

**ANALISIS
DE LA
LEY 8/2015, DE 21 DE MAYO DE
2.015 QUE REFORMA LA LEY
34/1998, DE 7 DE OCTUBRE,
DEL SECTOR DE
HIDROCARBUROS.**



**ANALISIS DE LA LEY 8/2015, DE 21 DE MAYO DE 2.015 QUE REFORMA LA
LEY 34/1998, DE 7 DE OCTUBRE, DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS**

Antecedentes:

Con esta reforma el Gobierno de la Nación, a través de su Ministerio de Industria, pretende impulsar económicamente la implantación de la extracción de hidrocarburos, entre ellas se encuentra la técnica de extracción NO CONVENCIONAL, de gas o petróleo, utilizando la fractura hidráulica o Fracking, para ello se contemplan una serie de impuestos y cánones con los cuales “beneficiar” bien a los territorios, sea comunidad autónoma o municipio, o bien a las personas propietarias de los terrenos subyacentes a este tipo de instalaciones.

Modificaciones:

Artículo 4. Modificación del título V de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

El título V de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, queda modificado como sigue:

Uno. Se modifica el artículo 107.4 y se añade el apartado 5 en el artículo 107 con las siguientes redacciones:

«4. La afección a fincas particulares derivada de la construcción de las instalaciones gasistas y los oleoductos se concretará en la siguiente forma:

a) Expropiación forzosa de los terrenos sobre los que se han de construir las instalaciones fijas en superficie.

b) Para las canalizaciones y cable de comunicaciones de las conducciones:

1.º Imposición de servidumbre permanente de paso, en una franja de terreno de hasta cuatro (4) metros, dos a cada lado del eje, que se concretará en la resolución de autorización, a lo largo de la canalización por donde discurrirá enterrada la tubería o tuberías que se requieran para la conducción. Esta servidumbre que se establece, estará sujeta a las siguientes limitaciones de dominio:

i. Prohibición de efectuar trabajos de arada o similares a una profundidad superior a cincuenta centímetros, así como de plantar árboles o arbustos de tallo alto, a una distancia inferior a dos metros, a contar desde el eje de la tubería o tuberías.

ii. Prohibición de realizar cualquier tipo de obras, construcción, edificación, o de efectuar acto alguno que pudiera dañar o perturbar el buen funcionamiento de las instalaciones, a una distancia inferior a diez metros (10 m) del eje del trazado, a uno y otro lado del mismo. Esta distancia podrá reducirse siempre que se solicite expresamente y se cumplan las condiciones que, en cada caso, fije el órgano competente de la Administración Pública.

iii. Permitir el libre acceso del personal y equipos necesarios para poder vigilar, mantener, reparar o renovar las instalaciones con pago, en su caso, de los daños que se ocasionen.

iv. Posibilidad de instalar los hitos de señalización o delimitación y los tubos de ventilación, así como de realizar las obras superficiales o subterráneas que sean necesarias para la ejecución o funcionamiento de las instalaciones. 2.º Ocupación temporal de los terrenos necesarios para la ejecución de las obras de la franja que se reflejará, para cada finca, en los planos parcelarios de expropiación. En esta zona se hará desaparecer, temporalmente, todo obstáculo y se realizarán las obras necesarias

para el tendido e instalación de la canalización y elementos anexos, ejecutando los trabajos y operaciones precisas a dichos fines.

5. Las condiciones y limitaciones que deberán imponerse en cada caso por razones de seguridad, podrán ser modificadas con arreglo a los Reglamentos y Normas Técnicas que a los efectos se dicten.»

Es decir, si se posee una finca, o varias, alrededor de la instalación y en la misma existen cultivos, arbolado, muro, casa, cabaña. Corral, cuadra, explotación ganadera, piscifactoría, negocio, bodega de vino, quesería, etc lo podrán derruir o prohibir su utilización.

Artículo 7. Incentivos para las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos.

Los Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo con las disponibilidades financieras existentes, establecerán dotaciones destinadas a las Comunidades Autónomas y Entidades Locales en cuyos territorios se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de yacimientos de hidrocarburos que constituyan el hecho imponible del Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados y las tarifas tercera y cuarta del canon de superficie regulados en la presente Ley.

El importe, distribución y demás aspectos se regularán de conformidad con lo establecido en la Ley 38/2003, de 17 de noviembre, General de Subvenciones.

Las comunidades Autónomas o entidades Locales como ciudades, villas, aldeas, pedanías, anteiglesias, concejos, etc, recibirán un dinero que, al fin y al cabo, procede de los propios habitantes.

Los territorios que reciban esas cantidades a cargo de los presupuestos generales del Estado, que salen de los bolsillos de los contribuyentes, podrán utilizarse para creación o mejora de infraestructuras o servicios, en EE.UU se están dando casos en que los Estados dónde se realiza fracking se está invirtiendo mas dinero en arreglar las carreteras dañadas por el intenso tráfico pesado, que dicha actividad necesita, que lo que aportan las ganancias económicas del fracking (*Deborah Rogers, 2013*), eso sin contar los problemas debido a la mas que posible contaminación medioambiental y los consecuentes problemas de salud pública.

CAPÍTULO II

Impuesto sobre el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados

Artículo 9. Naturaleza.

El Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava el valor de los productos de dominio público gas, petróleo y condensados extraídos en el ámbito de aplicación del impuesto, una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación de los mismos.

.....

Artículo 15. Base imponible.

1. La base imponible del impuesto estará constituida por el valor de la extracción del gas, petróleo y condensados.

Se entenderá por valor de la extracción la suma del valor de los productos incluidos en el ámbito objetivo del impuesto que hayan sido extraídos durante el período impositivo una vez realizado el primer tratamiento de depuración y separación.

La cantidad de gas, petróleo y condensados se determinará atendiendo al volumen medido en los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos a los que hace referencia el artículo 8. Esta medición se corresponderá con el volumen total en cabeza de pozo, minorado en las cantidades de agua, CO₂ y otras sustancias ajenas que sean retiradas dentro del proceso de depuración y separación que sea llevado a cabo por el propio operador.

A estos efectos, el valor de la extracción se calculará aplicando al precio de referencia aprobado mediante orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, el volumen total de producto extraído. Dicho volumen se expresará:

a) Petróleo y condensados: en barriles de petróleo cuya capacidad y condiciones de medición se determinarán en la citada orden.

b) Gas natural: en metros cúbicos, medidos a cero grados centígrados de temperatura y un bar de presión.

El precio de referencia de cada producto será el resultado de calcular la media aritmética de los precios de los doce meses en cada período impositivo. Dichos precios mensuales se calcularán tomando como referencia la cotización de cada producto en los mercados más representativos.

Adicionalmente, en dicha orden se recogerán los factores de conversión que resulten oportunos y aquéllas otras particularidades que se consideren necesarias para la correcta aplicación de lo dispuesto en este artículo.

2. La base imponible definida en el apartado anterior se determinará para cada concesión de explotación en la que se realicen las actividades señaladas en el artículo 13.

Artículo 16. Período impositivo y devengo.

1. El período impositivo coincidirá con el año natural, salvo en el supuesto de cese del ejercicio de la actividad de la concesión de explotación, en cuyo caso finalizará el día en que se entienda producido dicho cese.

2. El impuesto se devengará el último día del período impositivo.

Artículo 17. Escala de gravamen.

1. Cuando la producción sea petróleo y condensados, el impuesto se exigirá de acuerdo con la siguiente escala de gravamen:

Barriles extraídos periodo impositivo	Tipo impositivo	
	en Explotación en tierra	Explotación marina
Hasta 365.000	2 %	1 %
Desde 365.001 hasta 3.650.000 .	6 %	5 %
Más de 3.650.000	8 %	7 %

2. En el caso del gas, el impuesto se exigirá de acuerdo con la siguiente escala de gravamen:

Volumen extraído periodo impositivo	Tipo impositivo		
	Explotación en tierra		
	Conven cional	Convencional	No convencional
Hasta 32.850.000 m3	1 %	3 %	1 %
De 32.850.000 hasta 164.250.000 m3	3 %	4 %	3 %
Más de 164.250.000 m3	4 %	5 %	4 %

Se ha cogido de referencia los campos principales, cuando eran más productivos, de Estados Unidos para establecer el tanto % que correspondería en este caso, según la producción por pozo y año, para ello habrá que fijarse en la tabla presente en el artículo 17 punto 2 de esta Ley, lo referente a las explotaciones de gas, en tierra y mediante técnica NO CONVENCIONAL, es decir fracking.

A continuación se calculará, aproximadamente, cuanto supondría para las arcas públicas ese 1% por pozo al año, en algunos de los principales campos productores estadounidenses, teniendo en cuenta que para el cálculo hemos recogido el precio de abril 2015, para un MBTU (millón de BTU) 2,58\$ y la cifra de 1 m³ = 35.314 BTU.

Según los datos aportados por las propias empresas productoras en EE.UU (*Richard Heinberg, 2014 y la U.S.E.I.A 2015*), en sus principales campos de extracción de gas, vemos lo siguiente:

Campo Bakken con cerca de 4.600 pozos operativos:

Produciendo cerca de 1.500 millones de pies cúbicos al día, es decir, un solo pozo produce una media de 9.237 metros cúbicos/día, igual a 3.371.720 metros cúbicos/año/pozo, es decir, se obtienen 119.068 MBTU/año/pozo, 1 MBTU se vende por 2,58 \$ (abril 2015), se obtienen unos 307.195 \$/ año/pozo , según la tabla contemplada en esta reforma de la Ley correspondería un 1%, luego: 3.071 \$/año/pozo.

Campo Marcellus con cerca de 3.850 pozos operativos:

Produciendo cerca de 16.000 millones de pies cúbicos al día, es decir, un solo pozo produce una media de 117.729 metros cúbicos/día, igual a 42.971.193 metros cúbicos/año/pozo, es decir, se obtienen 1.517.484 MBTU/año/pozo, 1 MBTU se vende por 2,58 \$ (abril 2015), se obtienen unos 3.915.110 \$/ año/pozo , según la tabla contemplada en esta reforma de la Ley correspondería un 3%, luego: 39.151 \$/año/pozo.

Campo Eagle Ford con cerca de 3129 pozos operativos:

Produciendo cerca de 7.000 millones de pies cúbicos al día, es decir, un solo pozo produce una media de 63.374 metros cúbicos/día, igual a 23.131.864 metros cúbicos/año/pozo, es decir, se obtienen 816.878 MBTU/año/pozo, 1 MBTU se vende por 2,58 \$ (abril 2015), se obtienen unos 2.107.546 \$/año/pozo, según la tabla contemplada en esta reforma de la Ley correspondería un 1%, luego: 21.075 \$/año/pozo.

Campo Haynesville con cerca de 2.800 pozos operativos.

Produciendo cerca de 7.000 millones de pies cúbicos al día, es decir, un solo pozo produce una media de 70.871 metros cúbicos/día, igual a 25.867.915 metros cúbicos/año, es decir, se producirían 90.899 MBTU/año/pozo, 1 MBTU se vende por 2,58 \$ (abril 2015), se obtienen unos 234.521 \$ / año/ pozo, según la tabla contemplada en esta reforma de la Ley correspondería un 1%, luego: 2.345 \$/año/pozo.

Ahora bien, se tendrá en cuenta varios factores, como que los campos estadounidenses son, incomparablemente, mas grandes, extensos y productivos que los proyectados aquí, también resaltar que el declive de la producción por pozo, es extremadamente alta, del orden del 61% sólo el primer año, 12% el segundo, 24% el tercero, 18% el cuarto y 15% el quinto (*Arthur E.Berman, 2007 y David Hughes, 2013*), todo apunta a que nunca excederá, en el mejor de los casos, ese 1% de la tabla, si bien, y debido al fuerte declive de la producción, y a la corta vida de los pozos, las empresas deberán realizar mas y

mas perforaciones con el fin de mantener la misma, a costa de ocupar el territorio a gran escala y, por consiguiente, mas repercusión en el medioambiente y, posiblemente, en la salud de las personas.

CAPÍTULO III

Canon de superficie

Artículo 21. Canon de superficie.

1. El canon de superficie es una tasa que grava los derechos de utilización privativa o de aprovechamiento especial del dominio público estatal de hidrocarburos con ocasión del otorgamiento de determinadas autorizaciones de exploración, de los permisos de investigación y de las concesiones de explotación regulados en el título II de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como la ocupación de terrenos, subsuelo o fondos marinos, para la perforación de sondeos y la adquisición de datos sísmicos.

2. Estarán obligados al pago de esta tasa como contribuyentes los titulares de autorizaciones de exploración, permisos de investigación, concesiones de explotación.

3. Este canon se regirá por lo dispuesto en esta Ley y por lo establecido en la Ley 8/1989, de 13 de abril, de Tasas y Precios Públicos, y demás normativa tributaria que sea de aplicación.

4. En el caso de titularidad de permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos, se exigirá un canon por hectárea y año con arreglo a las tarifas primera y segunda, según proceda:

Tarifa primera:	permisos de investigación	Euros/Ha y año
1. Durante la vigencia del permiso		0,07631
.....		
2. Durante cada prórroga		0,15262
.....		

Si tenemos en cuenta que para todos los permisos de investigación la extensión mínima es de 1 cuadrícula, es decir 30 hectáreas, (*J. Herrera Herbet y J. Castilla Gómez, 2.013*) (*Art. 39 de la Ley 22/73 de minas*) y la máxima de 300 cuadrículas, 9.000 hectáreas, obtenemos los siguientes cálculos:

Superficie mínima explotación: 30 Hectáreas x 0,07631 euros/Ha = 0,22893 euros/año.

Superficie máxima explotación: 9.000 Hectáreas x 0,07631 euros/Ha = 68,679 euros/año.

Tarifa segunda: concesiones de Euros/Ha y año explotación

1. Durante los cinco primeros años . . .	1,907752
.....	
2. Durante los siguientes cinco años . .	5,341706
.....	
3. Durante los siguientes cinco años . .	14,117364
.....	
4. Durante los siguientes cinco años . .	17,551318
.....	
5. Durante los siguientes cinco años . .	14,117364
.....	
6. Durante los siguientes cinco años . .	7,249458
.....	
7. Durante las	5,341706
prórrogas	

Aquí se ha realizado una serie de sencillos cálculos para aproximarse a la cuantía que las diferentes empresas deberían de ingresar en las arcas públicas durante los primeros 5 años, si entendemos que la superficie de los permisos de investigación coincidirá con la superficie de los permisos de explotación, aunque no descartamos que las superficies de las concesiones de explotación sean muy inferiores (*página 8*), se obtendrán lo siguiente:

Veamos lo diferentes permisos que afectan a Cantabria:

Permiso Luena (Ayuntamientos de Cantabria afectados: Corrales de Buelna, San Felices de Buelna, Cieza, Arenas de Iguña, Anievas, Molledo, Bárcena de Pie de Concha, Pesquera, Luena, Corvera de Toranzo, Santiurde de Toranzo, Vega de Pas, Villacarriedo, Selaya, San Roque de Riomiera, Soba, San Pedro del Romeral)
Empresa: REPSOL INVESTIGACIONES PETROLÍFERAS (RIPSA)
Superficie: 74.628 Hectáreas.

Permiso Bezana-Bigüenzo (Ayuntamientos de Cantabria afectados: Santiurde Reinosa, San Miguel de Aguayo, Campo de Yuso, Reinosa, Campoo de Enmedio, Las Rozas de Valdearroyo, Valdeolea, Valdeprado del Río y Valderredible)
Empresa: PETROLEUM OIL & GAS y REPSOL (50% Gas Natural y 50% Repsol)
Superficie: 179.434 Hectáreas.

Permiso Usapal (Ayuntamientos de Cantabria afectados: Valle de Villaverde)
Empresa: SOCIEDAD HIDROCARBUROS EUSKADI (SHESA)
Superficie: 295.717 Hectáreas.

Permiso Angosto-1 (Ayuntamientos de Cantabria afectados: Valle de Soba)
Empresa: SOCIEDAD HIDROCARBUROS EUSKADI (SHESA)
superficie: 26.119,80 Hectáreas.

Permiso Galileo: (Ayuntamientos de Cantabria afectados: Ampuero, Arredondo, Bárcena de Cicero, Beranga, Castro Urdiales, Colindres, Gama, Guriezo, Junta de Voto, Laredo, Liendo, Limpias, Ramales, Rasines, Ruesga, Soba, Solórzano, Valle de Villaverde)

Empresa: Montero Energy Corporation, S.L.

Superficie: 77.737 Hectáreas.

Permiso Los Basucos Ayuntamientos de Cantabria afectados: Cóbreces, Santillana, Suances, Torrelavega, Reocín, Polanco, Piélagos, Miengo,...)

Empresa: Petroleum Oil & Gas España, S.A. (Gas Natural)

Superficie: 18.657 Hectáreas.

Los siguientes cálculos han sido realizados estableciendo como superficie de los permisos de explotación la superficie mínima y máxima que establece la Ley para los permisos de explotación, partiendo de un mínimo exigible de 1 cuadrícula, 30 hectáreas hasta un máximo de 100 cuadrículas, 3.000 hectáreas (*J. Herrera Herbet y J. Castilla Gómez, 2.013*) (*Art. 39 de la Ley 22/73 de minas*), y vida operativa de un pozo con un máximo aproximado de 5 años (*J.David Hughes, 2.01*), obtenemos la siguiente cuantía para cualquier permiso:

Superficie mínima explotación: 30 Hectáreas x 1,907752 euros/Ha = 57,23 euros/año.***

Superficie máxima explotación: 3.000 Hectáreas x 1,907752 euros/Ha = 5.723,256 euros/año.***

A la vista está que no habrá dinero suficiente que justifique la afectación a tal cantidad de territorio y las más que posibles repercusiones en la economía, la forma de vida y salud de la población que habita en él.

***Nota: los cálculos obtenidos son previsibles que no aumenten de cuantía, ya que atendiendo a los declives estudiados y por tanto la vida media de una explotación (*J.David Hughes, 2.01*), es muy probable que una vez transcurridos los primeros 5 años la misma ya no esté operativa y se soliciten nuevos permisos.

Tarifa Tercera: perforación de sondeos Euros/sondeo
en permisos de investigación y
concesiones de explotación

1. Sondeo terrestre 125.000

.....

2. Sondeo marino 600.000

.....

9. La adquisición de datos sísmicos mediante autorizaciones de exploración o bien en permisos de investigación o concesiones de explotación estará sujeta al pago del canon de acuerdo con la tarifa cuarta:

Tarifa Cuarta: Adquisición de Importe
campanas sísmicas en autorizaciones
de exploración, permisos de
investigación y concesiones de
explotación

1. Campaña sísmica 2D (€/m) 0,3000

2. Campaña sísmica 3D (€/m2) 0,0003

Si bien en algunos de los permisos de investigación si están contemplados la realización de sondeos exploratorios, a día de hoy ya deberían de haberse realizado, no habiendo sido así, en parte, por decisiones de las propias empresas, atendiendo seguramente a intereses económicos, pudiendo, llegado el caso, que se encuentre en fase de estudio el sustituir el sondeo exploratorio por otros métodos. (ejemplo: sustitución de la campaña de sísmica por aerogavimetría).

CAPÍTULO IV

Pagos a los propietarios

Artículo 22. Pagos a los propietarios de los terrenos suprayacentes.

1. Los titulares de concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, salvo los de almacenamientos subterráneos, estarán obligados al pago de una cantidad anual a los propietarios de los terrenos suprayacentes comprendidos dentro del perímetro de referencia de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y demás normativa de aplicación.

Dicha obligación se establecerá en el real decreto de otorgamiento de la concesión de explotación al que se refiere el artículo 25.2 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. El importe anual a abonar a cada propietario se obtendrá de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$Q_i = Q_T \times S_i / S_t$$

Donde,

a) Q_i es el importe a abonar anualmente al propietario «i», entendiéndose como tal el que ostentase la propiedad a 31 de diciembre del año de referencia así como aquellos otros que, sin tener tal condición, hubiesen sido expropiados por los titulares de la concesión para la construcción del emplazamiento y sus instalaciones inmediatamente afectas; dentro de éstas, no se considerarán incluidos obras lineales como gasoductos o líneas eléctricas.

b) Q_T es el 1 por ciento del valor monetario de la cantidad de hidrocarburos extraído que se obtendrá de la aplicación de los criterios del Capítulo II del Título II.

c) Si es la superficie de la parcela titularidad del propietario «i» y efectivamente incluida dentro del perímetro de referencia.

d) ST es la superficie total comprendida dentro del perímetro de referencia según se defina en cada concesión de explotación.

3. En el procedimiento de otorgamiento de la concesión de explotación se determinarán los propietarios de los terrenos suprayacentes beneficiarios de este pago. A estos efectos, la Administración General del Estado se dirigirá al órgano competente en materia de gestión catastral que le suministrará los datos relevantes correspondientes a dichos propietarios, que tendrá la consideración de interesados en el referido procedimiento.

Otorgada la concesión los titulares de la misma, se dirigirán a los propietarios requiriéndoles los datos relevantes para la efectividad del pago.

4. El cálculo de la cantidad de hidrocarburo extraída en el año natural correspondiente se determinará en aplicación de lo dispuesto en el artículo 15.

Las cantidades que resulten de la aplicación de la fórmula del apartado segundo serán abonadas por el operador a los propietarios correspondientes antes del 1 de junio del año natural de referencia. Previamente, aquél informará individualizadamente a éstos, al menos, sobre el importe del pago a realizar, las bases de cálculo del importe que les corresponda de forma transparente y fácilmente comprensible así como la existencia del procedimiento a que hace referencia el apartado 6.

Las cantidades que no hubiesen podido ser abonadas en el plazo correspondiente, se consignarán en la Caja General de Depósitos hasta su abono definitivo al propietario correspondiente o, en su caso, transferencia al Tesoro al extinguirse la concesión de explotación.

5. Sin perjuicio de lo establecido en las disposiciones sobre régimen sancionador que pudiese corresponder, el impago de los pagos a que hace referencia este artículo, se considerará incumplimiento de las condiciones de otorgamiento y podrá dar lugar a la extinción de la concesión de explotación.

6. No obstante lo dispuesto en los apartados anteriores, el propietario podrá renunciar a este derecho notificándolo al Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

7. Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se dictarán las disposiciones necesarias para la determinación de los perímetros de referencia que serán de aplicación, para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes.

Para calcular la cuantía que recibirá la persona propietaria de una finca afectada deberemos tener en cuenta que podrá variar en función de varios factores, que serán la superficie de la concesión de la explotación, que podrá variar, siendo la superficie mínima exigible de 1 cuadrícula (30 hectáreas) (*J. Herrera Herbet y J. Castilla Gómez, 2.013*) (*Art. 39 de la Ley 22/73 de minas*), la superficie de la finca particular afectada y de la producción del pozo, o de los pozos.

A la hora de calcularla se ha supuesto varios ejemplos, estableciendo como producción de un pozo las cuantías calculadas para los permisos estadounidenses (*página 3*), y como

superficie de referencia la superficie mínima exigible a una concesión de explotación (1 cuadrícula = 30 hectáreas), ahora bien, para la superficie de las fincas afectadas hemos contemplado tres supuestos, el primero de 1 hectárea, el segundo de 3 hectáreas y el tercero de 5 hectáreas. Destacamos que el St (Índice de referencia) no ha sido facilitado por el Gobierno porque, según éste, es de muy difícil valoración.

Primer supuesto:

Producción por pozo del Campo Bakken:

Beneficios correspondientes al 1% de su producción: 3.071 \$/año/pozo.

$$Q_i = QT \times S_i / St$$

$$Q_i = 3.071 \times 1 / 30 \text{ (hectáreas)}$$

$$Q_i = 102,3 \text{ \$ / año.}$$

Segundo supuesto:

Producción por pozo del Campo Marcellus:

Beneficios correspondientes al 1% de su producción: 39.151 \$/año/pozo.

$$Q_i = QT \times S_i / St$$

$$Q_i = 39.151 \times 3 / 30$$

$$Q_i = 3915,1 \text{ \$ / año.}$$

Tercer supuesto:

Producción por pozo del Campo Eagle Ford:

Beneficios correspondientes al 1% de su producción: 21.075 \$/año/pozo.

$$Q_i = QT \times S_i / St$$

$$Q_i = 21.075 \times 5 / 30$$

$Q_i = 3512,5 \text{ \$/año.}$

Viendo los cálculos obtenidos, y teniendo en cuenta varios factores, que son la producción en los campos estadounidenses sería incomparablemente mas elevada, el declive de la producción conocida en los pozos de fracking, de un 61% el primer año, un 32% el segundo, un 24% el tercero, 18% el cuarto y 15% el quinto año (*J.David Hughes, 2.012*) y por lo tanto del “beneficio” económico obtenido al año por pozo, que la superficies de la concesión de la explotación será, posiblemente, de mas de 1 cuadrícula (30 hectáreas), deducimos que las fincas afectadas generarán unas cuantías aún mas inferiores a las aquí calculadas y lejos de reportar beneficio económico alguno a las personas propietarias, generarán una perdida difícil de cuantificar a las mismas, no solo por la devaluación del precio, e imposibilidad de un uso posterior del suelo, de las fincas, si no por la destrucción, mas que posible, de todo tipo de actividad económica del sector primario y terciario relacionadas con el uso y utilización del suelo y del agua, a lo que habrá que añadir la mas que demostradas afecciones al agua, al suelo, a la calidad del aire, la posible generación de temblores de tierra y las repercusiones en la salud de las personas.

Conclusión:

Pese a que el Gobierno, con esta reforma en la ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, pretenda hacer creer a la población que los territorios afectados por la técnica de extracción no convencional mediante la fractura hidráulica o Fracking, se verán beneficiados económicamente, deducimos que dicho beneficio económico no existe, e incluso lejos de existir, lo que se potencia es facilitar la implantación de las empresas a cambio de generar un desastre medioambiental a corto medio plazo y un problema de salud pública a medio largo plazo, lo cual no solo redundará negativamente en la economía de los territorios afectados si no también en la calidad de vida y salud de sus habitantes.

¡¡FRACKING NO, NI AQUÍ, NI EN NINGÚN SITIO!!