

Presentación realizada para:



HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

Un reto y una oportunidad en la búsqueda de la sostenibilidad económica y ambiental

La Ciencia detrás de la controversia

Juan García Portero

- * Geólogo, Colegiado n^o 573 del Ilustre Colegio Oficial de Geólogos (ICOG)
- * Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi (SHESA)



LA PRESENTE PONENCIA RECOGE EXCLUSIVAMENTE LAS OPINIONES Y PUNTOS DE VISTA DEL AUTOR

Torrelavega, 26 de mayo de 2016

ÍNDICE

- 1) Los Hidrocarburos No Convencionales (HNC)
- 2) Mitos y controversias. La respuesta de la Ciencia
- 3) Conclusiones

ÍNDICE

- 1) Los Hidrocarburos No Convencionales (HNC)
- 2) Mitos y controversias. La respuesta de la Ciencia
- 3) Conclusiones

¿CUÁLES SON LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES?

1) Shale Gas (Shale oil)

2) *Tight Gas (Tight oil)*

3) *Coal Bed Methane (CBM),*

4) *Petróleo en arenas bituminosas*

5) *Hidratos de gas*

Son ya una realidad
Recursos globales
enormes, y ya con
producciones masivas

Sin tecnología disponible.
Recursos enormes

Los **HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES (gas y petróleo)** son ya una realidad en el mundo, **con recursos enormes y crecientes volúmenes de producción cada año**

En el año 2014 se produjeron en el mundo **632 BCM (632*10⁹m³)** de GAS NO CONVENCIONAL (23 veces el consumo de España) y **6'6 millones de barriles/día** (5'47 veces el consumo de España)

El *Shale gas* es el más abundante de los tipos de gas no convencional y también el de mayor potencialidad en España. Pero nuestro país también tiene potencialidad para *Tight Gas* y para CBM

RECURSOS DE PETRÓLEO TÉCNICAMENTE EXTRAÍBLES (RECUPERABLES) POR TIPOS Y REGIONES (en Billones de barriles, 1 billón= 1 x 10⁹ barriles). Datos actualizados a finales del año 2014

PAÍSES/REGIONES	CONVENCIONALES		NO CONVENCIONALES			TOTAL	
	CRUDO	CONDENSADO	PESADO Y EXTRAPESADO	PETRÓLEO DE ESQUISTO	TIGHT	RECURSOS EXTRAÍBLES	RESERVAS PROBADAS
PAÍSES DE LA OCDE	320	150	809	1.016	118	2.414	250
América	250	107	806	1.000	83	2.246	233
Europa	60	25	3	4	17	110	12
Asia-Oceanía	10	18	-	12	18	58	4
PAÍSES NO- OCDE	1.908	490	1.068	57	230	3.672	1.456
Europa Oriental- Eurasia	265	65	552	20	78	980	146
Asia	127	51	3	4	56	242	45
Oriente Medio	951	155	14	30	0	1.150	811
África	320	87	2	-	38	447	130
Iberoamérica	244	50	497	3	57	852	325
TOTAL MUNDIAL	2.228	559	1.878	1.073	347	6.085	1.706

Fuente: OECD/IEA (2015): *World Energy Outlook 2015*

PETRÓLEO NO CONVENCIONAL (3.298 * 10⁹ barriles recuperables), algo más que los recursos extraíbles de petróleo convencional
3.298*10⁹ barriles recuperables representan el producción mundial de **101 años**

Con el NO CONVENCIONAL se dobla la oferta del recurso y se diversifica en cuanto a oferentes y procedencia geográfica (representa una ventaja los países occidentales)

RECURSOS DE GAS NATURAL TÉCNICAMENTE EXTRAÍBLES (RECUPERABLES) POR TIPOS Y REGIONES (en TCM. 1 TCM = $1 * 10^{12} m^3$). Datos actualizados a finales del año 2014

PAÍSES/REGIONES	GAS NATURAL CONVENCIONAL	NO CONVENCIONALES			TOTAL	
		TIGHT GAS	GAS DE ESQUISTO	CBM	RECURSOS EXTRAÍBLES	RESERVAS PROBADAS
PAÍSES DE LA OCDE	79	24	75	16	194	22
América	51	11	49	7	119	13
Europa	18	4	13	2	37	5
Asia-Oceanía	10	8	13	8	39	4
PAÍSES NO- OCDE	358	57	138	34	587	195
Europa Oriental- Eurasia	139	11	15	20	185	73
Asia	36	13	40	13	102	15
Oriente Medio	105	9	4	-	117	81
África	51	10	39	0	100	17
Iberoamérica	28	15	40	-	83	8
TOTAL MUNDIAL	437	81	213	50	781	216

Fuente: OECD/IEA (2015): *World Energy Outlook 2015*

GAS NO CONVENCIONAL ($344 * 10^{12} m^3$ recuperables), algo menos que los recursos extraíbles de gas convencional

$344 * 10^{12} m^3$ recuperables representan el producción mundial de 99'4 años

Con el NO CONVENCIONAL se dobla la oferta del recurso y se diversifica en cuanto a oferentes y procedencia geográfica (representa una ventaja los países occidentales)

EVALUACIÓN PRELIMINAR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS DE HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES EN ESPAÑA

HIDROCARBUROS CONVENCIONALES

PETRÓLEO	1.944 MBO	
GAS		410 BCM
TOTAL CONVENCIONALES	1.944 MBO⁽¹⁾	410 BCM⁽²⁾

⁽¹⁾ REPRESENTAN 4'18 AÑOS DE CONSUMO NACIONAL (a ritmos actuales).

⁽²⁾ REPRESENTAN 13 AÑOS DE CONSUMO NACIONAL (a ritmos actuales).

HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES

PETRÓLEO	100 MBO	
GAS		2.026 BCM
TOTAL NO CONVENCIONALES	100 MBO	<u>2.026 BCM⁽³⁾</u>

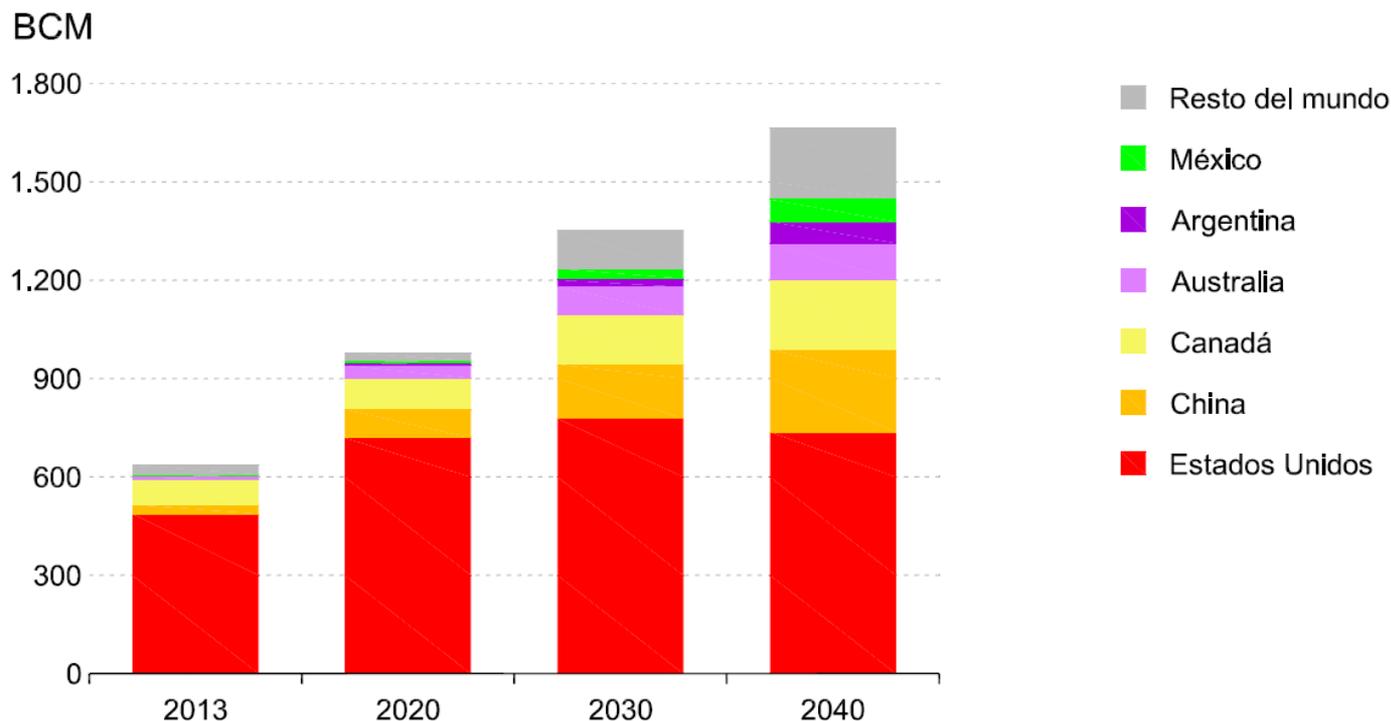
⁽³⁾ REPRESENTAN 65 AÑOS DE CONSUMO NACIONAL (a ritmos actuales).

TOTAL HIDROCARBUROS **2.044 MBO⁽⁴⁾** **2.436⁽⁵⁾ BCM**

⁽⁴⁾ REPRESENTAN 4'39 AÑOS DE CONSUMO NACIONAL (a ritmos actuales).

⁽⁵⁾ REPRESENTAN 78 AÑOS DE CONSUMO NACIONAL (a ritmos actuales).

PRODUCCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL POR PAÍSES (OECD/IEA, 2015). Escenario New Policies



BCM = Billones de metros cúbicos, 1 BCM = 1×10^9 m³

Muchos países poseen recursos considerables de HNC, TODOS LOS VAN A PRODUCIR, los países OCDE, los no-OCDE, los emergentes, TODOS

¡¡También los explotarán NUESTROS COMPETIDORES INDUSTRIALES!!

LOS NO CONVENCIONALES. CONCLUSIONES

Los HNC son ya una realidad, con recursos enormes y producciones crecientes. Los CONVENCIONALES y los NO CONVENCIONALES aumentarán sus producciones en las próximas décadas

Los HNC están doblando (x 2) los recursos de petróleo y de gas y están diversificando la oferta existente especialmente en lo referente a la localización geográfica de los oferentes

Nuestras COMPETIDORES INDUSTRIALES PRODUCIRÁN sus recursos de PETRÓLEO y de GAS NO CONVENCIONAL y serán elementos dinamizadores de sus economías ¡¡ELLOS NO VAN A COMETER EL ERROR DE NO PRODUCIRLOS!!

ESPAÑA tiene potencialidad, sobre todo para GAS NO CONVENCIONAL, debemos INVESTIGAR y PRODUCIR nuestros recursos de HNC. **NO HACERLO SERÍA UN FACTOR LIMITANTE PARA NUESTRA ECONOMÍA. ¡¡NO PODEMOS COMETER ESE ERROR!!**

ÍNDICE

- 1) Los Hidrocarburos No Convencionales (HNC)
- 2) Mitos y controversias. La respuesta de la Ciencia
- 3) Conclusiones

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA. ASPECTOS A DEBATE

Razones de fondo **medioambientales**, comerciales e ideológicas

Por muy importante que pudiera llegar a ser la aportación de los HNC al futuro energético de la humanidad, **SU EXTRACCIÓN ESTARÍA CONDENADA SI SUPUSIESE UN RIESGO REAL Y SERIO PARA LA SALUD DE LAS PERSONAS O PARA EL MEDIOAMBIENTE**

- *Necesidades de grandes volúmenes de agua*
- *Uso de productos químicos y Contaminación de acuíferos*
- *Sismicidad inducida*
- *Presencia de contaminantes en el fluido recuperado (flowback)*
- *Emisión de gases de efecto invernadero*
- *Huella superficial*

TODOS ESTOS ASPECTOS SE EVALÚAN EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

PERFORACIÓN y FRACTURACIÓN HIDRÁULICA DE UN POZO

La PERFORACIÓN y la FRACTURACIÓN HIDRÁULICA son dos operaciones completamente independientes

Primero se PERFORA el pozo

Después se realiza la FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

**TODOS LOS ASPECTOS RELACIONADOS CON AMBOS PROCESOS SE EVALÚAN EN LOS
ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL**

Presentación realizada para:

PERFORACIÓN DEL POZO



Aprox 1 Ha, donde se instala la torre y los equipos auxiliares (se construye de 2Ha)

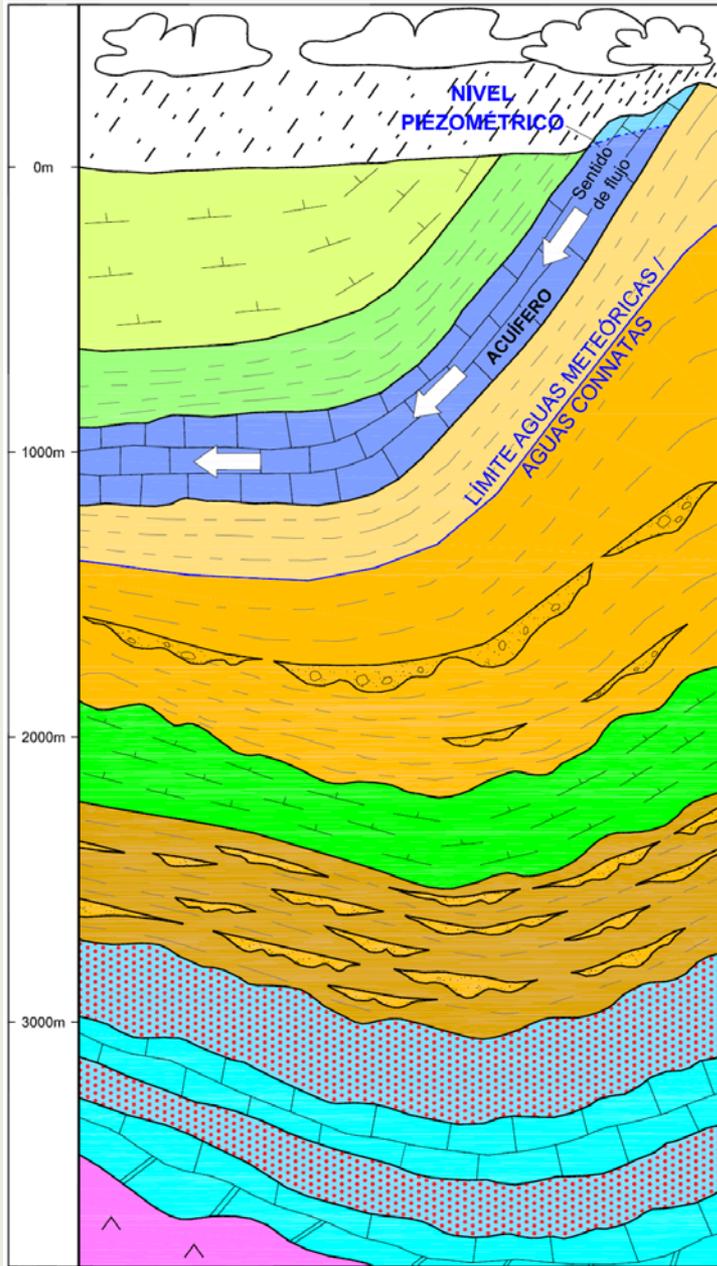
La perforación del pozo puede durar entre 1 mes y 3 meses, dependiendo de la profundidad (2.000m a 5.000m)

Los pozos para HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES se perforan con las mismas técnicas que los habituales para HIDROCARBUROS CONVENCIONALES

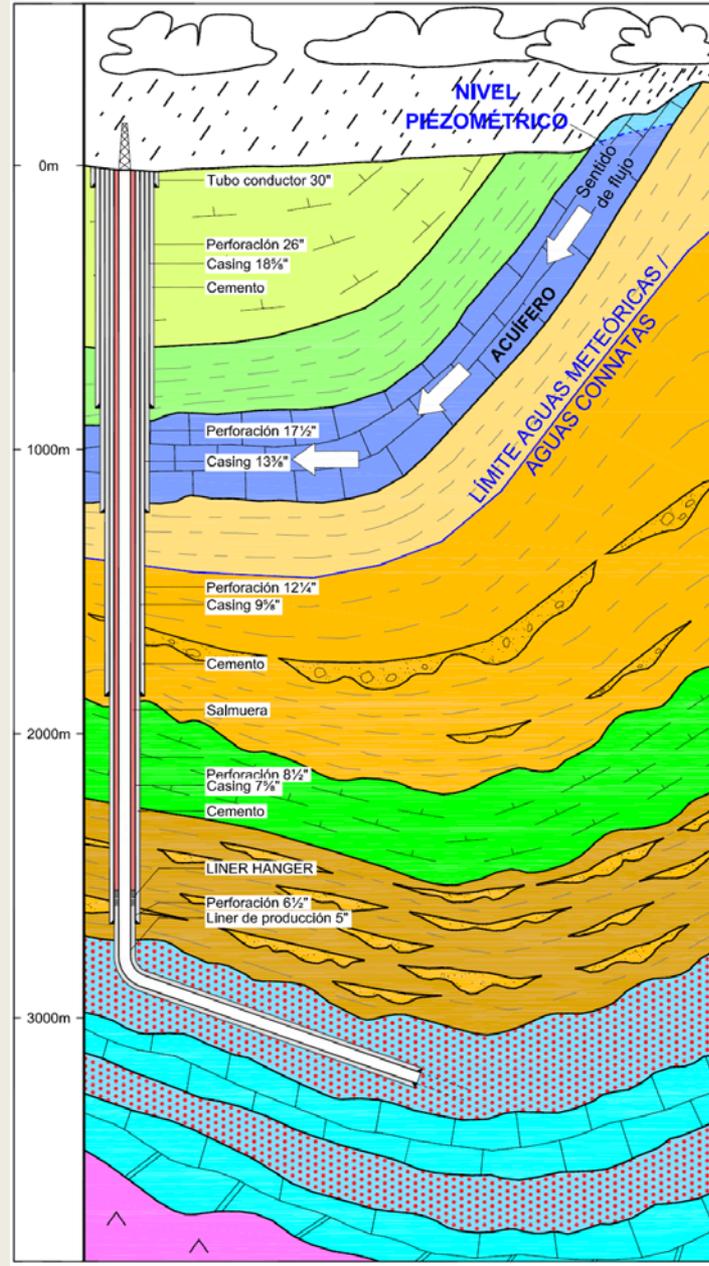
Se dispone una capa impermeable en el emplazamiento y en las balsas. Se recogen y tratan los pluviales



SITUACIÓN INICIAL



SITUACIÓN FINAL



PERFORACIÓN

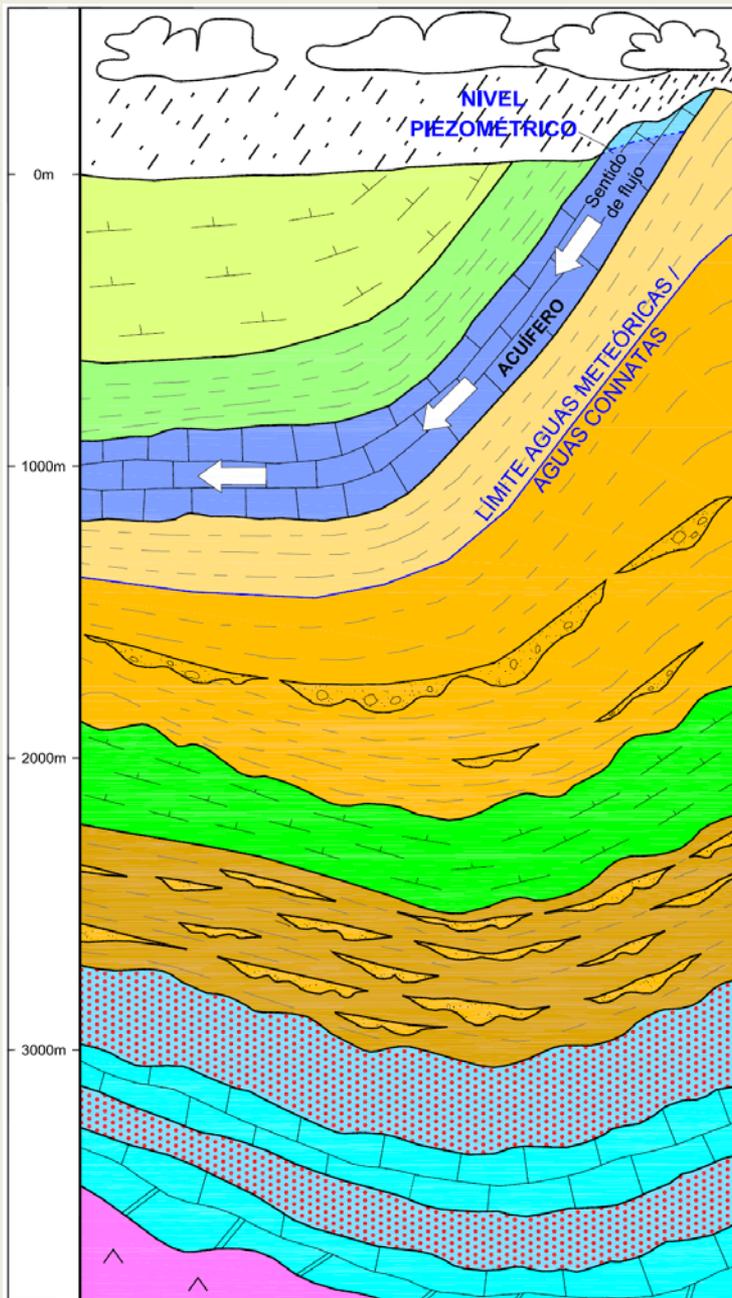
Normalmente los objetivos de HNC están mucho más profundos que los acuíferos superficiales (suelen ser someros) **o incluso se encuentran en columnas estratigráficas donde no hay acuíferos**

En este ejemplo HAY UN ACUÍFERO

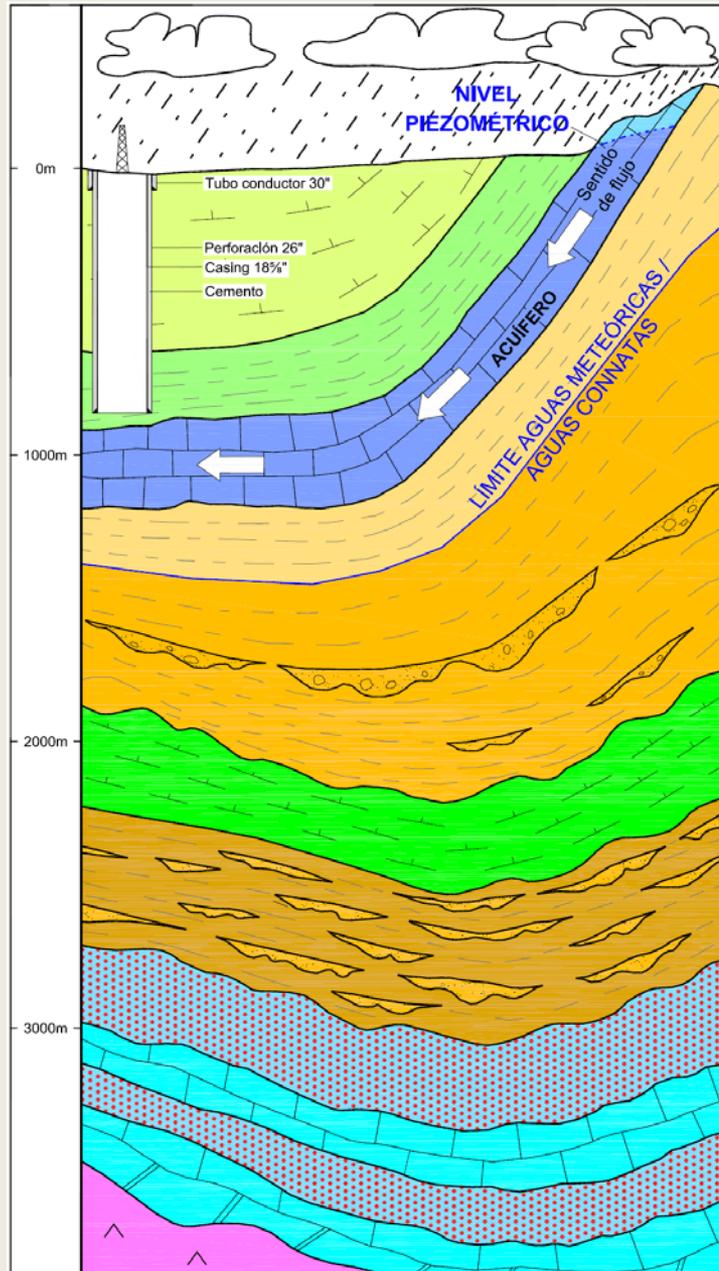
Los acuíferos explotables para consumo humano contienen aguas meteóricas

Los yacimientos de hidrocarburos normalmente se encuentran preservados porque yacen en rocas que no contienen aguas meteóricas, albergados en rocas que no están en contacto con la superficie

HAY UNA BARRERA DE PERMEABILIDAD ENTRE ELLOS



PERFORACIÓN TRAMO SUPERFICIAL



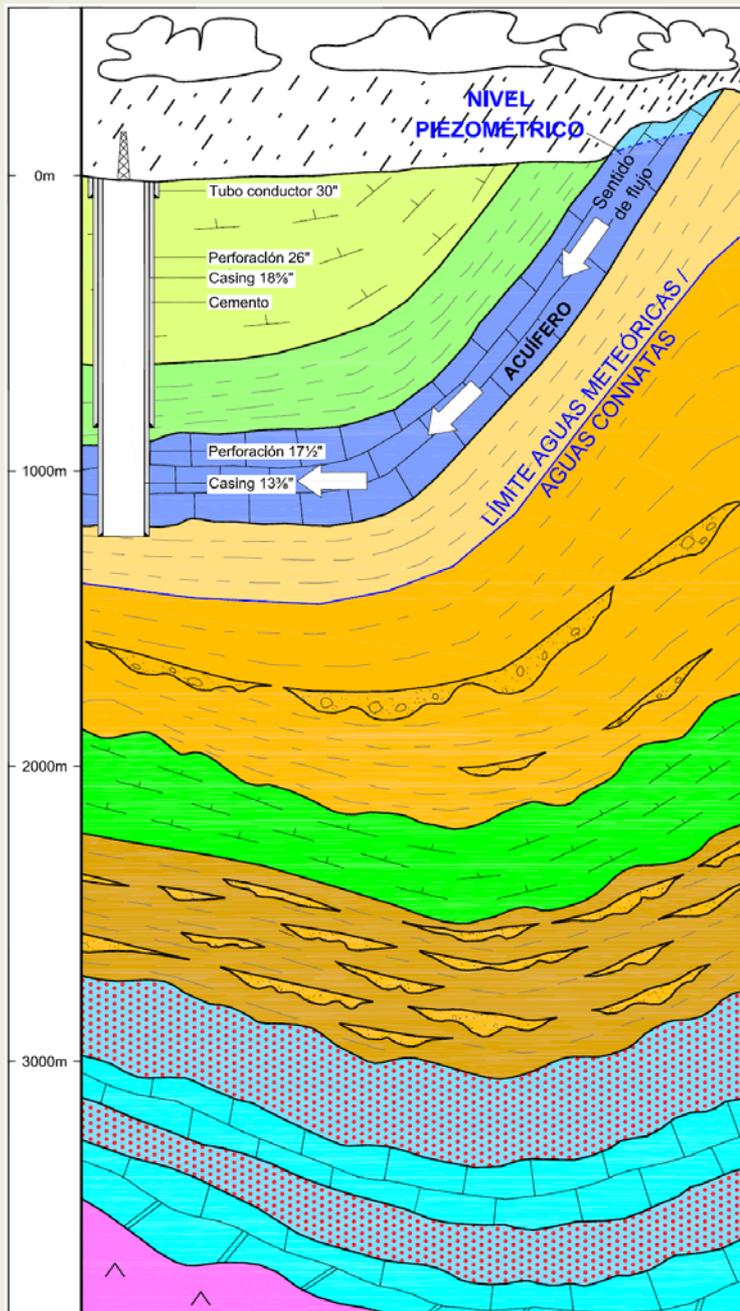
PERFORACIÓN

Cuando hay un acuífero, la perforación de pozos de exploración/producción, ya sean para hidrocarburos convencionales, como para HNC, siempre se aíslan los niveles superiores al acuífero mediante la instalación de una o varias secciones de **entubados** ('casings') y **cementando** el espacio entre la roca perforada y la tubería

Se perfora con un diámetro y luego se entuba con una tubería ('casing') de menor diámetro

Posteriormente se cementa el espacio entre la tubería y las paredes del pozo

Así se puede abordar la perforación del acuífero teniendo aislada la parte ya perforada



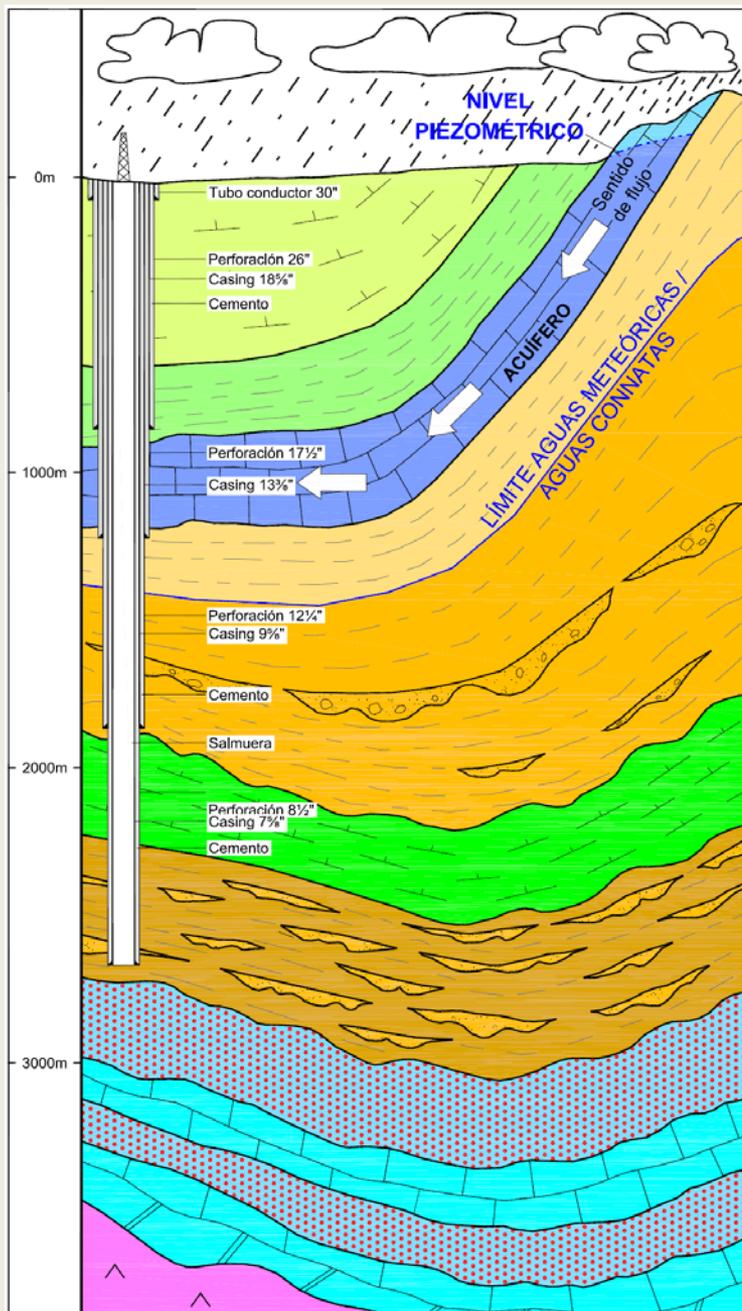
PERFORACIÓN DEL ACUÍFERO

En caso de existir un acuífero en la columna a perforar, se dedica una fase/sección de perforación, entubado y cementación exclusivamente para proteger el acuífero

En un pozo para hidrocarburos, el acuífero se perfora de la misma forma que en los pozos para investigación hidrogeológica (se usan lodos arcillosos y/o agua)

Una vez perforado el acuífero, se entuba y se cementa

Así **EL ACUÍFERO QUEDA AISLADO HIDRÁULICAMENTE DEL POZO**



PERFORACIÓN DE LOS TRAMOS INTERMEDIOS

Después de haber atravesado y sellado hidráulicamente el acuífero, se continua la perforación hasta llegar cerca del techo del reservorio, del objetivo

Se pueden emplear una o dos fases, dependiendo de la profundidad a la que se encuentre el objetivo (aquí se muestran dos)

Se entuba y cementa(n) esta(s) nueva(s) fase(s), quedando así, antes de perforar el objetivo, toda la columna perforada aislada del pozo

EI ACUIFERO YA ESTÁ AISLADO POR CUATRO TUBERÍAS Y TRES CAPAS DE CEMENTO

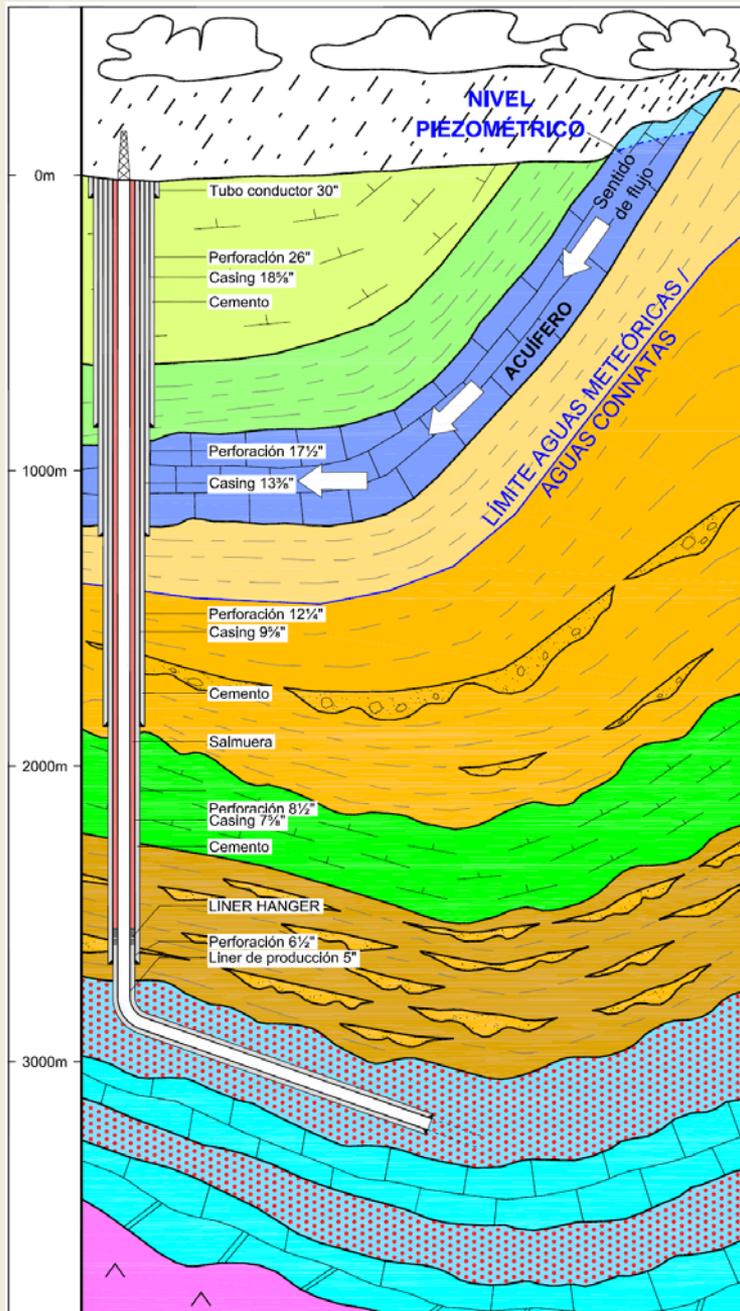
PERFORACIÓN DEL RESERVORIO (la roca que contiene los hidrocarburos)

Normalmente se perfora paralelo al techo y al muro para cortar mayor sección de roca

Después de haber perforado la parte del pozo donde se encuentra la formación reservorio, se entuba ('*production casing*') y se cementa el espacio entre la formación productora y la tubería

Así, **toda la columna rocosa perforada, incluida la zona de la que luego se producirá, queda completamente sellada**, queda completamente aislada, del pozo creado. En algunos tramos por hasta cuatro tuberías y tres espacios cementados

Desde que termina la perforación hasta que empieza la producción, el pozo queda en 'abandono temporal' perfectamente sellado



Presentación realizada para:

PERFORACIÓN DEL POZO



Terminada la PERFORACIÓN, la torre se va. Para realizar la FRACTURACIÓN HIDRÁULICA NO SE NECESITA LA TORRE

RESUMEN INCONVENIENTES Y VENTAJAS PARA LA POBLACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN:

INCONVENIENTES:

Tráfico de camiones, especialmente en la fase de montaje y desmontaje de la torre (unos días); después tráfico de coches y camiones para transporte del personal y suministros

Ruido. La torre está aislada, prácticamente no se oye a 100m de la cabeza de pozo

Emisiones de los motores de combustión

Riesgo (muy bajo) de posibles vertidos de gasoil, aceites, etc., como en muchas otras actividades industriales, forestales, ganaderas, etc. LA ADECUADA CONSTRUCCIÓN/IMPERMEABILIZACIÓN DEL EMPLAZAMIENTO MINIMIZA ESTOS RIESGOS

VENTAJAS:

Actividad económica en la zona, ocupación hotelera, restauración, etc.

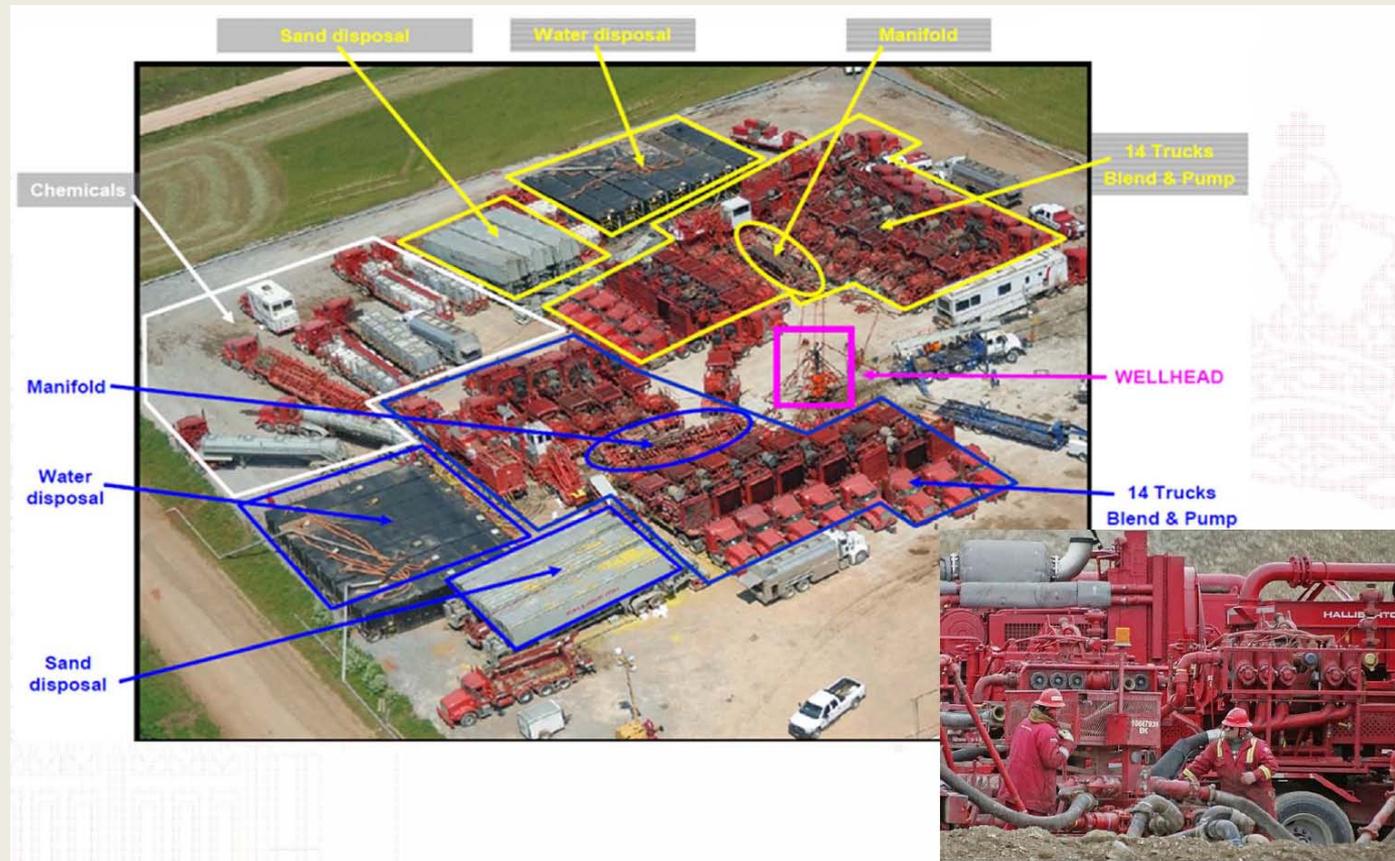
TODOS ESTOS ASPECTOS SE EVALÚAN EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

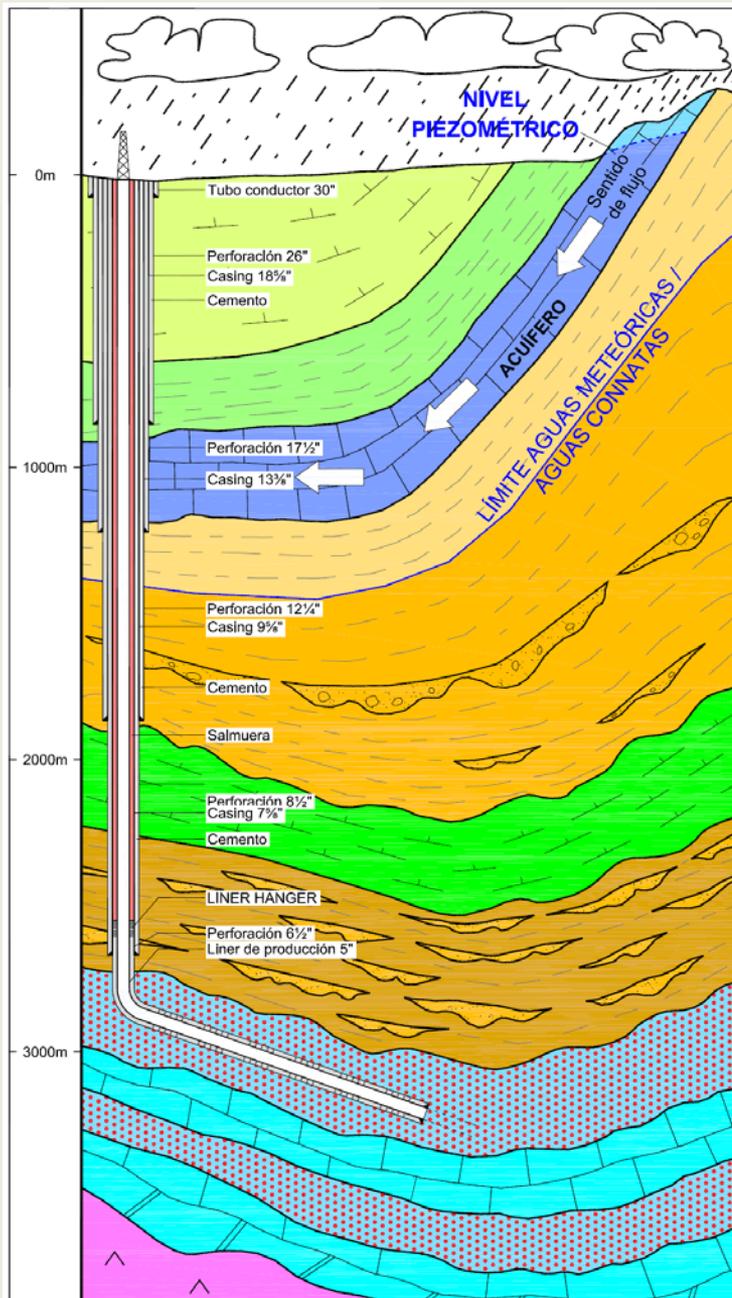
FRACTURACIÓN HIDRÁULICA DEL POZO

Aprox 2 Ha, donde se instalan las bombas y los equipos auxiliares

La fracturación de cada etapa (*stage*) dura horas; en total algunas semanas

Desde que terminó la PERFORACIÓN hasta el comienzo de la FRACTURACIÓN pueden pasar meses (mientras, el emplazamiento queda vacío)





FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Habíamos dejado el pozo totalmente perforado y completamente aislado de las formaciones rocosas

Cuando se está listo para comenzar la explotación del reservorio, **en un YACIMIENTO CONVENCIONAL** basta con perforar el **casing de producción** y el **cemento**. Esto se hace usando pequeñas cargas explosivas que agujerean la tubería y el cemento. En cada disparo se utilizan 2-3kg de explosivo

En un YACIMIENTO CONVENCIONAL, el hidrocarburos (gas y/o petróleo) fluirá libremente, a través de las perforaciones (suelen tener diámetros de 2 o 3 cm). Solo a través de las perforaciones, el resto del pozo queda perpetuamente aislado de las formaciones geológicas

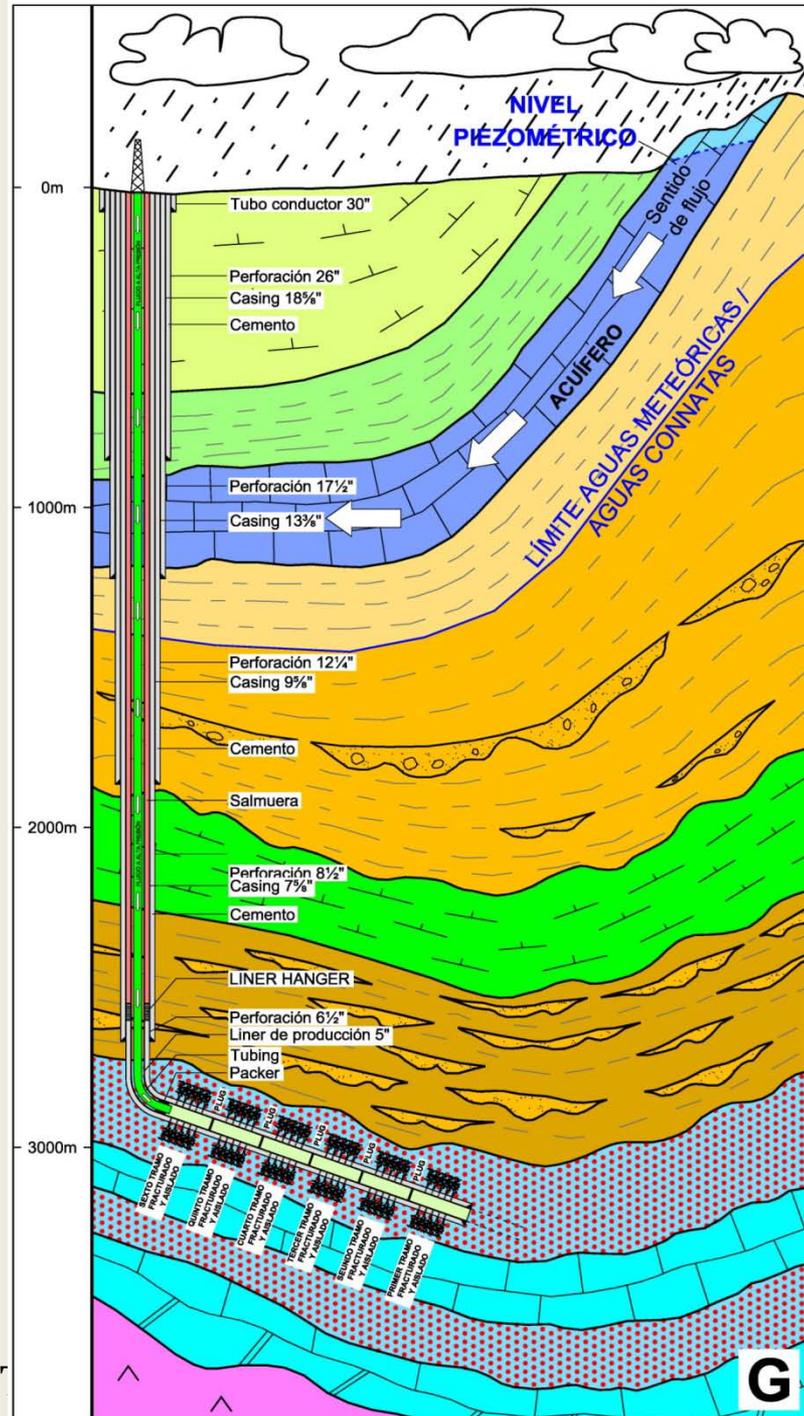
FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

En un YACIMIENTO NO CONVENCIONAL se perfora igualmente el *casing* de producción y el cemento (con las mismas cargas explosivas), pero antes de producir hay que estimular (fracturar) la formación (roca madre/roca reservorio, *gas shale*), porque el gas (el hidrocarburo) no es capaz de fluir por si mismo

El *fracking* (la fracturación hidráulica) se realiza inyectando el fluido a presión a través de las perforaciones.

Se hace por etapas o *stages*, empezando por el fondo y aislando la parte fracturada

Una vez estimulada (fracturada) la roca, la forma de producir es similar a la de un yacimiento convencional: se rompen los tapones y se produce a través de las perforaciones



ESTIMULACIÓN DEL POZO



RESUMEN INCONVENIENTES Y VENTAJAS PARA LA POBLACIÓN DURANTE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA:

INCONVENIENTES:

Tráfico de camiones, especialmente en la fase de montaje y desmontaje del dispositivo; después tráfico de coches y camiones para transporte del personal y suministros

Ruido, las bombas de impulsión, son ruidosas

Emisiones de los motores de combustión

Riesgo (muy bajo) de posibles vertidos de gasoil, aceites, productos químicos, etc., como en muchas otras actividades industriales, forestales, ganaderas, etc.

LA ADECUADA CONSTRUCCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO MINIMIZA ESTOS RIESGOS

Otros riesgos más específicos que se analizan más adelante

VENTAJAS:

Actividad económica en la zona, ocupación hotelera, restauración, etc.

TODOS ESTOS ASPECTOS SE EVALÚAN EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS

PRÁCTICAMENTE IMPOSIBLE DESDE EL POZO AL ACUÍFERO



En la perforación de cualquier tipo de pozo para investigación de hidrocarburos, los acuíferos se protegen con varias tuberías (cuatro o tres) y varias capas de cemento (tres o dos)

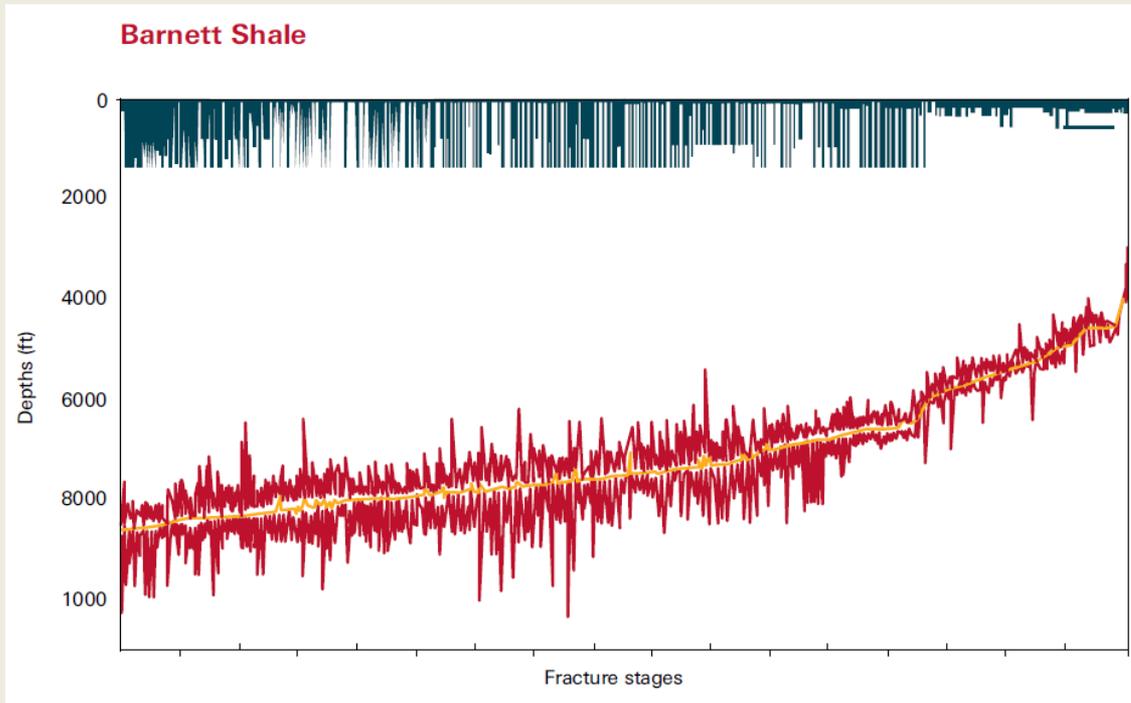
De esta forma, el acuífero queda asilado a perpetuidad, desde el momento en que acaba de ser perforado, y queda protegido para toda la vida del pozo

TODOS ESTOS ASPECTOS SE EVALÚAN EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS

PRÁCTICAMENTE IMPOSIBLE DESDE LA ZONA FRACTURADA AL ACUÍFERO

Los acuíferos son someros (a menos de 400m), separados unos 2.000m o 3.000m de los yacimientos con hidrocarburos, separados por rocas impermeables, que impiden la migración del gas y de los fluidos de fracturación



La extensión vertical de las fracturas es reducida:

'la inmensa mayoría, inferior a 100m, raramente llegan a 300m'

LA SEPARACIÓN RESERVORIO-ACUÍFERO SUELE SER DE MILES DE METROS

Fisher y Warpinski (2012)

Royal Academy of Engineering (2012)

Stepenson (2015)

Se modeliza la apertura de las fracturas y la migración de los fluidos

TODOS ESTOS ASPECTOS SE EVALÚAN EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

PROTECCIÓN LOS ACUÍFEROS

Se establecen LÍNEAS BASE de CALIDAD DE LAS AGUAS (fluviales y subterráneas) ANTES-DURANTE-DESPUÉS de los trabajos de perforación y fracturación hidráulica

Los pozos se diseñan para proteger los acuíferos y garantizar la ESTANQUIDAD de todos los elementos

Se MODELIZA la EXTENSIÓN VERTICAL que tendrán las fracturas hidráulicas que se abran, cuando se realiza la fracturación, se mapea la extensión que van adquiriendo

Se modeliza la migración que pueden tener los fluidos de fracturación hidráulica en el macizo rocoso (porosidad, permeabilidad de la roca, se deduce la trasmisividad)....se modliza la afección que pudieran producir al acuífero si llegasen

EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) SE ANALIZAN TODOS ESTOS PARÁMETROS, PARA LAS CONDICIONES ESPECÍFICAS DE CADA OPERACIÓN. Si ese análisis no garantizase la inocuidad del proceso, la resolución sería negativa, NO SE PODRÍA REALIZAR LA OPERACIÓN

NECESIDADES DE GRANDES VOLÚMENES DE AGUA

Las cifras de consumo hay que ponerlas en su correcta perspectiva/escala:
-de 1.000m³ a 3.000m³ por etapa de fracturación; de unos 10.000m³ a 30.000m³ por pozo.

esto ¿es mucho o no es mucho?

European Commission. Joint Research Centre (2012): *Unconventional gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union.*

Table 3-5: Water use by sector in shale gas basins

Shale play	Public supply	Industrial and mining	Power generation	Irrigation	Livestock	Shale gas	Total water use (bl. m ³ /yr)
Barnett	82.70%	4.50%	3.70%	6.30%	2.30%	0.40%	1.77
Fayetteville	2.30%	1.10%	33.30%	62.90%	0.30%	0.10%	5.07
Haynesville	45.90%	27.20%	13.50%	8.50%	4.00%	0.80%	0.34
Marcellus	11.97%	16.13%	71.70%	0.12%	0.01%	0.06%	13.51

parece mucho, es poco, pero puede ser limitante en algunos casos.

-EEUU: industria minera + industria de hidrocarburos **CONSUME EL 1% del agua usada en el país** (U.S. Geological Survey, 2009).

CONSUMOS DE AGUA

El CONSUMO de AGUA es un aspecto que se analiza en TODOS los ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

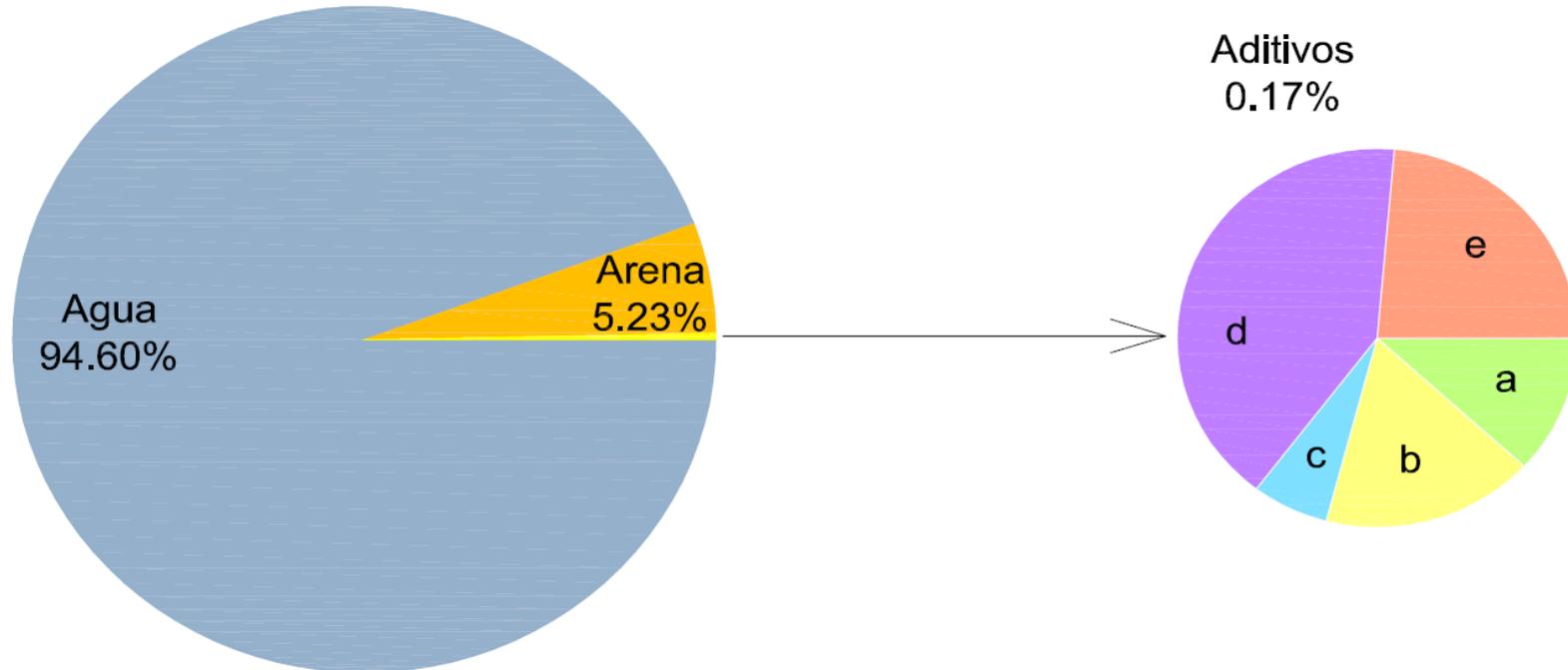
El promotor tiene que presentar un proyecto describiendo los volúmenes totales de agua que necesita extraer del dominio público, a qué caudales va a realizar la toma de agua, durante cuánto tiempo, de dónde (manantiales, cauces fluviales), etc.

La Autoridad Competente (normalmente el Organismo de Cuenca Hidrográfica) EVALÚA SI LA DETRACCIÓN DE AGUA PLANTEADA ES COMPATIBLE O NO COMPATIBLE CON LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO

Si fuese NO COMPATIBLE CON LA DISPONIBILIDAD DEL RECURSO, no da la autorización y no se puede realizar la toma de agua

Se garantiza que ninguna persona, núcleo urbano, instalación ganadera, industria, etc. sufra ninguna merma ni en la cantidad ni en la calidad del suministro de agua

COMPOSICIÓN HABITUAL DEL FLUIDO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (Porcentajes en Volumen)



-  a. Inhibidor de costrificación (evita formación de costras en las tuberías)
-  b. Ácido (limpieza inicial de posibles depósitos producidos durante la perforación)
-  c. Biocida (evita las bacterias que pueden producir ácidos corrosivos)
-  d. Reductor de fricción (disminuye las pérdidas de carga debidas a la fricción del fluido de fracturación con las tuberías y con la formación)
-  e. Agente tensoactivo (disminuye la tensión superficial del fluido de fracturación)

Tomado de 'Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing'. The Royal Society and The Royal Academy of Engineering (2012).

<u>ADITIVO TIPO</u>	<u>COMPONENTE PRINCIPAL</u>	<u>USOS MÁS FRECUENTES</u>
Ácido	Acido clorhídrico	Químicos de piscina y limpieza, química industrial
Bactericida	Glutaraldehido	Utilizado como esterilizante en frío en industria de la salud
Salmuera	Cloruro cálcico o sódico	Conservante alimenticio y condimento
Inhibidor corrosión	N,n-dimeti formamida	Utilizado como cristalizador en la industria farmacéutica
Reductor fricción	Poliacrilamida	Cosméticos de peluquería, maquillaje, Acondicionador de suelos
Gelificante	Goma arábica y hidroxítíl celulosa	Espesante utilizado en cosméticos, salsas y aderezos de ensalada
Control hierro	Acido cítrico	Presente en frutas, utilizado como conservante y antioxidante en la industria alimentación
Anti oxidante	Bisulfito de amonio	Utilizado en cosméticos y en el proceso de vinificación
Inhibidor	Etilenglicol	Descongelante automoción y agente para deshielo

ADITIVOS que se utilizan en muchas otras industrias, a veces en proporciones mayores que las empleadas en los trabajos de fracturación hidráulica. **NINGUNO DE ELLOS ES TÓXICO EN LAS CONCENTRACIONES EN LAS QUE SE EMPLEAN**

Tienen que estar inscritos en el REACH, su uso tiene aprobarse en los ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA), no se aprueba ninguno que no lo esté

ADITIVOS, SUSTANCIAS QUÍMICAS

No existirá NINGÚN RIESGO PARA LA SALUD EN EL USO DE ESTOS ADITIVOS superior al que exista en el resto de las industrias en donde se usan, quizás en mayores cantidades, ni en el consumo de los productos en los que estén incorporados **LEGISLACIÓN ABSOLÚTAMENTE GARANTISTA**

Su almacenamiento, manipulación y uso están perfectamente reglamentados, al igual que en el resto de las industrias en donde se emplean

En los ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) debe figurar la descripción de cada uno de los aditivos que se vaya a emplear, sus concentraciones y volúmenes totales

En los ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) se modeliza el comportamiento del fluido de fracturación cuando se inyecta en el subsuelo, garantizándose que no puedan contaminar cualquier acuífero que pudier existir

NO EXISTE RIESGO NI PARA LOS TRABAJADORES QUE MANIPULEN LOS ADITIVOS EN EL EMPLAZAMIENTO, NI MUCHO MENOS PARA LAS PERSONAS QUE HABITEN LEJOS

SISMICIDAD INDUCIDA

La FRACTURACIÓN HIDRÁULICA provoca microsismos de Magnitud muy baja, entre -3 y -1, a profundidades de más de 1.000m, INDETECTABLES por las personas en superficie. Solo se pueden registrar por aparatos muy precisos

Cualquier otra actividad industrial, minera, la inyección de agua en acuíferos profundos, el llenado de embalses, provoca microsismicidad de mayor magnitud,...**el paso de un camión, un autobús o un tren provoca mayor microsismicidad que esta (2 y 3, respectivamente)**

La FRACTURACIÓN HIDRÁULICA NO PRODUCE SISMICIDAD DE ENTIDAD porque:

- los volúmenes de fluido que se inyectan son muy pequeños
- el volumen de la roca que se fractura es también muy pequeño
- el tiempo durante el que se bombea es muy pequeño
- el aumento de la presión que se crea en la roca es muy pequeño y se disipa por las fracturas creadas

En Estados Unidos, Oklahoma, se han producido sismos por inyección de grandes volúmenes de aguas residuales en rocas del subsuelo...NO SON TRABAJOS DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

SISMICIDAD INDUCIDA

La única posibilidad de generar sismicidad inducida de cierta Magnitud por trabajos de FRACTURACIÓN HIDRÁULICA es que los FLUIDOS ALCANCEN ALGUNA FALLA ACTIVA

Las FALLAS se detectan, se ven en las imágenes disponibles del subsuelo, por eso, después de CIENTOS DE MILES DE OPERACIONES DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA solamente hay estos casos documentados:

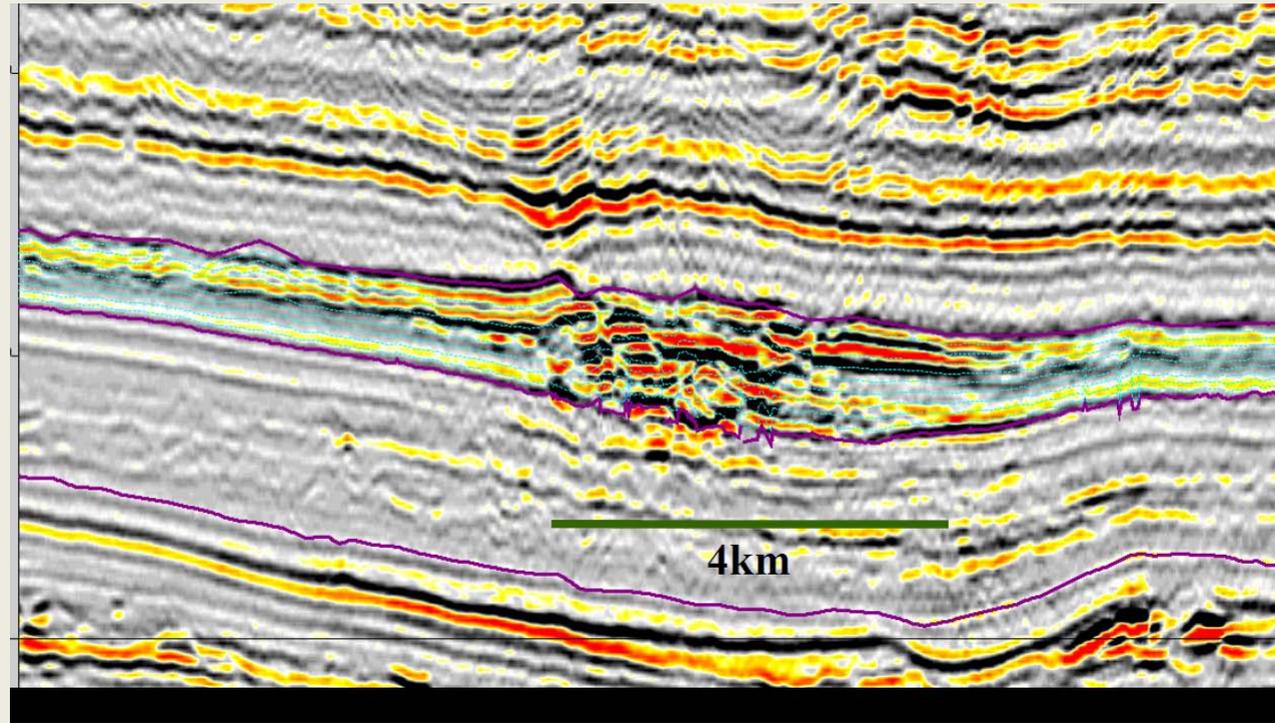
- British Columbia, Canadá, Horn River Basin, año 2011, con valor máximo de magnitud de 3'8,
- Oklahoma, Estados Unidos, Condado de Garvin, Eola Field, año 2011, con valor máximo de magnitud de 2'8,
- Lancashire, Reino Unido, Bowland Basin, año 2011, con valor máximo de magnitud de 2'3,
- Ohio, Estados Unidos, Condado de Harrison, año 2014, con valor máximo de magnitud de 3, y
- British Columbia, Canadá, Horn River Basin, año 2015, con valor máximo de magnitud de 4'6, el de mayor valor de magnitud históricamente registrado

Ninguno de ellos produjo daños personales; solo fueron detectados por los sismógrafos, esas Magnitudes SE PRODUCEN entre los 2.000m y los 4.000m de profundidad

SISMICIDAD INDUCIDA

Todos estos aspectos se contemplan en los ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)

El promotor tiene que presentar un proyecto en el que se demuestre la no presencia de fallas en el subsuelo. Se hace con imágenes sísmicas, son como una radiografía del terreno



La Autoridad Competente EVALÚA SI EXISTE el MÁS MÍNIMO RIESGO PARA LA PUESTA EN PRÁCTICA DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Si EXISTIESE, no se daría la autorización, los trabajos no se realizarían

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA. SISMICIDAD INDUCIDA.

SÍNTESIS ACTUALIZADA DE DATOS.

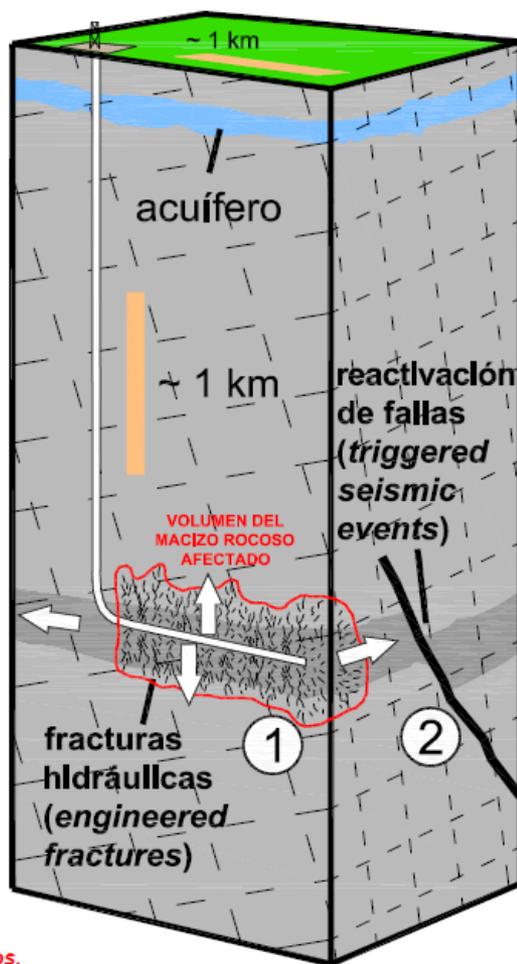
① FRACTURAS HIDRÁULICAS ('ENGINEERED FRACTURES').

Disipan menos energía que la necesaria para que se abran. Normalmente a profundidades del orden de 3.000m, 4.000m ó 5.000m.

Microsismos, imperceptibles en la superficie, con magnitudes de -3 a 1 en la escala de Richter.

② REACTIVACIÓN DE FALLAS PRE-EXISTENTES ('TRIGGERED SEISMIC EVENTS').

Disipan mayor energía que la requerida para iniciar su movimiento. Después de haberse realizado más de 2 millones de trabajos de fracturación hidráulica en el mundo, a un ritmo actual de unos 35.000 pozos que se perforan por año para *shale gas*, solamente hay 4 casos en los que la sismicidad inducida (todos por reactivación de fallas) superaron la magnitud (M_L) 2. Fueron: Horn River Basin, Canadá (3,8M_L); Garvin County, Oklahoma, EE.UU. (2,9 M_L); Preese Hall, Blackpool, Reino Unido (2,3 M_L); y Ohio, EE.UU. (3 M_L).



LAS CLAVES:

- Volúmenes de inyección reducidos.
- Reducido volumen del macizo rocoso afectado.
- Periodos cortos de bombeo.
- Rápida disipación de la presión (fluido en las fracturas) y flowback rápido.
- Comportamiento asísmico de las fallas en materiales impermeables (shales).

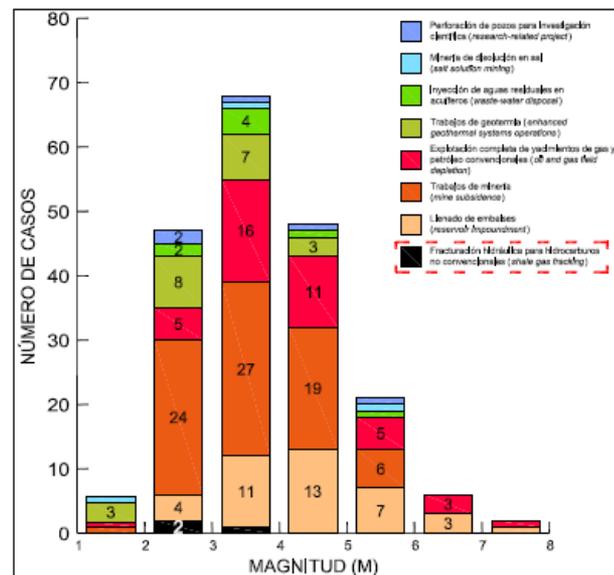
The National Academies Press (2012): *Induced seismicity in energy technologies.*

Davies et al (2013): *Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons.*

Rutqvist et al (2013): *Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale-gas reservoirs.*

① Fracturas hidráulicas
Engineered fractures

② Reactivación de fallas
Triggered seismic events



Magnitud	Frecuencia. Número de eventos naturales por año	Efectos en superficie
-3,0 -2,0 -1,0 0 1,0 2,0	800.000	Registrados solamente por sismógrafos (sismómetros) muy precisos. No pueden ser sentidos por las personas.
2,0 - 3,4	30.000	Sentidos por algunas personas dentro de construcciones.
4,3 - 4,8	4.800	Sentidos por las personas. Los cristales de las ventanas vibran.
4,9 - 5,4	1.400	Sentidos por cualquier persona. Se rompen los platos, las puertas oscilan...
5,5 - 6,1	500	Ligeros daños en los edificios. Se desprenden apliques, caen ladrillos...
6,2 - 6,9	100	Daños de consideración en los edificios. Caen chimeneas, movimiento de las construcciones sobre los cimientos...
7,0 - 7,3	15	Daños serios en los edificios. Puentes deformados, caídas de muros, caída de mampostería de los edificios...
7,4 - 7,9	4	Grandes daños. La mayoría de los edificios se derriban.
> 8,0	1	Catastróficos. La oscilación del terreno es ostensible, objetos que son arrojados al aire.

HUELLA SUPERFICIAL

Posiblemente es el mayor problema (sin riesgo) en proyectos de producción de hidrocarburos NO CONVENCIONALES

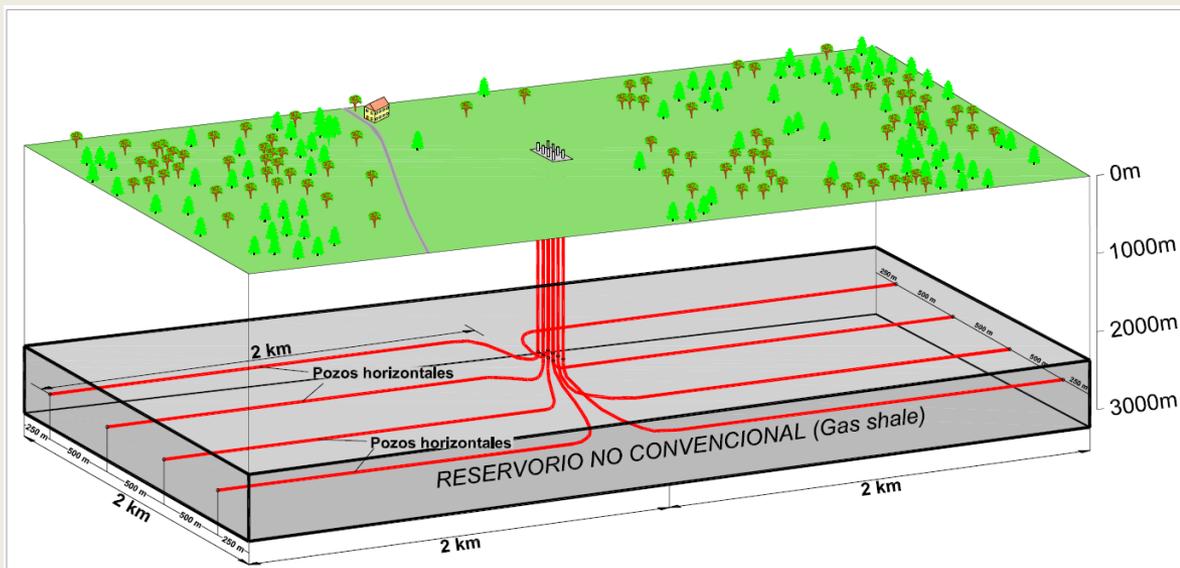
Para producir de un reservorio no convencional es necesario perforar más pozos que para drenar un almacén convencional puesto que las fracturas creadas en cada etapa no avanzan más de 300m (desde el pozo)

Para perforar/fracturar un pozo se necesita ocupar aproximadamente 1'5Ha- 2'0Has.

Actualmente en estas operaciones es habitual perforar varios pozos (hasta 20 y 30) desde un mismo emplazamiento

De esta forma, **con un emplazamiento de 2'5Has se puede drenar el hidrocarburo contenido en un volumen rocoso cuya proyección en planta ocuparía entre 5km² y 10km²**

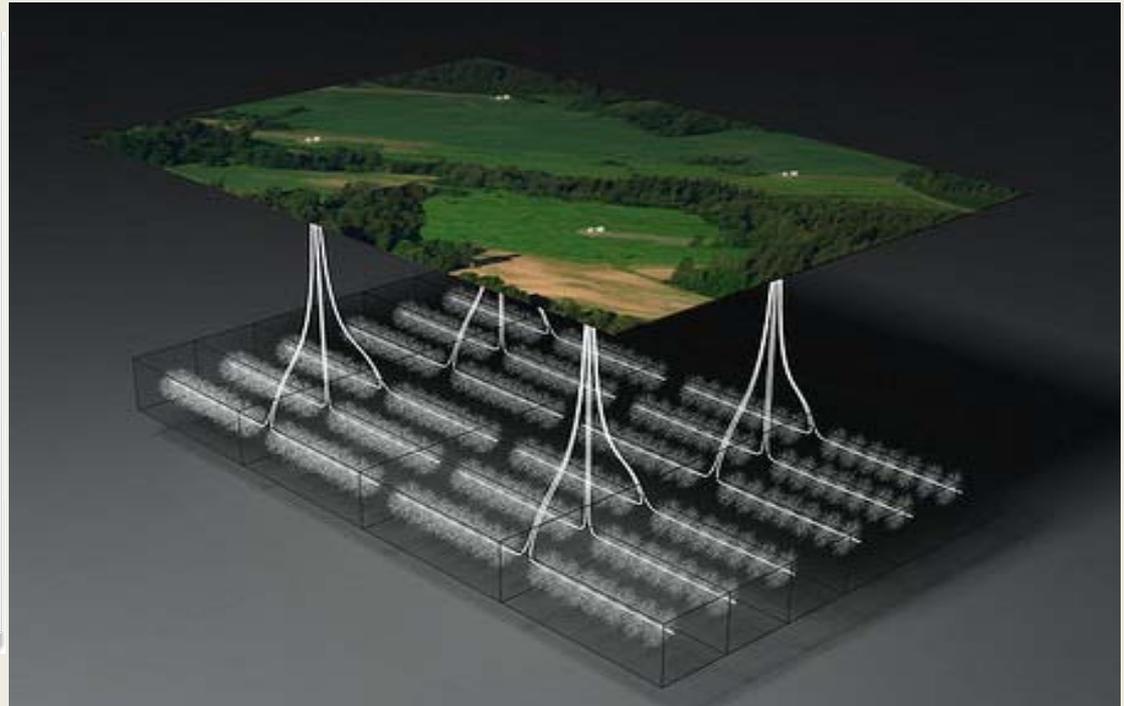
En producción la ocupación ya es de solamente unos metros cuadrados; al abandono se restaura a la situación original



Pozos horizontales que al llegar al reservorio están separados 500 metros (las fracturas hidráulicas de cada uno se extienden 250m). Progresan 2000m en el interior del reservorio. Con este esquema se drena el volumen de reservorio cuya proyección en superficie ocupa 8 km².

Presentación realizada para:

HUELLA SUPERFICIAL



ES LO QUE HABITUALMENTE SE ENSEÑA, actualmente no se trabaja así en ningún país occidental

HUELLA SUPERFICIAL

El área ocupada es mínima 2Has para drenar 8km², perforando entre 8-15 pozos; en la explotación es despreciable

El gas producido se evacua por gasoducto, el tránsito de vehículos se restringe al transporte de la maquinaria (puesta y retirada), bombas para la fracturación hidráulica, transporte de personal y materiales durante los trabajos....muy similar a la necesaria en otras actividades industriales

En zonas muy poco pobladas puede suponer un incremento apreciable de tránsito; en zonas medianamente pobladas quedará totalmente diluido

La Autoridad Competente EVALÚA SI LA OCUPACIÓN TEMPORAL DEL TERRENO Y LOS TRABAJOS A REALIZAR SON COMPATIBLES O NO COMPATIBLES EN LA ZONA QUE SE PLANTEA

Si fuese NO COMPATIBLES, no da la autorización y no se puede realizar la operación

PRESENCIA DE CONTAMINANTES EN EL FLUIDO RECUPERADO ('flowback')



El fluido de retorno puede representar entre el 30% y el 60% del volumen inyectado. Normalmente se recupera en los primeros días de producción. La composición es característica de cada formación, no aportarán al *flowback* ningún elemento que no contengan. Este fluido puede contener:

- 1) *Metano y otros gases (en el caso de gas shales)*
- 2) *Agua de formación (agua connata, salada, si la hubiere en el reservorio)*
- 3) *Fragmentos en suspensión de la roca reservorio (margas, lutitas negras, carbones) y del propante utilizado (arena)*
- 4) *Salas y otros compuestos inorgánicos y orgánicos naturales de la formación disueltos*
- 5) *Restos de los aditivos químicos empleados (en concentraciones muy bajas)*

¿QUÉ SE HACE CON EL FLUIDO RECUPERADO ('flowback')?

- 1) **Reutilizarlo en nuevas operaciones de fracturación**, hoy en día en porcentajes del 70-80%, en el futuro se hará en el 100%, después de quitar los sólidos (a gestor autorizado) y añadir más agua
- 2) **Inyectarlo en acuíferos salinos profundos** (sin conexión con la superficie, sin utilidad en abastecimiento, regadíos, etc) **y/o reservorios convencionales depletados**, muy habitual en EEUU (no en España)
- 3) **Gestionarlo como agua residual de un proceso industrial** (en gestor autorizado, LO HABITUAL)
- 4) **Verterlo a cauces fluviales solo** si su composición una vez tratado así lo permite

Intensa labor de I+D+i: fluidos a base de geles y espumas (CO₂, N₂), de sustancias gelificantes que reducirán la capacidad de disolver y/o incorporar compuesto orgánicos y/o inorgánicos no deseables

GESTIÓN DEL *FLOWBACK*

EL *FLOWBACK* SE RECOGE EN BALSAS IMPERMEABILIZADAS. EL SUELO DEL EMPLAZAMIENTO ESTÁ IMPERMEABILIZADO, SE UTILIZA LA RED DE RECOGIDA DE POSIBLES DERRAMES

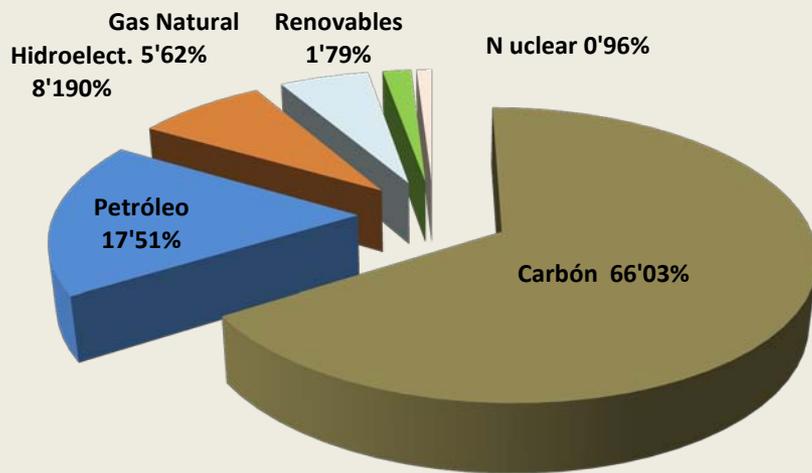
EL *FLOWBACK* ES CARACTERÍSTICO DE CADA FORMACIÓN; EN GENERAL, ES SIMILAR AL AGUA RESIDUAL DE UN PROCESO INDUSTRIAL EN EL CUAL APENAS SE HAN UTILIZADO COMPUESTOS QUÍMICOS. SE TRATA EN GESTORES AUTORIZADOS

En los ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA) SE DESCRIBE EL TRATAMIENTO PREVISTO PARA EL *FLOWBACK*, que tiene que ser aprobado por la Autoridad Ambiental y solo podrá tratarse en el gestor autorizado competente para tratar la composición de ese fluido

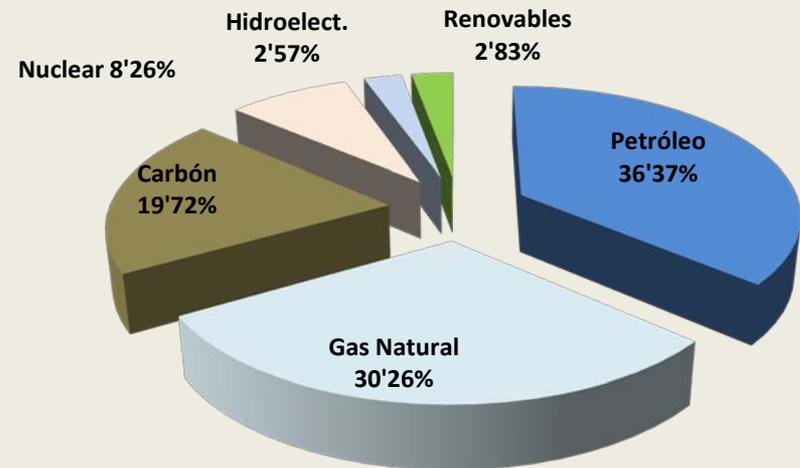
El riesgo de contaminación por *flowback* es bajo y perfectamente gestionable, NO CONTAMINACIÓN ni a las formaciones geológicas, ni a las aguas superficiales ni a las aguas subterráneas

EMISIONES ATMOSFÉRICAS (CO₂)

El GAS NATURAL (CH₄) es el más limpio de los combustibles fósiles; el que menos emisiones de CO₂ produce...es programable y complementa a las renovables



CESTA ENERGÉTICA CHINA



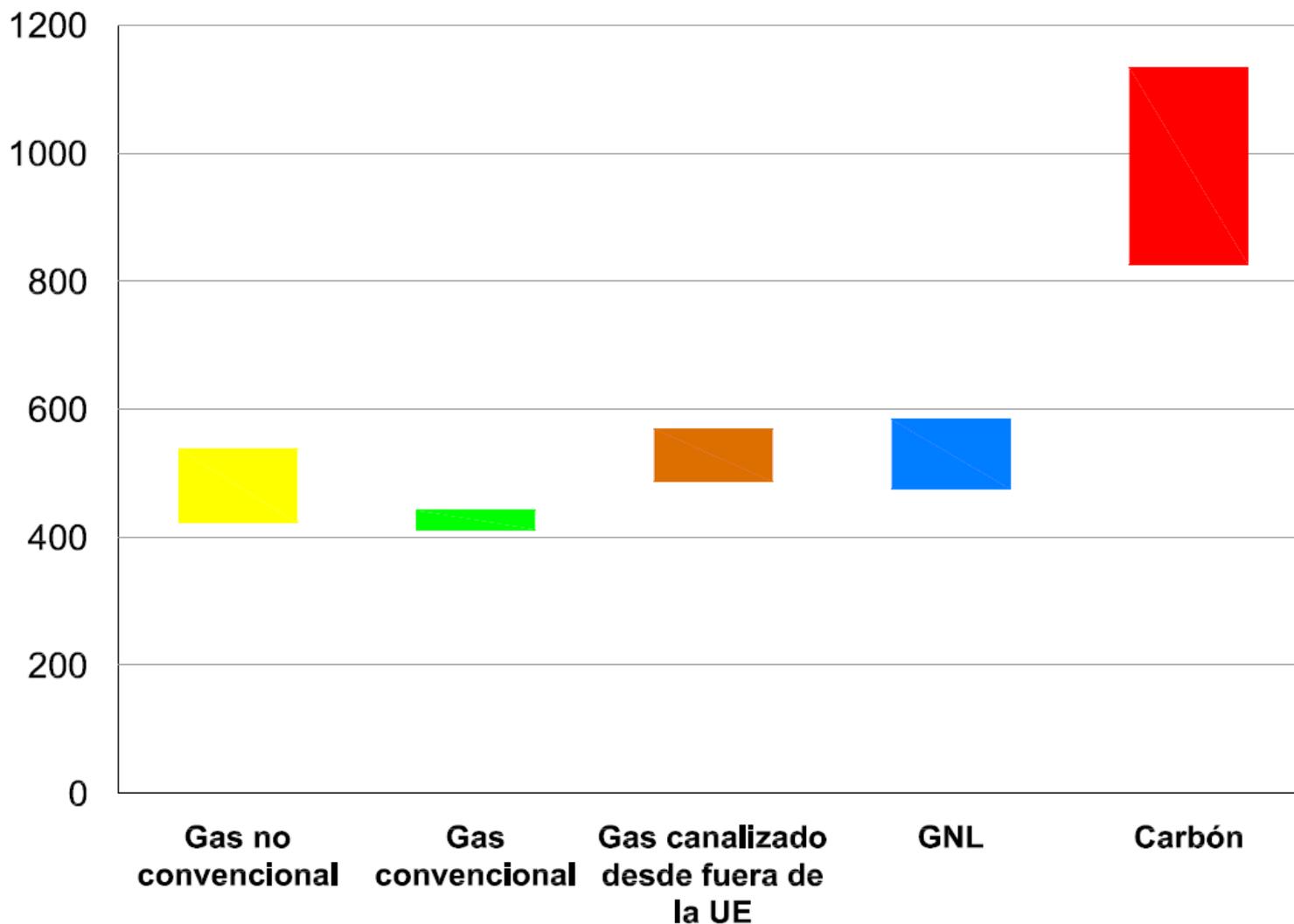
CESTA ENERGÉTICA EEUU

El GAS NATURAL (convencional + no convencional) se está configurando como la energía puente con las energías del futuro (menos intensivas en C)

Para China, India y otros emergentes, grandes consumidores de energía, la disponibilidad de gas natural les permitirá reducir sus emisiones

EMISIONES ATMOSFÉRICAS

**ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES
DE GASES DE EFECTO
INVERNADERO POR UNIDAD DE
ENERGÍA ELÉCTRICA PRODUCIDA
(gCO₂/kWh)**



TIPOS DE COMBUSTIBLES

EMISIONES ATMOSFÉRICAS (CH₄)

El otro gas de efecto invernadero que pudiera emitirse es el metano (CH₄). Cuantificar sus emisiones fugitivas es uno de los aspectos actualmente a debate

Pueden producirse fugas de metano (CH₄): durante los trabajos de perforación, durante la fracturación hidráulica, en la producción y en el transporte

* Universidad de Cornell: 8% del CH₄ se fuga (Howart, 2011)

* Skine (2011), Fulton (2011), Jiang (2011) y Barcella (2011) también consideran excesiva la estimación de Cornell

* EPA: estima que el 1% puede ser excesivo (King, 2012)

* Allen, D.T. (2013): inferiores al 1'5% del volumen total de gas producido; conclusiones de estudio realizado en 150 emplazamientos y un total de 489 pozos

LA TENDENCIA ES HACIA UNA MAYOR EFICIENCIA EN EL PROCESO: DISMINUIR EMISIONES

EMISIONES/CONTAMINACIÓN (volátiles, btex, etc.)

Podrían provenir del combustible utilizado (gasolinas, derivados del petróleo),

ALMACENAMIENTO CORRECTO Y EVITAR EMISIONES

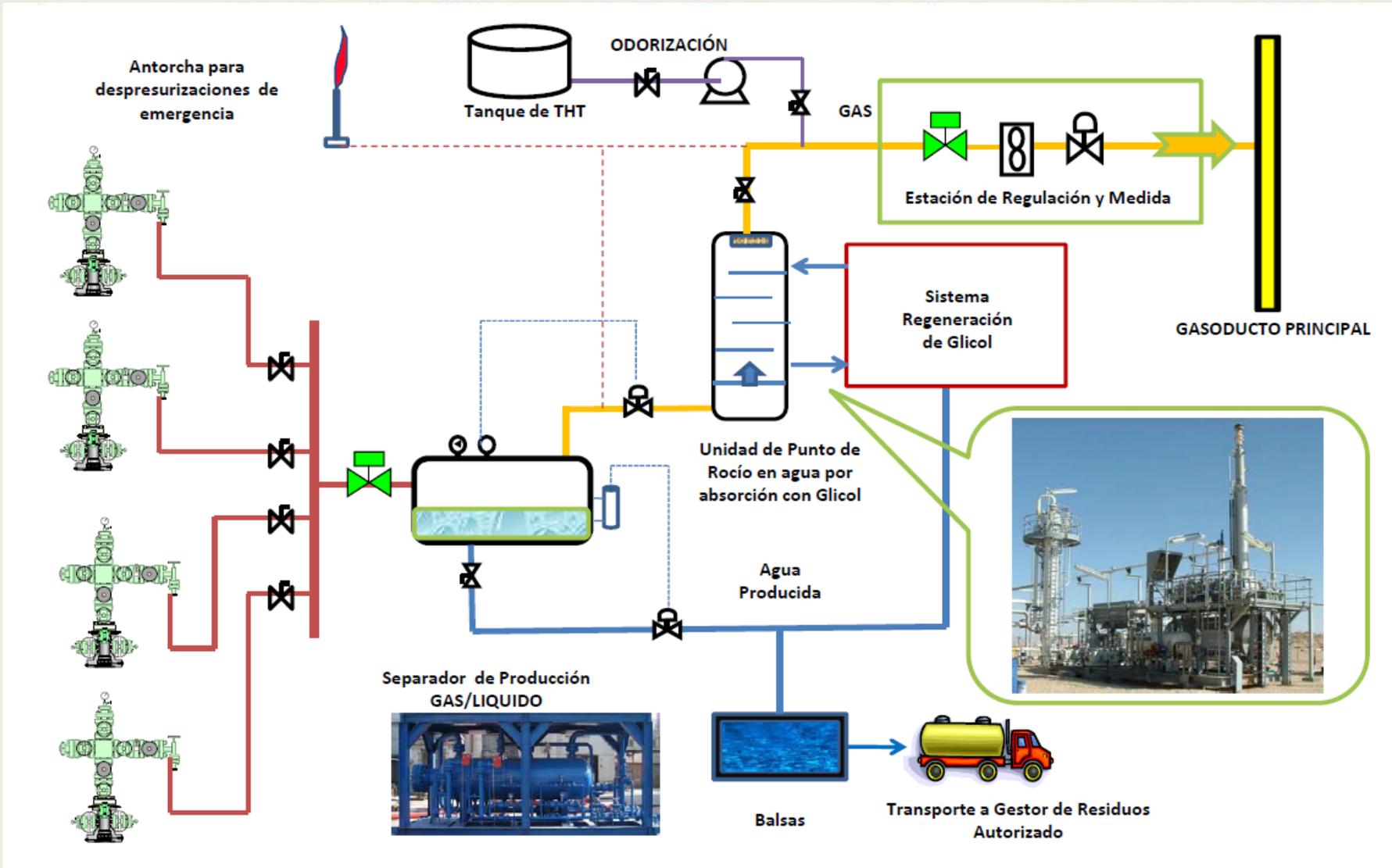
Podrían provenir del propio hidrocarburo que se produce,

EVITAR EMISIONES DEL POZO A LA ATMÓSFERA Y/O AL TERRENO

ESTRICTO CUMPLIMIENTO DE LAS NORMATIVAS DE SEGURIDAD Y DE LAS MEJORES PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA

TODOS ESTOS ASPECTOS SE ANALIZAN EN LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA), PARA CADA PROYECTO ESPECÍFICO. SE CUANTIFICAN LAS EMISIONES (CO₂, CH₄, etc.). Si existiesen riesgos no asumibles, no gestionables, no se autorizarían los trabajos

EMISIONES ATMOSFÉRICAS



INCENTIVOS

LEY 8/2015 de 21 de mayo de 2015 del Sector de Hidrocarburos
que modifica la Ley 34/1998 de 7 de octubre

INCENTIVOS ECONÓMICOS

La nueva Ley establece:

- Un gravamen de entre el 1% y el 4% sobre la producción de Gas No Convencional
- 125.000€ por cada pozo de exploración y cada pozo de producción en tierra

Los gravámenes deberán revertir a las Comunidades Autónomas y Ayuntamientos donde se ubiquen los pozos

- Abonar el 1% del valor de la producción a los propietarios de los terrenos en un determinado perímetro alrededor de los pozos (ya sean *convencionales* como *no convencionales*)

MITOS y CONTROVERSIAS. CONCLUSIONES

LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES USANDO LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA ES UN PROCESO INDUSTRIAL MADURO: es absolutamente viable, tanto técnica, como económica, como medioambientalmente

Los PAÍSES OCCIDENTALES estamos plenamente CAPACITADOS PARA GESTIONAR ADECUADAMENTE RIESGOS asociados al empleo de la fracturación hidráulica

Los RIESGOS y su GESTIÓN son similares a los de muchos otros centros industriales:

PERFORACIÓN: contaminación gasoil, efluentes del pozo

FÁBRICAS, ALMACENES DE COMBUSTIBLES, GASOLINERAS

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA: empleo de productos químicos, contaminación efluentes del pozo, tratamiento de aguas residuales, emisiones fugitivas de combustibles

IND QUÍMICAS, PAPEL, CROMADOS, ALMACENES DE COMBUSTIBLES, GASOLINERAS, REFINERÍAS

PRODUCCIÓN: emisiones fugitivas y/o vertidos de hidrocarburos

REFINERÍAS, TANQUES DE ALMACENAMIENTO, GASOLINERAS

ÍNDICE

- 1) Los Hidrocarburos No Convencionales (HNC)
- 2) Mitos y controversias. La respuesta de la Ciencia
- 3) Conclusiones

CONCLUSIONES GENERALES

El GAS y PETRÓLEO (convencional y no convencional) van a seguir siendo fuentes energéticas fundamentales en las CESTAS ENERGÉTICAS de todos los países y en la cesta energética global

Los Hidrocarburos No Convencionales (gas y petróleo) son una realidad energética, con producciones crecientes y recursos enormes

Los PAÍSES OCCIDENTALES estamos plenamente CAPACITADOS PARA GESTIONAR ADECUADAMENTE LOS RIESGOS asociados al empleo de la fracturación hidráulica

Nuestros COMPETIDORES INDUSTRIALES producirán sus recursos de HNC, los emplearán como elementos dinamizadores de sus economías

ESPAÑA tiene que aprovechar sus recursos de HNC, no hacerlo sería un factor limitante para nuestra economía, de pérdida de competitividad

Presentación realizada para:



jgarcia@eve.es

¡¡ MUCHAS GRACIAS POR SU ATENCIÓN!!

Torrelavega, 26 de mayo de 2016

BIBLIOGRAFÍA SELECCIONADA

- ❖ Davies, R., Foulger, G., Bindley, A. and Styles, P., (2013): *Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons*. Elsevier, Marine and Petroleum Geology 45 (2013) 171-185.
- ❖ European Commission. Joint Research Centre (2012): *Unconventional Gas: Potential Energy Market Impacts in the European Union*.
- ❖ European Commission DG Environment (2012): *Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe*.
- ❖ Fisher, K. and Warpinski, N. (2012): *Hydraulic- Fracture- Height- Growth: Real Data*. SPE, Pinnacle. En SPE Production & Operations, February 2012.
- ❖ Gazzete Officielle du Quebec (2013): Partie 2, n° 22, 29 mai 2013.
- ❖ House of Commons. Energy and Climate Change Committee. 2011. *Shale Gas. Fifth Report of Session 2010-2012. Volume I*.
- ❖ Royal Academy of Engineering- The Royal Society (2012): *Shale Gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing*.
- ❖ Rutqvist, J., Rinaldi, A.P., Cappa, F., Moridis, G.J., (2013): *Modeling of fault reactivation and induced seismicity during hydraulic fracturing of shale gas reservoirs*.
- ❖ Stephenson, M., (2015): *Shale gas and fracking. The science behind the controversy*.
- ❖ The National Academies (2012): *Induced Seismicity in Energy Technologies*.
- ❖ The Royal Society y Royal Academy of Engineer (2012): *Shale Gas extraction in UK: a review of hydraulic fracturing*.
- ❖ US Geological Survey (2009): *Estimated used of water in the United States in 2005*.