo al Reglamento RE-ACH el uso de determinadas sustancias en los procesos de fracturación hidráulica de reservorios de *shale gas* y, en última instancia, cómo abordan las empresas el registro de dicho uso, se evaluaron los expedientes de registro REACH de sustancias que podrían guardar relación con esta aplicación específica.

En este sentido, la Dirección General de Medio Ambiente de la UE identificó dieciséis sustancias que podían emplearse en la extracción de *shale gas*, basándose en que, a finales de junio de 2012, la ECHA había seleccionado y remitido a JRC-IHCP, 782 expedientes de registro REACH para que fuesen evaluados. La selección incluyó todos los expedientes presentados desde el 1 de junio de 2008 al 16 de mayo de 2012. La evaluación no examinó todos los expedientes, pero sí se centró en los más relevantes de cada sustancia. A continuación se muestra la lista de sustancias y el correspondiente número de expedientes recibidos. Las sustancias fueron seleccionadas en base a la información procedente de la experiencia estadounidense en los procesos de fracturación hidráulica aplicada a reservorios de *shale gas*.

El principal resultado de la evaluación fue que en los expedientes examinados no se mencionó de manera explícita ni la fracturación hidráulica ni el *shale gas*. No se identificó la fracturación hidráulica de reservorios

¹² Enumeradas en el Reglamento (CE) 1907/2006, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de diciembre, relativo al registro, la evaluación, la autorización y la restricción de las sustancias y mezclas químicas (REACH), por el que se crea la Agencia Europea de Sustancias y Mezclas Ouímicas.

ANEXO 5. ALGUNAS NOTAS SOBRE EL REACH

TABLA 28

Substancias seleccionadas por la Dirección General de Medio Ambiente para la evaluación y el número correspondiente de expedientes de registro REACH recibidos

Nombre de la sustancia	Número de expedientes
2-Etilhexnol	10
Ácido acético	53
Acrilamida	46
Amonio	133
Ácido bórico	39
Ácido cítrico	22
Destilados (petróleo), hidrotratados nafténicos pesados	21
Destilados (petróleo), hidrotratados nafténicos livianos	15
Etilenglicol	83
Éter monobutílico de etilenglicol	7
Glutaraldehído	2
Ácido clorhídrico	120
Alcohol isopropílico	10
Metanol	110
Aceites residuales (petróleo), hidrotratados	9
Hidróxido de sodio	102
Total	782

Fuente: JRC (2013b); traducido por Orkestra-IVC.

de *shale gas* como un uso específico de ninguna de las sustancias y ningún solicitante de registro elaboró un escenario de exposición.

Parece que algunos de los usos identificados en los expedientes examinados podrían abarcar implícitamente la fracturación hidráulica de reservorios de *shale gas*. En la mayoría de los casos, el sistema de descripción permitió identificar los usos en base a dos simples datos: el nombre del uso tal y como fue formulado por el solicitante y el sector de uso (SU) asignado también por el solicitante y elegido entre varias opciones proporcionadas por la *European Chemicals Agency* (ECHA). Concretamente, la elección de un SU 2a Minería (sin sectores marinos) y SU 2b Industrias marinas permitió interpretar correctamente el nombre del uso y, en consecuencia, identificar los usos potencialmente relevantes.

En la mayoría de las sustancias examinadas, el solicitante del registro no realizó una valoración de la seguridad química para el medio ambiente al alegar que no se había identificado ningún peligro asociado a la sustancia.

ANEXO 5. ALGUNAS NOTAS SOBRE EL REACH

Gracias a la experiencia obtenida durante la evaluación de los expedientes, se puede concluir que la adopción de algunas medidas podría incrementar la disponibilidad de información sobre el uso, la exposición y la gestión de riesgos de las sustancias utilizadas en la fracturación hidráulica de reservorios de *shale gas*. En primer lugar, la industria debería explorar la posibilidad de definir un nombre de uso más específico que aborde la fracturación hidráulica. En segundo lugar, se podría complementar el actual sistema de descripción de usos del REACH con una categoría adicional, que comprenda el caso de una sustancia introducida deliberadamente en el medio ambiente para que desempeñe su función técnica. Por último, la evaluación de la exposición ambiental podría beneficiarse del desarrollo de un modelo que tratase la introducción directa de sustancias en el subsuelo y la posible migración hacia las capas superiores (JRC, 2013b).

Anexo 6. Proyectos de GNL en Norteamérica

Tabla 29
Lista de proyectos de GNL en Norteamérica

Nombre del proyecto	Estado	Empresa	Inicio	Capacidad (bcf/día)	Estado actual		
	Estados Unidos						
Sabine Pass	Luisiana	Cheniere Energy	2015	2,2	Aprobado para exportar a países no firmantes del FTA (1).		
Freeport LNG	Texas	Freeport/ Macquarie	2015	1,4	Pendiente de recibir la aproba- ción del DoE para exportar a países no firmantes del FTA.		
Freeport LNG (segunda solicitud)	Texas		Pendiente de definir	1,4	Pendiente de recibir la aproba- ción del DoE para exportar a países no firmantes del FTA.		
Lake Charles	Luisiana	Southern Union/BG	2018 (estimación)	2,0	Pendiente de recibir la aproba- ción del DoE para exportar a países no firmantes del FTA.		
Cove Point	Maryland	Dominion	2016	1,0	Pendiente de recibir la aproba- ción del DoE para exportar a países no firmantes del FTA.		
Jordan Cove	Oregón	Fort Chicago/ Energy Projects Deve- lopment	2017	1,2	Se espera que presentará en breve la solicitud para exportar a países no firmantes del FTA.		
Cameron LNG	Luisiana	Sempra	Pendiente de definir	1,7	Pendiente de recibir la aproba- ción del DoE para exportar a países no firmantes del FTA.		
Gulf Coast LNG Export (greenfield facility)	Texas	Michael Smith	Pendiente de definir	2,8	Pendiente de recibir la aproba- ción del DoE para exportar a países no firmantes del FTA.		

ANEXO 6. PROYECTOS DE GNL EN NORTEAMÉRICA

TABLA 29. (Cont.)

Nombre del proyecto	Estado	Empresa	Inicio	Capacidad (bcf/día)	Estado actual
Kenai	Alaska	ConocoPhillips	Pendiente de definir	0,1	Autorizado para exportar a países no firmantes del FTA.
Port of Valdez	Alaska	ConocoPhi II i ps/Exxon/B P	Pendiente de definir	2	Fase de propuesta.
Total Estados Unidos				15,8	
			Canadá		
Kitimat LNG	вс	Apache/EOG/ Encana	2015	1,4	Aprobado por el NEB (2).
LNG Export Co-op	вс	LNG Partners/ Haisla	2014	0,25	Aprobado por el NEB.
Pendiente de definir	ВС	Shell/Mitsubis- hi Corp/Korea Gas Corp/Chi- nese National	Pendiente de definir	2	Fase de propuesta (ha adquirido terreno en Kitimat).
Pendiente de definir	вс	Petronas/ Progress	Pendiente de definir	Pendiente de definir	Estudio de viabilidad en curso.
Pendiente de definir	вс	Inpex/Nexen	Pendiente de definir	Pendiente de definir	Estudio de viabilidad en curso
Total Canadá				3,65	
Total Nortea (bcf/día)	américa			19	

Fuente: M. Kuhn (2014); traducido por Orkestra-IVC.

⁽¹⁾ FTA = Free Trade Ageement. (2) NEB = National Energy Board (Oficina Nacional de la Energía).



Este libro aborda el tema del gas no convencional con el objeto de dar una visión lo más completa posible. Para ello se tratan los aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios.

Se comienza examinando los temas estratégicos del gas natural y del gas no convencional, incluyendo los aspectos económicos, tanto de precios como de costes. Se analiza la revolución del *shale gas* en Estados Unidos. Se revisan también los desarrollos y la situación en el ámbito internacional, incluyendo España y otros países en Europa.

Tras definir lo que es el gas no convencional y pasar revista a los conceptos de recursos y reservas, a lo que se le dedica un capítulo, se presta especial atención a la exploración, examinando con detalle las tecnologías, tanto de perforación como de fracturación hidráulica, describiendo para ello los equipos y procesos.

En cuanto a los aspectos medioambientales relativos a la exploración del *shale gas* se tratan las necesidades de agua, el posible impacto sobre los acuíferos, así como los fluidos de fracturación y su tratamiento. Se examina del mismo modo la sismicidad inducida, los NORM; y también los requerimientos de superficie y las emisiones.

Un capítulo se dedica a la normativa relativa a las autorizaciones de exploración, permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos, junto con la regulación ambiental relacionada con las mismas, incluyendo referencias al Reino Unido y a Estados Unidos.

Los temas citados se abordan utilizando numerosas referencias de estudios y publicaciones. Por todo ello, se trata de un libro que, se entiende, constituye una buena base para conocer la situación y las perspectivas del gas no convencional: *shale gas*, que puede ayudar a la definición de las estrategias y políticas energéticas.





