



Universidad
Rey Juan Carlos

Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología

GRADO EN INGENIERÍA DE ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL
Curso Académico 2022/23 Trabajo de Fin de Grado

**VIABILIDAD DEL FRACKING EN ESPAÑA: IMPACTO
AMBIENTAL Y VIABILIDAD ECONÓMICA**

Autor: Carlos Porta Arranz

ÍNDICE

1. RESUMEN	6
2. INTRODUCCIÓN	7
3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES	8
3.1. Recursos convencionales y no convencionales	8
3.2. Tasa de retorno energético	9
3.3. Fases del fracking	10
4. PRECEDENTES	12
4.1. Historia del fracking	12
4.2. El fracking en EE. UU.	12
4.3. Proyectos de fracking en Europa	16
4.4. Proyectos de fracking en España	17
4.5. Desarrollo y caída del fracking	18
4.6. Causas de la crisis del fracking en EE. UU.	21
5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL	25
5.1. Marco legal	25
5.2. Valoración de impacto ambiental	27
5.2.1. Consumo de agua	29
5.2.2. Contaminación del agua	32
5.2.3. Contaminación del aire	34
5.2.4. Seísmos	35
5.2.5. Impacto visual y sobre el entorno	36
5.2.6. Evaluación ambiental en España. Matriz de Leopold	37
6. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA	43
6.1. Cálculo de la producción por pozo	43
6.2. Costes	46
6.3. Estimación del precio de venta del gas	48

6.4. Estudio de rentabilidad del proyecto51

7. CONCLUSIONES54

8. BIBLIOGRAFÍA55

9. ANEXO58

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Recopilación de legislación sobre el fracking en España por provincias.	27
Tabla 2. Recursos de hidrocarburos no convencionales en España.	29
Tabla 3. Características geológicas y económicas de los principales reservorios de Norteamérica.	44
Tabla 4. Característica cuenca Vasco-Cantábrica.	45
Tabla 5. Tabla 4 completada con los parámetros calculados mediante regresión lineal.	46
Tabla 6. Costos de puesta en marcha (CAPEX) en millones de dólares según datos de la EIA.	47
Tabla 7. Datos de costes de operación de distintos pozos estadounidenses.	47
Tabla 8. VAN y TIR para los diferentes escenarios.	52

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Diferencias geológicas yacimiento convencional/no convencional.	9
Ilustración 2. Pirámide de recursos convencionales y no convencionales.	10
Ilustración 3. Principales etapas en el proceso del fracking: 1º perforación vertical, 2º perforación horizontal 3º fractura hidráulica.	11
Ilustración 4. Imagen de un pozo de fracking ya terminado vs. un pozo convencional.	11
Ilustración 5. Contrato por la regalía Roberts Petroleum.	12
Ilustración 6. Funcionamiento de obtención de petróleo mediante torpedo.	12
Ilustración 7. Logo compañía Stanolind and Gas.	13
Ilustración 8. Logo compañía Mitchell Energy.	13
Ilustración 9. Primer pico del petróleo sugerido por el geólogo y geofísico Marion King Hubbert en 1956.	14
Ilustración 10. Producción y precios del gas estadounidense.	15
Ilustración 11. Producción de crudo estadounidense 2000-2013.	16
Ilustración 12. Flujos de caja de las principales petroleras estadounidenses.	18
Ilustración 13. Acumulación de quiebras en empresas del sector petrolero EE. UU.	19
Ilustración 14. Imagen 1. Producción de gas natural (2004-2016). Imagen 2. Producción de crudo estadounidense (2004-2016).	19
Ilustración 15. Imagen 1. Producción de gas natural (2004-2018). Imagen 2. Producción de crudo estadounidense (2004-2018).	20
Ilustración 16. Reserva de Maecellus.	21
Ilustración 17. Incremento de valor estimado del sector de los combustibles en EE. UU. frente al precio del gas y el petróleo.	22
Ilustración 18: Incremento de valor esperado por empresa.	22
Ilustración 19. Acumulación de empresas en bancarrota (2010-2020).	23
Ilustración 20. Estimación de empresas insolventes según el precio del barril de petróleo. Fuente. Deloitte (2020).	23
Ilustración 21. Titular de noticia sobre la guerra de Ucrania y el precio del gas.	25
Ilustración 22. Mapa de permisos de investigación y concesiones de explotación en España.	28
Ilustración 23. Principales reservas de agua en Álava. Imagen 1. Principales ríos. Imagen 2. Principales Embalses. Imagen 3. Principales reservas de agua subterránea y leyenda.	30
Ilustración 24: Noticia elDiario sobre el fracking en España.	31
Ilustración 25. Principales puntos de contaminación en el proceso del fracking.	32
Ilustración 26. Gas metano en agua de uso residencial.	34
Ilustración 27. Terreno con alta densidad de pozos debido a la fractura hidráulica.	37
Ilustración 28. Representación de casilla en Matriz de Leopold. Fuente. Elaboración propia.	37
Ilustración 29. Matriz de Leopold. Impactos del fracking.	40
Ilustración 30. Recopilación de titulares sobre protestas en contra del fracking en España.	41
Ilustración 31. Cálculo de producción del Barnett a partir de los datos de la tabla. Fuente. Elaboración propia. .	44

Ilustración 32. Recopilación regresiones lineales de las distintas características de distintos pozos estadounidenses..... 45

Ilustración 33. Evolución de los precios de los distintos mercados mundiales de gas..... 49

Ilustración 34. Evolución de los precios del gas en el mercado TTF expresado en EUR/kwh. 50

Ilustración 35. Evolución de los precios del gas en \$/Mmbtu (2023 y 2024 estimaciones). 50

Ilustración 36. Muestra de cálculos en Excel para el escenario pre-conflicto de la cuenca Vasco-Cantábrica. . 51

Ilustración 37. Muestra de datos por año y representación de beneficios de cada escenario..... 52

Ilustración 38. Tablas junto al resultado de las regresiones lineales de todos los parámetros. 58

Ilustración 39. Regresiones lineales de IP 1-M.Declination y b no mostradas. 59

Ilustración 40. Regresiones lineales para el cálculo de OPEX..... 59

1. RESUMEN

Este trabajo pretende analizar la viabilidad del fracking en España, considerando el desarrollo de la industria en Estados Unidos, país considerado como el principal referente de la técnica. Se abordan aspectos relacionados con la problemática de la industria del fracking, los posibles impactos ambientales y sociales, así como los factores económicos y regulatorios que influyen en la toma de decisiones respecto a la implementación de proyectos de fracturación hidráulica en la región.

Para el desarrollo del estudio de impacto ambiental y viabilidad económica se llevará a cabo un análisis de un supuesto proyecto de fracking en la cuenca Vasco-Cantábrica situada en el provincia de Álava, la cual es considerada como la zona mas atractiva para llevar a cabo un proyecto de estas características debido a las potenciales reservas de hidrocarburos que existen bajo este territorio.

2. INTRODUCCIÓN

Desde el año 2005 la industria del fracking comenzó a desarrollarse en Estados Unidos. Aunque esta técnica ya era conocida desde los años 50, fue a finales de la década de los 2000 cuando EE. UU. decidió apostar por ella debido a la situación energética global. En los años siguientes, EE. UU. experimentó un gran desarrollo, convirtiéndose en una potencia energética y uno de los principales productores de combustibles fósiles a nivel mundial. Esta situación despertó interés en Europa, donde se comenzó a considerar la posibilidad de implementar el fracking en su territorio, lo que inició un debate al respecto.

En España, diversos estudios proclamaron la viabilidad del fracking en el territorio, prometiendo la autosuficiencia gasística y un impacto económico y laboral considerable. Sin embargo, estas propuestas generaron protestas por parte de la sociedad, que expresaba su preocupación por los altos impactos ambientales que esta técnica podría tener en el país. Como resultado, se detuvieron todos los proyectos planificados, incluyendo los proyectos de exploración de reservas. Posteriormente, el fracking fue ilegalizado en suelo español con la ley de cambio climático de 2021.

A fecha de la realización de este trabajo en 2023, debido al conflicto ucraniano de febrero de 2022, España y el conjunto de Europa se enfrentan a una escasez en el suministro de gas, lo que ha llevado a los precios más altos en la historia del continente. Esta situación ha reavivado el debate sobre la implementación del fracking en suelo español. Aunque los principales argumentos en contra del fracking suelen ser de carácter ambiental, los cuales serán analizados, este trabajo tiene como objetivo también evaluar la viabilidad económica de esta técnica, tratando de mostrar que también hay riesgos en este ámbito, teniendo en cuenta el desarrollo del boom del fracking desde sus inicios hasta la actualidad en EE. UU.

3. CONCEPTOS FUNDAMENTALES

El fracking pertenece a los llamados procesos no convencionales de extracción de hidrocarburos. Esta técnica comienza a cobrar importancia a principios del siglo XXI, en un panorama mundial en el que las reservas mundiales de petróleo comienzan a escasear y en el cuál las técnicas no convencionales, que antes no eran rentables, comienzan a serlo.

Para entender este tipo de reservas primero hay que hablar de la diferencia entre recursos convencionales y no convencionales y definir el concepto de tasa de retorno energética.

3.1. Recursos convencionales y no convencionales

Para que exista un yacimiento convencional de hidrocarburos tienen que darse una serie de requisitos, los cuales hacen que este tipo de yacimientos sean menos comunes que los no convencionales. La principal característica de los recursos convencionales es que se encuentran en yacimientos geológicos bien definidos, estos suelen estar compuestos de: una roca madre, en la que se haya formado los hidrocarburos a partir de materia orgánica descompuesta hace millones de años, una roca almacén, generalmente porosa, a la que migren estos hidrocarburos y finalmente una roca sello que permita el almacenamiento de estos. Generalmente, el acceso a estos recursos es más sencillo y se basa en métodos tradicionales y bien establecidos, como es la perforación horizontal. Aunque la extracción de este tipo de recursos genera impactos ambientales, las técnicas utilizadas son menos invasivas que las empleadas para la extracción de recursos no convencionales.

Por otro lado, los recursos no convencionales suelen encontrarse en formaciones más profundas y dispersas, cuyo acceso es más complejo que a las convencionales, por ello, es más difícil extraer los recursos de forma eficiente de dichas formaciones. El acceso a estos recursos suele darse mediante distintos procesos que a día de hoy siguen en evolución, además los hidrocarburos suelen encontrarse de formas más variadas. Las principales formas en las que se encuentran estos recursos son las arenas bituminosas o *oil sands*, el gas de esquisto o *sale gas* y el petróleo de lutitas o *shale oil*, estos dos últimos son extraídos mediante la técnica del fracking y serán los estudiados en este trabajo.

El gas y el petróleo de esquisto (*shale gas & shale oil*) toma su nombre del tipo de roca sobre el que se encuentra (roca esquisto) que se caracteriza por la preponderancia de minerales laminares susceptibles a la fragmentación. Esta roca hace a su vez las labores de roca madre, almacén y sello.



Ilustración 1. Diferencias geológicas yacimiento convencional/no convencional.

Fuente: Shale Gas España (2014)

La existencia de estos yacimientos es más abundante puesto que no se tienen que dar tantos requisitos para su formación. Mientras que los yacimientos de petróleo se suelen encontrar en desiertos o lecho marino, el fracking se puede realizar en cualquier lugar donde exista gas natural, desde el desierto, a ubicaciones cercanas a núcleos de población; pero es más difícil obtener el recurso mediante esta técnica.

3.2. Tasa de retorno energético

La tasa de retorno energético (TRE) es un concepto utilizado para evaluar la eficiencia y viabilidad de un recurso energético. Se refiere a la relación entre la cantidad de energía obtenida de un recurso energético y la cantidad de energía empleada en su extracción.

La TRE se expresa como una relación o ratio, por ejemplo 5:1, lo que significa que por cada unidad de energía invertida, se obtienen cinco unidades de energía. Cuanto mayor sea la relación, más eficiente se considera el sistema energético, ya que se obtiene más energía neta utilizable en comparación con la energía total invertida.

En lo que respecta a los recursos convencionales, la TRE ha ido cayendo considerablemente a lo largo de los años, siendo esta tasa de retorno mayor de 100:1 hasta 1940, de 23:1 hasta 1970 y 8:1 para la primera década del siglo XXI (Cleveland *et al.* 2008). En el caso del fracking, a sus inicios se consiguieron TRE de entre 5:1 y 10:1 en los mejores casos, y se llegó a alcanzar una TRE de 1:1 y menores en los peores momentos, llegándose a introducir en el mercado barriles en los cuales se había invertido más energía en su producción de la que se podía producir a partir de ellos (Aretxabala, 2015).

A continuación, se muestra una ilustración que representa la presencia y la capacidad de extracción de los recursos convencionales y no convencionales en el planeta:

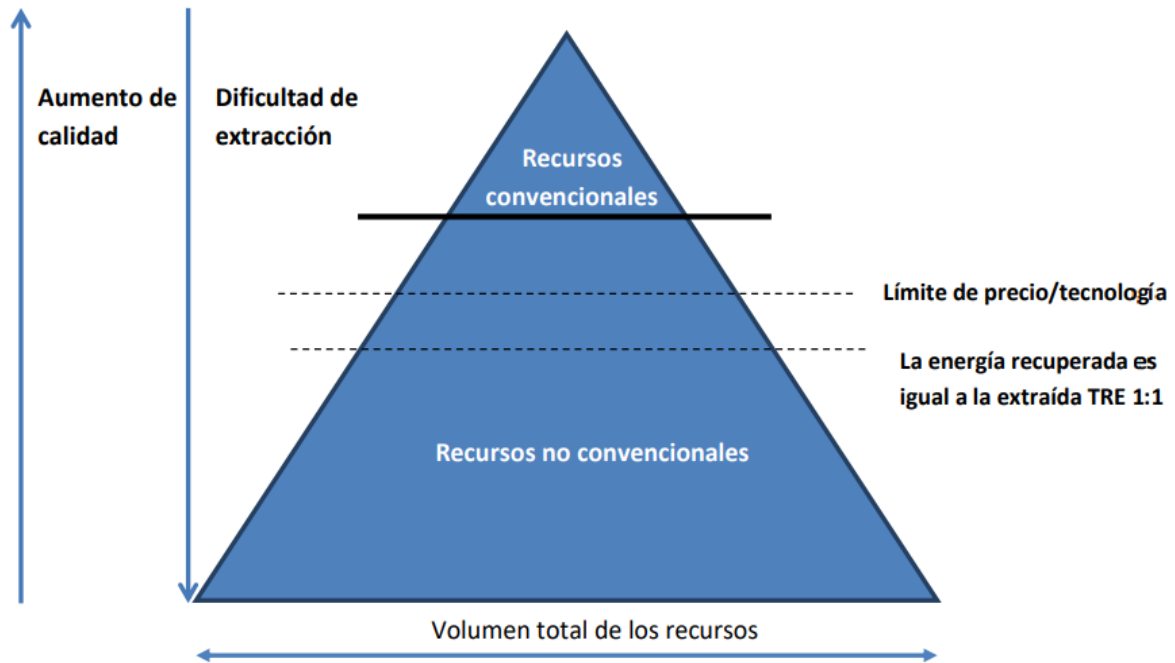


Ilustración 2. Pirámide de recursos convencionales y no convencionales.
Fuente. Andrés Álvarez (2017).

3.3. Fases del fracking

El proceso de extracción del fracking se divide en diferentes fases:

- a) **Perforación vertical:** en esta fase se perfora entre unos 2,5 a 4 km en vertical. Durante los 300 primeros metros, el pozo tendrá unos 30 cm de diámetro. Es en estos primeros metros donde pueden encontrarse acuíferos de agua dulce. Además, en estos metros se suele construir una zona de seguridad mediante un doble o triple encaminamiento formado por tubos concéntricos cementados a presión desde dentro hasta fuera.
- b) **Perforación horizontal:** cuando se alcanza la formación objetivo donde se encuentra el gas, comienza la perforación horizontal de la roca de esquisto, que puede llegar hasta los dos km de longitud.
- c) **Fracturación hidráulica:** una vez formada la estructura, se cambia la broca por un cañón de perforación especializado que realiza agujeros de unos 3 cm atravesando el recubrimiento del pozo hasta llegar a la roca. La fracturación se da en torno a unos tres o cuatro meses después de la primera perforación. Para realizar la fracturación se bombea un fluido a altas presiones que consigue crear fracturas en la roca por las que el gas y el petróleo puedan escapar.
- d) **Clausura del pozo y gestión de residuos:** el gas es bombeado a la superficie junto al fluido con el que se ha producido la fracturación. Este fluido (conocido como fluido de retorno) contiene contaminantes como material radiactivo, sales, metales pesados e hidrocarburos que necesitan ser almacenados y desechados. Esto puede realizarse en fosas que se encuentran en la

misma ubicación del pozo o en otra ubicación en plantas de tratamiento de aguas. Otra opción es reciclar el agua de retorno, pero el fluido va siendo más tóxico con cada ciclo de uso.

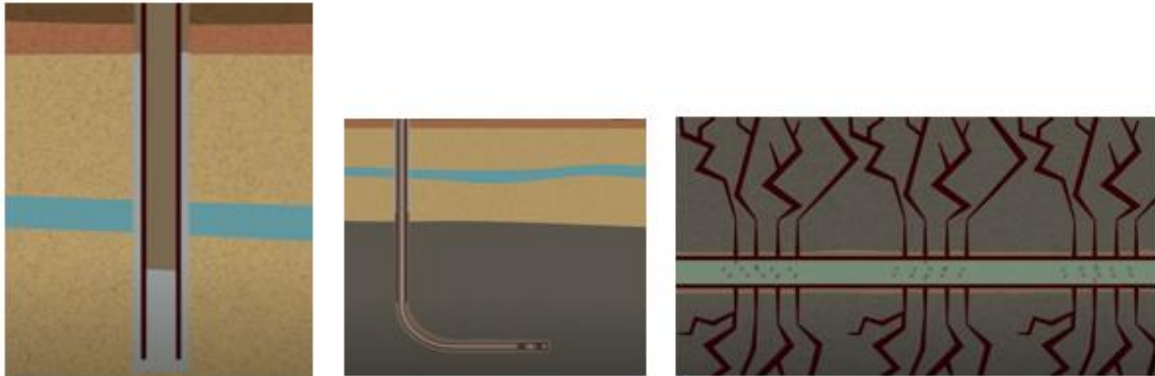


Ilustración 3. Principales etapas en el proceso del fracking: 1º perforación vertical, 2º perforación horizontal 3º fractura hidráulica.

Fuente: TED-Ed (2018).

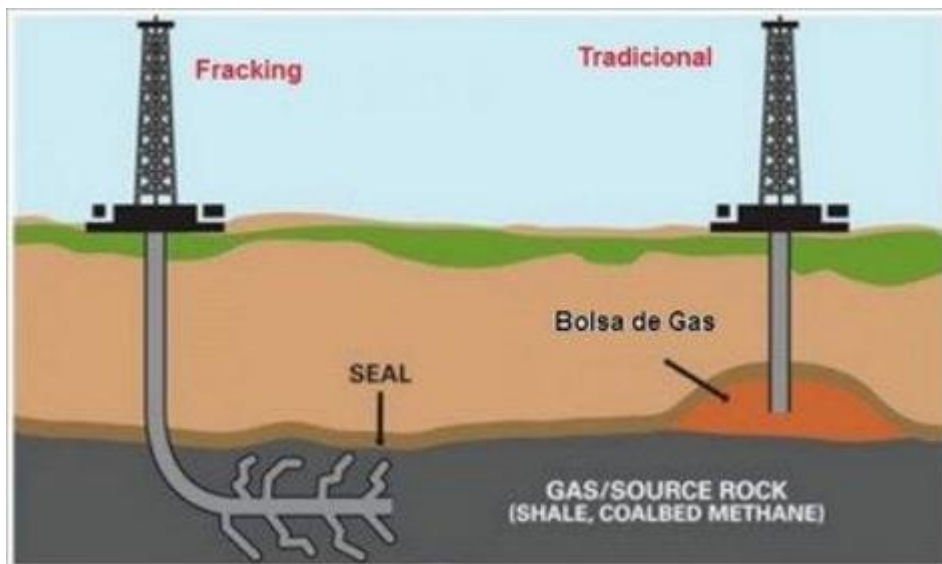


Ilustración 4. Imagen de un pozo de fracking ya terminado vs. un pozo convencional.

Fuente: <https://www.areatecnologia.com/materiales/fracking.html>

4. PRECEDENTES

4.1. Historia del fracking

Orígenes: los primeros registros datan del año 1866, durante la guerra civil de EE. UU., en donde se descubrió por casualidad la potencialidad extractiva de los fluidos supercríticos. La historia cuenta como la técnica se descubrió durante la batalla de Frederiksborg, cuando el coronel Edward Roberts disparó con artillería explosiva por un canal estrecho para obstruir el campo de batalla del campo enemigo. Posteriormente, mejoró su técnica base para explotar torpedos en pozos de agua, petróleo y gas.

La técnica implicaba encerrar un torpedo en una caja de hierro en donde se colocaban grandes cantidades de pólvora y detonarlo en el pozo. Con el paso de los años se reemplazarían los explosivos por nitroglicerina. En esta técnica se introducía una caja con nitroglicerina en los pozos petroleros y se hacía estallar, una vez el torpedo había explotado se llenaba el pozo resultante con una importante cantidad de agua.

Este invento aumentó la producción de petróleo en un mil doscientos por ciento en tan sólo una semana. Roberts fundó entonces la compañía Roberts Petroleum en la que ofrecía sus torpedos a diversos empresarios por unos 200 dólares. Alrededor de la década de 1930 se fue sustituyendo el explosivo por ácidos líquidos, esta modificación permitió que los pozos estuvieran abiertos más tiempo, aumentando aún más su productividad.

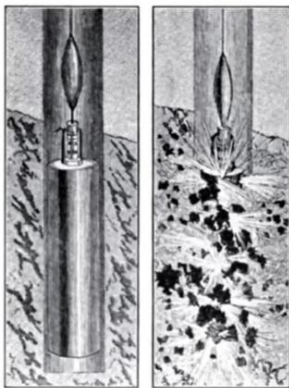


Ilustración 6. Funcionamiento de obtención de petróleo mediante torpedo.
Fuente: Visual Tech (2022).

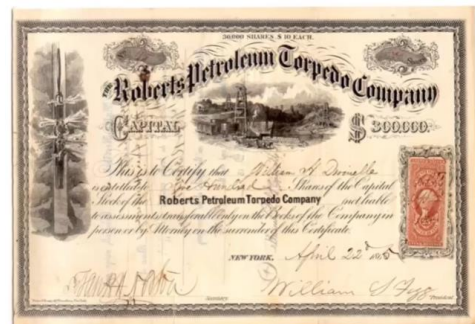


Ilustración 5. Contrato por la regalía Roberts Petroleum.
Fuente: Visual Tech (2022).

Tratamiento presurizado: el avance más significativo a nivel comercial se dio en 1947 cuando Floyd Farris, un científico de Stanolind Oil & Gas, realizó un estudio de la producción de petróleo y gas con la técnica de tratamiento presurizado. Este estudio permitió que el fracking se utilizará a escala industrial por primera vez.



Ilustración 7. Logo compañía Stanolind and Gas.
Fuente: <https://www.standardoil.com/>.

En 1949 siguieron dos experimentos comerciales en Oklahoma y en Texas. Ambos experimentos resultaron exitosos y permitieron la comercialización del fracking.

Perforación horizontal: la tecnología base del fracking moderno comenzó en la década de 1990 gracias a una innovación en el método. Fue George P. Mitchell, de Mitchell Energy & Development, un empresario tejano que posteriormente sería conocido como el pionero del fracking moderno, quien creó una nueva técnica combinando la fracturación hidráulica ya existente con la perforación horizontal, permitiendo así extraer de forma económica el gas natural y revitalizando la industria del gas en EE. UU.



Ilustración 8. Logo compañía Mitchell Energy
Fuente: <https://www.tshaonline.org/>.

Empleo de agua como fluido de fracturación: finalmente, fue Nick Steinsberger, un ingeniero que supervisaba pozos en Texas, el pionero en emplear agua a presión con el fin de reducir costos en la técnica. Esto se debía a que la mezcla empleada anteriormente, un conjunto de químicos, era más cara, por lo que la técnica resultaba menos eficiente. Como resultado, al emplear agua, no solo se redujeron los costes, sino que el empleo de este líquido resultó ser más eficiente que el de la mezcla química empleada anteriormente.

4.2. El fracking en EE. UU.

Se puede considerar que el boom del fracking en los EE. UU. tuvo inicio en 2007 y que duró hasta 2012. Se da en un periodo previo de altos precios en el barril de petróleo y en unas perspectivas mundiales negativas en lo referente a combustibles fósiles, con el pico del petróleo en el centro del debate.

Según numerosos expertos y la Agencia Internacional de la Energía, se estipulaba que entre 2005 y 2006 se alcanzaría el pico de petróleo (pronóstico de Hubbert), para una industria que hasta entonces basaba la obtención de este recurso en métodos convencionales. Al alcanzarse este pico, y como consecuencia de los altos precios del crudo, la obtención de este recurso mediante maneras no convencionales se volvió más seductora. En 2007 se hace una gran apuesta en la industria del fracking en los EE. UU. Hoy

en día, se sabe que la apuesta por la extracción de reservas no convencionales logró posponer la curva del pico del petróleo hasta 2018.

En la ilustración 8 se muestra una gráfica que corresponde a las reservas esperadas de recursos fósiles a lo largo de la historia y sus predicciones futuras.

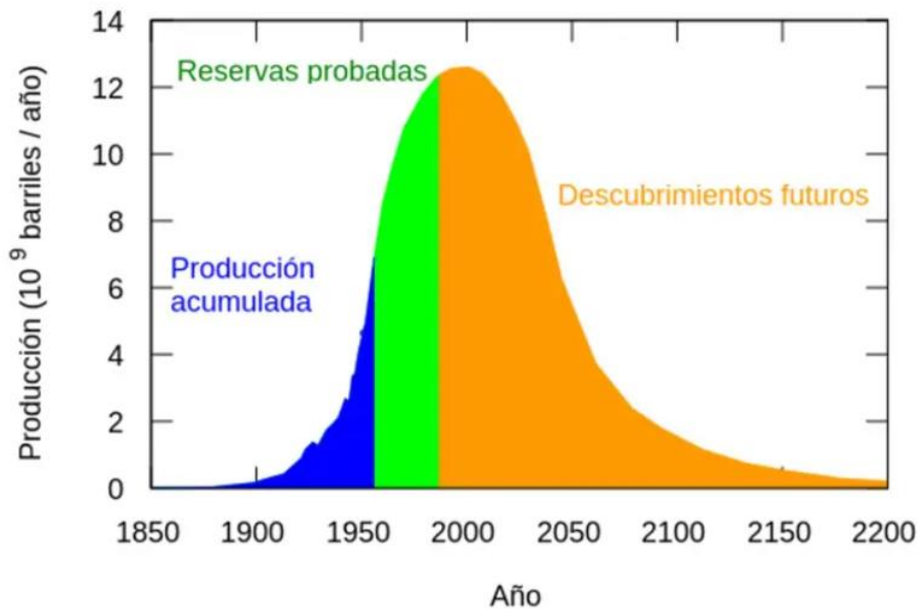


Ilustración 9. Primer pico del petróleo sugerido por el geólogo y geofísico Marion King Hubbert en 1956.
Fuente: https://es.wikipedia.org/wiki/Teor%C3%ADa_del_pico_de_Hubbert.

En un panorama geopolítico mundial en que la dominación energética estaba gobernada por Rusia y Oriente Medio, se vislumbró un futuro en el que estos países perderían la oligarquía energética gracias a la implementación del fracking en países como EE. UU., Canadá, Australia o China, en los cuales había grandes reservas explotables por la técnica. A su vez en Europa, se encontraron potenciales yacimientos principalmente en Polonia y Francia.

En lo que respecta al gas natural, en los años pre-fracking (2001 a 2006) el precio del mismo estaba en máximos, este se había disparado desde los 2 \$/Mmbtu¹ a los más de 12 dólares que se alcanzaron en los últimos años. Durante el boom del fracking el precio del gas se desplomó hasta su mínimo en abril de 2012 con un precio de 1,92 \$/Mmbtu. Durante estos años la producción de gas de esquisto aumentaba a una tasa de un 50 % anual. Este gas, producido por la fractura hidráulica, pasó de ser un 5 a un 39 % dentro de la producción total de gas estadounidense.

El rápido crecimiento de la producción de gas estadounidense provocó que las mismas infraestructuras estadounidenses, diseñadas para importar GNL (gas natural licuado) fueran modificadas para que este

¹ \$/Mmbtu (dólar por millón de unidad térmica británica). Unidad utilizada para expresar el valor del gas en EE. UU.

se exportase. Asimismo, también permitió que el precio del gas se desligase del precio del barril petróleo, puesto que históricamente el precio del gas siempre había seguido al del barril de crudo.

PRODUCCIÓN Y PRECIOS DEL GAS ESTADOUNIDENSE 2000-2012

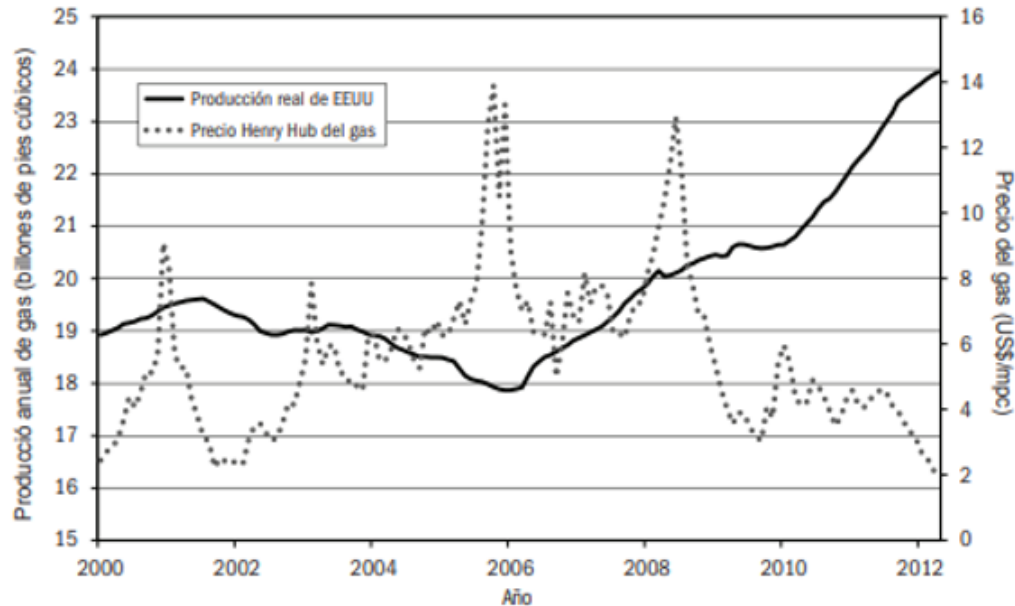


Ilustración 10. Producción y precios del gas estadounidense.
Fuente: Richard Heinberg (2014).

Por otro lado, respecto al petróleo, la producción de *shale oil*, petróleo que se encuentra en las rocas de esquisto, también aumentó, multiplicándose su producción por 18. Esto permitió paliar el alza de precios que se estaba dando en los años anteriores. A partir de 2008 se invirtió la tendencia a la baja de producción de crudo estadounidense.

En este punto se estimaron unas reservas mundiales de unos 600.000 bcm de *shale gas*², de los cuales 80.000 correspondían a EE. UU. Esto en principio significaría un aumento de las reservas durante 30 años más, pasando de los 60-70 años de reservas estimadas a los 100 años, aunque posteriormente se vería que estas reservas se habían sobrestimado.

² 1 bcm = 10⁹ metros cúbicos.

PRODUCCIÓN DE CRUDO ESTADOUNIDENSE 2000-2013

En 2008 la producción petrolífera estadounidense invirtió la tendencia de declive y resurgió a finales de 2011.

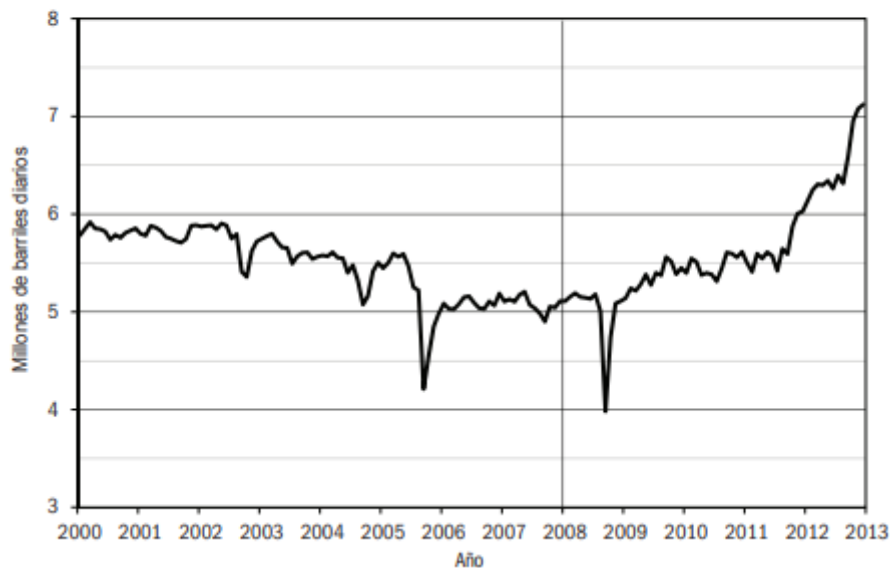


Ilustración 11. Producción de crudo estadounidense 2000-2013.
Fuente: Richard Heinberg (2014).

4.3. Proyectos de fracking en Europa

En Europa actualmente no existen yacimientos en los que se extraigan recursos mediante la técnica del fracking, aunque sí que se han realizado pozos de exploración y algunos países se plantean aplicar la técnica.

Una de las causas por las que la técnica no llegó a implementarse en Europa fueron las diferencias legislativas respecto a los EE.UU. En este país la legislación marca que el propietario del suelo también lo es del subsuelo, así como de los recursos que se encuentran en él. Por otro lado, en Europa el subsuelo es propiedad de los Estados, por lo que la exploración y la extracción del recurso se convierte en un tema más difícil y duradero.

Otro punto importante, es la densidad de población de cada país. A diferencia de los yacimientos convencionales, los no convencionales pueden encontrarse bajo una mayor gama de terrenos, por lo que podría darse casos en los que los yacimientos se encontrasen próximos o incluso bajo núcleos de población.

Por último, en los países donde el agua sea un recurso abundante serán más favorables para desarrollar esta técnica.

Los principales países en los que se puso el punto de mira fueron Polonia y Francia. Polonia fue el país de la Unión Europea donde se hizo la apuesta más fuerte por esta técnica, fueron donde más

exploraciones se hicieron, aunque nunca se llegó a realizar ningún pozo de extracción. Francia, por su parte, fue el primer país de la Unión Europea en prohibir el fracking, en el año 2011.

4.4. Proyectos de fracking en España

En el año 2013 se publicó el informe *‘Evaluación preliminar de los recursos prospectivos de hidrocarburos convencionales y no convencionales en España’*³, elaborado por Gessal para ACIEP (Asociación Española de Compañías de Investigación).

En este informe se estimaron un volumen de reservas de gas no convencional de 2.026 bcm. Este informe basaba el cálculo de sus datos a partir de yacimientos descubiertos en otros territorios que eran análogos geológicamente y de sondeos exploratorios que se habían realizado entre los años 50 y 80.

Posteriormente, en el año 2014, Deloitte elaboró otro informe, basándose en los datos de este primero, en el que hablaba sobre los hidrocarburos en la economía española⁴. En él se afirmaba que la exploración y producción de hidrocarburos en España podría generar 260.000 empleos en 20 años, llegando a representar la actividad un 4 % del PIB. Sobre este informe se hicieron eco la mayoría de los medios que estuvieron apoyando el fracking durante los años siguientes.

Entre las zonas más destacadas se encontraba la provincia de Álava, donde se estimaban reservas de 180 bcm de *shale gas*, basadas en sondeos realizados en los años 50 en la formación geológica de la Valmaseda entre las provincias de Álava y Burgos.

En el año 2012, en el País Vasco se aprobó un proyecto de perforación con una inversión inicial de 100 millones de euros. Este proyecto pretendía perforar dos pozos iniciales de entre 4.500 y 5.000 metros en los que se estimaba que cubrirían la demanda total de gas española durante 5 años. Proyecto que finalmente sería cancelado.

Además, se estudiaron otros dos proyectos en Cantabria, otro en la zona de la Pirenancia y uno último en la costa valenciana.

En los años en los que se discutía la aplicación del fracking en España, se propusieron varios proyectos en todo el territorio basados en estimaciones de reservas de hidrocarburos realizadas a partir de estudios geológicos previos. En Castilla y León, destaca la provincia de Burgos, donde se presentaron los proyectos Urraca y Sedano en la zona de las Merindades, generando una fuerte oposición social.

En Castilla-La Mancha, los proyectos más relevantes surgieron en la zona de los campos de Montiel, pero se detuvieron debido a controversias relacionadas con sismos. Por otro lado, en el municipio de Albacete se presentaron tres proyectos: 'Esteros', 'Almorada' y 'Nava'. En Guadalajara, se presentó el proyecto 'Cronos'.

³ <https://castillayleon.ccoo.es/cfdc150ba375357e6bdf28159582390c000060.pdf>

⁴ <https://www2.deloitte.com/es/es/pages/about-deloitte/articles/hidrocarburos-empleo.html>

Fue en el País Vasco que se registraron los proyectos más significativos, y se destacan las zonas de Subijana y los montes de Vitoria, que contaban con las estimaciones de reservas más altas de la península. Además, cabe mencionar el pozo 'Armentia-2', ubicado en la provincia de Álava.

Los proyectos de Cantabria fueron suspendidos por el Parlamento Cántabro cuando este aprobó por unanimidad una ley autonómica que prohibía la utilización del fracking en la región.

Finalmente, ninguno de estos proyectos llegó a materializarse quedando ilegalizada la técnica por la ley de cambio climático y transición energética de 2021 en la que se prohibió la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales⁵.

4.5. Desarrollo y caída del fracking

A inicios del año 2014, un mercado saturado de oferta de hidrocarburos, junto a ofertas más baratas por parte de la OPEP, desembocó en un descenso en el precio del barril de petróleo. Esto provocó que el mercado del fracking, que se había cimentado sobre los altos precios del crudo que se habían dado en 2007, empezara a mostrar sus debilidades.

Ese mismo año, la Energy Information Administration (EIA), la cual forma parte del departamento de energía de los EE. UU. publicó un informe en el cual se mostraba como el fracking estaba arrastrando a la quiebra a diversas empresas petroleras del país. Las principales compañías petroleras entraban en pérdidas o se situaban cerca de ellas.

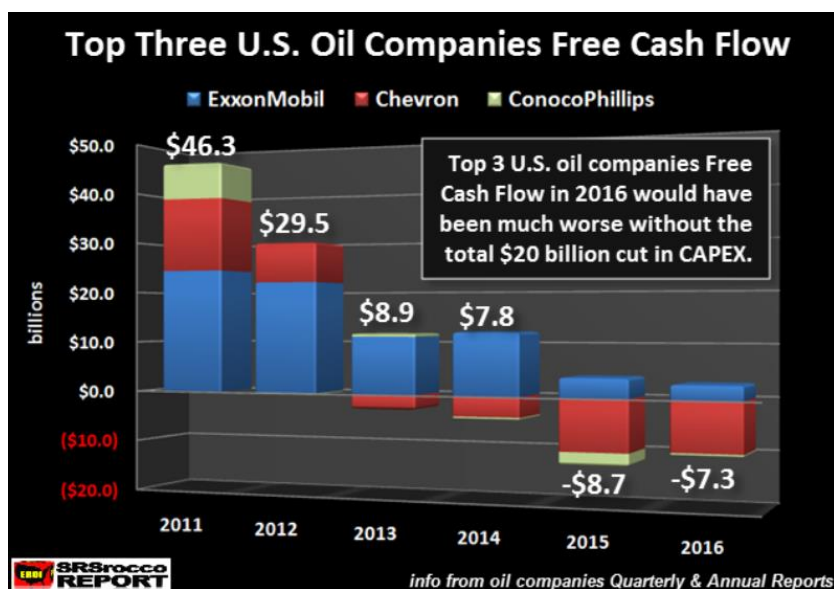


Ilustración 12. Flujos de caja de las principales petroleras estadounidenses.
Fuente: SRSrocco REPORT.

⁵ Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética.

Por otro lado, un gran número de empresas de menor tamaño comenzó a entrar en quiebra repentinamente. En 2016, alrededor de 58 compañías quebraron, llegando a 100 en el año siguiente.

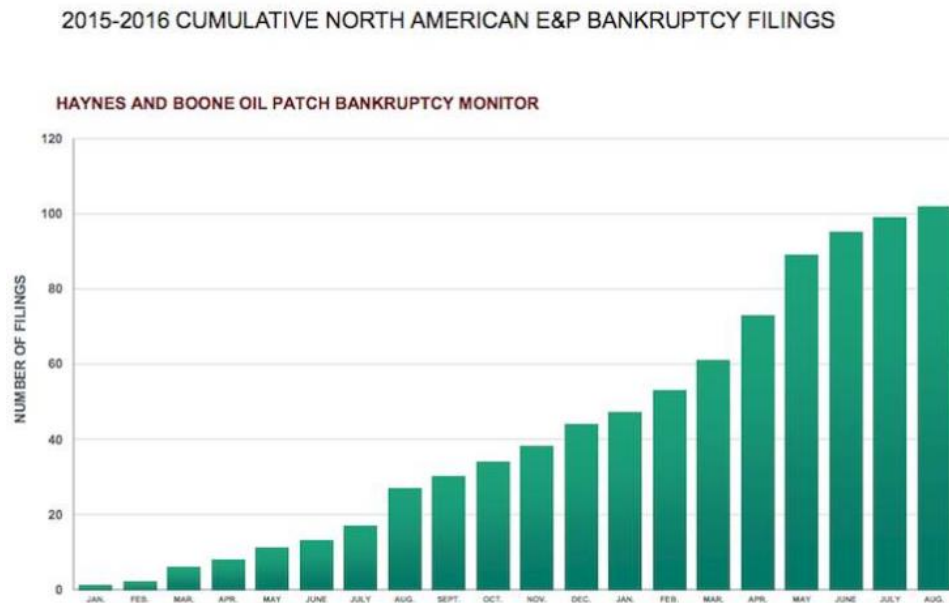


Ilustración 13. Acumulación de quiebras en empresas del sector petrolero EE. UU.
Fuente: Oil Patch Bankruptcy Monitor. Haynes Boone (2016).

A partir del año 2015, la producción de gas de esquisto se estancó y el LTO producido por fracking comenzó a disminuir cayendo un 15 % a finales de 2016.

En las siguientes gráficas se muestra cómo se vio afectada la producción de combustibles en EE. UU. debido a la crisis de gas y del petróleo de 2014. Los diferentes colores muestran las distintas empresas que conforman el sector del fracking en el país. En gris se muestra el total de la producción de EE. UU. y en los colores se muestra la parte de la producción obtenida por medio del fracking.

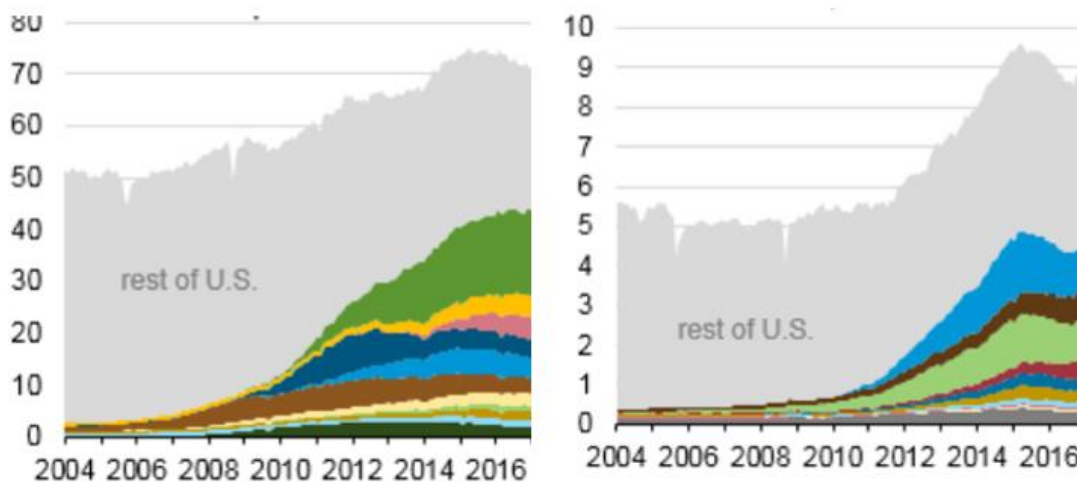


Ilustración 14. Imagen 1. Producción de gas natural (2004-2016). Imagen 2. Producción de crudo estadounidense (2004-2016).
Fuente: EIA (Agencia internacional de la energía).

A finales de 2016, se reúnen en Viena los principales productores. En esta reunión se acuerda reducir la producción con el fin de aliviar los precios del crudo y permitir la competencia del resto de países, lo que queda reflejado en el informe de la OPEP publicado en diciembre de 2016⁶ en el que se compromete a una reducción en su producción de 1.200 barriles diarios. Esto junto a un aumento de la demanda global, permite una recuperación de los precios.

En enero de 2017, Donald Trump es elegido presidente. Entre sus medidas se encuentra una fuerte apuesta por la industria del fracking y la autosuficiencia energética de los EE. UU. Entre estas medidas, destacan la elección de Rex Tillerson como secretario de Estado, quien era el ex CEO de ExxonMobil, una de las principales compañías petroleras estadounidenses. Otra medida relevante fue poner fin a las reformas impulsadas por el gobierno de Obama en relación con el cambio climático. Estas reformas incluían la derogación de regulaciones y la autorización de grandes proyectos energéticos que habían sido detenidos por la administración anterior.

Además, es de destacar la reunión que se llevó a cabo en 2018 entre Donald Trump y el presidente de la Comisión Europea, Jean-Claude Juncker, en el que EE. UU. se comprometía a no imponer unos aranceles del 20 % sobre los coches europeos y a eliminar los impuestos del 25 % al acero y del 10 % al aluminio extranjero. A cambio, Europa se comprometía a aumentar sus importaciones de GNL (gas natural licuado) proveniente de EE. UU. y a diversificar su suministro.

Estos hechos, junto a una gran apuesta por el sector energético estadounidense y una vuelta a las inversiones en el fracking, produjeron que el ritmo ascendente de esta industria dentro de los EE. UU. continuase.

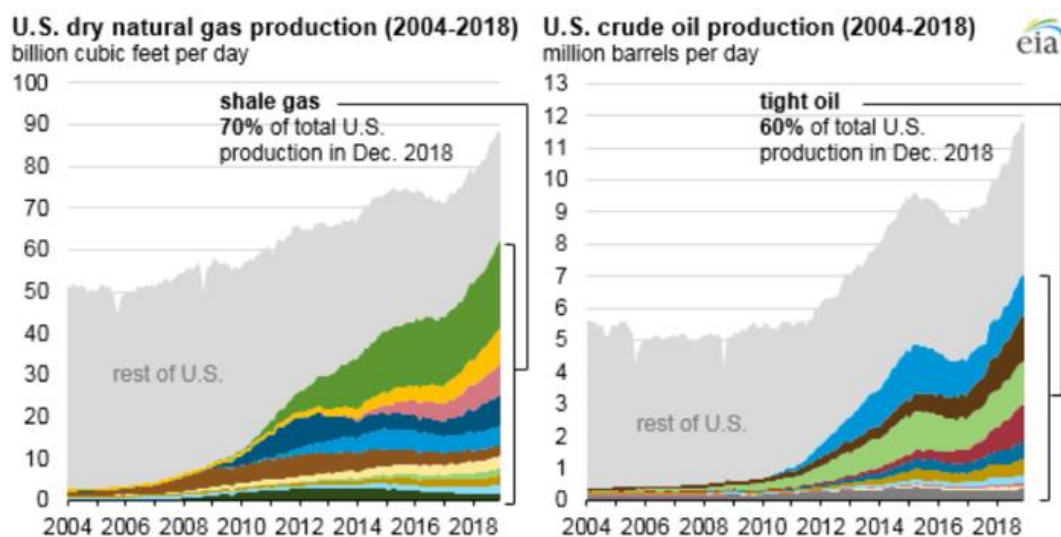


Ilustración 15. Imagen 1. Producción de gas natural (2004-2018). Imagen 2. Producción de crudo estadounidense (2004-2018). Fuente: EIA (Agencia internacional de la energía).

6

https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20December%202016.pdf

4.6. Causas de la crisis del fracking en EE. UU.

Como se ha visto anteriormente, en unos inicios, la EIA evaluó la duración de las reservas en unos 60 años. Tiempo después se fue viendo como estas reservas estaban sobreestimadas. Por un lado, el servicio geológico minero de EE. UU. reveló en una revisión de las reservas de Marcellus, la más grande de los EE. UU. que estas estaban infladas hasta 5 veces. (New Estimates for Marcellus and Point Pleasant-Utica Shales) (USGS 2013).



Por otro lado, se vio que los pozos de esquisto tenían un descenso de la capacidad de producción de alrededor de 50 % el primer año (ACIEP/Gessal, 2012), habiéndose extraído a los 2 años el 70 % de su producción total.

*Ilustración 16. Reserva de Maecellus.
Fuente: Tight Oil and Shale Gas by Individual Play (2019)*

“La idea del fracking se vendió como que una vez perforado el pozo y encontrado el recurso la rentabilidad estaba asegurada, pero no se tuvieron en cuenta los grandes costos de mantener la producción del pozo”. (Colin Jerolmack, 2021)

Durante los años de expansión del fracking, la industria basaba su máxima en perforar para encontrar nuevos pozos, con el fin de atraer inversiones sin contar con los grandes gastos necesarios para ello.

Para que el negocio del fracking se mantuviese rentable durante los años del boom, el gobierno de los EE. UU. contribuyó a aumentar el valor de las empresas mediante subsidios. Según un estudio del Instituto Ambiental de Estocolmo se concretó que el valor de las empresas podría estar más de 20 mil millones de dólares por encima de su valor real en los años en el que el precio del crudo estuvo más alto durante los años del fracking. Este estudio se centraba en cómo tres subsidios destacados habían afectado al valor y a la producción de las formaciones de esquisto. Estos eran: el período de amortización acelerada para gastos geológicos y geofísicos (G&G), el gasto de costos intangibles de perforación (IDC) y el uso del porcentaje de agotamiento para pozos de petróleo y gas.

En los siguientes gráficos (ilustraciones 17 y 18) se muestra el efecto estimado de cada subsidio. En primer lugar, el aumento estimado del valor esperado por subsidio, comparados con el precio del petróleo y el gas, y, en segundo lugar, el aumento del valor esperado por empresa.

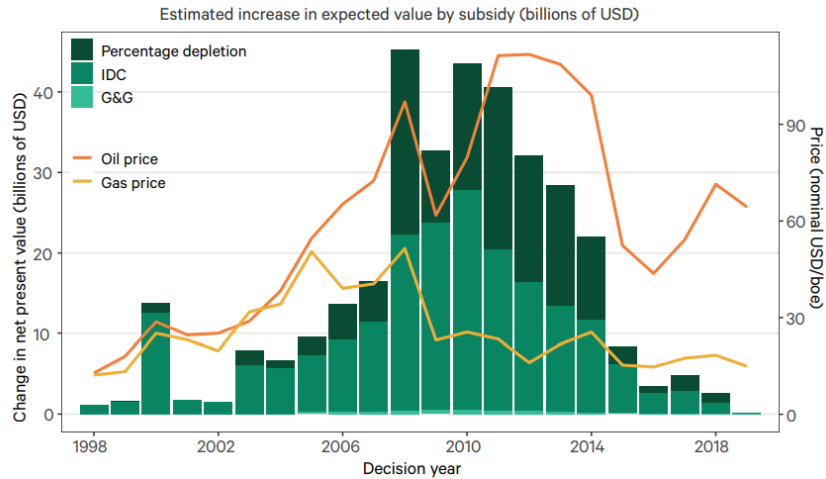


Ilustración 17. Incremento de valor estimado del sector de los combustibles en EE. UU. frente al precio del gas y el petróleo.
Fuente. Erickson & Achakulwisut (2021).

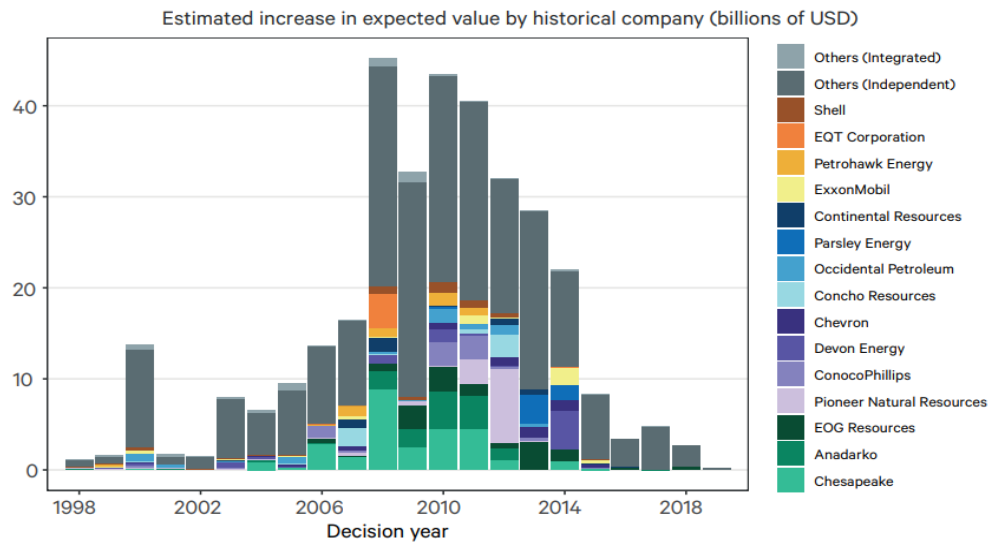


Ilustración 18: Incremento de valor esperado por empresa.
Fuente. Erickson & Achakulwisut (2021).

En junio de 2020, Deloitte publica un informe en el que habla del fracking en los EE. UU., la situación inestable en la que se ha encontrado durante su historia y cómo le afectó la crisis del Covid-19.

En él se explica cómo, a pesar de haberse dado un aumento notable en la producción tanto de gas como de petróleo de esquisto durante los años del fracking, la industria en su conjunto no llegó a generar dinero ni en su punto máximo; mostrándose como se habían registrado flujos de caja libre negativos de hasta 300 mil millones de dólares.

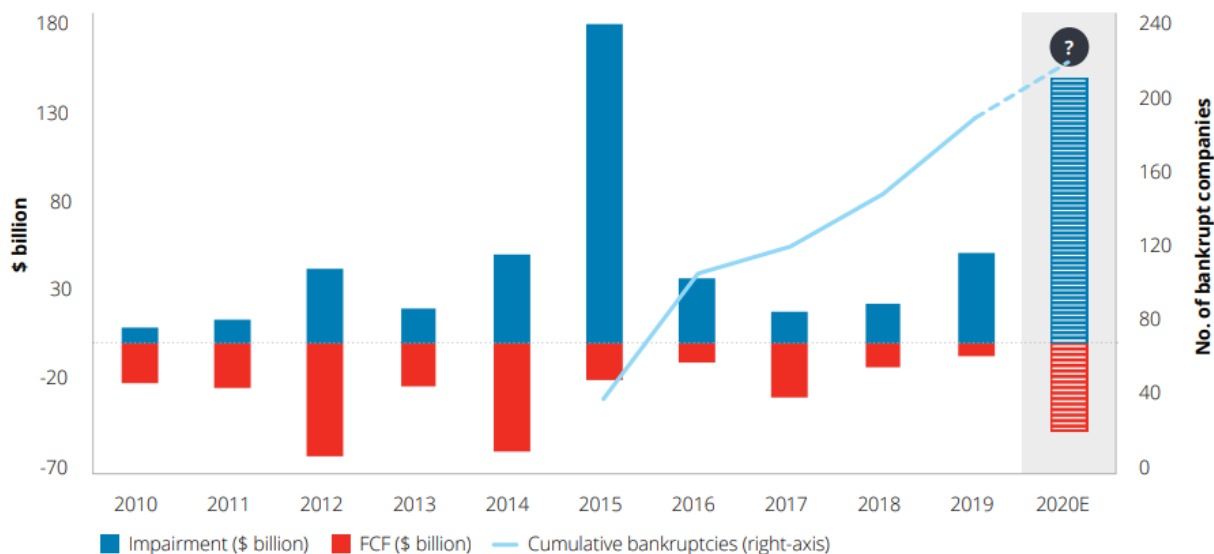


Ilustración 19. Acumulación de empresas en bancarrota (2010-2020). Fuente. Deloitte (2020).

Según el análisis sobre las principales empresas de esquisto de EE. UU., llevado a cabo en este informe, en ese año se estableció que para un supuesto en el que el barril de petróleo se mantuviese en \$35/bbl, alrededor del 30 % de las empresas de la industria serían “técnicamente insolventes”, aumentando esta situación hasta un 50 % de las mismas si el precio del barril disminuye a \$20/bbl.

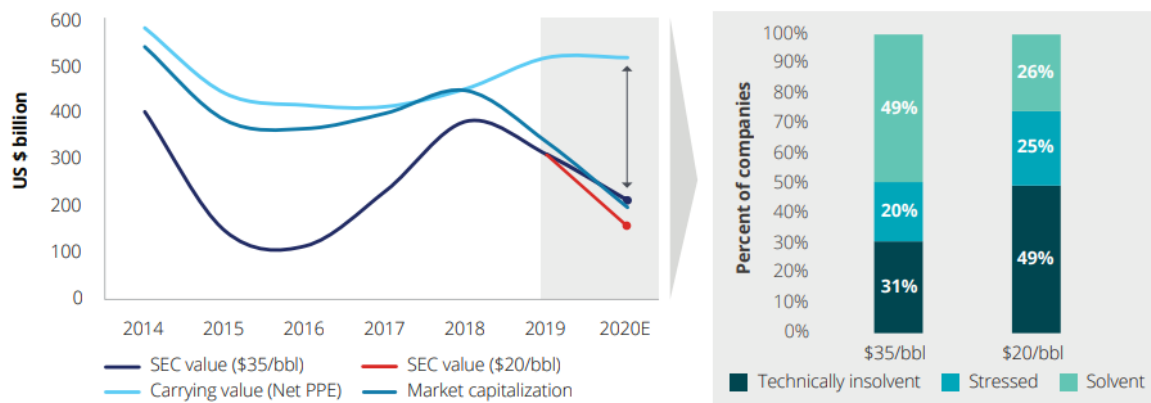


Ilustración 20. Estimación de empresas insolventes según el precio del barril de petróleo⁷. Fuente. Deloitte (2020).

⁷ Los valores de la SEC representan el VAN de los flujos de efectivo futuros informados por las empresas en sus presentaciones SEC 10-K. Los valores de la SEC para 2020 se calculan aplicando el cambio en los precios del petróleo en dos escenarios de precios del petróleo para los próximos 3 años (\$35/bbl y \$20/bbl) sobre los precios realizados de 2019, asumiendo que todo lo demás permanece constante. Los precios del gas natural y del LGN se ajustan en consecuencia.

- Técnicamente insolvente: los valores de la SEC de 2020 son inferiores a los pasivos netos (deuda neta más pasivos corrientes menos activos corrientes).
- Estresado: técnicamente solvente, pero con Deuda/EBITDA > 3,5 y Deuda/Capital > 0,5 (ajustado por deterioros).
- Solvente: técnicamente solvente y Deuda/EBITDA.

La visión de la autosuficiencia energética estadounidense y el rápido aumento de la producción fueron lo que atrajo la atención de los inversores, creándose alrededor de la industria del esquisto una gran burbuja que algunos comparan con la burbuja inmobiliaria de 2008 o la de las puntocom. Una vez que los precios del petróleo bajaron, las empresas comenzaron a quebrar. Hasta 2020, se estima que alrededor de 190 empresas habían quebrado desde el inicio del fracking hasta ese momento, incluyendo a Chesapeake, una de las principales impulsoras del fracking y una de las más beneficiadas por estos subsidios.

“Para el fracking, que cuenta apenas con alguna rentabilidad, el impacto fue mortal. No podía ser de otra manera. Este tipo de producción, que permite extraer el llamado petróleo de esquisto o shale oil, no es financieramente viable. En realidad, esta industria se mantenía sobre la base de premisas más políticas que financieras” (Dimas Ibarra, 2023).

5. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Tras el boom del fracking en los EE. UU., y basado en estudios sobre las reservas de hidrocarburos realizadas durante el siglo XX y principios del XXI, se comenzó a barajar la idea de implementar el fracking en España. Esta idea tenía, por un lado, defensores que veían en esta técnica una gran oportunidad económica para España, siendo fuente de riqueza y creación de empleo y, por otro lado, su oposición, los cuales veían en la técnica grandes impactos ambientales en comparación con la baja viabilidad energética que presentaría.

Con el tiempo el fracking fue perdiendo protagonismo tanto en Europa como en España, quedando ilegalizada en el territorio por la ley de cambio climático propuesta por el PSOE en el año 2021. No fue hasta 2022, con el panorama de la guerra de Ucrania y la crisis de abastecimiento de gas producida por ésta, cuando se volvió a plantear el empleo de esta técnica en España.



Ilustración 21. Titular de noticia sobre la guerra de Ucrania y el precio del gas.
Fuente. La Información (2022).

A lo largo de este epígrafe se tratará de exponer cuáles son los impactos ambientales que acarrearía el desarrollo de esta técnica, así como tratar de cuantificar estos impactos en un supuesto de que esta técnica se llegase a realizar en el territorio.

“La técnica de explotación de gas y petróleo de lutitas presenta repercusiones medioambientales inevitables si las medidas de seguridad no son las correctas y la tecnología no se emplea de la forma correcta. Incluso aplicando de forma adecuada las medidas necesarias el riesgo de impacto ambiental es muy elevado” (Peinado Lorca et al., 2015).

5.1. Marco legal

Previo a la aprobación de la ley de cambio climático de 2021, cada comunidad autónoma tenía su propio marco legal a efectos de la regulación sobre el fracking en sus territorios. Junto a la oposición social, el largo y difícil proceso para obtener los permisos de exploración y explotación fueron las principales causas por las que la técnica no llegó a implementarse en territorio español.

A continuación, se reúnen las principales leyes respecto al fracking por comunidades autónomas hasta 2016.

Comunidad Autónoma	Leyes que prohíben el <i>fracking</i> en su territorio
CANTABRIA	<p>LEY: Ley 1/2013, de 15 de abril, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de Cantabria de la técnica de fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional²⁹.</p> <p>SITUACIÓN ACTUAL: Recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el presidente del Gobierno el 27 de enero de 2014, que fue admitido a trámite por el Tribunal Constitucional mediante providencia de 11 de febrero de 2014³⁰. Ley declarada inconstitucional por la STC 106/2014, de 24 de junio³¹.</p>
LA RIOJA	<p>LEY: Ley 7/2013, de 21 de junio, por la que se regula la prohibición en el territorio de la Comunidad Autónoma de La Rioja de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional³².</p> <p>SITUACIÓN ACTUAL: Recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el presidente del Gobierno el 24 de marzo de 2014, que fue admitido a trámite por el Tribunal Constitucional mediante providencia de 8 de abril de 2014³³. Ley declarada inconstitucional por la STC 134/2014, de 22 de julio³⁴.</p>
NAVARRA	<p>LEY: Ley Foral 30/2013, de 15 de octubre, por la que se prohíbe en el territorio de la Comunidad Foral de Navarra el uso de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional³⁵.</p> <p>SITUACIÓN ACTUAL: Recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el presidente del Gobierno el 28 de julio de 2014, que fue admitido a trámite por el Tribunal Constitucional mediante providencia de 9 de septiembre de 2014³⁶. Ley declarada inconstitucional por la STC 208/2014, de 15 de diciembre de 2014³⁷.</p>
CATALUÑA	<p>LEY: Ley 2/2014, de 27 de enero, de medidas fiscales, administrativas, financieras y del sector público³⁸.</p> <p>SITUACIÓN ACTUAL: Recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el presidente del Gobierno el 30 de octubre de 2014, que fue admitido a trámite por el Tribunal Constitucional mediante providencia de 18 de noviembre de 2014³⁹. El Tribunal Constitucional levantó la suspensión aplicada el 18 de noviembre de 2014 sobre el artículo 167.1 de la Ley 2/2014 de Cataluña, por el que se prohibía la técnica de fractura hidráulica para la extracción de hidrocarburos no convencionales en Cataluña⁴⁰. Pero, recientemente, el 25 de abril de 2016, ha</p>

	dado a conocer la sentencia que declara la inconstitucionalidad de la Ley catalana, al considerar que esta “da pie a una interpretación manifiestamente contraria a la legislación básica estatal” pues el <i>fracking</i> “queda prohibido con carácter absoluto en el territorio de Cataluña siempre que su utilización concierna cualquier ‘ámbito competencial’ de la Generalitat” ⁴¹ .
ANDALUCÍA	PROPOSICIÓN DE LEY: Proposición de Ley por la que se regula la utilización de la técnica de la fractura hidráulica como técnica de investigación y extracción de gas no convencional en la Comunidad Autónoma de Andalucía, admitida a trámite por la Mesa del Parlamento el 4 de septiembre de 2014 ⁴² y tomada en consideración por el Pleno el 10 de diciembre de 2014 ⁴³ . SITUACIÓN ACTUAL: El 26 de enero de 2015 se disuelve la Cámara y se anuncia la convocatoria de elecciones en Andalucía, que se celebran el 22 de marzo de 2015. Con ello, decae la Proposición de Ley.
PAÍS VASCO	LEY: Ley 6/2015, de 30 de junio, de medidas adicionales de protección medioambiental para la extracción de hidrocarburos no convencionales y la fractura hidráulica o <i>fracking</i> ⁴⁴ . SITUACIÓN ACTUAL: Recurso de inconstitucionalidad interpuesto por el Gobierno en funciones el 8 de abril de 2016 ⁴⁵ .

Tabla 1. Recopilación de legislación sobre el fracking en España por provincias.
Fuente. Zarrabeitia & Maeztu (2016)

5.2. Valoración de impacto medioambiental

En este trabajo vamos a mostrar un supuesto en el que se llevaría a cabo la realización de la técnica de fractura hidráulica en la cuenca Vasco-Cantábrica, más concretamente se estudiará la explotación del pozo Armentia-2, situado en la provincia de Álava, analizando sus principales efectos ambientales.

El objetivo de este estudio es cuantificar los impactos a los que se verá afectado el entorno cercano, con el fin de establecer si el coste ambiental es menor que el beneficio económico y determinar si la técnica es viable ambientalmente en España o no.

Para ello, se realizará un estudio del caso mediante la herramienta matriz de Leopold, la cual cuantificará los potenciales impactos ambientales que se darán durante el periodo de construcción, operación, cierre y mantenimiento post-cierre.

El pozo Armentia-2 está aún pendiente de su exploración para confirmar las reservas que habían sido estimadas. Estas reservas estimadas se recogen en el documento de Gessal del año 2013 mencionado anteriormente, que basa sus estudios en las exploraciones que se hicieron a lo largo del siglo XX en

España. A continuación, se muestra una imagen con una recopilación de los principales puntos en los que se suponen reservas de combustibles fósiles del territorio.

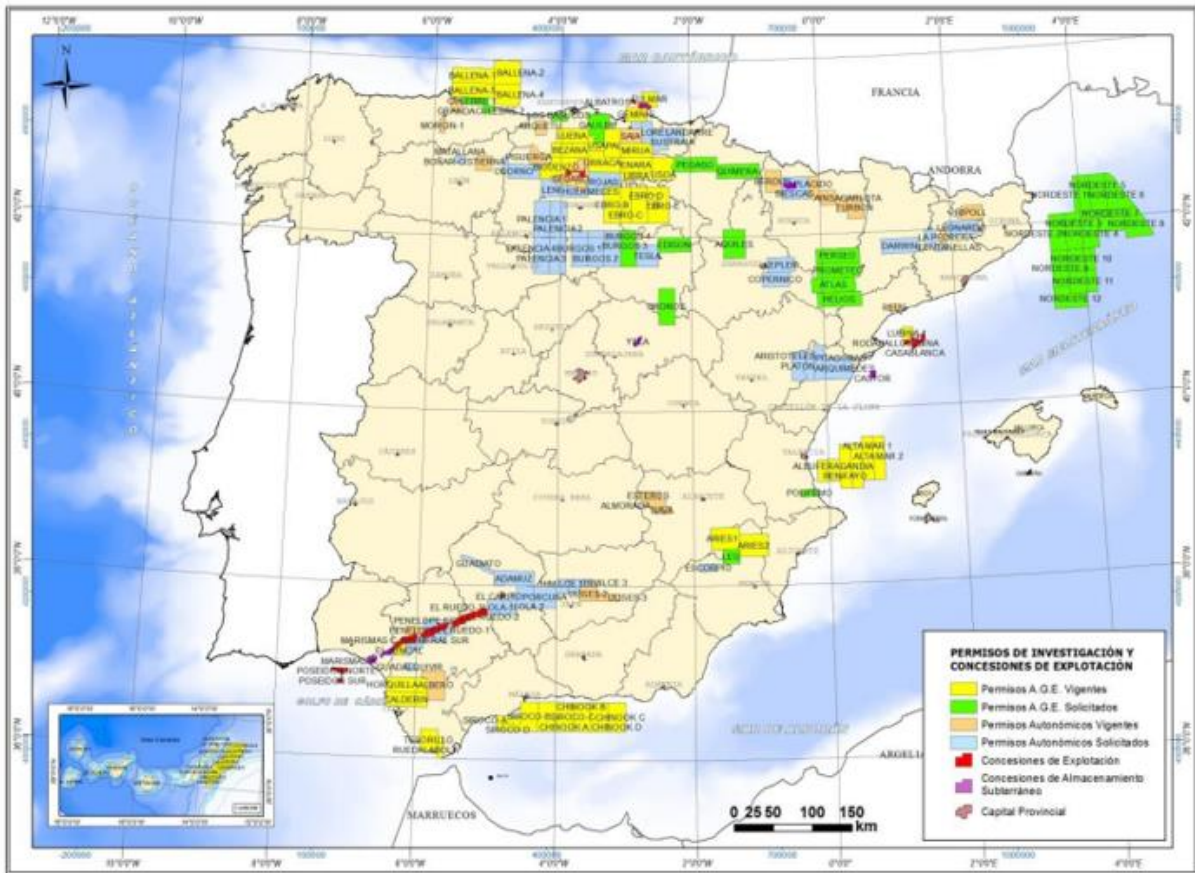


Ilustración 22. Mapa de permisos de investigación y concesiones de explotación en España. Fuente. Gessal (2013).

El mismo documento realiza una estimación de las reservas de combustibles fósiles a través de estudios pasados y condiciones geológicas del terreno por lo que mezcla tanto yacimientos ya descubiertos y comprobados, como supuestos pozos pendiente de explorar. A continuación, se muestran las estimaciones de reservas de *shale gas* en la Península Ibérica.

TABLA RESUMEN DE R.P. DE HIDROCARBUROS" NO CONVENCIONALES"

Dominio Geológico	Shale Gas (BCM)*	Tight Gas (BCM)*	Coal Bed (BCM)*	Total (BCM)*
Cuenca Vasco Cantábrica	1.084	2	x	1.086
Pirineos	260	3	x	263
Cuenca del Duero	72	x	x	72
Cuenca del Ebro	32	1	x	33
Cordillera Ibérica	95	x	x	95
Cadenas Catalanas	15	x	x	15
Cuenca del Guadalquivir	79	x	x	79
Cuenca Bética	x	2	x	2
Macizo Hespérico	340	x	41,3**	381
Totales:	1.977	7	41	2.026

* Gas recuperable

Tabla 2. Recursos de hidrocarburos no convencionales España.

Fuente. IGME (2004).

En la tabla se observa como la zona del dominio de la cuenca Vasco-Cantábrica es la que con diferencia cuenta con más reservas. Dentro de ella, en 1997, ya se sondeó el pozo Armentia-1, descubriéndose reservas en el mismo. A partir de este hecho, se estableció como la zona de mayor interés para la extracción de hidrocarburos, con un alto potencial para el *shale gas*. Posteriormente, en los años en los que se barajaba aplicar la técnica del fracking en España, el pozo Armentia-2 fue uno de los principales candidatos para que se llevase a cabo la técnica.

5.2.1. Consumo de agua

El pozo Armentia-2 se encuentra ubicado en la cuenca hidrográfica del Ebro. En ella también se encuentra una reserva de agua subterránea que es utilizada actualmente para consumo local y sobre la que pasa el río Bayas, afluente del Ebro. En la misma provincia de Álava se encuentran dos importantes embalses: el de Albina y el de Ullivarri, los cuales serían una posible fuente de extracción de agua necesaria para el fluido de fracturación. A continuación, se muestran distintos mapas con las localizaciones de embalses, ríos y aguas subterráneas de la comunidad de Álava, respectivamente:

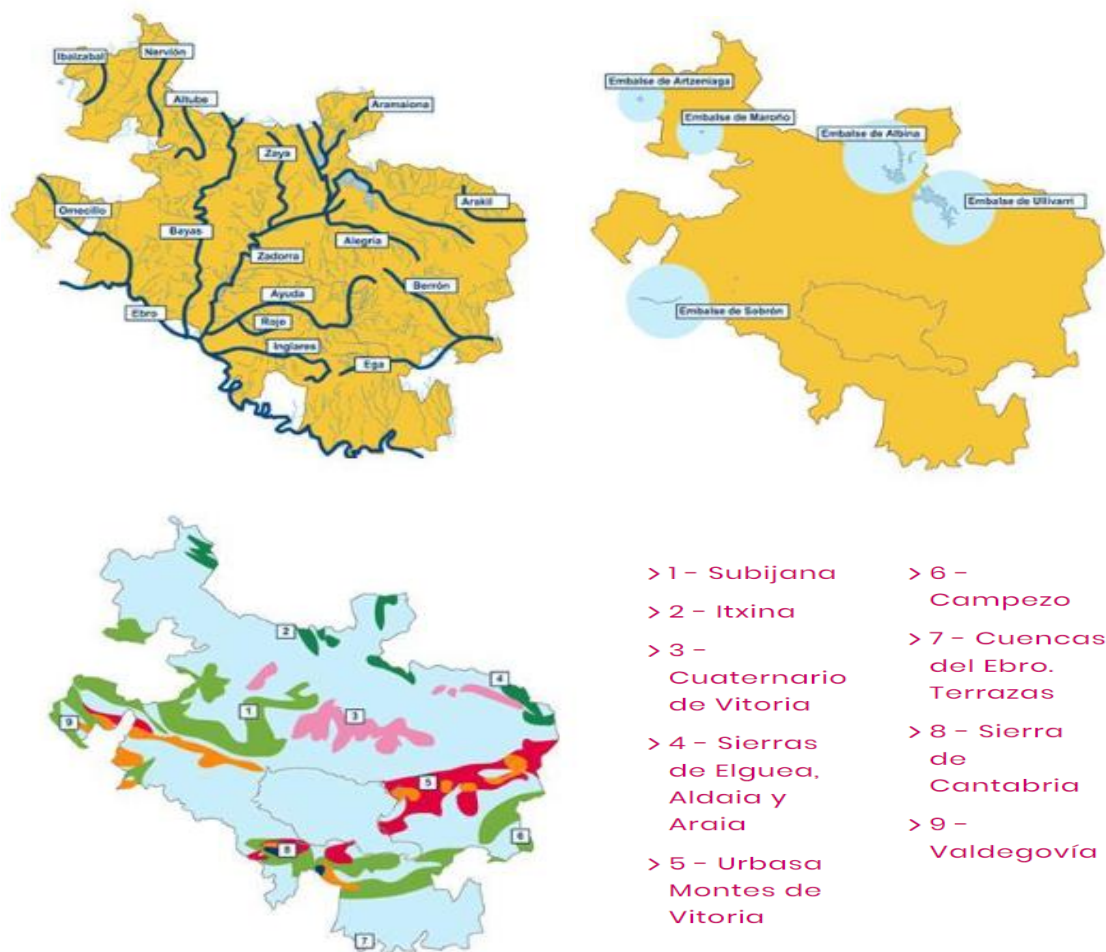


Ilustración 23. Principales reservas de agua en Álava. Imagen 1. Principales ríos. Imagen 2. Principales Embalses. Imagen 3. Principales reservas de agua subterránea y leyenda.
Fuente. Araba.eus (2023).

El líquido utilizado en el proceso de fracturación está compuesto principalmente por agua. Uno de los principales puntos es que el agua sea de alta calidad y pureza, ya que cualquier contaminación o impureza presente en ella puede disminuir la eficacia de los productos químicos utilizados en la mezcla. Gran parte del agua utilizada en la fracturación proviene de fuentes cercanas como ríos, lagos y acuíferos, que normalmente son utilizados como fuentes de suministro de agua potable. Debido a esto, de todos los problemas ambientales relacionados con la fracturación hidráulica, el consumo y la contaminación del agua son los más estudiados y analizados.

La fracturación hidráulica y la perforación horizontal son procesos que requieren una gran cantidad de agua. De media, en EE. UU., la fracturación hidráulica precisa de una cantidad de agua que oscila entre 8 y 80 millones de litros dependiendo de la explotación (Vengosh *et al.*, 2014).

El consumo de agua comienza desde las exploraciones iniciales del pozo en las que se pretenden confirmar las reservas estimadas. Además, el consumo de agua durante la vida útil del pozo no es constante, al inicio de su vida útil, las necesidades hídricas para la extracción del recurso son

relativamente bajas, pero a medida que el recurso se va agotando, su extracción se hace más difícil y con ello las necesidades de agua.

Aunque la cantidad de agua utilizada en el proceso de fracturación es enorme, el verdadero problema radica en los residuos que quedan después del proceso. Estos residuos son altamente tóxicos y, a pesar de los tratamientos que se les apliquen, el agua ya no puede ser considerada apta para el consumo humano.

Las grandes cantidades de agua que se requieren para la fracturación hidráulica deben almacenarse cerca del pozo para asegurar su disponibilidad durante el proceso de fracturación. Además, puede ser necesario fracturar el pozo varias veces en su vida útil.

Es verdad que el proceso del fracking utiliza menos agua que otras formas de extracción de energía. El problema radica en que el agua utilizada en este proceso se contamina y solo se puede reutilizar para la fracturación hidráulica, no para consumo humano.

La tendencia actual es reciclar las aguas residuales para su uso en la fracturación hidráulica de otros pozos, evitando así la contaminación de grandes cantidades de agua dulce⁸.

Si el fracking se llegase a realizar en España, este sería un gran problema debido al estrés hídrico y a las sequías que sufre el país debido a su clima. En 2016 salió a la luz un documento de Gas Natural en la que se hablaba de los recursos necesarios para sondear la zona del sur de Cantabria para confirmar si las reservas esperadas de la zona eran reales y viables de explotar o no.

Según la noticia de elDiario: *“solo explorar si el yacimiento de Sestero-1 es rentable exige 28 millones de litros que tendrán que salir del Lugar de Importancia Comunitaria Río y Embalse del Ebro, que es parte del sistema de protección ambiental Red Natura 2000, la red de conservación de la biodiversidad europea”*.

 elDiario.es

 Hazte socio/a

[Política](#) [Internacional](#) [Economía](#) [Opinión](#) [Cultura](#) [Educación](#) [Clima](#) [Desalambre](#) [Igualdad](#) [Festival](#)

El último proyecto de 'fracking' en España exige extraer 28 millones de litros de agua de una zona protegida

*Ilustración 24: Noticia elDiario sobre el fracking en España.
Fuente: elDiario.es*

⁸ En los inicios del fracking, antes de 2011, solo se reciclaba el 13 % de las aguas residuales, pero a partir de entonces, el reciclaje de agua residual se ha ido incrementando significativamente, llegando al 52 % en 2013. (Andrés Álvarez, 2017).

5.2.2. Contaminación del agua

Uno de los impactos que más repercusión crea es la posibilidad de que sean contaminadas las aguas subterráneas. Las características de las formaciones de *shale* suelen llevar en la mayoría de las ocasiones a que estas se encuentran bajo acuíferos, de aquí la importancia del posible impacto que se puede producir sobre estas reservas de agua.

Por otro lado, generalmente el fluido de retorno empleado en el fracking, una vez ya no tiene utilidad y no puede devolverse al medio, se almacena en pozos cercanos al yacimiento. Estos pozos suelen ser otro de los principales focos potenciales en los cuales se puede producir la contaminación.

Las principales causas por las que el agua puede verse afectada por la fracturación hidráulica son las fugas que puedan ocurrir en el pozo y el tratamiento inadecuado del agua devuelta al medio ambiente.

Dentro de los procesos realizados en el fracking, existen varios casos por los que se pueda dar la contaminación del agua, estos son (ver ilustración 23):

- En la inyección del fluido necesario para la fracturación hidráulica.
- En la inyección de los líquidos de retorno contaminados en pozos especiales después de la finalización del pozo.
- En el almacenado y transporte de lodos producidos por la técnica.
- En accidentes que se den en la superficie durante la realización de la técnica, tales como fugas en tuberías, balsas de fluido o manipulación inadecuada de equipos.
- Dentro del pozo, una falta de un correcto cementado o la disminución de la integridad de este pueden provocar fugas.
- Por fugas producidas a causas de estructuras geológicas, ya sea por grietas naturales o artificiales.

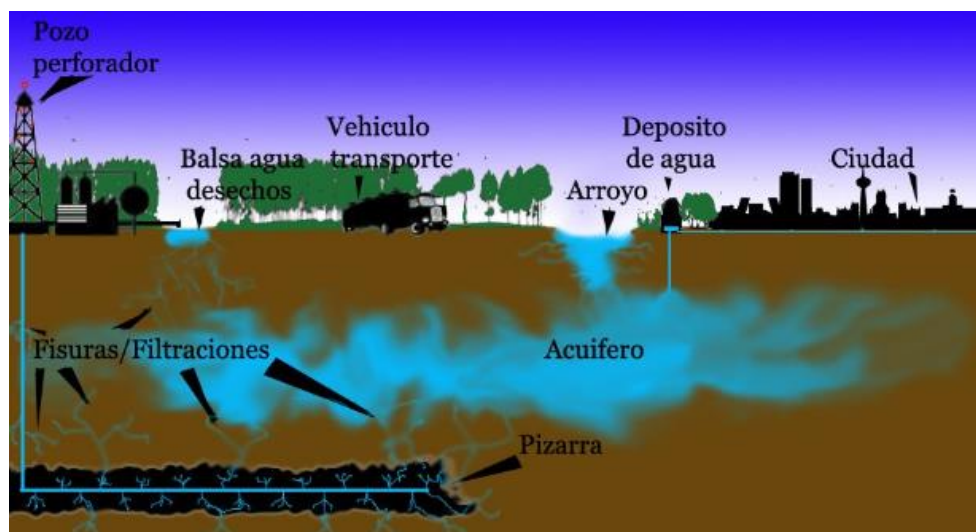


Ilustración 25. Principales puntos de contaminación en el proceso del fracking.
Fuete. Alainte.org

La mayoría de estos impactos se centran en casos de vertidos y accidentes, donde los fluidos de fracturación o los recursos extraídos pueden infiltrarse en las capas más profundas y contaminar el agua de los acuíferos. En estos casos el impacto puede detectarse fácilmente por la turbidez y el mal olor en el agua del grifo. Sin embargo, otro tipo de contaminantes peligrosos son los elementos tóxicos o radiactivos que no se pueden detectar a simple vista y solo se manifiestan a través de ciertas patologías.

Se puede dar el caso de que la fractura hidráulica pueda abrir fracturas a miles de metros de profundidad, lo que podría conectar acuíferos poco profundos de agua potable con las capas más profundas y crear un canal para que los productos químicos contaminen todo el acuífero.

Uno de los principales problemas es la obtención de información sobre los productos químicos utilizados en el fluido del fracking, especialmente en Estados Unidos, debido a las leyes sobre patentes, que permite que la industria no revele los químicos que emplea en el fluido empleado para la fractura. En 2012, el Departamento del Interior de los Estados Unidos hizo público un documento que estableció regulaciones federales para la práctica del fracking, haciendo que se revelase un mayor número de compuestos empleados en la técnica. A pesar de esto, todavía uno de cada seis productos químicos sigue siendo desconocido debido a las cláusulas de secreto industrial.

Algunos estudios, han conseguido identificar hasta 649 sustancias químicas en fugas de almacenamiento químico. Entre ellas, el 44 % son sustancias no están catalogadas y se desconocen sus efectos sobre la salud y el medio ambiente. Del resto de sustancias identificadas, unas 350 sus efectos pueden clasificarse en:

- Con efectos en el cerebro y sistema nervioso.
- Con efectos sobre el sistema respiratorio, la piel y los ojos.
- Con efectos en el sistema endocrino, lo que puede tener graves efectos en la producción y el desarrollo.

Además, se ha constatado que alrededor del 60 % de estas sustancias son solubles en agua y el 35 % son volátiles y pueden ser transportadas por el viento. Por último, el fluido residual generado por la fracturación hidráulica también contiene sustancias tóxicas provenientes del subsuelo, como metales pesados (arsénico, plomo y mercurio, benceno) y grandes concentraciones de sustancias radiactivas de origen natural como uranio radio o radón.

No solo es importante el correcto tratamiento del fluido de trabajo durante el proceso de extracción, también lo es mantener la integridad de los pozos y garantizar el tratamiento adecuado de las aguas residuales para minimizar la contaminación de los cientos de productos químicos presentes en los fluidos de fractura.

Un estudio llevado a cabo por la Universidad de Duke (2013) estudió las aguas residuales de un yacimiento de fracking en Pensilvania y descubrieron que los niveles de radiación eran 200 veces

superiores a los encontrados en muestras de agua recolectadas río arriba. Esto destaca la incertidumbre sobre el estado de los pozos abandonados y si existe un riesgo significativo de fugas.

Por ello, la supervisión y el monitoreo regular son necesarios para asegurar la integridad de los pozos y reducir la posibilidad de fugas que podrían causar una contaminación grave⁹.

Durante los últimos siete años, en los Estados Unidos surgieron muchos vídeos que muestran cómo las personas se ven afectadas por las fugas de gas que ocurren en las zonas cercanas a los pozos de fracking. En ellos se muestra como la misma agua que sale de los grifos de sus casas es inflamable. Uno de los vídeos más populares fue filmado en 2011 en una casa particular en Oklahoma (Ilustración 24).



Ilustración 26. Gas metano en agua de uso residencial.
Fuente. Gas Drilling Awareness Coalition (2012).

5.2.3. Contaminación del aire

La medición de la calidad del aire es una tarea compleja debido a las variaciones meteorológicas y fuentes externas cercanas, como el tráfico. La extracción de hidrocarburos no convencionales produce emisiones de CO₂ y aunque el impacto del *shale gas* aún no está claro, se han hecho varias estimaciones.

El *shale gas* está compuesto de gas natural, formado en un 90 % en metano. Una de las mayores defensas del empleo del gas natural como combustible es que en su quema se produce alrededor de un 45 % menos de CO₂ que el carbón, por unidad de energía, y alrededor de un 30 % menos que el petróleo. Pero hay un gran inconveniente dentro del gas natural, y es que el metano, si es liberado sin quemarse, es más perjudicial que el CO₂, por lo que las fugas de metano provenientes de equipos, tuberías y pozos,

⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1878522013002944>

las cuales son bastante comunes en este tipo de explotaciones, pueden hacer que el gas natural producido por esta técnica se igual o incluso más contaminante que el petróleo o el carbón.

Respecto al CO², además de las emisiones directas, también se deben considerar las emisiones de CO² de los motores diésel utilizados en la fracturación y del transporte de materiales, instalaciones y agua necesarios. Sin embargo, cuantificar estas emisiones es difícil debido al alto número de viajes realizados durante la vida útil de un pozo.

En la extracción de *shale gas* o *shale oil* se emiten, además, diversos contaminantes atmosféricos, como compuestos orgánicos volátiles (COV), óxidos de nitrógeno (NOx), sulfuro de hidrógeno (H₂S) y partículas de sílice. La liberación de H₂S durante la extracción representa un riesgo importante debido a su toxicidad y capacidad corrosiva. Han ocurrido algunos incidentes después de la fracturación hidráulica, donde los productos químicos del fluido de fractura reaccionan con el H₂S y microorganismos en la formación rocosa, liberando H₂S adicional. Otros contaminantes atmosféricos, como SO_x, NO_x y NH₃, se emiten durante el ciclo de vida del pozo, causando impactos como acidificación, agotamiento de la capa de ozono y smog fotoquímico. (ZavalaAraiza, Sullivan, & Allen, 2014).

Al finalizar la vida útil del pozo, el metano y los COV pueden fluir al aire cuando el agua de retorno se bombea hacia el subsuelo. La contención de este fluido en tanques, ya sean abiertos o cerrados, puede provocar la evaporación de productos tóxicos a la atmósfera. Un estudio encontró que los trabajadores en lugares de fracturación hidráulica estaban expuestos a niveles de polvo de sílice hasta 10 veces más altos de lo recomendado (Esswein *et al.*, 2013).

5.2.4. Seísmos

La producción de seísmos es un tema importante dentro del fracking, esto se debe a que el fracking es una técnica agresiva a nivel geológico, puesto que supone fracturar roca a miles de metros de profundidad.

Aunque los seísmos producidos por la fractura hidráulica suelen considerarse poco destacables y de baja sismicidad, hay casos destacables en los que se han registrado terremotos.

Entre los casos más destacables se encuentran:

- La cuenca del río Horn, en Whyoming, donde fueron registrados 31 seísmos entre 2009 y 2012, cuando según la base de datos nacional, llevaban sin producirse terremotos desde 1985 en ninguna zona cercana. Estos seísmos, de entre 2,2 y 3,8 grados en la escala de Richter, fueron causados por técnicas relacionadas con la extracción de recursos por fracking (Suárez y Martínez, 2014).

- En Oklahoma, donde tampoco se habían registrado terremotos anteriormente, se registraron sismos de hasta 5,7 grados en la escala de Richter, llegando a producir algunos daños materiales como carreteras y casas (Kearnen *et al.*, 2013).
- Oklahoma, Ohio y Arkansas son los estados donde también se han registrado terremotos de alta magnitud (hasta 5 grados Richter). (Corbyn, 2011).

Cabe destacar que estos terremotos no se dan durante la aplicación de la fractura hidráulica en sí, sino que son producidos durante la inyección del fluido de retorno y otros residuos en pozos

El impacto de estos terremotos no es tanto el que pueda causar a los daños materiales o a las personas directamente, sino el que pueda causar a los mismos pozos de perforación o a los pozos donde se almacenan los fluidos de retorno, pudiendo provocar fracturas y la posterior contaminación de reservas de aguas subterráneas.

5.2.5. Impacto visual y sobre el entorno

Entre los principales recursos necesarios para el despliegue logístico, se requiere el transporte de los equipos y materiales necesarios al sitio de perforación. Esto incluye camiones de agua, camiones de arena, camiones cisterna para los químicos y otros equipos pesados. Además, se deben realizar estudios geológicos y de terreno para determinar el mejor lugar para perforar y extraer los hidrocarburos.

Una vez que se ha seleccionado el sitio, se requiere la construcción de una plataforma de perforación. Esto puede incluir la excavación y el relleno de la tierra para crear una base sólida para la plataforma, la instalación de sistemas de suministro de energía y la construcción de carreteras y caminos de acceso para facilitar el movimiento de equipos y materiales.

Una vez que se ha establecido la plataforma, se deben perforar pozos verticales y horizontales. Esto requiere el uso de equipos de perforación y tecnología especializada para perforar a través de capas de roca y crear pozos que alcancen las profundidades necesarias para acceder a los hidrocarburos.

Las grandes necesidades para el desarrollo logístico que requiere la construcción de las infraestructuras necesarias para la realización de la técnica, supone un flujo constante de tráfico, así como una construcción de nuevas carreteras y caminos que permitan el transporte de estos recursos.

Por otro lado, a diferencia de los yacimientos convencionales, de los cuales de un mismo pozo se puede obtener grandes cantidades de recurso, en la técnica del fracking, el rápido agotamiento de los recursos de un yacimiento requiere estar perforando constantemente nuevos pozos con el fin de obtener todas las reservas del recurso.



Ilustración 27. Terreno con alta densidad de pozos debido a la fractura hidráulica.
Fuente. *businessinsider.net* (2015).

5.2.6. Estudio de viabilidad ambiental en Álava. Matriz de Leopold

Para realizar el análisis de impacto ambiental de este documento se ha optado por el uso de la Matriz de Leopold. Este modelo es el más utilizado dentro de los denominados métodos cualitativos de análisis, los cuales generan una visión amplia de los posibles impactos que pueden suceder en el desarrollo de un proyecto.

La Matriz de Leopold es de gran utilidad para la evaluación preliminar de impacto ambiental, debido a su enfoque sistemático y estructurado, que permite una evaluación integral de los impactos y una identificación temprana de los posibles problemas.

El método de Matriz de Leopold consiste en una tabla de doble entrada que enumera, como filas, los factores ambientales que afectan y, como columnas, las acciones propuestas que pueden causar impactos. Cada celda de la tabla se divide en diagonal, con la magnitud del impacto (M) en la parte superior y la intensidad o grado de incidencia del impacto (I) en la parte inferior. La magnitud del impacto se mide en una escalada ascendente del 1 al 10, y se indica con el signo + o -, según sea positivo o negativo. La importancia del impacto también se mide en una escalada ascendente del 1 al 10.

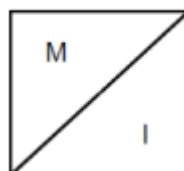


Ilustración 28. Representación de casilla en Matriz de Leopold.
Fuente. *Elaboración propia*.

La suma de los valores de cada fila indicará la incidencia del conjunto sobre cada factor ambiental, mientras que la suma de los valores de cada columna obtendrá una valoración relativa del efecto que cada acción tendrá sobre el medio ambiente. Ambos valores tienen un carácter subjetivo, puesto que no

existen criterios de valoración y el peso de cada magnitud ha sido elegido por el autor. En el caso de que el equipo evaluador fuese multidisciplinario, el método sería bastante objetivo y serviría como estudio preliminar.

A continuación, se muestra la matriz de Leopold para un supuesto proyecto del fracking en Álava:

ETAPAS / ACTIVIDADES (ASPECTOS AMBIENTALES)			Caracterización de Impactos Ambientales																Suma positiva	suma negativa	Suma aritmética	Suma magnitud/ impacto	
			ETAPA																				
			CONSTRUCCIÓN					OPERACIÓN						MANT.	ABANDONO O CIERRE								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16					
COMPONENTE / FACTOR AMBIENTAL			Movilización de maquinaria y equipo	Emplazamientos industriales (equipamiento de planta)	Taladro e instalacion	Lodos de perforacion	Generacion de residuos	Trafico de materiales	Descarga y selección de materia prima	Fracturacion hidráulica	Captacion de agua	Gestion de residuos toxicos	Gestion de residuos liquidos	Mantenimiento de equipos y maquinarias	Desmontaje y retiro de instalacio	Almacenamiento de fluido de retorno	Monitoreo Post Cierre	Restauración de la zona					
FISICO	AGUA	CONSUMO DE AGUA		-2	-3	-3			-3		-10			-4	-2			-1	0	8	-155	-28	
		AGUAS SUPERFICIALES		-2		-3	-4			5		10		-8	-10		-10		1	0	6	-305	-37
		AGUAS SUBTERRANEAS		2		3	7				-10		-10	10			10			0	6	-437	-47
	SUELO	MOVIMIENTOS SISMICOS			-3	7	3				10		-10	10			10			0	4	-129	-16
		CALIDAD DEL SUELO				8					-6	-7					5			0	4	-129	-16
		OCUPACION DEL SUELO					-6	-6	7		-3	-6	-7	-7	-7	-8	-8	-1	-2	0	9	-385	-54
	AIRE	CALIDAD DE AIRE	-4	-8		-6	-6	-9	-2	8		-4	-2	-2	-2	-3	-3	5	1	0	13	-336	-58
		CONTAMINACION ACUSTICA	5	8		6	3	9	2	8		4	2	2	2	3	5	1		0	7	-95	-23
		EFFECTO INVERNADERO	-4	-3	3			-7	7			4	4	2	-1	2	2		-2	0	7	-95	-23
			5	-4	-4			-6	-4	3					1	-6			-4	0	7	-157	-33
BIOLÓGICO	FLORA	HABITAT	-3	2	2		4	4	5		2	2	1	2	2	2		2	0	10	-72	-26	
		PRODUCCION AGRICOLA	-1	-4	-6	-4	-4	-4	3	-2		-6	-4	-3		-3	8			0	11	-225	-41
	FAUNA	SILVESTRE	1	6	7	5	6		2		6	5	6		8	8			0	6	-143	-23	
		ACUATICA				-4	-3	4		-4	-6	-3	5		-3	8			0	6	-143	-23	
	PAISAJE	SILVESTRE	-4	-5	-3	-4	-3	-6	-2	-4	-5	-2	-4		-3	8			0	12	-258	-45	
		ACUATICA	6	6	7	4	3	6	2	8	6	6	4	6		8			0	12	-258	-45	
	DISTRIBUCIÓN	-3	-8		-2	-1	-6			8	6	4	7		8			1	0	6	-151	-24	
		4	8		2	1	6			4								1	1	6	-128	-22	

ETAPAS / ACTIVIDADES (ASPECTOS AMBIENTALES)			Caracterización de Impactos Ambientales																Suma positiva	suma negativa	Suma aritmética	Suma magnitud/ impacto						
			ETAPA																									
			CONSTRUCCIÓN					OPERACIÓN						MANT.	ABANDONO O CIERRE													
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16										
COMPONENTE / FACTOR AMBIENTAL			Movilización de maquinaria y equipo	Emplazamientos industriales (equipamiento de planta)	Taladro e instalación	Lodos de perforación	Generación de residuos	Trafico de materiales	Descarga y selección de materia prima	Fracturación hidráulica	Captación de agua	Gestión de residuos tóxicos	Gestión de residuos líquidos	Mantenimiento de equipos y maquinarias	Desmontaje y retiro de instalación	Almacenamiento de fluido de retorno	Monitoreo Post Cierre	Restauración de la zona										
SOCIOECONM	POBLACIÓN	CALIDAD DE VIDA	-1	1			-2	-3	-6	6		-4	-6	7	-5	-8			-5	8		3	1	9	-244	-37	51	
		CONFLICTOS SOCIALES			-7		-7	-4	-2	3		-5			-6	-7	7			-7	8		3	0	9	-323	-52	52
		DENSIDAD DE POBLACION	4		4	6	6	5	2	5			8	6	7			2	8	5	7	2		7	0	95	28	21
	SERVICIOS	ESPACIOS VERDES	2	2											1	3	5					3		1	6	-94	-19	26
		INFRAESTRUCTURAS	3		-7		-2	-2							-6		-3				-2	4	3	1	5	-77	-15	22
	TRANSPORTE	TRAFICO	3	1			-4	-3	2	-3	3				-3	5	-5				6		3	1	9	-197	-39	36
		EMPLEO LOCAL	6	7	2		4	3	3	2	8				8	3	3	-3	-2	2	2		-1	13	0	253	50	54
	ECONOMIA	TURISMO	6	6	2		3	3	5	2	8				5	5	5	5	2	2	2	3		0	3	-43	-12	11
		DESPLAZAMIENTO DE POBLACION	5	7	3	2			2	-4	4				8	4							3	11	2	119	31	43
	TEJIDO SOCIAL	ENCARECIMIENTO DE VIDA	2	4	2				2	4					8	8	2	3	4	-4	5	1	3	0	7	-91	-27	21
	ARQUEOLOGIA	PATRIMONIO ARQUEOLOGICO			-5				-2	2					-6	-4	-4	4	-5	-1			1	0	5	-82	-15	23
	Sumatorias positivas			4	3	2	0	2	1	1	3	0	2	3	4	2	2	3	4					36				
	Sumatorias negativas			9	15	9	14	13	14	7	12	13	12	14	5	7	15	1	6						166			
Sumatorias aritméticas			-68	-277	-187	-225	-164	-438	-59	-362	-457	-321	-599	31	-52	-497	17	-2							-3660	-584	923	

Ilustración 29. Matriz de Leopold. Impactos del fracking.
Fuente. Elaboración propia.

Si analizamos los resultados de la matriz, vemos que el número de magnitudes negativas (166) supera ampliamente el de positivas (36). Si realizamos la suma aritmética de todos los valores (sumatorio de impacto*magnitud) obtenemos un valor de -3660, el cual nos hace ver el gran impacto negativo, sobre todo en términos ambientales que tendría la realización de la técnica. Por último, la celda de suma magnitud/ impacto nos daría una idea de cuál sería el resultado de la tabla teniendo un total de magnitud de -584 y un impacto de 923.

Como se ha explicado anteriormente, los principales impactos que se producen en el desarrollo del fracking están relacionados con el consumo de los recursos hídricos y la contaminación de estos. Es por ello que dentro del estudio de la Matriz de Leopold, han sido estos impactos los que han recibido una mayor magnitud negativa y una mayor importancia. En Álava, gran parte de los municipios son abastecidos de forma total o parcial mediante aguas subterráneas, 198 de los 429 municipios son abastecidos de esta forma¹⁰.

Destacan los procesos de la fractura hidráulica, captación del agua, gestión de residuos y la gestión del fluido de retorno.

A nivel de impacto socioeconómico, podemos destacar la generación de conflictos sociales, debido al que el fracking siempre ha estado rodeado de polémica a nivel popular, llegando a considerarse que, en algunas ocasiones, la técnica no ha llegado a realizarse debido a la oposición social al desarrollo de esta.

Una multitud protesta contra el fracking en Vitoria

Plataformas de todo el norte de España mostraron en la capital alavesa su rechazo a esta técnica



La manifestación salió de la plaza Bilbao y llegó hasta Los Fueros. /Ricardo del Val

europapress / cantabria

Convocada una manifestación contra el fracking este sábado en Santander

eDiario.es

Marcha contra el fracking y las exploraciones de gas no convencional

Los manifestantes, convocados por grupos ecologistas de Euskadi, Cantabria y Burgos, portaban pancartas en las que se leía: 'Porque el agua y el aire no entiende de fronteras, fracking no' o 'Prohibición de fracking en Castilla León'.

Exigen al Gobierno vasco el fin de sus planes de exploración de gas no convencional mediante fractura hidráulica en la comarca de las Merindades, en el norte de Burgos.

Ilustración 30. Recopilación de titulares sobre protestas en contra del fracking en España.

Fuente. Diversos medios (2012-2015).

Por otro lado, los impactos en la ocupación del suelo y distribución del paisaje son elevados debido a las altas necesidades logísticas que se requieren para la realización de esta técnica, las cuales han sido explicadas con anterioridad.

Cabe destacar el impacto económico positivo de la técnica, el cual es uno de los argumentos que se suelen dar a favor del fracking, pese que el impacto en el turismo se supone negativo, debido a

¹⁰ <https://web.araba.eus/es/medio-ambiente/el-agua-en-alava#cuencas>

que uno de los principales atractivos de la provincia de Álava son sus parajes naturales, los cuales quedarían afectados por la ocupación de terreno requerida por la técnica.

Se espera un aumento del empleo en la provincia, así como un aumento de la población. El factor de importancia de este componente no se ha estimado muy alto en alguna de las etapas, debido a que el empleo generado por la técnica sería de carácter temporal, manteniéndose solo hasta el fin del proceso de extracción.

Por otro lado, desde el punto de vista de etapas del proyecto, se ha considerado que las etapas del proyecto con más impacto son:

- Taladro e instalación del yacimiento, destacando el impacto a las aguas subterráneas. A este impacto se le ha dado una magnitud de -4 puntos debido a que la contaminación del acuífero solo se daría si hubiese algún fallo durante la perforación del yacimiento, dándosele una puntuación relativamente baja debido a que un fallo en esta etapa del proceso es extraño. En el caso de los seísmos también sería bastante extraño que se produjesen durante esta etapa, pero la importancia que se le ha dado al impacto es alta (puntuación de 8).
- Fracturación hidráulica, llegando a alcanzar una magnitud de -10, siendo, junto a la gestión de los residuos, el impacto de mayor importancia. Esto se debe a que durante el proceso de fractura, las grietas pueden llegar a unir las reservas de gas con los acuíferos, produciendo una importante contaminación de los mismos. Además de influir fuertemente en la potabilidad del agua, la calidad del suelo también se vería afectada debido a la erosión causada por los productos químicos.
- La captación de agua es una etapa crítica en el proceso de fracturación hidráulica y también puede tener impactos significativos por un lado en el consumo de las reservas hídricas, que se harían notables sobre todo en épocas de sequías. Y por otro lado en la competencia con otros usos como el abastecimiento de agua para consumo humano, riego agrícola u otros fines industriales, lo que podría generar tensiones y conflictos en áreas donde los recursos hídricos son limitados.
- En el tratamiento de residuos también se dan varios factores de riesgo, esto depende en gran medida del tratamiento posterior que se les den a estos residuos. Si los lodos de fracturación son tratados después del proceso, el riesgo de contaminación se reduce en gran medida, pero este tratamiento es muy costoso debido a la alta cantidad de lodos que se producen durante la realización de la técnica. Por otro lado, entre los tratamientos más contaminantes se encuentra el de almacenar los lodos de retorno en un pozo cercano al yacimiento y posteriormente sellar el mismo. El principal problema de este método de gestión de residuos es que, si con el paso del tiempo se produce alguna fisura en el pozo, el contenido de este podrá contaminar las reservas hídricas cercanas.

6. ANÁLISIS DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA

En este punto se llevará a cabo un análisis de la viabilidad económica del fracking en España empleando el modelo de Arps para calcular la producción por pozo. Tras esta estimación, se determinará el precio de venta del gas y se realizará una aproximación a los costes de perforación y operación de un pozo en el contexto español. Con estos datos, se calculará el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), dos métricas clave para evaluar la viabilidad económica del proyecto.

6.1. Cálculo de la producción por pozo.

El modelo de Arps es ampliamente utilizado en la industria para predecir la producción de un pozo de gas a lo largo del tiempo. Este modelo se basa en la suposición de que la tasa de producción de un pozo disminuye exponencialmente con el tiempo. Utilizando datos históricos de producción de pozos similares en otras regiones con características geológicas y operativas similares, se pueden obtener estimaciones razonables de la producción esperada por pozo en España.

La fórmula de Arps se expresa de la siguiente forma:

$$b = -\frac{dD}{dt} = -\frac{d\left(\frac{q}{dq/dt}\right)}{dt}$$

La cual, si se desarrolla y se resuelve nos da como resultado la siguiente ecuación, la cual representa la ratio de producción en función del tiempo:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$$

donde,

q_t = producción en el instante t

q_i = producción inicial o IP

b = constante de Arps

D_i = declinación inicial

t = tiempo (meses)

Mediante esta ecuación, teniendo los datos de producción inicial, la declinación inicial del pozo (como decae la producción del pozo durante el primer mes de operación), el tiempo y la constante de Arps, obtendremos la producción en cada instante de tiempo. Realizando una sumatoria del total de los resultados, obtendremos la producción total del pozo.

Para la resolución de esta ecuación el parámetro b (cte. de Arps) tomara valores entre 0 y 2, este parámetro refleja el cambio-tiempo-gasto del pozo. Según *Coloradans for Responsible Energy Development*, una vez seleccionado el pozo se tarda de 3 a 5 días en realizar la perforación, pero después de haber sido realizada esta, un pozo puede estar produciendo energía de 20 a 40 años. Para realizar los cálculos de este estudio se va a suponer un tiempo de explotación del pozo de unos 25 años (300 meses). El resultado se dará expresado en EUR/well (estimated ultimate recovery) lo que hace referencia a la

producción estimada total por pozo. Actualmente no se conocen los parámetros necesarios para el cálculo de la producción de un supuesto pozo en España, pero existen estudios geológicos sobre los yacimientos de esta región. Para el cálculo de estos valores se tendrán en cuenta los datos de las características geológicas de los yacimientos de EE.UU. los cuales se recogen en la siguiente tabla, la cual, a su vez, reúne la producción y las principales propiedades de las principales reservas estadounidenses.

Característica	Barnett	Fayetteville	Woodford	Haynesville	Marcellus	HornRiver	Montney
Edad	Misisípico	Misisípico	MisisípicoDevónico	Jurásico	Devónico	Devónico	Triásico
Area(mi2)	7750	9100	11000	9000	95000	3000	2000
Profundidad(m)	2000-2600	450-2100	1800-2400	3200-4100	1400-2400	2000-3000	1000-3000
Laterallength(m)	870-1000	1000-1400	1000-1700	1000-2100	700-2300	1000	650-1000
Grosor(m)	30-250	6-60	36-67	60-90	30-120	115	122
Silicatos(%)	40-60	25-60	60-80	53	40-60	65	20-60
TOC(%)	3,5-8	4-9,5	2-10	3-5	1-12	0,5-10	2,5-6
GIP(Bcf/mi2)	35-250	25-80	35-130	150-250	20-150	60-150	55-100
Presión(psi/ft)	0,46-0,5	0,44	0,35-0,44	0,5-0,7	0,45-0,6	0,65	0,44-0,7
Porosidad(%)	3-4,8	2-9,5	6-9	8-12	1,6-7	2-4,5	2-8
Ro(%)	1-2,2	1,5-4	1,1-3	2,2	1-2,5	2,8	0,8-2,5
IP(Mmcf/d)	2-3	2-4	3-5	5-15	1,4-4,7	2-8	2,5-5
Wellcost(M\$)	3,5	2,8	7	9,5	6	10	4,5-8
OPEX(\$/Mmbtu)	0,7	1,1	1,15	2,5	-	-	-
1-MonthDeclination(%)	11,4%	6,2%	7,8%	22,3%	11,2%	-	-
b	-	1,5933	0,6377	0,8436	1,1852	1,65	-

Tabla 3. Características geológicas y económicas de los principales reservorios de Norteamérica. Fuente. Lascorz Martin-Sauceda (2015).

De estos datos, los que nos interesan para calcular la producción por pozo son los de IP (producción inicial), 1-month declination (declinación de la producción en el primer mes) y b (constante de Arps). Para verificar la viabilidad del uso de esta ecuación se ha realizado una prueba de aplicación, introduciendo los parámetros conocidos del yacimiento de Barnett. Obteniendo los siguientes resultados mediante una hoja de Excel:

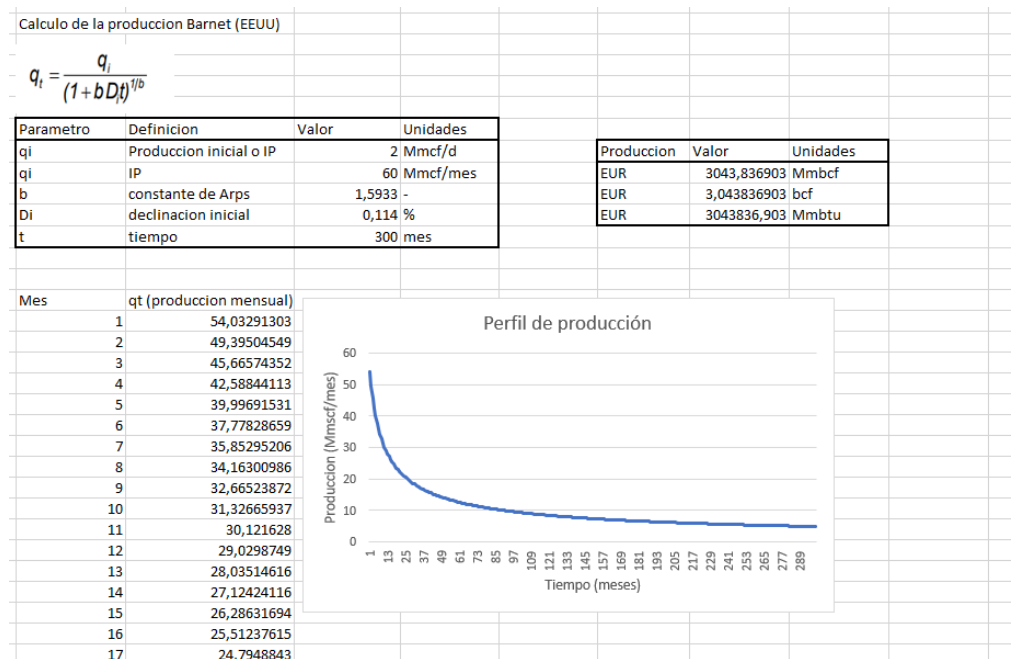


Ilustración 31. Cálculo de producción del Barnett a partir de los datos de la tabla. Fuente. Elaboración propia.

Como podemos ver, con los datos de producción de la cuenca de Barnett, obtenemos una producción de 3,043 bcf¹¹, equivalente a 3,043 EUR/well. Esto nos da un valor aproximado al rango real (1,5-3 EUR/well). Por ello consideramos que el método nos dará unos valores de producción cercanos en lo que respecta a un pozo en la cuenca Vasco-Cantábrica.

Puesto que en España no hay registros de los parámetros de IP, constante de Arps o declinación inicial, para el cálculo de estos se va a partir de los de los datos geológicos de los principales pozos estadounidenses.

Partiendo de los datos conocidos sobre la cuenca Vasco-Cantábrica (ver tabla 4), se intentarán predecir los parámetros IP, declinación inicial y cte. de Arps, mediante el cálculo de regresiones lineales que enfrentarán estos parámetros a los del resto de la tabla, con el fin de ver si existe alguna correlación entre ellos y si podemos suponer un valor aproximado para los valores de los parámetros necesarios para el cálculo de la producción de la cuenca.

Característica	Vasco-cantábrica
Edad	Lías-Jurásico
Area(mi2)	6620
Profundidad(m)	2400-4400
Laterallength(m)	-
Grosor(m)	45-180
Silicatos(%)	-
TOC(%)	2-4
GIP(Bcf/mi2)	50
Presión(psi/ft)	0,5
Porosidad(%)	-
Ro(%)	1,2
IP(Mmcf/d)	-
1-MonthDeclination(%)	-
b	-

Tabla 4. Característica de la cuenca Vasco-Cantábrica. Fuente. Lascorz Martin-Sauceda (2015).

A continuación, se recoge un conjunto de gráficas en las que se recogen las regresiones lineales de los parámetros, calculados a través de hoja de cálculo Excel:

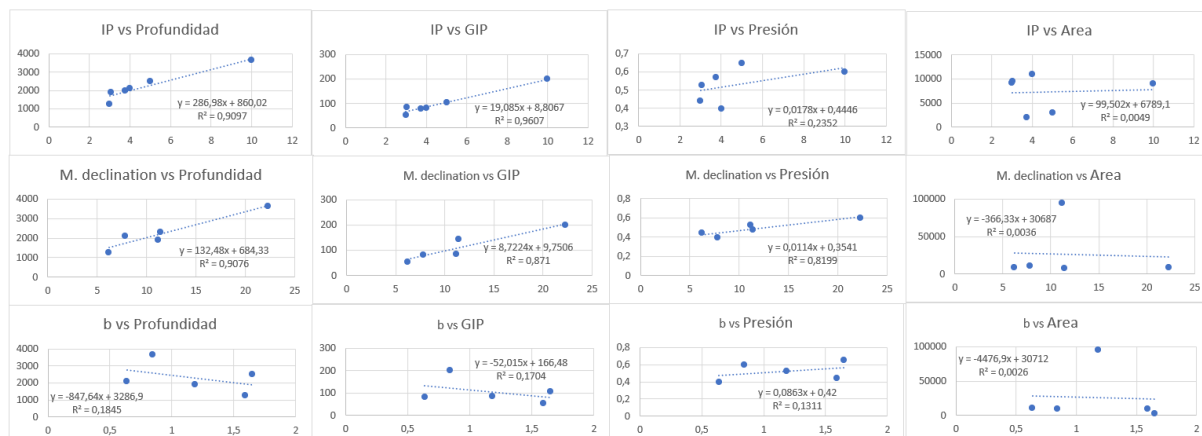


Ilustración 32. Recopilación regresiones lineales de las distintas características de distintos pozos estadounidenses. Fuente. Elaboración propia.

¹¹ 1 bcf = 28316846,59 m³

Como resultado, se observa que los parámetros que guardan una mayor correlación son:

- Para el valor IP, el parámetro GIP guarda un índice de correlación $R^2 = 0,9607$.
- Para el valor de declinación mensual del primer mes, el parámetro de profundidad, con $R^2 = 0,9076$.
- Para el valor de constante de Arps (b) se ha encontrado que no guarda una correlación fuerte con ninguno del resto de parámetros presentados, siendo la mayor correlación la que encuentra junto a la profundidad con un valor de $R^2 = 0,1845$. Al ser este valor demasiado bajo como para tenerse en cuenta, se ha considerado un valor similar a la cuenca de Bakken, de entre 1,4 y 1,6 al ser la más similar geológicamente a la cuenca Vasco-Cantábrica (EIA/ARI 2013).

Característica	Vasco-cantábrica	
Edad	Lías-Jurásico	
Area(mi2)	6620	
Profundidad(m)	2400-4400	
Laterallength(m)	-	
Grosor(m)	45-180	
Silicatos(%)	-	
TOC(%)	2-4	
GIP(Bcf/mi2)	50	
Presión(psi/ft)	0,5	
Porosidad(%)	-	
Ro(%)	1,2	
IP(Mmcf/d)	2,158412366	$y = 19,085x + 8,8067$
1-MonthDeclination(%)	20,49871679	$y = 132,48x + 684,33$
b	1,5	Bibliografía

Tabla 5. Tabla 4 completada con los parámetros calculados mediante regresión lineal.
Fuente. Lascorz Martin-Sauceda (2015) completada con cálculos propios.

6.2. Costes.

Al igual que para la estimación de la producción del pozo, para estimar cuál sería el coste por pozo de la técnica en España, nos basaremos en datos reales de los pozos estadounidenses. En EE. UU. el coste de un pozo puede variar ampliamente dependiendo de las condiciones externas del yacimiento, como puede ser la profundidad, el tipo de terreno o la cantidad de reservas que haya en el mismo.

Para el cálculo del costo medio de un pozo estadounidense se ha partido de los costes de puesta en marcha de los pozos de Eagle Ford en Texas y Bakken en Dakota del norte y Montana.

GASTO DE CAPITAL (CAPEX) millones de US\$	Eagle Ford	Bakken	Permian	Promedio
Perforación				
*Costos de torre de perforación y fluidos	1,2	1,32	1,28	1,267
*casing y cemento	0,9	0,86	0,98	0,913
*Otros gastos de perforación	0,3	0,312	0,0097	0,207
Costos relacionados con <i>completion</i>				
*Equipamientos y bombas para el <i>fracking</i>	1,65	1,95	1,95	1,850
* <i>completion</i> fluidos y disposición de fluidos recuperados	0,98	0,86	1,43	1,090
*Apuntalantes (arena)	0,98	0,78	1,28	1,013
*Herramientas de <i>completion</i>	0,225	0,312	0,075	0,204
*Seguros y consultorías	0,525	0,546	0,225	0,432
*Instalaciones y bombeo	0,6	0,625	0,195	0,473
*Equipos de superficie	0,15	0,156	0,113	0,140
*Otros gastos de <i>completion</i>	0,03	0,0312	0,0301	0,030
Total	7,54	7,81	7,5677	7,639

Tabla 6. Costos de puesta en marcha (CAPEX) en millones de dólares según datos de la EIA.
Fuente. Moino, Mojica, Montoya & Posada (2018).

Como se puede observar, el coste promedio por pozo en EE. UU. esta en torno a los 7,7 M\$, pese a esto, debido a que la tecnología en España no está igual de desarrollada que en el continente norteamericano, los gastos aquí serían mayores.

Según Repsol (Moro Morán, 2014) los costes de falta de tecnología española supondrían un aumento de entre el 1,2 y el 1,6 respecto a la estadounidense. Si tomamos un valor de penalización de 1,4 puntos, obtendríamos que el precio por pozo español sería de 10,695 M\$.

Para calcular los costes operativos de un pozo español se han tomado los datos de estos costes de los pozos estadounidenses:

Característica	Barnett	Fayetteville	Woodford	Haynesville	Marcellus	HornRiver	Montney
OPEX(\$/Mmbtu)	0,7	1,1	1,15	2,5	-	-	-

Tabla 7. Datos de costes de operación de distintos pozos estadounidenses.
Fuente. Lascorz Martin-Sauceda (2015).

Al igual que se ha hecho para el cálculo de los parámetros de producción por pozo, se han realizado las regresiones lineales de los datos del OPEX frente al resto de parámetros. Se ha observado que la correlación máxima era $R=0,7$ junto al TOC (Anexo). Esta correlación se ha considerado como insuficiente, por lo que se ha optado por realizar una media de los parámetros disponibles, dando un OPEX de 1,8 \$/Mmbtu.

Al igual que en el caso de los costes del CAPEX, según Repsol, el coste español tendría una penalización de entre 2 y 3 puntos frente a la estadounidense. Tomando como valor de penalización 2 puntos, obtendríamos un valor de OPEX de 3,8 \$/Mmbtu.

6.3. Estimación de precio de venta del gas.

Respecto al gas natural, dentro del panorama energético global, existen varios mercados importantes que influyen en su comercio y precios en todo el mundo. Entre los tres principales mercados se encuentran el TTF (Titled Transfer Facility), el JKM (Japan Korea Marker) y el HH (Henry Hub).

El TTF, con sede en los Países Bajos, es el mercado de referencia para el gas natural en Europa. Actúa como un centro de negociación para contratos a plazo y futuros, proporcionando precios transparentes y una liquidez significativa. El TTF ha ganado popularidad debido a su ubicación estratégica en el centro de la red de gas de Europa y su conectividad con otros sistemas de transporte de gas importantes. Además, su creciente participación en el comercio de gas natural licuado (GNL) lo convierte en un mercado clave para el suministro y la demanda tanto de gas natural como de GNL en Europa.

Por otro lado, el JKM es el mercado de referencia para el comercio de GNL en Asia, específicamente para los mercados de Japón, Corea del Sur y otros países de la región. El JKM se basa en los precios de las transacciones de GNL y se calcula en función de los precios en los puertos de carga y descarga en Asia. A medida que la demanda de gas natural y GNL aumenta en Asia, el JKM se ha convertido en un indicador clave para el comercio y la fijación de precios en la región.

Por último, el HH se refiere al Henry Hub, que es el principal centro de comercialización de gas natural en Estados Unidos. Ubicado en Luisiana, el Henry Hub es un punto de entrega y un centro de interconexión para numerosos gasoductos que abarcan todo el país. El precio del gas en el Henry Hub se utiliza como referencia para los contratos de futuros y opciones en el mercado de gas natural en Estados Unidos. Debido a la abundancia de gas natural producido en América del Norte, el HH es un mercado clave para el comercio y la formación de precios en la región.

A continuación, se muestra recopilatorio de los precios del gas en estos mercados durante el periodo 2021-2022 en \$/Mmbtu:

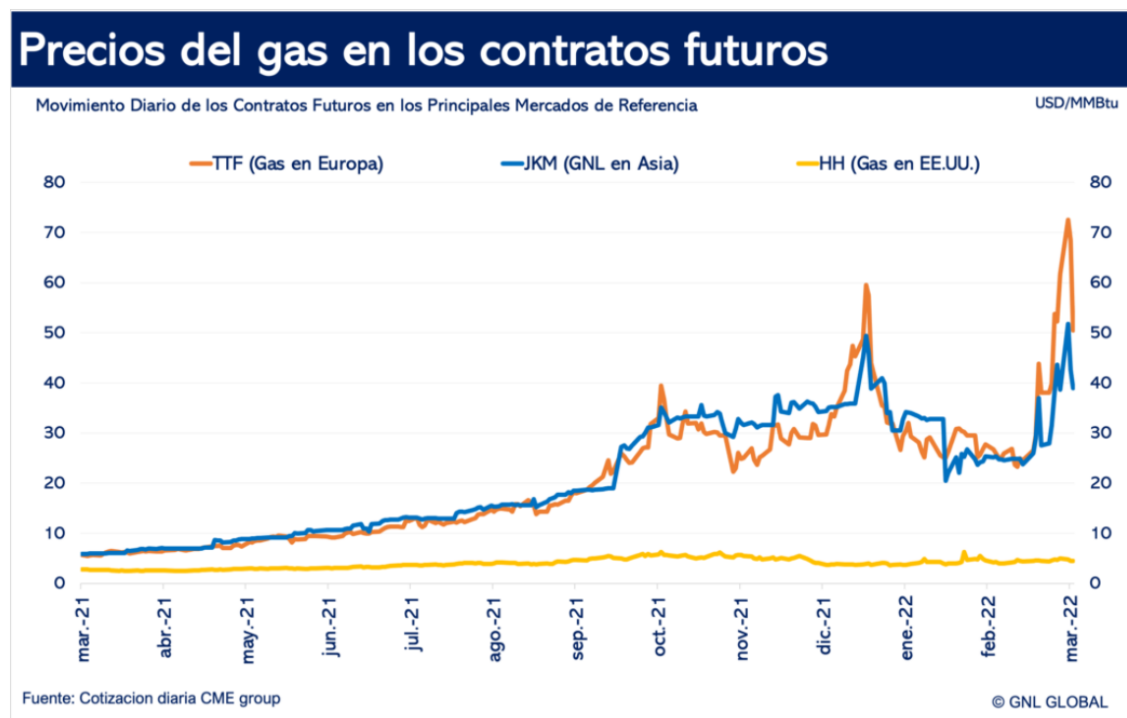


Ilustración 33. Evolución de los precios de los distintos mercados mundiales de gas.
Fuente: GNL GLOBAL (2023).

Como se puede ver en la imagen hay una gran diferencia entre los precios de TTF y JKM frente a los de HH. Esto se debe a la gran producción de gas de esquisto por medio del fracking por parte de EE. UU. El principal motivo por el que varían tanto los precios entre distintos continentes es la situación geográfica de EE. UU., la cual solo permite como método de exportación el GNL (gas natural licuado), técnica que aumenta enormemente el costo final del gas frente al transporte por gaseoducto.

A diferencia de EE. UU., donde el precio del gas se expresa en \$/Mmbtu, en Europa la forma común de expresar el precio del gas en EUR/kwh¹². En el panorama europeo los precios comenzaron a aumentar a partir de finales de 2021, debido a la escasez de suministro. Posteriormente, con la invasión rusa a Ucrania, se desató la crisis de inestabilidad política en Europa que desencadenó una crisis de suministro de gas, entre otras. En los periodos anteriores a la crisis de suministros los precios del gas europeos oscilaban entre los 27,3 EUR/kwh y los 4,4 EUR/kwh. Durante el conflicto ucraniano se alcanzó el máximo histórico del precio del gas, llegando a los 345 EUR/kwh, destacando el invierno 2022-2023 como el periodo de precios más alto. En junio de 2023, tras un invierno cálido que permitió un bajo consumo de gas y un aumento en las reservas de gas europeo, parece que los precios han vuelto a estabilizarse en torno a los 28 EUR/kwh.

¹² 1 \$/mmbtu = 3,4095 EUR/kwh

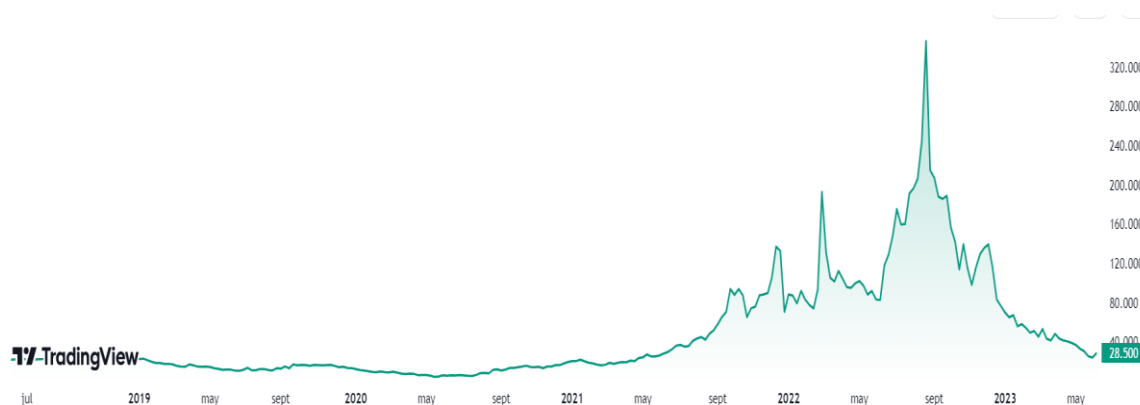


Ilustración 34. Evolución de los precios del gas en el mercado TTF expresado en EUR/kwh. Fuente. TradingView.

Como en el presente estudio las fórmulas empleadas se están realizando con las unidades estadounidenses, se ha decidido obtener los precios de venta del gas en \$/Mmbtu para su posterior empleo en las fórmulas. A continuación, se muestra una gráfica con las medias anuales del precio del gas TTF:

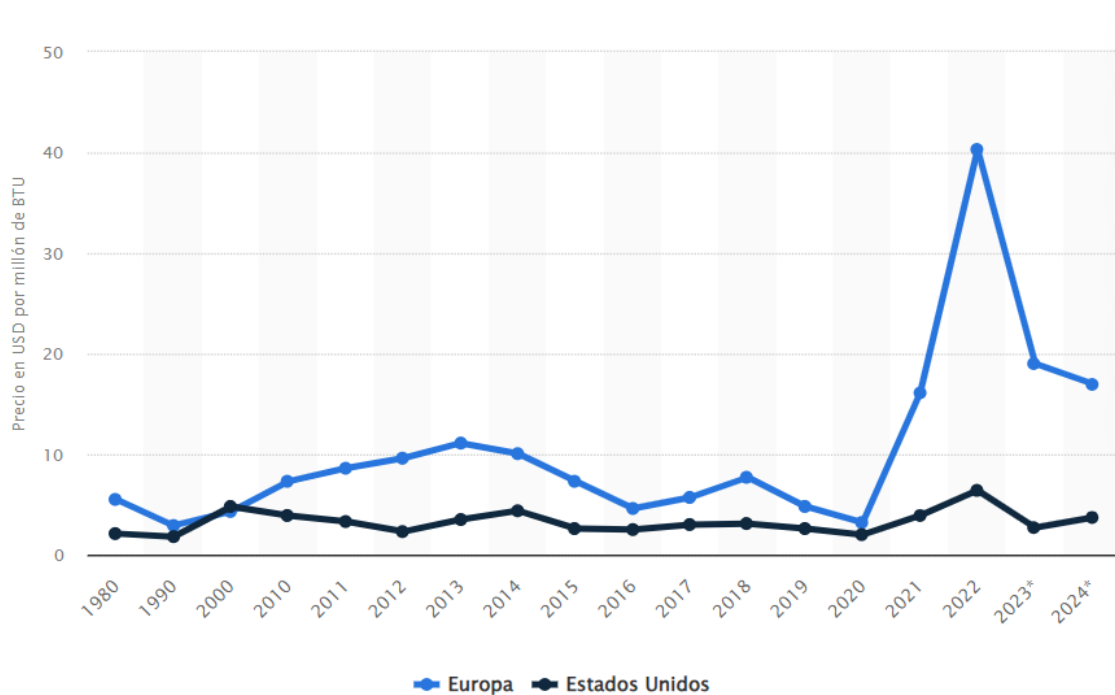


Ilustración 35. Evolución de los precios del gas en \$/Mmbtu (2023 y 2024 estimaciones). Fuente. Estadista (2023).

Puesto que el precio no es constante a lo largo del tiempo va a ser necesario basarse en una previsión de precios de cara al futuro.

Actualmente, a junio de 2023, el precio del gas europeo está en torno a unos 8,4 \$/Mmbtu al cambio. Por un lado, el Banco Mundial hizo unas estimaciones para el precio del gas europeo en el que este volvería a ascender hasta en torno a los 28 dólares en 2024; por otro lado, la agencia internacional de

calificación crediticia Fitch Rating prevé que los precios disminuirán hasta los 10\$/Mmbtu para el mercado TTF y que se estabilizaran en torno a los 5\$/Mmbtu en 2026 y años posteriores.

Pese a que hay estimaciones para el precio del gas europeo de cara el futuro, predecirlos de forma precisa es bastante difícil, por ello, para este documento se tendrán en cuenta tres escenarios. Teniendo en cuenta que los procesos de exploración de las reservas y la construcción del pozo llevarían al menos 3 años se empezaran a contar los años de producción a partir del año 2026. Los escenarios serán los siguientes:

- ✓ Escenario Fitch Rating: se establecerá un valor medio de precio de gas de 5\$/Mmbtu.
- ✓ Escenario Conflicto: el precio de venta del gas será el valor medio que ha tenido durante el conflicto ucraniano. Se tomará como valor promedio el de 25,1 \$/Mmbtu.
- ✓ Escenario Pre-Conflicto: se establecerá un precio de media a partir de los datos anteriores al conflicto de Ucrania, a partir del año 2000, dando una media de 7,5 \$/Mmbtu (datos obtenidos a partir de la ilustración 35).

6.4. Estudio de rentabilidad del proyecto.

Para obtener los cálculos de la rentabilidad del proyecto se ha utilizado una hoja de Excel. En esta hoja se emplearán los datos de producción y de costes estimados en los puntos anteriores y se establecerá un periodo de duración de 25 años (300 meses).

A continuación, se muestran los cálculos realizados para el escenario pre-conflicto. En las celdas de color verde pastel se introducen los parámetros necesarios para el cálculo.

Calculo de la producción Cuenca Vasco Cantábrica				Producción		
$q_t = \frac{q_i}{(1 + b D t)^{1/b}}$				Unidades	Valor	
				Mmcf/mes	2226,583776	
				bcf	2,226583776	
		Mmbtu	2226583,776			
Parametro	Definición	Valor	Unidades	Precio/ costes	valor	Unidad
qi	Produccion inicial o IP	2,15	Mmcf/dia	Precio venta	\$ 25,00	
q	IP	64,5	Mmcf/mes	CAPEX	\$ -10.700.000,00	
b	constante de Arps	1,5 -		OPEX	\$ 3,80	\$/Mmbtu
Di	declinacion inicial	0,2 %		OPEX total	\$ 8.461.018,35	
t	tiempo (meses)	300 mes		Tasa	5%	
						VAN \$23.524.068,04
						TIR 56%

Produccion Mensual			Produccion anual			Qt-C
Mes	Mmcf/mes	Qt Mmbtu	Año	Ingreso Anual	OPEX	\$
1	54,14987766	1353746,941	1	\$ 10.202.379,26	\$ 338.440,73	\$ 9.863.938,52
2	47,14978603	1178744,651	2	\$ 5.607.079,36	\$ 338.440,73	\$ 5.268.638,63
3	42,04593172	1051148,293	3	\$ 4.151.897,70	\$ 338.440,73	\$ 3.813.456,96
4	38,13097651	953274,4127	4	\$ 3.382.130,83	\$ 338.440,73	\$ 3.043.690,09
5	35,01598725	875399,6814	5	\$ 2.892.974,23	\$ 338.440,73	\$ 2.554.533,50
6	32,46791202	811697,8004	6	\$ 2.549.663,67	\$ 338.440,73	\$ 2.211.222,94
7	30,3378816	758447,04	7	\$ 2.293.032,54	\$ 338.440,73	\$ 1.954.591,80
8	28,52597102	713149,2754	8	\$ 2.092.613,92	\$ 338.440,73	\$ 1.754.173,18
9	26,96240111	674060,0278	9	\$ 1.930.969,89	\$ 338.440,73	\$ 1.592.529,16
10	25,59684196	639921,0491	10	\$ 1.797.333,39	\$ 338.440,73	\$ 1.458.892,66
11	24,39199998	609799,9994	11	\$ 1.684.664,29	\$ 338.440,73	\$ 1.346.223,56
12	23,31960341	582990,0852	12	\$ 1.588.147,93	\$ 338.440,73	\$ 1.249.707,19
13	22,35779628	558944,907	13	\$ 1.504.370,24	\$ 338.440,73	\$ 1.165.929,51
14	21,48939319	537234,8298	14	\$ 1.430.837,07	\$ 338.440,73	\$ 1.092.396,33
15	20,70067888	517516,9719	15	\$ 1.365.680,09	\$ 338.440,73	\$ 1.027.239,35

Ilustración 36. Muestra de cálculos en Excel para el escenario pre-conflicto de la cuenca Vasco-Cantábrica. Fuente. Elaboración propia.

Para el cálculo de datos de rentabilidad, se han empleado los siguientes datos:

- Parámetros de producción: IP, b, declinación inicial y tiempo, obtenidos en el apartado 5.1.

- Parámetros económicos: precio de venta del gas, CAPEX, OPEX y tasa de descuento, obtenidos en el apartado 5.2.

Una vez comprobado el funcionamiento de las fórmulas, se han realizado los cálculos para los tres escenarios, y se han reunido en el siguiente gráfico, dando los siguientes resultados de beneficios:

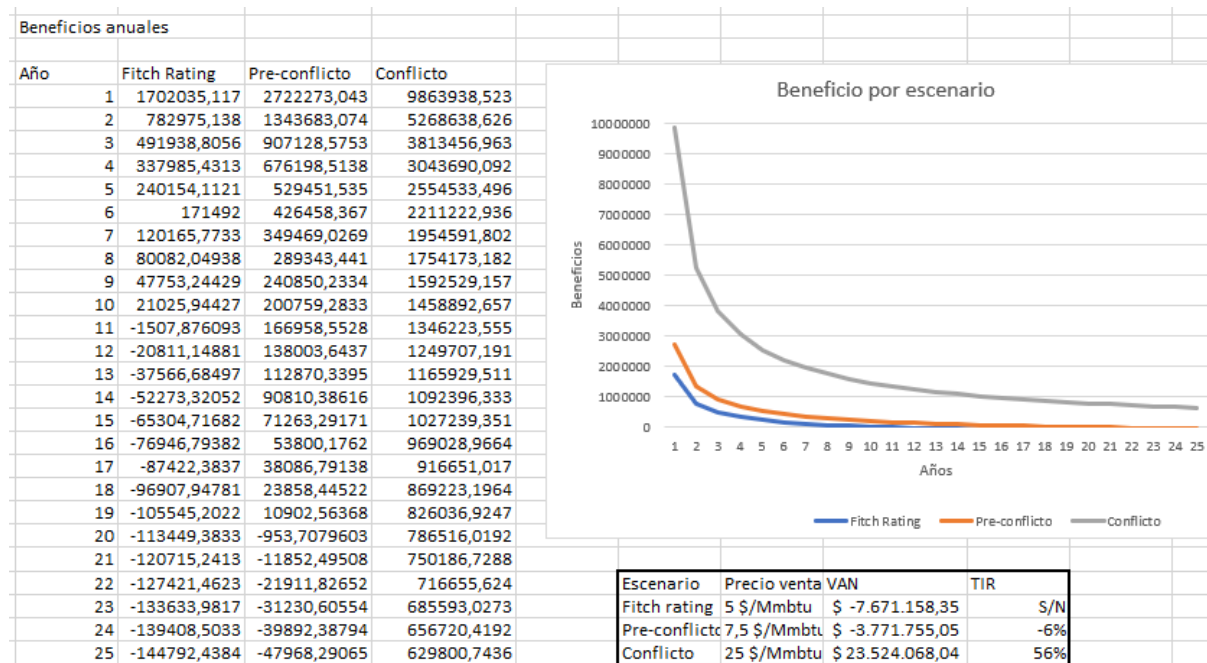


Ilustración 37. Muestra de datos por año y representación de beneficios de cada escenario.

Fuente. Elaboración propia.

Con el beneficio estimado de forma anual y una tasa de descuento del 5%, se ha calculado la rentabilidad absoluta del proyecto (VAN) y la rentabilidad relativa (TIR), analizando los resultados:

Escenario	Precio venta	VAN	TIR
Fitch rating	5 \$/Mmbtu	\$ -7.671.158,35	S/N
Pre-conflicto	7,5 \$/Mmbtu	\$ -3.771.755,05	-6%
Conflicto	25 \$/Mmbtu	\$ 23.524.068,04	56%

Tabla 8. VAN y TIR para los diferentes escenarios.

Fuente. Elaboración propia.

Como puede verse, el único escenario rentable es el de situación de conflicto en el que se den altos precios del gas. Pese a que este escenario otorga grandes beneficios, hay que destacar que, aunque durante la crisis de suministro se diesen incluso precios mucho mayores, es muy improbable que esta situación se mantuviera durante un largo periodo de tiempo, puesto que sería técnicamente inviable para la economía europea mantener estos precios y se acabaría invirtiendo en técnicas energéticas más eficientes, a la larga.

Se puede apreciar, además, como en el escenario supuesto por Fitch Rating los resultados económicos serían bastante desastrosos. En este escenario, los costes operativos serían mayores que los ingresos por ventas a partir del año 11. En el caso de que el proyecto se detuviese ese mismo año el TIR sería de -25 %.

En el último escenario, el pre-conflicto, se dan resultados más cercanos al umbral de rentabilidad, dando una TIR de -6 %, dando a entender que un escenario en el que el fracking fuese viable económicamente en nuestro país sería poco probable.

Las posibilidades que da la hoja de cálculo creada nos permiten jugar con los parámetros para saber cuál sería el umbral de rentabilidad del proyecto. Cambiando el parámetro del precio, se ha observado que el valor que haría que el TIR fuese 0% sería el de 8,5 \$/Mmbtu. Con este precio de venta, la rentabilidad sería menor que el coste de capital/financiación, lo que supondría considerar el proyecto como no realizable desde el punto de vista financiero. El valor en el que el VAN rondaría aproximadamente los 0\$ sería el de 10\$/Mmbtu. Exactamente el precio de 10\$/Mmbtu otorgaría un VAN positivo de 126.648\$ con un 5% de TIR siendo esta igual al coste de capital. Por encima de este valor se comenzaría a tener rentabilidades con VAN positivo y $TIR > 5\%$ de coste de capital.

Analizando los resultados, se puede observar la alta susceptibilidad de la la rentabilidad del proyecto frente a las variaciones del precio del gas. Esto, unido a la alta volatilidad del precio del gas y al panorama de incertidumbre de precios de la Unión Europea, hace que llevar a cabo un proyecto del fracking en Europa no sea una inversión económicamente viable.

7. CONCLUSIONES

El desarrollo del fracking en Estados Unidos ha demostrado ser problemático, con la variación de precios del gas llevando a la quiebra de numerosas empresas y revelando debilidades en la sobreestimación de reservas, baja rentabilidad y dependencia de las ayudas estatales.

A nivel ambiental, el fracking ha generado importantes impactos negativos, especialmente en el consumo y la contaminación del agua, lo cual es especialmente relevante en España debido a las sequías periódicas que afectan al país. La oposición social ha sido una de las principales razones por las que no se ha avanzado en la exploración del fracking en España, dado el gran valor que la población otorga a los recursos ambientales.

Los estudios sobre el fracking en España son limitados, aunque se han identificado indicios de reservas, aún no se han demostrado por completo. Un análisis comparativo de las características geológicas de los yacimientos españoles y estadounidenses, junto con estimaciones económicas basadas en datos de Estados Unidos, ha revelado que el fracking sería económicamente inviable en España y tendría impactos ambientales significativos. Esto es coherente con la ausencia de actividad de fracking en otros países europeos.

Es importante mencionar que, aunque Polonia fue considerado como el más posible candidato para implementar la técnica, las investigaciones revelaron que sus reservas eran de peor calidad de lo esperado, lo que llevó a tareas de exploración, pero no de explotación. Esto sugiere que el escenario en España podría ser aún peor de lo estimado.

La pregunta que surge entonces es por qué Estados Unidos ha decidido apostar por el fracking a pesar de su poca viabilidad económica. Una posible respuesta es que, como potencia, Estados Unidos ha utilizado la industria del fracking como una estrategia política. Mediante fuertes inversiones estatales y un considerable impacto ambiental, Estados Unidos ha logrado aumentar significativamente su producción de combustibles, reducir su dependencia de otros países y estabilizar los precios dentro de la región, al tiempo que ha ampliado su presencia en otros mercados, como puede ser la creciente exportación de gas natural licuado (GNL) a la Unión Europea en los últimos años.

8. BIBLIOGRAFÍA

ACIEP (2013). *Evaluación de los recursos prospectivos de hidrocarburos en España*.

<https://castillayleon.ccoo.es/cfdc150ba375357e6bdf28159582390c000060.pdf>

Andrés Álvarez (2017). *Análisis del impacto ambiental de la fracturación hidráulica*.

<https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/25584/TFG-I-684.pdf?sequence=1>

Aretxabala (2015). *La rentabilidad del fracking contada a principiantes*.

<https://antonioaretxabala.blogspot.com/2015/05/la-rentabilidad-del-fracking-contada.html>

Capex.com (2023). *Pronóstico y previsiones del precio del gas natural para hoy, 2023 y los próximos años: señales de que está tocando fondo*.

<https://capex.com/es/prevision/gas-natural-pronostico>

Castellanos & Albeto Arévalo (2012). *Modelo empírico de declinación de la producción en yacimientos no convencionales que presentan desorción de gas*.

https://www.researchgate.net/publication/324990974_Modelo_empirico_de_declinacion_de_la_produccion_en_yacimientos_no_convencionales_que_presentan_desorcion_de_gas

Charry-Ocampo & J. Perez (2017). *Efectos de la estimulación hidráulica (fracking) en el recurso hídrico: implicaciones en el contexto colombiano*.

<http://www.scielo.org.co/pdf/cein/v28n1/0124-8170-cein-28-01-00135.pdf>

Deloitte (2020). *The Great Compression*.

<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/us/Documents/energy-resources/us-the-great-compression.pdf>

Diario vasco (2022).

<https://www.diariovasco.com/economia/crisis-energetica-reaviva-20220530191947-nt.html?ref=https%3A%2F%2Fwww.diariovasco.com%2Feconomia%2Fcrisis-energetica-reaviva-20220530191947-nt.html>

El correo (2016).

<https://www.elcorreo.com/alava/araba/201610/26/gobierno-vasco-invertira-millones-20161025210659.html>

El debate (2022). *La costosa realidad del 'fracking': ni tan rentable ni tan inmediato*.

<https://www.eldebate.com/sociedad/sociedad-medio-ambiente/20220326/fracking-rentable-inmediato.html>

Eldiario.es (2022). *El supuesto tesoro del fracking en España no solucionará esta crisis energética*.

https://www.eldiario.es/economia/supuesto-tesoro-fracking-espana-no-solucionara-crisis-energetica_1_8879285.html

El Economista (2017). *La burbuja del fracking que ha revolucionado el mundo del petróleo*.

<https://www.eleconomista.es/firmas/noticias/8797191/12/17/La-burbuja-del-fracking-esta-cerca-de-estallar.html>

El Economista (2014).

<https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/5579357/02/14/Por-cada-dolar-que-se-gana-con-el-gas-pizarra-hace-falta-15-dolares-de-inversion.html>

EIA (2016). *Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs*.

<https://onepetro.org/JPT/article-abstract/71/12/54/209813/Analytical-Study-Examines-Production-of-Multistage?redirectedFrom=fulltext>

El País (2017). *La burbuja del 'fracking' en España se pincha*.

https://elpais.com/politica/2017/03/12/actualidad/1489327921_945088.html

Energía y sociedad (2016). *Reservas, extracción y producción*.

<https://www.energiaysociedad.es/manual-de-la-energia/3-2-reservas-extraccion-y-produccion/>

Erickson, P. and Achakulwisut, P. (2021). *How subsidies aided the US shale oil and gas boom*. SEI report.

<https://www.sei.org/publications/subsidies-shale-oil-and-gas/>

Estatista (2023). *Precios del gas natural en Estados Unidos y Europa de 1980 a 2024*.

<https://es.statista.com/estadisticas/598820/energia-precio-del-gas-natural-ee-uu-y-europa/>

IndexMundi (2023).

<https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=gas-natural&meses=60&moneda=eur>

La Información (2022). *La guerra en Ucrania y el precio del gas avivan el debate del fracking en España*.

<https://www.lainformacion.com/economia-negocios-y-finanzas/guerra-ucrania-precio-gas-avivan-debate-fracking-espana/2868008/>

La razón (2022). *La plataforma Fracking Ez Araba desciende al acuífero de Subijana*.

<https://www.noticiasdealava.eus/sociedad/2012/06/10/plataforma-fracking-ez-araba-desciende-1723932.html>

La Vanguardia (2022). *La revolución del fracking se convierte en un fiasco*.

<https://www.lavanguardia.com/economia/20201209/6104705/revolucion-fracking-convierte-fiasco.html#:~:text=En%20el%20futuro%20podr%C3%ADa%20haber,y%20exploraci%C3%B3n%20ya%20son%20500.>

Lascorz Martin-Sauceda & Garola Crespo (2015). *Análisis coste-beneficio del fracking en España*.

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/79300/An%C3%A1lisis%20Coste-Beneficio%20del%20fracking%20en%20Espa%C3%B1a%20Enrique%20Lascorz.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Mohammed S. Hashem M. Mehan (2019). *Analyzing the feasibility of fracking in the U.S. using macro level life cycle cost analysis and assessment approaches — A foundational study*.

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2352550919301150>

Moino Emilio, Mojica Kevin, Montoya Yeison & Posada Diego (2018). *Análisis Costo Beneficio de la Implementación de la Técnica de Fracturación Hidráulica para la Extracción de Petróleo en Colombia.*

https://www.academia.edu/37983926/An%C3%A1lisis_Costo_Beneficio_de_la_Implementaci%C3%B3n_de_la_T%C3%A9cnica_de_Fracturaci%C3%B3n_Hidr%C3%A1ulica_para_la_Extracci%C3%B3n_de_Petr%C3%B3leo_en_Colombia

Mundo obrero (2013).

<https://www.mundoobrero.es/2013/03/28/destruir-alava-por-cinco-anos-de-gas-natural/>

Ortega Chueca & Escartín Escudé (2016). *Regulación de la fracturación hidráulica (fracking) en el ordenamiento jurídico español.*

<https://zagan.unizar.es/record/59018/files/TAZ-TFG-2016-4024.pdf>

Pet Technol (2019). *Analytical Study Examines Production of Multistage Horizontal Wells in the Bakken.*

<https://onepetro.org/JPT/article-abstract/71/12/54/209813/Analytical-Study-Examines-Production-of-Multistage?redirectedFrom=fulltext>

Procedia Earth and Planetary Science 7 (2013). *The effects of shale gas exploration and hydraulic fracturing on the quality of water resources in the United States.*

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1878522013002944#:~:text=This%20paper%20provides%20key%20observations,shale%20gas%20formations%20and%20the/>

Richard Heinberg (2013). *Fracking el bálsamo milagroso.*

<https://traficantes.net/sites/default/files/pdfs/9788498885873.pdf>

The oil crash ATM (2013). *Fracking: rentabilidad energética, económica y ecológica.*

<https://crashoil.blogspot.com/2013/02/fracking-rentabilidad-energetica.html>

USGS (2019). *New Estimates for Marcellus and Point Pleasant-Utica Shales.*

<https://www.usgs.gov/news/national-news-release/usgs-estimates-214-trillion-cubic-feet-natural-gas-appalachian-basin/>

Video Alfredo Jalife (2020). *Quiebra financiera del fracking.*

<https://www.youtube.com/watch?v=tbtU-Mz6xZE>

Walfrido Alonso & Amado Enrique N. (2021). *Fracking lo que las personas no pueden desconocer sobre el tema.*

<https://dspace.unila.edu.br/handle/123456789/6203>

Xataka (2018). *El imperio del fracking: así ha vuelto Estados Unidos a la cabeza de la producción del petróleo.*

<https://magnet.xataka.com/en-diez-minutos/el-imperio-del-fracking-asi-ha-vuelto-estados-unidos-a-la-cabeza-de-la-produccion-del-petroleo>

7. ANEXO

1. Tablas de regresiones lineales de todos los parámetros

		$y = 63,652x + 7052,4$ $R^2 = 0,0022$	$y = 251,06x + 1123,8$ $R^2 = 0,7853$	$y = 19,085x + 8,8067$ $R^2 = 0,9607$	$y = 0,0182x + 0,4413$ $R^2 = 0,2671$	$y = -1,7153x + 95,027$ $R^2 = 0,0126$	$y = -0,2903x + 6,798$ $R^2 = 0,4951$	$y = 0,0872x + 1,7674$ $R^2 = 0,1851$
Característica	IP(Mmcf/d)	Area(mi2)	Profundidad(m)	GIP(Bcf/mi2)	Presión(psi/ft)	Grosor	TOC	Ro
Barnett		7759	2300	2300	0,48	140	5,75	1,6
Fayetteville	3	9100	1275	52,5	0,44	33	6,75	2,75
Woodford	4	11000	2100	82,5	0,395	51,5	6	2,05
Haynesville	10	9000	3650	200	0,6	75	4	2,5
Marcellus	3,05	9500	1900	85	0,525	75	6,5	1,75
HornRiver	5	3000	2500	105	0,65	115	5,25	2,8
Montney	3,75	2000	2000	77,5	0,57	122	4,25	1,65
IP(Mmcf/d)								
		$y = -366,33x + 30687$ $R^2 = 0,0036$	$y = 132,48x + 684,33$ $R^2 = 0,9076$	$y = 8,7224x + 9,7506$ $R^2 = 0,871$	$y = 0,0114x + 0,3541$ $R^2 = 0,8199$	$y = 1,9174x + 52,313$ $R^2 = 0,0889$	$y = -0,1608x + 7,6937$ $R^2 = 0,8741$	$y = 0,0074x + 2,0426$ $R^2 = 0,0091$
Característica	1-MonthDeclination(%)	Area(mi2)	Profundidad(m)	GIP(Bcf/mi2)	Presión(psi/ft)	Grosor	TOC	Ro
Barnett	11,4	7759	2300	142,5	0,48	140	5,75	1,6
Fayetteville	6,2	9100	1275	52,5	0,44	33	6,75	2,75
Woodford	7,8	11000	2100	82,5	0,395	51,5	6	2,05
Haynesville	22,3	9000	3650	200	0,6	75	4	2,5
Marcellus	11,2	95000	1900	85	0,525	75	6,5	1,75
HornRiver		3000	2500	105	0,65	115	5,25	2,8
Montney		2000	2000	77,5	0,57	122	4,25	1,65
1-MonthDeclination(%)								
		$y = -4476,9x + 30712$ $R^2 = 0,0026$	$y = -847,64x + 3286,9$ $R^2 = 0,1845$	$y = -52,015x + 166,48$ $R^2 = 0,1704$	$y = 0,0863x + 0,42$ $R^2 = 0,1311$	$y = 17,817x + 48,841$ $R^2 = 0,067$	$y = 0,7958x + 4,7594$ $R^2 = 0,1027$	$y = 0,6079x + 1,6514$ $R^2 = 0,3545$
Característica	b	Area(mi2)	Profundidad(m)	GIP(Bcf/mi2)	Presión(psi/ft)	Grosor	TOC	Ro
Barnett		7759	2300	142,5	0,48	140	5,75	1,6
Fayetteville	1,5933	9100	1275	52,5	0,44	33	6,75	2,75
Woodford	0,6377	11000	2100	82,5	0,395	51,5	6	2,05
Haynesville	0,8436	9000	3650	200	0,6	75	4	2,5
Marcellus	1,1852	95000	1900	85	0,525	75	6,5	1,75
HornRiver	1,65	3000	2500	105	0,65	115	5,25	2,8
Montney		2000	2000	77,5	0,57	122	4,25	1,65
b								
		$y = 200,83x + 8941,1$ $R^2 = 0,0139$	$y = 1000,2x + 968,52$ $R^2 = 0,6351$	$y = 55,11x + 44,288$ $R^2 = 0,4359$	$y = 0,0894x + 0,357$ $R^2 = 0,6354$	$y = -14,643x + 94,826$ $R^2 = 0,0605$	$y = -1,2487x + 7,3264$ $R^2 = 0,7089$	$y = 0,3391x + 1,763$ $R^2 = 0,2749$
Característica	OPEX(\$/Mmbtu)	Area(mi2)	Profundidad(m)	GIP(Bcf/mi2)	Presión(psi/ft)	Grosor	TOC	Ro
Barnett	0,7	7759	2300	142,5	0,48	140	5,75	1,6
Fayetteville	1,1	9100	1275	52,5	0,44	33	6,75	2,75
Woodford	1,15	11000	2100	82,5	0,395	51,5	6	2,05
Haynesville	2,5	9000	3650	200	0,6	75	4	2,5
Marcellus		95000	1900	85	0,525	75	6,5	1,75
HornRiver		3000	2500	105	0,65	115	5,25	2,8
Montney		2000	2000	77,5	0,57	122	4,25	1,65

Ilustración 38. Tablas junto al resultado de las regresiones lineales de todos los parámetros.

Fuente. Elaboración propia.

2. Cálculo de las regresiones no mostradas

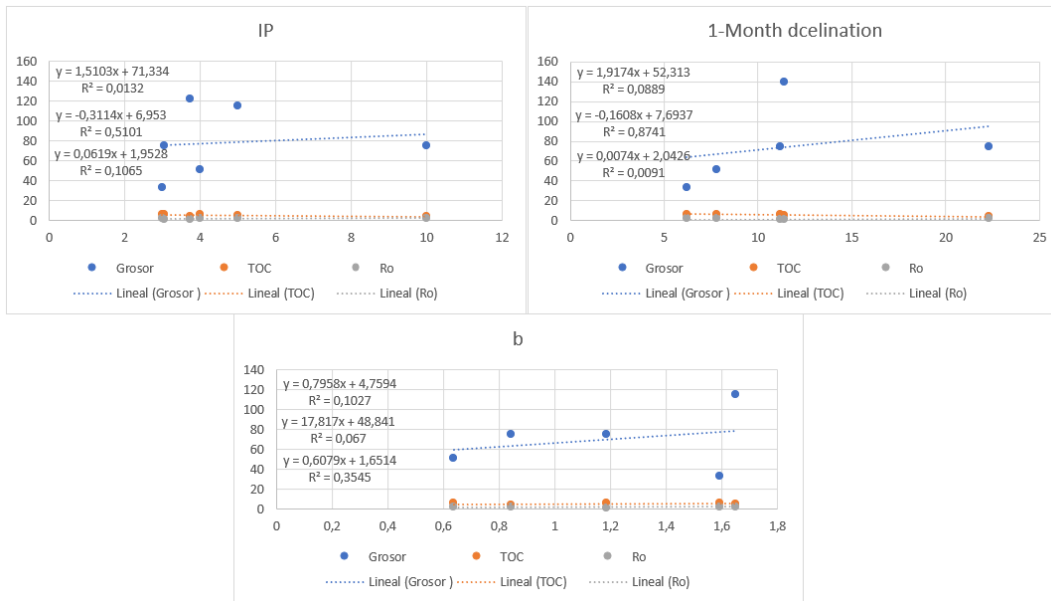


Ilustración 39. Regresiones lineales de IP 1-M.Declination y b no mostradas. Fuente. Elaboración propia.

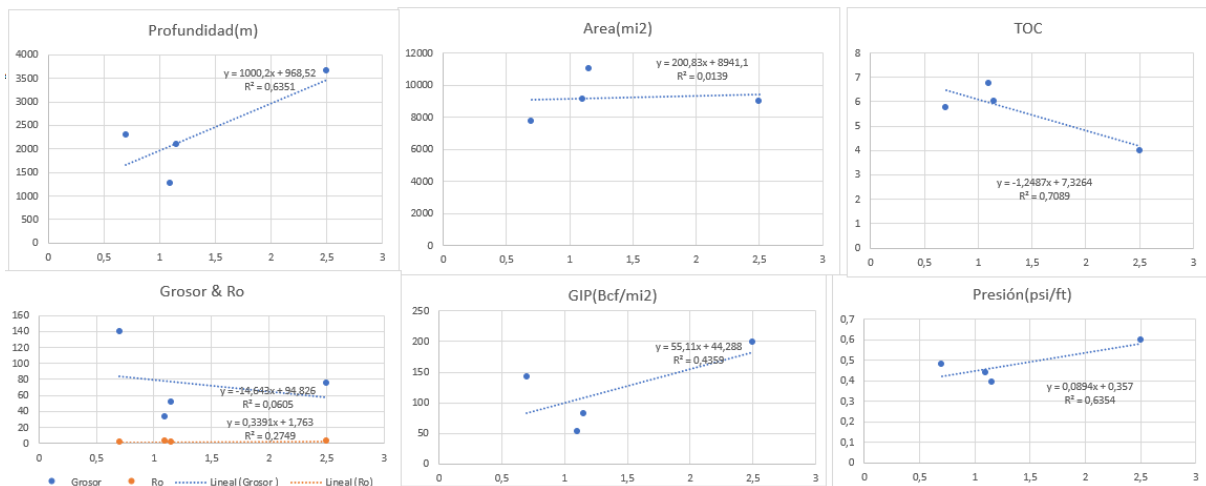


Ilustración 40. Regresiones lineales para el cálculo de OPEX. Fuente. Elaboración propia.