

Diapositiva 1



Roberto Ochandio

Ex--trabajador petrolero

Técnico mecánico graduado en la Escuela Industrial ENET No1 de Comodoro Rivadavia.

Geógrafo graduado en la Universidad de North Texas, EEUU.

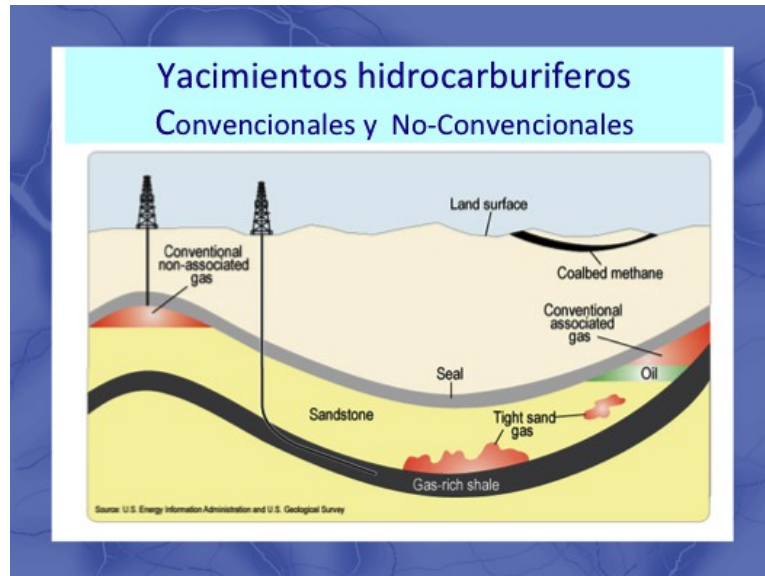
El propósito de esta presentación es el de informar sobre los aspectos técnicos de la explotación de hidrocarburos no--convencionales, el método de fractura hidráulica, y los riesgos asociados a esta técnica.

Trabajé 19 años en la industria del petróleo en yacimientos de Comodoro Rivadavia, Mendoza, Neuquén, Norte de Santa Cruz, Salta, y Tierra del Fuego.

Mi experiencia incluye trabajos en mediciones físicas de pozos, ensayos de pozos en terminación y producción, ensayos a pozo abierto, punzamiento, perfilaje, entubación y cementación, estimulación ácida, inspección no destructiva de materiales, diseño e instalación de equipos de bombeo tipo rotativo y electrosumergibles.

Explotación de hidrocarburos no-conventionales

- Yacimientos convencionales
- Yacimientos no-conventionales
- Fractura hidráulica
- Riesgos
- Discusión



Los hidrocarburos se formaron hace millones de años a partir de inmensas masas vegetales que quedaron sepultadas por depósitos sedimentarios. Debido a la presión y temperatura se formó el componente básico del hidrocarburo, llamado 'kerógeno', dentro de lo que se conoce como 'roca madre' o roca generadora (banda gris oscura).

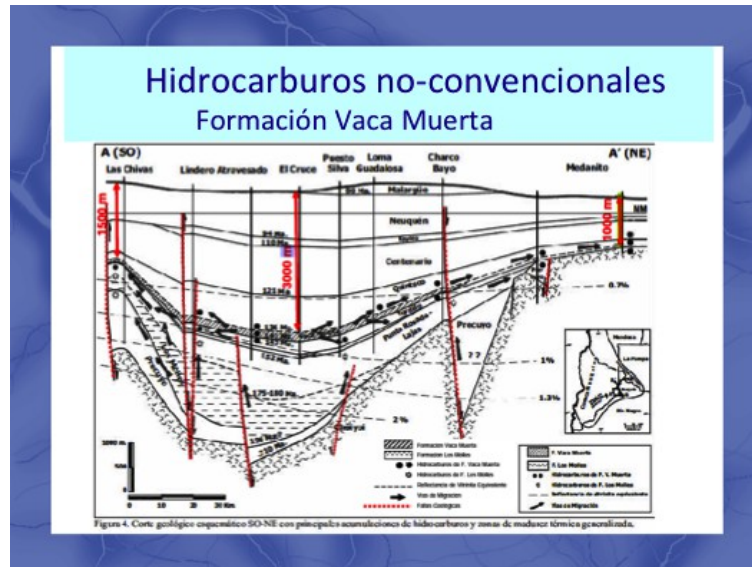
Después de millones de años de maduración el kerógeno se transformó en hidrocarburo y migró fuera de la roca madre hasta quedar atrapado en rocas porosas por otras formaciones impermeables (banda gris clara).

Las zonas color naranja representan yacimientos convencionales, tal como los de Comodoro o Huincul. Cuando se perfora uno de estos pozos toda la formación contribuye a empujar el petróleo o gas hacia el pozo, y esto es así porque estas son rocas permeables, que dejan pasar los fluidos.

Los yacimientos convencionales se están acabando pero ahora descubrieron que la roca madre todavía contiene mucho gas y petróleo disperso en micro poros. Sin embargo, la roca madre tiene una permeabilidad bajísima lo cual no deja fluir los hidrocarburos hacia el pozo. La única manera conocida es aumentar artificialmente la permeabilidad rompiendo la roca en muchas partes mediante el proceso conocido como fractura hidráulica, o 'fracking'.

Esto hace que el yacimiento se pueda definir como 'no--convencional'. Los pozos pueden ser verticales, horizontales, o simplemente dirigidos, tal como muestra el gráfico.

El objetivo es exponer la mayor cantidad de roca al proceso de fractura hidráulica para maximizar la producción del pozo.



Esta diapositiva nos muestra un corte estratigráfico de la formación Vaca Muerta en Neuquén. La parte central del yacimiento se encuentra a unos 3000 metros de profundidad, subiendo hacia los bordes del yacimiento hasta aflorar en superficie. Por debajo de Vaca Muerta se encuentra Los Molles, otra formación potencialmente rica en hidrocarburos pero técnicamente difícil de explotar dada la gran profundidad del reservorio.

Tanto Vaca Muerta como Los Molles son 'Recursos' de hidrocarburos, es decir zonas con potencial de hidrocarburos los cuales todavía no están cuantificados. Se desconoce si su explotación va a ser técnicamente posible y comercialmente conveniente.

Una vez cubicado el yacimiento y determinada las posibilidades técnicas y conveniencia económica de explotación, el área resultante será definida como 'Reserva' de hidrocarburos.

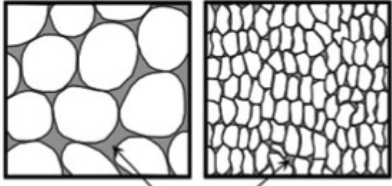
El tipo de formación impermeable hace imposible la cuantificación de estos recursos. A esto debe sumarse la falta de homogeneidad de estas formaciones. Esto significa que no todo el yacimiento tiene el mismo potencial de producción. El volumen recuperable varía de pozo a pozo, e incluso se registran variaciones entre zonas de fractura de un mismo pozo. Por lo tanto, a diferencia de yacimientos convencionales, no es posible predecir efectivamente el volumen de reservas disponibles para su extracción.

El área definida como 'Recursos' de Vaca Muerta cubre unos 30.000 km², pero, como consecuencia de las limitaciones mencionadas, las 'reservas comercialmente explotables' de Vaca Muerta abarcarán un área mucho menor.

Formación hidrocarburífera
Características geológicas básicas

Porosidad:

- medida de espacios vacíos en un material,
- fracción del volumen de huecos sobre el volumen total



Pore Space

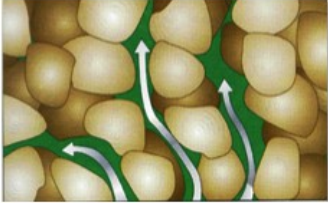
Porosidad:

- medida de espacios vacíos en un material,
- fracción del volumen de huecos sobre el volumen total Podemos hablar de una roca con un 3% o 5% de porosidad

Formación hidrocarburífera
Características geológicas básicas

Permeabilidad:

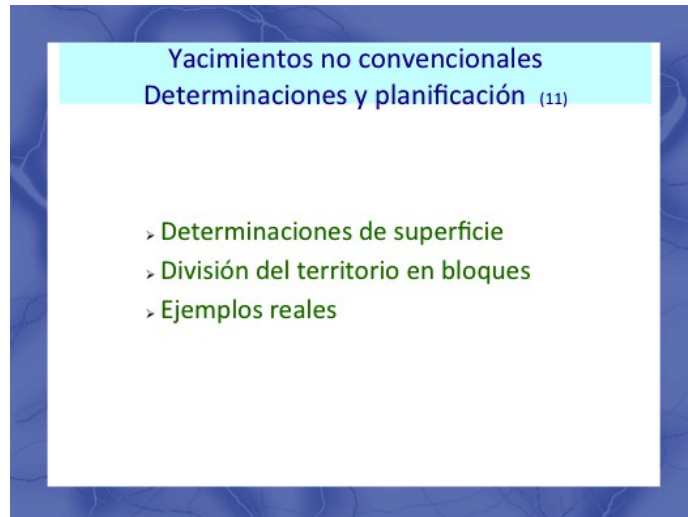
- Capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atraviese sin alterar su estructura interna.



Permeabilidad:

- Capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atraviese sin alterar su estructura interna.
- Grado de interconexión entre los poros internos de la roca.
 - Alta permeabilidad → poros bien interconectados
 - Baja permeabilidad → poros mal o pobremente interconectados

La falta de permeabilidad de la roca de esquistos (shale) es la única razón por la cual se hace la fractura hidráulica. Es decir, para darle artificialmente la permeabilidad que no tiene naturalmente.



Yacimientos no convencionales
Determinaciones y planificación ⁽¹¹⁾

- > Determinaciones de superficie
- > División del territorio en bloques
- > Ejemplos reales

Diapositiva 8



La roca madre, llamada esquistos, lutitas, o *shale* (en inglés) tiene afloramientos superficiales en varias partes del mundo. En la imagen puede verse cómo la roca está naturalmente fracturada.

La línea roja marca la dirección de las fracturas principales, siendo este un dato de suma importancia para el desarrollo del programa de perforaciones. La prospección sísmica y los pozos exploratorios ayudarán a determinar no sólo la profundidad, espesor y disposición de las rocas de esquistos, sino que también ayudarán a determinar la dirección de las fracturas naturales.

Los pozos horizontales, también llamados *laterales*, se harán siguiendo esa dirección para facilitar la posterior fractura de la roca.

Diapositiva 9



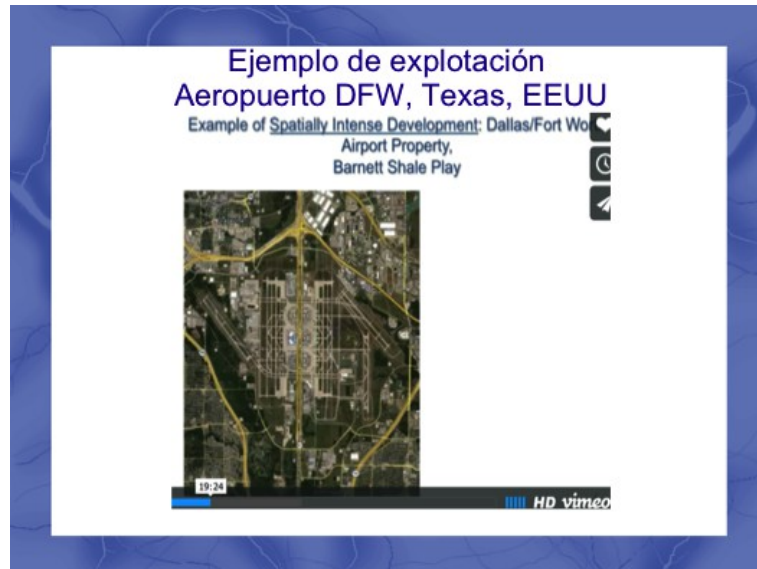
La dirección principal de las fracturas naturales se usa para subdividir el territorio, definiendo la ubicación de cada pozo y la dirección de los pozos laterales. De esta manera se maximiza el volumen de roca expuesto a la fractura hidráulica y se aumenta la producción inicial del pozo.

Diapositiva 10

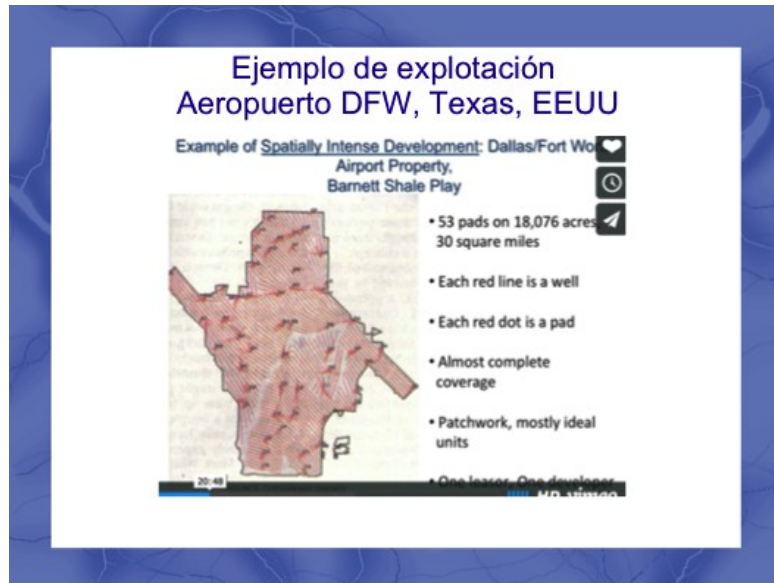


La imagen nos muestra el resultado del trabajo de planeamiento previo.

Diapositiva 11



El aeropuerto DFW está ubicado a mitad de camino entre Dallas y Fort Worth, en Texas, EEUU. El area del aeropuerto está definida como una ciudad en sí misma, con su intendente y regulaciones internas libres del escrutinio de la población en general.

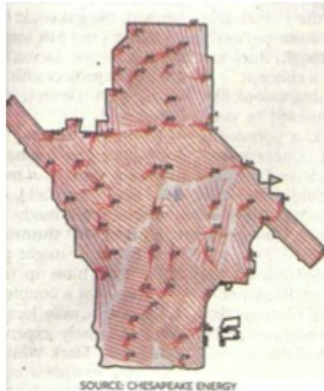


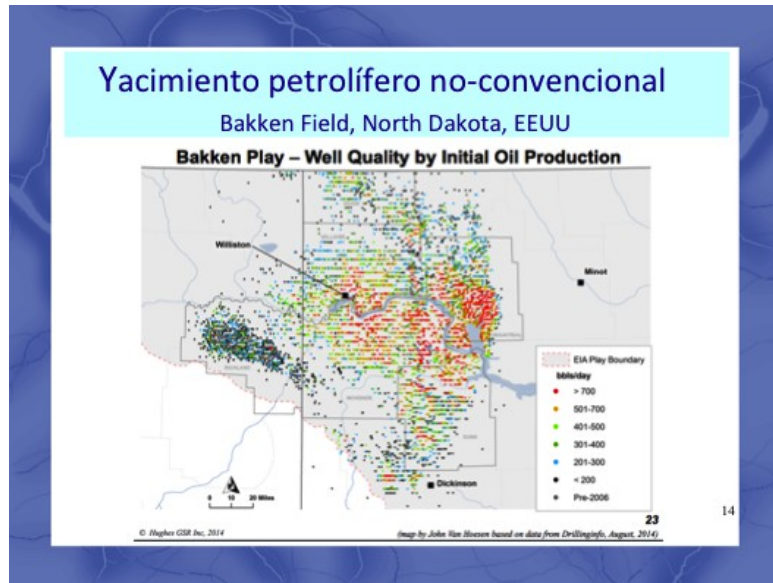
Esta división administrativa allanó el camino para la adjudicación de la explotación de gas en terrenos de DFW, convirtiendo a este lugar no solo en uno de los aeropuertos más grandes del mundo sino también en uno de los lugares más agujereados del mundo.

La concesión para la explotación fue otorgada a la compañía Chesapeake Energy, fundada por Aubrey McClendon, de triste fama por la corrupción que rodeó toda su actividad. En Enero de 2016 firmó un acuerdo con Gallucio convirtiéndose en un nuevo socio en la explotación de Vaca Muerta a través de su nueva compañía, American Energy Partners. McClendon se suicidó en Marzo de 2016 cuando fue acusado de manipular licitaciones petroleras.

En la imagen, los puntos rojos marcan la ubicación de plataformas de perforación, y cada una de las líneas rojas marcan la ubicación de pozos laterales. Como se puede ver los pozos están diagramados para cubrir el 100% del área de este aeropuerto.

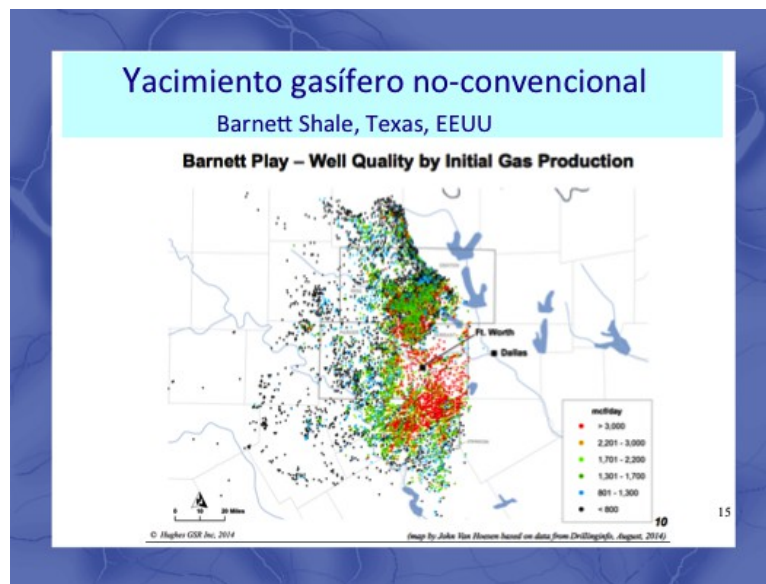
Ejemplo de explotación
Aeropuerto DFW, Texas, EEUU





Se debe tener en cuenta que durante la etapa de exploración los volúmenes y la contaminación potencial están limitados a los pozos que se hagan para delimitar el yacimiento.

Una vez que comience la etapa de producción habrá que multiplicar miles de veces todos los daños colaterales, tales como consumo de agua, contaminación de capas acuíferas, transporte y diseminación descontrolada de productos químicos, exposición a materiales radioactivos, y contaminación de aguas potables con fluidos de deshecho.



Barnett Shale fue una de las zonas gasíferas más importantes de Texas. La explotación de este gas no convencional comenzó alrededor de 2003 y al cabo de unos 10 años entró en franca declinación.

Como puede verse, el aeropuerto DFW, a mitad de camino entre Dallas y Fort Worth no está en medio de una *sweet spot* sin embargo está completamente perforado. Es difícil imaginar la densidad de perforaciones en los *sweet spots* al norte y sur de DFW.

Construcción de pozos de petróleo o gas Convencionales y no convencionales

- **Etapas**
 - Perforación
 - Entubación y cementación
 - Punzado
 - Terminación
- Problema fundamental de todos los pozos

Diapositiva 17



La perforación del pozo en su tramo vertical se hace siguiendo métodos convencionales. La columna de perforación está compuesta de un vástago, la columna de barras de sondeo, la sección de portamechas, y el trépano.

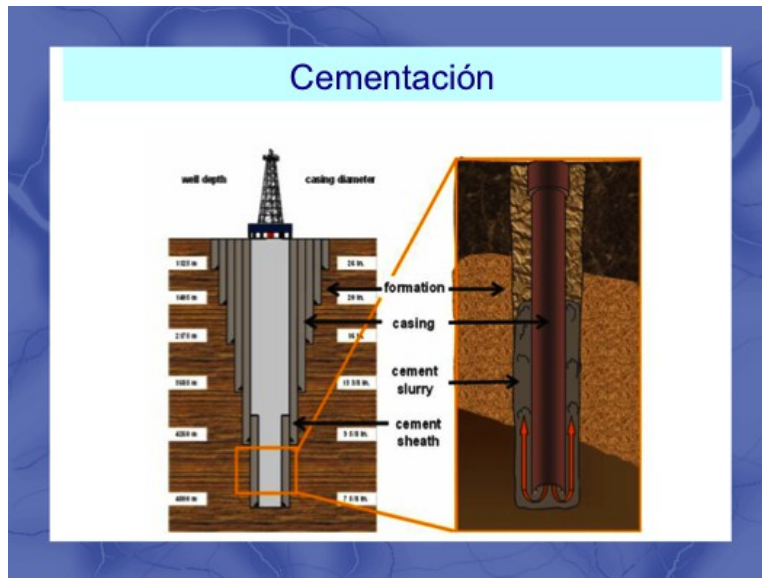
El vástago tiene una sección cuadrada lo cual le permite encastrar en la mesa rotary. La mesa rotary gira haciendo rotar el resto de la columna de perforación.

La columna de barras de sondeo sostiene a los portamechas y al trépano. A medida que se avanza en la perforación se agrega una nueva barra de sondeo en la parte superior.

Los portamechas son barras de acero muy pesadas que sirven para darle peso al trépano.

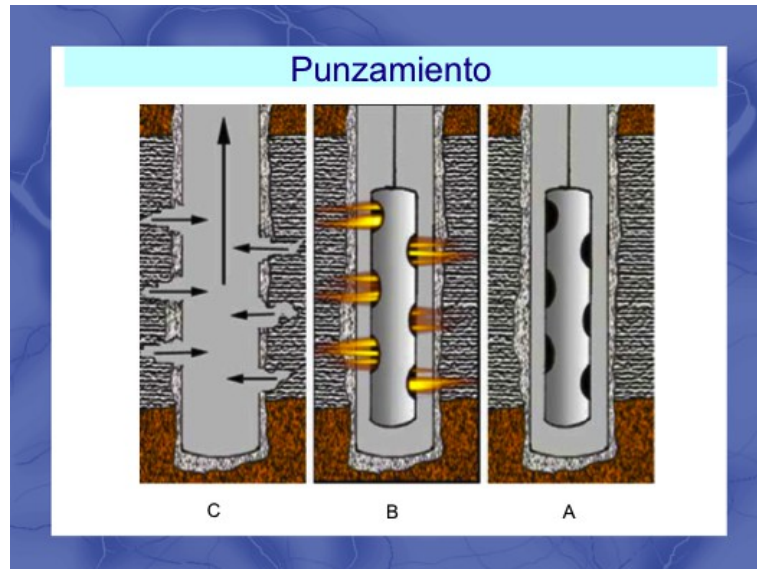
En general el trépano tiene tres ruedas dentadas que son las que van horadando el terreno.

Por el interior de la columna de perforación circula la inyección de perforación. La inyección circula en un circuito cerrado, saliendo por las boquillas del trépano y subiendo por el espacio anular entre las barras de sondeo y el terreno. En la superficie se pasa todo por una zaranda, se restituye componentes perdidos de esta inyección, y se la vuelve a inyectar otra vez dentro del pozo. Este líquido tiene la propiedad de refrigerar y lubricar el trépano, arrastrar hacia la superficie los pedazos de roca que corta el trépano, estabilizar las paredes del pozo, y prevenir escapes de gas, petróleo, o aguas de formación hacia la superficie.



La función primaria de la cementación es la de aislar las distintas formaciones sedimentarias, protegiendo al mismo tiempo a la cañería y al pozo.

La lechada de cementación se bombea por dentro de la cañería de entubación y sube por el espacio anular por fuera de la cañería, tal como lo muestra el diagrama de la derecha.



El punzamiento del pozo tiene por objetivo abrir pequeños agujeros en la cañería, justo frente a las formaciones de hidrocarburos, para permitir la circulación del petróleo y el gas hacia dentro del pozo.

Esta operación es común a todos los pozos de petróleo, sean estos convencionales o no convencionales.

Adicionalmente, a través de estos agujeros de los punzados también circulan los fluidos usados para hacer la fractura hidráulica.

El cañón se baja al pozo por medio de un cable de acero que lleva un cable conductor de electricidad en su interior.

Los explosivos usados son cargas moldeadas que se instalan en el cañón de punzamiento (Diagrama A). Al llegar a la profundidad deseada se los hace explotar por medio de un pulso eléctrico (Diagrama B). La explosión genera un chorro de fuego que penetra en la roca unos 80 cm. La formación de hidrocarburos queda así lista para la extracción del petróleo o el gas (Diagrama C).

El cañón de punzamiento tiene paredes bien gruesas que le permite absorber la deformación producida por la explosión. De esta manera se evitan deformaciones en la cañería de entubación.

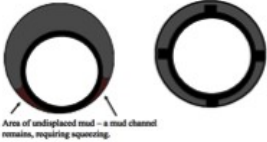
Después del punzado, se retira el cañón y se lo prepara para ser reusado en una nueva operación.

Problemas de entubación y cementación

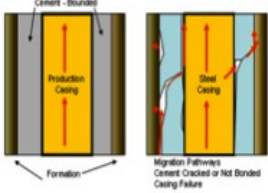
Desviación típica en pozos verticales: 0 a 3 grados

½ grado de desviación a lo largo de 100 metros = 87 cm de desviación

Espesor del anillo de cemento: 3 cm



Area of unreplaced mud - a mud channel remains, requiring spacing.



A la izquierda la cementación idealizada que muestra la industria.

A la derecha la cementación deficiente con sus puntos de fuga de fluidos.

Las imágenes que publica la industria (abajo a la izquierda) nos muestra un pozo idealizado, donde el pozo queda terminado de acuerdo a lo planeado, la cañería de entubación queda perfectamente centralizada, el anillo de cementación cubre perfectamente toda la cañería para aislar las distintas secciones atravesadas, y el cemento en calidad y cantidad permite imaginar una aislación perfecta que durará por décadas.

La realidad es bien diferente: nada ni nadie puede asegurar que la cañería de entubación esté bien centralizada, que las partes roscadas queden impermeables, y que la cementación cumpla con su cometido en cantidad y calidad.

En un pozo convencional, la perforación tiende a ser vertical. Sin embargo, el trepante puede desviarse de la vertical debido a las características del terreno o también debido a la forma en que se perfora el pozo. Una pequeñísima desviación de 1/2 grado dará como resultado que la cañería de entubación se recuesta sobre un costado del pozo. Típicamente puede esperarse desviaciones entre 0 y 3 grados, lo cual nos dice que la cañería muy raramente quedará centrada tal como se planea.

Esta desviación es intencional en los casos en que se perfora un pozo dirigido. Estos pozos en general se hacen para penetrar las formaciones productivas en un ángulo especial, en general para exponer la mayor cantidad de roca al proceso de fractura. En estos casos una gran extensión de la entubación quedará recostada sobre un costado del pozo.

El caso extremo es cuando se perfora un pozo horizontal. El pozo comienza en forma vertical y al llegar a una profundidad determinada se lo desvía hasta terminar perforando en forma horizontal. Esta sección horizontal se puede prolongar por cientos de metros a lo largo de la roca madre, nuevamente, para exponer la mayor cantidad de roca a los efectos de la fractura hidráulica. En estos casos la sección vertical, la parte curvada, y la sección horizontal de la cañería estarán recostadas sobre uno o más lados del pozo.

Una vez instalada la cañería de entubación, el paso siguiente es cementarla. La cementación está diseñada para completar el proceso de aislación: soporte de aplicación de cargas y fuerzas en las cañerías, prevenir la corrosión exterior, controlar las presiones, controlar pérdidas, y controlar invasión de agua.

Ahora bien, al estar la cañería de entubación normalmente recostada hacia un lado del pozo, el anillo de cemento es incompleto y deja de cumplir las funciones para las cuales fue diseñado, tal como lo indica el diagrama superior de la izquierda. Para evitar estos problemas se instalan centralizadores, tal como se muestra en el siguiente diagrama superior a la derecha. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el pozo no es un cilindro rígido perfecto tal como lo muestra el diagrama, y las paredes del pozo estarán reblandecidas por efecto de la inyección de perforación, por lo tanto los centralizadores difícilmente puedan cumplir con su objetivo.

Los problemas asociados a fallas en la entubación o cementación se pueden resumir como:

1. Pérdidas en la entubación
 - pérdidas por las roscas
 - corrosión
 - rajaduras y roturas
2. Desplazamiento deficiente de la inyección de perforación
 - Circulación deficiente deja en el pozo restos de cuttings
3. Mezcla inapropiada de lechada de cementación
 - Problemas durante el fraguado e hidratación
 - Canales en el cemento permiten filtraciones de gas
4. Daños en el cemento durante y después del fraguado
 - Rajaduras por tensiones
 - Maniobras dentro del pozo y actividad sísmica
 - Encojimiento del cemento con falta de adherencia

Un estudio de la Universidad Duke demuestra que la contaminación asociada a la fractura hidráulica puede estar relacionada a una construcción defectuosa del pozo, tanto en la instalación de la entubación como en la cementación del mismo. Después de analizar mas de 100 pozos de agua en la zona donde se explotan hidrocarburos no--convencionales en Pennsylvania, se confirmó que el metano hallado en el agua es de origen termogénico, formado a grandes profundidades. Este difiere del metano biogénico que se puede formar en la superficie o a muy bajas profundidades. Es decir que la contaminación de metano proviene de pozos gasíferos cercanos.

Anthony Ingraffea, de la Universidad de Cornell, coincide con el estudio realizado por la Universidad de Duke. De los pozos perforados durante los últimos 3 años en Pennsylvania, un 6 a 7% tiene problemas de entubación, o lo que se llama 'integridad estructural comprometida'. Dependiendo de la ubicación de los pozos y la compañías perforadoras, se encontró que hasta un 60% de pozos viejos tienen fallas en la entubación.

Datos recientes de pozos con fallas en integridad en el Marcellus Shale de Pennsylvania muestran los siguientes números:

1454 pozos perforados en 2010,	90 pozos con fallas,	6,2% del total
1937 pozos perforados en 2011,	121 pozos con fallas,	6,2% del total
262 pozos perforados en Ene/Feb 2012	19 pozos con fallas,	7,2% del total

Estos datos son consistentes con datos previos de la industria, y no muestran signo de mejorar.

La entubación y la cementación del pozo están sujetos a grandes riesgos de fallas mecánicas o químicas a través del tiempo. Si bien hablar de un 6 a 7% de fallas no parece gran cosa, esto toma una dimensión especial cuando se considera la enorme cantidad de pozos a perforar durante la explotación de hidrocarburos no--convencionales.

Crear una zona de separación entre las napas acuíferas, el terreno y el pozo usando cemento no es fácil. Si el cemento no se adhiere adecuadamente a las paredes de la cañería o del terreno, los contaminantes o el metano pueden encontrar un pasaje fácil hacia las napas de agua.

El diagrama inferior a la derecha muestra los problemas que se pueden presentar, aún con cañerías bien centralizadas. El ejemplo nos muestra falta de adherencia entre el cemento y la entubación, falta de adherencia entre el cemento y la pared del pozo, rajaduras en el cemento, y fragmentación del cemento debido a vibraciones, presiones, o cambios de temperatura.

Las fallas de cementación son tan comunes que la industria ha diseñado un procedimiento de emergencia, “cementación a presión”, para corregir de alguna manera la falta de aislación y problemas de contaminación.

Tampoco debe dejarse de lado el efecto destructivo que puede tener un movimiento sísmico en la integridad del anillo de cemento. En general el anillo de cemento alrededor de la cañería de entubación tiene entre 2 y 3 centímetros de espesor el cual, una vez fraguado, toma las características rígidas y vidriosas propias del cemento.

Cualquier sismo pequeño, de los tantos que sacuden a diario nuestro planeta, puede despegar o romper este anillo perdiéndose a partir de ese momento la capacidad de aislar las formaciones subterráneas.

Lo expuesto nos deja ver que la entubación y la cementación aislante son los aspectos mas frágiles de la estructura del pozo, siendo quizás responsables de las fugas de gases y fluidos tóxicos que contaminan los acuíferos y el medio ambiente. La experiencia muestra que un pozo real dista mucho de los ejemplos clásicos de laboratorio que nos muestra la propaganda de la industria.

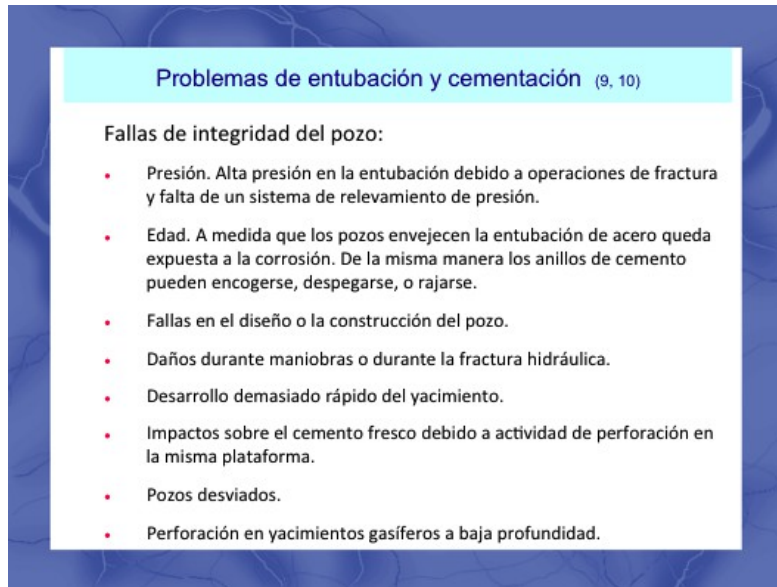
Problemas de entubación y cementación

Cementación deficiente por deshidratación del cemento o mal diseño de la lechada permite el escape de fluidos

Cementación despegada del pozo o de la entubación por cambios de temperatura, cambios de presión, o por sismos.

The image contains two cross-sectional diagrams of a wellbore. The top diagram illustrates 'Cementation deficiente por deshidratación del cemento o mal diseño de la lechada permite el escape de fluidos'. It shows a casing pipe with a layer of cement between it and the formation. A yellow arrow points to a crack in the cement, with text explaining that high pressure pumping and vibrations cause cracks, and repeated track jobs increase the likelihood of cement setting in potential contamination. Labels include 'Casing', 'Drilling/Fracking Fluid', 'Formation', and 'Cement'. The bottom diagram illustrates 'Cementación despegada del pozo o de la entubación por cambios de temperatura, cambios de presión, o por sismos'. It shows a similar wellbore but with a gap between the casing and the cement. A yellow arrow points to this gap, with text explaining that debonding is caused by contracting casing due to less pressure within the casing string. Labels include 'Casing', 'Formation', 'Cement', and 'Completion Fluid or gas'.

De acuerdo a la Sociedad de Ingenieros del Petróleo de los EEUU (SPE), los riesgos de problemas durante la fractura aumentan cuando la temperatura del fluido de fractura es baja, o donde la entubación y la cementación están expuestos a grandes variaciones de presión y temperatura durante la fractura hidráulica. Se estima que el 90% de las fallas en la entubación ocurren en las uniones de las cañerías, en las partes mas profundas y desviadas.



Problemas de entubación y cementación (9, 10)

Fallas de integridad del pozo:

- Presión. Alta presión en la entubación debido a operaciones de fractura y falta de un sistema de relevamiento de presión.
- Edad. A medida que los pozos envejecen la entubación de acero queda expuesta a la corrosión. De la misma manera los anillos de cemento pueden encogerse, despegarse, o rajarse.
- Fallas en el diseño o la construcción del pozo.
- Daños durante maniobras o durante la fractura hidráulica.
- Desarrollo demasiado rápido del yacimiento.
- Impactos sobre el cemento fresco debido a actividad de perforación en la misma plataforma.
- Pozos desviados.
- Perforación en yacimientos gasíferos a baja profundidad.

Las fallas de integridad del pozo están relacionada a estos factores:

1. Presión. Alta presión en la entubación debido a operaciones de fractura y falta de un sistema de relevamiento de presión.
2. Edad. A medida que los pozos envejecen la entubación de acero queda expuesta a la corrosión. De la misma manera los anillos de cemento pueden encogerse, despegarse, o rajarse.
3. Fallas en el diseño o la construcción del pozo.
4. Daños durante maniobras o durante la fractura hidráulica.
5. Desarrollo demasiado rápido del yacimiento.
6. Impactos sobre el cemento fresco debido a actividad de perforación en la misma plataforma.
7. Pozos desviados.
8. Perforación en yacimientos gasíferos a baja profundidad.

Fractura hidráulica

- Objetivo
- Descripción
- Presiones
- Volúmenes
- Productos químicos
- Fluídos de desecho



La baja permeabilidad de la roca de esquistos impide el flujo del hidrocarburo desde la roca hacia el pozo. El método de fractura hidráulica permite romper la roca de esquistos de manera de abrir canales para el flujo del gas alojado en la línea de cada fractura.

El proceso de fractura consiste en inyectar un gran volumen de líquido a gran presión para romper la roca tanto como sea posible, y en la mayor extensión posible. Para mantener abiertas las grietas así creadas, el líquido de fractura lleva arena en suspensión la cual queda atrapada en cada fractura impidiendo que esta se cierre cuando se alivia la presión de bombeo. Para poder transportar la arena hasta el fondo del pozo se le agrega al agua de fractura una cantidad de productos químicos que la convierten en un gel bien espeso. Una vez efectuada la fractura se inyecta un volumen de otro producto químico para disolver el gel de manera que la arena quede trabando la fractura y no retorne hacia el pozo. No solo se gelifica y desgelifica el líquido de fractura, sino que se le agregan otros aditivos para darle las propiedades necesarias para hacer la fractura y proteger el pozo.

Cada pozo puede tener múltiple zonas de fractura, cada una a distintas profundidades. Se comienza por la fractura más profunda y al terminar se pone un tapón ciego perforable inmediatamente arriba de la zona fracturada. Se sigue por la zona superior siguiente, y así hasta terminar con todas las fracturas programadas (hasta 10 de ellas en algunos casos).

El paso siguiente es poner el pozo en producción. Para ello primero se perforan todos los tapones que se instalaron sobre cada una de las fracturas. Esto deja escapar el gas proveniente de cada fractura. Este gas arrastra parte del líquido usado en las fracturas que quedó atrapado en la formación. (hasta un 70 u 80% inicialmente), más arena de fractura y materiales de formación. Este fluido de desecho también se conoce como 'flowback' por su nombre en inglés. Pero no solo lo inyectado vuelve a la superficie. Este fluido también arrastra materiales enterrados en el suelo por millones de años, incluyendo metales pesados --cromo, plomo, selenio, mercurio, antimonio-- isótopos radioactivos (radio--226), y compuestos volátiles orgánicos (VOC), incluyendo los gases llamados BTEX: Benceno, Tolueno, Etilbenceno, y Xileno. Todos estos elementos y compuestos impactan negativamente tanto a los seres vivos como al medio ambiente.



Ejemplo de fractura hidráulica presentado por la empresa Apache ante el Instituto Argentina de Petróleo y Gas (IAPG), donde se hace referencias al pozo ACO.xp-2001h, exploratorio realizado entre Plaza Huincul y Zapala.

Datos notables:

Longitud total del pozo: 4452 m

Profundidad final: 3600 m

Tramo horizontal: 900 m

Diez zonas de fractura usando en total 30.000 bolsas de arena (1500 Ton)

Agua utilizada: 30.000.000 litros = 30.000 m3

Potencia utilizada: 32.000 HP con 16 camiones de fractura

Presión de fractura: 12.000 psi (libras por pulgada cuadrada)

Costo final estimado: U\$S 24 millones



Los equipos usados para realizar una fractura hidráulica en pozos gasíferos o petrolíferos consisten de un equipo mezclador (slurry blender), uno o mas equipos bombeadores de alta presión y gran volumen (bombas triplex o quintuplex), y una unidad de control. Equipos asociados incluyen tanques de fractura, una o mas unidades para procesar el proppant (arena), líneas de conducción de alta presión, una unidad de dosificación de productos químicos, mangueras flexibles de baja presión, y una variedad de medidores para controlar la presión, el caudal, y la densidad del fluido de inyección.

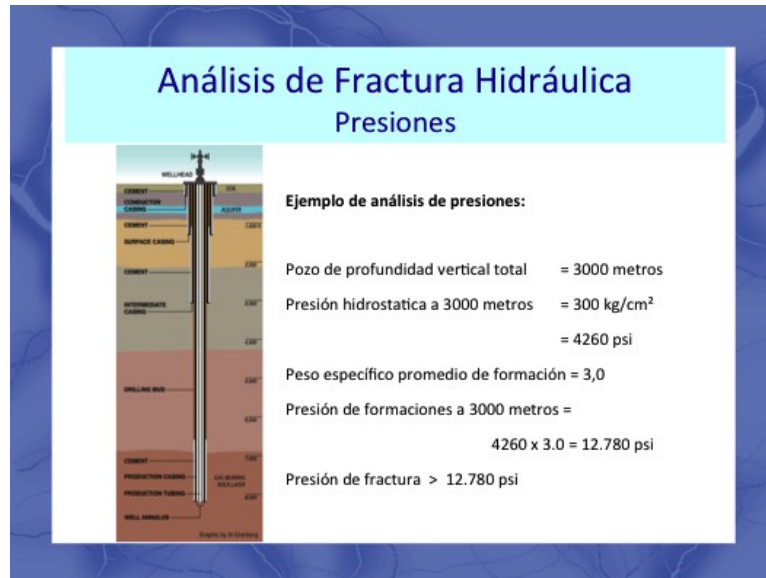
Dependiendo de las características de la fractura, los equipos pueden a llegar a desarrollar presiones de hasta 15.000 psi y 265 litros por segundo (16 m3 por minuto).



Equipos de la compañía Halliburton haciendo una fractura hidraulica.
Los camiones alineados pintados de rojo son equipos bombeadores.
Hacen falta muchos camiones para poder bombear el alto volumen de fluidos de fractura.
Como ejemplo, cada una de las 10 fracturas hechas en el pozo ACO xp-2001h mencionado anteriormente, lleva entre 2 y 3 horas de bombeo continuo a una altísima presión de superficie.



Una vista a ras de suelo de las conexiones de alta presión durante una operación de fractura hidráulica.



Considerando que las presiones y volúmenes durante una operación de fractura hidráulica son de una magnitud tal que escapan una fácil comprensión, y que además son los factores principales del proceso de fractura, entonces corresponde hacer un análisis básico de las presiones y volúmenes.

En el ejemplo anterior del pozo exploratorio ACO.xp--2001h, vimos presiones de 12.000 psi y volúmenes de 30.000.000 litros.

Este diagrama nos muestra un cálculo rápido de las presiones necesarias para fracturar una formación a 3000 metros de profundidad. Para el cálculo se asume un peso específico promedio de 3.0. La presión resultante de 12780 psi es la presión de formación a 3000 metros. La presión de fractura en el fondo del pozo deberá superar este valor. Teniendo en cuenta la presión de la columna hidrostática (4260 psi), la presión en superficie deberá ser superior a 8520 psi ($8520 + 4260 = 12780$ psi).

¿Hasta donde suben las fracturas? Es difícil predecir, pero al ser progresivamente menor la presión de las formaciones, el tremendo caudal de fluido inyectado a presión debe encontrar algún lugar para alojarse, por lo tanto uno puede asumir que las fracturas se extienden verticalmente hacia arriba por un buen tramo, tanto más cuanto mayor sea el tiempo en que se mantiene la presión de fractura.

Análisis de Fractura Hidráulica
Visualización de volúmenes

- ¿Qué queremos decir con 30.000.000 litros de fluido?
- ¿Cuántos camiones hacen falta para transportarlos?
 - 30.000.000 litros = 30.000 metros cúbicos
 - Un camion tanque = 10 metros cúbicos
 - 30.000.000 litros = 3.000 camiones
- Una pileta olimpica de 50 m x 25 m y 24 m de profundidad

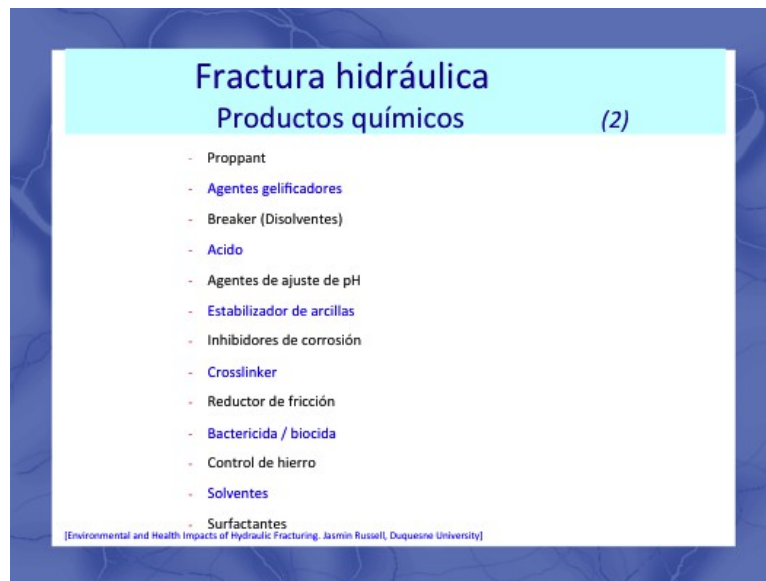


Cuando uno habla de volúmenes de 30.000 m³ totales, o 3.000 m³ en cada fractura, es difícil imaginar o visualizar semejante cantidad de líquido. Una manera de visualizarlo es asumiendo que para cada operación llevaríamos esta cantidad de agua con camiones cisterna. Camiones que puedan cargar hasta unos 10.000 litros, o 10 m³ cada uno.

Si quisiéramos transportar 30.000 m³ necesitaríamos una caravana de 3.000 de esos camiones.

Si quisiéramos transportar el líquido de deshecho, un 70% del total inyectado es 21000 m³, o sea una caravana de 2100 camiones.

Esto es para un solo pozo, pero, de acuerdo a los planes de explotación, se deberán perforar miles de estos pozos para extraer todo el potencial de hidrocarburos no-convencionales. Entonces, debemos preguntarnos seriamente si los caminos de nuestras ciudades y pueblos están en condiciones de soportar este tráfico, y quién se encargará de pagar la reparación de la estructura vial.



La propaganda de las compañías petroleras y sus asociados (IAPG) pone énfasis en el hecho que sólo se usan 12 a 15 productos químicos, y que casi todos son de uso común en el hogar, desde dentífricos hasta gelatinas para el bebé.

Sin embargo la realidad es que típicamente se usan 12 a 15 **aditivos**, cada uno de ellos formado por decenas, o hasta centenas, de productos químicos individuales. La industria se preserva el derecho de informar exactamente qué productos químicos se usan en la fractura hidráulica, amparándose en el 'secreto de fabrica'.

Un análisis de productos químicos identificados en operaciones en los EEUU muestra hasta 600 y 900 productos químicos individuales, dependiendo de las formaciones a fracturar. De acuerdo a un estudio realizado por la Universidad de Colorado, EEUU, y por la organización 'The Endocrine Disruption Exchange', muchos de estos compuestos químicos son cancerígenos y mutagénicos, nada que uno quiera tener en la pasta dentífrica o la gelatina del bebé.

A continuación, una lista de los diversos aditivos típicamente usados en las operaciones de fractura:

Proppant (Arena): Abre la fractura y permite que el gas o fluidos circulen libremente.

Acido: Limpia la zona de fractura de cemento e inyección de perforación antes de inyectarse el fluido de fracturación, permitiendo un paso accesible a la formación.

Breaker (Disolventes): Reduce la viscosidad del fluido de fractura para ayudar a la liberación del proppant dentro de la fractura y mejorar a la recuperación de fluidos de deshecho

Bactericida / biocida: Inhiben el crecimiento de organismos que podrían producir gases (particularmente ácido sulfhídrico) que contaminen el metano. También impiden el crecimiento de bacterias que podrían reducir la capacidad de transporte del proppant dentro de la fractura.

Agentes de ajuste de pH: Ajustan y controlan el pH del fluido para maximizar la efectividad de otros aditivos, tales como geles reticulados.

Estabilizador de arcillas: Impiden el hinchamiento y migración de arcillas de formación, lo cual podría bloquear el espacio poral de la roca reduciendo la permeabilidad.

Inhibidores de corrosión: Reduce la oxidación de tuberías y entubación de acero, herramientas, tanques de almacenamiento.

Crosslinker (Agente entrecruzante): La viscosidad del fluido se aumenta usando esters de fosfato combinado con metales. A estos metales se los llama agentes de cross-link, o entrecruzado. La viscosidad mayor del fluido de fractura le permite al fluido transportar más proppant dentro de la fractura.

Reductor de fricción: Reduce la fricción entre el fluido de fractura y la entubación o la formación. Esto permite inyectar el fluido de fractura con un caudal y presión optimas.

Agentes gelificadores: Aumenta la viscosidad del fluido de fractura, permitiendo que el fluido lleve mas proppant dentro de la fractura

Control de hierro: Previene la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario), los cuales pueden taponar la formación

Solventes: Aditivo soluble en agua, aceites, o tratamientos en base acida. Es usado para controlar la humectabilidad de las superficies de contacto o para prevenir o romper emulsiones

Surfactantes: Reducen la tensión superficial de los fluidos de fractura, ayudando por lo tanto a la recuperación de fluidos de deshecho.

En los EEUU las compañías operadoras aprovecharon la falta de control, la ignorancia general sobre estas operaciones, y el misterio que implica usar productos químicos no declarados. Una investigación del Congreso de los EEUU descubrió que, como parte de los fluidos de fractura, se habían inyectado 122.000 m³ de productos químicos expresamente prohibidos. Las reglamentaciones prohíben el uso de compuestos de hidrocarburos, específicamente gasoil, por su alto contenido de benceno, el cual está reconocido por sus efectos cancerígenos.

Sin embargo, pese a haber sido multados por estas infracciones, Halliburton volvió a usar estos aditivos (BC--200) en sus operaciones en Vaca Muerta.

Una vez mas, esto pone de manifiesto la falta de calidad y responsabilidad de los controles del gobierno, al mismo tiempo que ilustra claramente el significado de la famosa 'Responsabilidad Social Empresaria'.

Contaminantes incluidos en fluido de desecho	
naftaleno	isopropanol
formaldehido	gasoil
Benceno	Tolueno
Etilbenceno	Xileno
acido clorhídrico	acido bórico
metanol	metales pesados
compuestos orgánicos volátiles (VOC)	radionucleidos
hidrocarburos aromaticos policiclicos (PAH)	sales liberadas de los esquistos

Además de los productos químicos inyectados durante la fractura, el fluido de desecho también arrastra desde el fondo del pozo una variedad de contaminantes naturales.

Entre ellos podemos mencionar:

- metales pesados (plomo, selenio, mercurio, antimonio, arsénico, cromo hexavalente),
- radionucleidos tales como el radio--226, el cual tiene una vida media de decaimiento de 1600 años,
- Hidrocarburos aromáticos policiclicos (cancerígeno, mutagenico, malformaciones),
- sales,
- metanol,
- compuestos orgánicos volátiles (problemas respiratorios, nerviosos, inmunológicos),
- gases llamados BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno, y xileno)

Estos fluidos de desecho constituyen el gran problema de la industria petrolera, puesto que se producen mas fluidos contaminados que los que se alcanzan a limpiar en superficie. El remanente constituye una de las grandes fuentes de contaminación producida por esta industria.

Productos químicos inyectados

De acuerdo a las compañías petroleras...

'La fractura solo usa entre 0,5% y 2,0% de productos químicos. El resto es solo agua'

Haciendo cuentas, si una fractura usa 30.000 m³ de agua:

0,5% de 30.000 m³ = **150 m³**

2.0% de 30.000 m³ = **600 m³**

Además de grandes volúmenes de agua, el fluido de fractura incluye una variedad de productos químicos. La industria del petróleo y el gas rápidamente apuntan que los productos químicos son solo entre un 0.5 y un 2.0% del volumen total de fluidos de fractura, queriendo de esta manera minimizar los riesgos potenciales de estos productos.

Sin embargo, cuando los volúmenes totales son tan grandes, estos productos químicos también son un volumen considerable. Por ejemplo, una operación típica de fractura que use 16.000.000 de litros de agua usará entre 80 y 330 toneladas de productos químicos.



Imágenes

Izquierda – piletones de acumulación de agua antes de una fractura

Derecha arriba y abajo: fluido de desecho retornando a la superficie después de una fractura

Fractura hidráulica

Riesgos conocidos

- Consumo de agua potable
- Contaminación de acuíferos
- Contaminación del aire
- Fluidos de desecho
- Enfermedades
- Daños ambientales

Riesgos de la Fractura hidráulica Contaminación de acuíferos

- Por derrame de fluidos
- A través de la entubación o cementación
- A través de la fractura



La contaminación por derrame de fluidos es una consecuencia que debe esperarse de una actividad realizada al aire libre y sin controles adecuados.

Estas fotos muestran un accidente que ocurrió en Texas en Marzo del 2013. Durante el proceso de fractura hidráulica, la gran presión de inyección rompió las cañerías haciendo volar por el aire la estructura de boca de pozo. Esta cayó sobre los equipos de fractura sin matar a nadie, pero con un gran desastre ambiental.



En el pequeño círculo central estaba ubicada la armadura de boca de pozo. Al quedar desprotegida, por la boca de pozo se filtraron hacia los acuíferos inferiores todos los fluidos de fractura.

El barro verde que se ve en el suelo es el fluido de fractura (agua gelificada y con aditivos químicos) que quedó desparramado después del accidente. Esto que parece sopa de arvejas es lo que la industria dice que es agua reciclable que no contamina dado que esta compuesta de productos de uso doméstico.

Indudablemente, esto nunca más será agua recuperable para el ciclo hidrológico. Es un gran volumen de agua que se eliminó permanente para el uso humano o de la naturaleza.

Estas fotos son realmente raras. Los empleados tienen prohibido llevar cámaras fotográficas o teléfonos celulares a los pozos. Esto se hace para que los empleados no puedan registrar o informar estos accidentes. En este caso, la fractura hidráulica se hizo muy cerca de una población y no pudieron evitar que lleguen las cámaras de televisión a documentar el accidente.

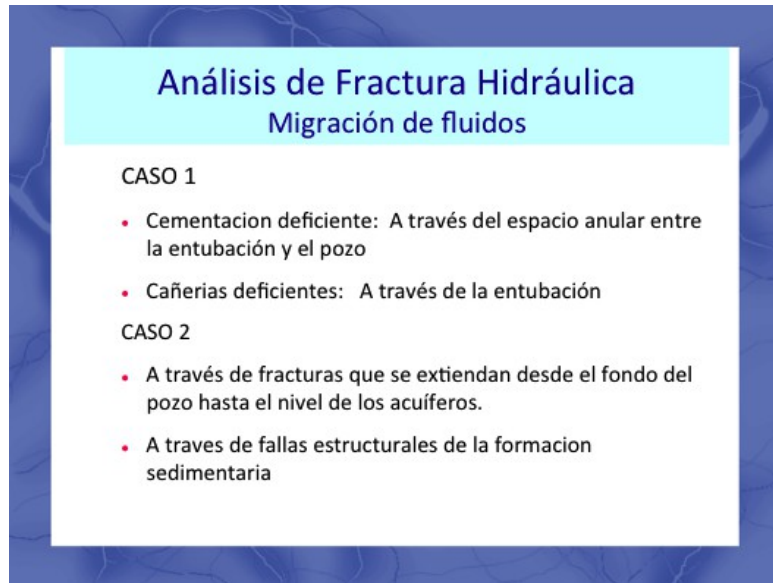


Las fotos de la izquierda muestran una operación normal de fractura hidráulica y un accidente durante el cual se rompió una de las uniones de la línea de alta presión, tirando por el aire los líquidos de fractura.

La foto de la derecha debe ser ya conocida por los que vieron la película Gasland: en este caso la señora puede prender fuego al agua que sale de la canilla...!

Esto se debe a la gran contaminación con gas metano que tienen en los acuíferos. Estudios independientes hechos por universidades de los EEUU demostraron que este metano tiene las huellas que lo relacionan con formaciones de hidrocarburos, a diferencia de otro metano que se puede generar en superficie.

Al no poder determinar los canales de comunicación, es difícil demostrar que los pozos de gas natural son responsables por la contaminación de los acuíferos, pero por lo menos demuestra que la contaminación proviene de esos pozos. Nuevamente, al no cumplir con el Principio Precautorio, la industria pone la carga de la prueba en la población, cuando debería ser el caso opuesto.



Análisis de Fractura Hidráulica
Migración de fluidos

CASO 1

- Cementación deficiente: A través del espacio anular entre la entubación y el pozo
- Cañerías deficientes: A través de la entubación

CASO 2

- A través de fracturas que se extiendan desde el fondo del pozo hasta el nivel de los acuíferos.
- A través de fallas estructurales de la formación sedimentaria

La contaminación desde el fondo del pozo puede tener dos orígenes:

- migración de fluidos de fractura a través del espacio anular entre la cañería de entubación y el pozo.
- A través de fracturas que se extiendan desde el fondo del pozo hasta el nivel de los acuíferos o incluso hasta la superficie.

Análisis de Fractura Hidráulica Migración de fluidos (5)

Los contaminantes migran a pozos cercanos de yacimientos convencionales.

Si la entubación de esos pozos viejos tiene problemas de cementación, los fluidos de fractura pueden llegar a los acuíferos a través de la entubación de esos pozos defectuosos.

[Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. US Environmental Protection Agency (EPA). December 2012. EPA/601/R-12/011]

Las denuncias constantes de los vecinos en las ciudades afectadas por la fractura hidráulica hicieron que el Congreso de los EEUU comenzara una investigación acerca de las causas de la contaminación de acuíferos.

Para ello la Agencia de Protección Ambiental de los EEUU (EPA por sus siglas en inglés) se encargó de investigar los posibles motivos de la contaminación con la ayuda de las compañías petroleras. De acuerdo a la última información, el estudio se terminará en el 2016.

Los escenarios analizados por el EPA nos muestran tres casos básicos. En este primer escenario, los contaminantes migran a pozos cercanos de yacimientos convencionales. Si la entubación de esos pozos viejos tiene problemas de cementación, los fluidos de fractura pueden llegar a los acuíferos a través de la entubación de esos pozos defectuosos.

Análisis de Fractura Hidráulica

Migración de fluidos (5)

En este caso la fractura intercepta una formación hidrocarburífera - petróleo o gas - antes de comunicarse con los acuíferos.

Esto crearía una doble fuente de contaminación.

[Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. US Environmental Protection Agency (EPA). December 2012. EPA/601/R-12/011]

En este segundo caso la fractura intercepta una formación hidrocarburífera - petróleo o gas - antes de comunicarse con los acuíferos. Esto crearía una doble fuente de contaminación

Análisis de Fractura Hidráulica Migración de fluidos (5)

En este caso los contaminantes migran a través de fracturas y fallas selladas que son activadas por la presiones y volúmenes de fractura.

[Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. US Environmental Protection Agency (EPA). December 2012. EPA/601/R-12/011]

En este caso los contaminantes migran a través de fracturas y fallas selladas que son activadas por la presiones y volúmenes de fractura.

En zonas geológicamente activas como la provincia de Neuquén, esto puede ser una de las causas principales de contaminación de acuíferos.

Riesgos de la Fractura hidráulica
Contaminación del aire (6)

Explotación de gas natural

- Preparación de la plataforma
- Perforación
- Terminación
 - preparación para la fractura,
 - fractura hidráulica,
 - retorno de fluidos

Derrames, evaporación, accidentes, fluidos de fractura, gas natural, fluidos geológicos, hidrocarburos líquidos (condensados)

Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources. Lisa M. McLenzie, Roxana Z. Witter, Leo S. Newman, John L. Adgate

Tal como se demostró en estudios en Texas, Colorado, y Wyoming, el desarrollo de pozos de gas natural resulta en emisiones directas y escapes al aire libre de una mezcla compleja de contaminantes, tanto del pozo de gas natural como de los motores diesel, los tanques con fluidos de retorno, y materiales usados durante las operaciones, tales como inyección de perforación y fluidos de fractura. Esta mezcla compleja de productos químicos, junto con contaminantes secundarios tales como ozono, pueden ser transportados por el aire a zonas residenciales o ciudades cercanas.

Existe una variedad de estudios que indican un riesgo creciente de irritaciones en los ojos, dolores de cabeza, síntomas de asma, leucemia infantil aguda, leucemia aguda mielogénica, y múltiple mieloma, tanto en trabajadores como en residencias cercanas a destilerías, derrames de petróleo, y estaciones de servicio.

El estudio encontró que muchos de los hidrocarburos analizados se encuentran normalmente en los alrededores de pozos de gas natural, entre ellos los BTEX: Benceno, Tolueno, Etilbenceno, y Xileno. Hay estudios robustos que confirman la toxicidad de estos elementos. Estudios en Colorado llegan a la conclusión que el benceno en el ambiente demuestra un riesgo potencial creciente para el desarrollo de cáncer, tanto como efectos no cancerígenos crónicos y agudos. Los efectos en la salud asociados al benceno incluyen leucemia no--linfocítica aguda y crónica, leucemia mielocítica aguda, leucemia linfocítica crónica, anemia, junto con otros desordenes en la sangre y efectos inmunológicos.

El retorno de fluidos de fractura, durante la etapa de terminación del pozo, es la que contribuye mayormente a la emisión de hidrocarburos en el aire. Respirar estos gases que incluyen trimetilbencenos, xilenos, benceno, y alcaenos, pueden afectar negativamente el sistema nervioso, con efectos que van desde mareos, dolores de cabeza, fatiga aun con exposiciones bajas, hasta insensibilidad en los miembros, falta de coordinación, temblores, parálisis temporaria de los miembros, y perdidas de conocimiento con exposiciones mas altas.

Riesgos de la Fractura hidráulica
Gas metano y el efecto invernadero (8)

Pérdidas de metano
Gas de esquistos: 40% mas pérdidas que gas convencional

Fluidos de retorno:
85% del gas se ventea
15% del gas se quema o se captura

No se registran y reportan los venteos de gas

Huella ecológica
Gas de esquistos mayor que gas convencional (a 20 y 100 años)
Gas de esquistos mayor que carbón y petróleo (a 20 años)

(Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al
Robert W. Howarth & Renee Santoro & Anthony Ingraffea, 2012)

Esta diapositiva nos muestra los problemas que ocasionan las perdidas y venteos de gas natural.

Lejos de ser una energía de transición hacia energías mas limpias, el gas metano contribuye mas que el carbon y el petroleo al calentamiento global.



En Loma la Lata, Neuquén, al igual que en Allen, Rio Negro, se pueden ver muchos equipos que contribuyen al calentamiento global con sus pérdidas y venteos de metano y gases tóxicos.

En la foto vemos un ejemplo de deshidratador de glycol para cinco pozos. Estas unidades separan el agua y gases contaminantes tales como benceno, tolueno, etilbenceno, y xileno (BTEX) del gas natural.

Después de separar los gases, el glycol se reconvierte y se vuelve a usar.

La chimenea es para ventear los gases BTEX y gases sulfurosos contaminantes.

El agua separada se acumula en tanques a la espera de ser llevada a las piletas de evaporación. Algunos deshidratadores tienen cañerías que llevan el agua directamente hasta las piletas de evaporación.

Por supuesto, cualquier persona o animales que vivan en la zona serán afectadas por las pérdidas de gases tóxicos.



Estación compresora con unidad de separación.

A medida que el gas entra en la unidad se separa el gas del agua, antes de ingresar al gasoducto.

Por razones de seguridad, el gas debe entrar al gasoducto a una presión mayor que la presión interior del gasoducto.

Grandes ventiladores se usan para enfriar los compresores.

Riesgos de la Fractura hidráulica
Flúidos de desecho

Alternativas

- Limpieza
- Reutilización para fractura
- Inyección en pozos sumidero
 - Contaminación de capas freáticas
 - Temblores
- Abandono de los fluidos

Es difícil reusar o desechar en forma segura los flúidos de desecho de la fractura dado que estos están contaminados con incontables productos químicos usados para la fractura, algunos de ellos no declarados por la industria y por ende todavía desconocidos, más materiales radioactivos, cloruros y bromuros (cancerígenos) que salen de las formaciones fracturadas.

Los procedimientos para eliminar los desechos tóxicos pueden incluir:

- Limpieza
- Reutilización en fracturas
- Inyección en pozos sumidero
- Abandono y evaporación

Limpieza

Si bien hay tecnologías que permiten limpiar los flúidos de desecho lo suficiente como para reusarlos en una nueva fractura, este proceso es caro y no es perfecto, lo que determina que un gran volúmen de agua sin tratar se vuelca en cañadones y cursos de agua. Como consecuencia las plantas municipales de tratamiento de agua de los EEUU están detectando niveles cada vez mas altos de radioactividad, sales, y metales pesados en sus tomas de agua. El problema es de tal magnitud que en Nueva York y Pennsylvania ya se están usando controles de radioactividad en la entrada de las plantas potabilizadoras de agua, y algunas de ellas se niegan a aceptar los flúidos tratados provenientes de la fractura hidráulica

Reutilización en fracturas

Los ensayos de laboratorio que se hacen para determinar las propiedades del flúido de fractura consideran el uso de agua dulce como agente de fractura. Si bien se investigan alternativas al agua dulce, todavía el uso de agua proveniente de otras fracturas no se considera como una práctica aceptada por la industria en general, dependiendo de las características geológicas de la formación a fracturar, profundidad, y temperatura. En los EEUU se reusa típicamente entre un 15% y 50% de los flúidos de desecho, dependiendo de las características del yacimiento y del fluido de desecho.

Inyección en pozos sumidero

Una manera de desechar estos fluidos contaminados es bombearlo a presión en pozos sumidero. En general estos son pozos en yacimientos agotados a los cuales se les repara la cementación mediante 'cementaciones a presión', destinada a recomponer la aislación perdida a través de los años. El fluido se inyecta ocupando el espacio poral en la roca previamente ocupado por petróleo o gas.

Lamentablemente, esta práctica no tiene en cuenta que el resto de los pozos en el yacimiento son tan viejos como el pozo sumidero y, por lo tanto, tienen los mismos daños en la cañería de entubación y la cementación. Como consecuencia, los fluidos inyectados por el pozo sumidero suben por las fallas en los pozos circundantes, exponiendo de esta manera las formaciones acuíferas a los productos tóxicos inyectados en el pozo sumidero.

Esta práctica es comparable a la de recuperación secundaria, en la cual se inyecta agua a presión en la periferia del yacimiento para empujar cualquier hidrocarburo remanente en las formaciones hacia pozos centrales y facilitar su recuperación. En estos casos el bombeo a presión resulta en la contaminación masiva de acuíferos, tal como lo demostrado en yacimientos de Las Heras y Medanitos.

En lugares donde no existen yacimientos agotados se perfora intencionalmente un pozo sumidero para inyectar los fluidos tóxicos dentro de alguna formación permeable. Sin embargo, tal como lo demostrado en múltiples ocasiones en los EEUU, esta inyección a presión puede ser responsable por movimientos de tierra, o mini--terremotos. El problema es tan grave que varios estados tienen moratorias y prohibiciones para parar esta práctica.

Riesgos de la Fractura hidráulica
Flúidos de desecho (7)

- Equipo de perforación en Colorado, EEUU
- Dos piletas de reserva y una pileta de evaporación



Abandono y evaporación

Tanto la limpieza como la inyección en pozos sumidero tienen costos elevados de transporte y de operación. Para evitar estos costos la industria en algunos casos opta por la solución más inmediata: abandonar los flúidos en superficie para que el sol se encargue de evaporarlos. Como consecuencia los productos tóxicos que evaporan pasan a contaminar el aire tanto a nivel superficial como a gran altura. Los productos que no se evaporan quedan como remanente tóxico en el terreno, exponiendo a drenajes sobre las capas acuíferas.

Uno de los problemas más grandes que tienen los EEUU, el país pionero en esta técnica extractiva, es el desecho seguro y efectivo de los contaminantes que resultan de la fractura hidráulica. Para poder implementar esta práctica han tenido que modificar las leyes de control sobre la calidad del agua, la calidad del aire, y la manipulación y desecho de productos contaminantes (Enmienda Halliburton), con la idea que si no se puede impedir la contaminación al menos pueden eliminar los controles que la ponen de manifiesto.

En esta foto se ve un equipo de perforación que tiene tres piletones. Dos chicos para la inyección usada en la perforación del pozo, y uno largo diseñado para maximizar la evaporación.



Imagen de otro piletón.

El fondo esta cubierto con plásticos gruesos para evitar el drenaje de los fluidos.

No hay antecedentes de la duración del plástico expuesto a los productos químicos del fluido de desecho. Es de esperarse que después de un periodo limitado este plástico se rompa perdiendo su efectividad.



En los EEUU se estimula la creatividad para nuevos negocios.

La foto muestra piletones hechos a proposito para la acumulacion y evaporacion de fluidos de desecho.

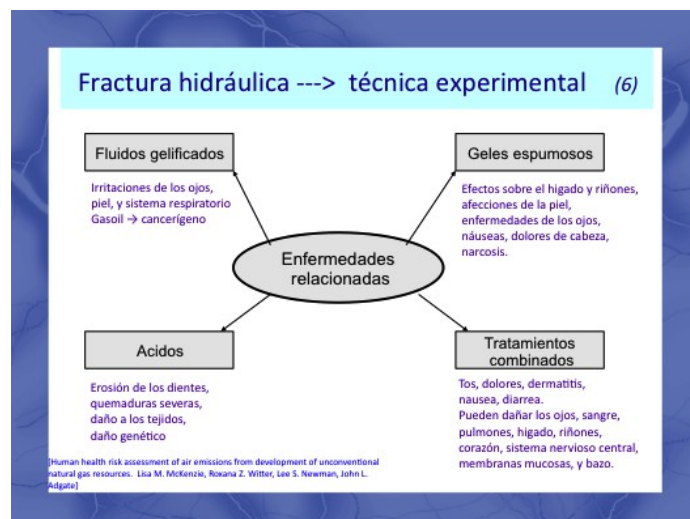
Las compañías operadoras pueden tirar aqui sus fluidos contaminantes. Se les cobra un cargo y el dueño de las piletas se encarga de asegurar la evaporacion.



Para acelerar el proceso de evaporación se usan unos cañones de agua. Poderosas bombas centrífugas vaporizan el agua para facilitar el trabajo del sol.

Es de notar las grietas en los costados de estos piletones, lo cual indicaría la posibilidad de roturas.

Por supuesto la evaporación lo único que hace es cambiar el lugar de la basura: ahora está en el aire en vez de el agua. En otras palabras, 'esconden la basura bajo la alfombra'.



La fractura hidráulica es una técnica experimental.

Se usa la fractura hidráulica desde hace más de 60 años en pozos convencionales. Estos pozos eran todos verticales (no había manera de perforar pozos dirigidos), por lo tanto atravesaban las formaciones de hidrocarburos de lado a lado. Por lo tanto, el espesor de la zona a fracturar era muy limitado, unos 4 o 5 metros. Consecuentemente, los volúmenes de agua y productos químicos eran muy bajos. Típicamente se transporta en un solo camión el agua necesaria para una de esas fracturas.

La fractura de pozos no-convencionales tiene características totalmente distintas. Por un lado las formaciones de esquistos hidrocarburíferos son mucho más anchas, de hasta 200 metros tal como en Vaca Muerta. Además, la tecnología moderna permite perforar pozos dirigidos que se pueden extender por cientos y miles de metros a lo largo de las formaciones. Por lo tanto, los volúmenes de fluidos son correspondientemente mayores.

Hasta ahora la industria nunca había hecho experimentos a escala industrial al aire libre y sin controles, por lo tanto bien puede definirse a la fractura hidráulica usada en pozos no-convencionales como una 'técnica experimental'.

Entre las consecuencias de este experimento a gran escala están los efectos en la salud humana y el medio ambiente. No se conocen todos los efectos en la salud humana dado que estos solo podrán definirse después de un periodo mucho más prolongado. Téngase en cuenta que esta técnica se viene usando desde hace solamente unos 10 años.

Sin embargo, se puede saber cuáles son las consecuencias en la salud humana de la exposición a los productos químicos ya identificados.

Como ejemplo, los productos químicos usados en los tratamientos combinados pueden producir tos, dolores, dermatitis, náusea, diarrea. Pueden dañar los ojos, sangre, pulmones, hígado, riñones, corazón, sistema nervioso central, membranas mucosas, y bazo.

La industria no declara todos los productos químicos individuales, por lo tanto no se puede

relacionar los problemas de salud actuales a la fractura hidráulica. Solo el tiempo nos permitirá determinar el impacto total sobre la salud humana y animal y el medio ambiente.

Algunos problemas de salud relacionados al fracking

Impactos en sistemas

- reproductivo,
- inmunológico,
- neurológico,
- endócrino,
- distintas formas de cáncer
- dificultades en el desarrollo humano

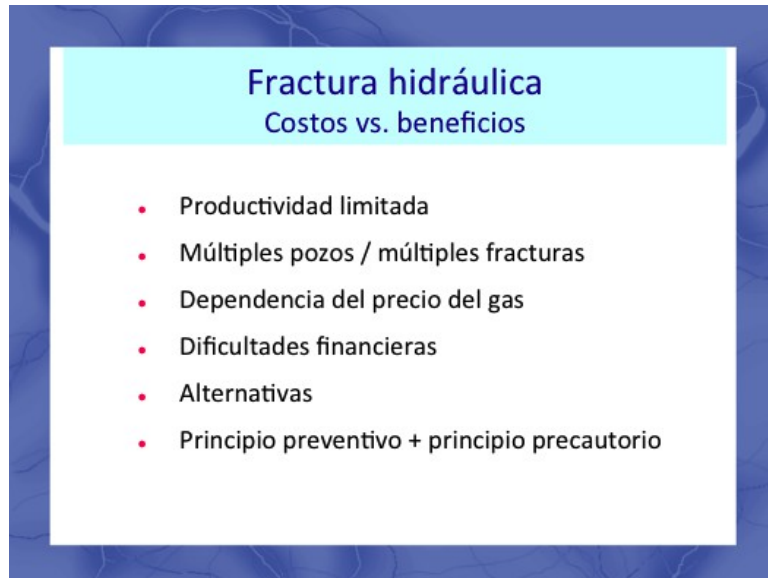
Compendium of Scientific, Medical, and Media Findings Demonstrating Risks and Harms of Fracking (Unconventional Gas and Oil Extraction)

<http://concernedhealthy.org/>

Impactos en el sistema reproductivo

- **En las mujeres:**
 - afectaciones en el ciclo menstrual y fecundidad
 - dificultades para concebir
 - abortos espontáneos
 - nacimientos sin vida
 - nacimientos prematuros y bajo peso al nacer
 - defectos de nacimiento
- **En los varones:**
 - disminución en la calidad y cantidad del semen
 - aneuploidía por exposición al benceno

Developmental and reproductive effects of chemicals associated with unconventional oil and natural gas operations (<http://www.dogruyter.com/view/j/reveh.2014.29.issue-4/reveh-2014-0057/reveh-2014-0057.xml?format=INT>)



Fractura hidráulica
Costos vs. beneficios

- Productividad limitada
- Múltiples pozos / múltiples fracturas
- Dependencia del precio del gas
- Dificultades financieras
- Alternativas
- Principio preventivo + principio precautorio

La distribución de hidrocarburos dentro de la roca de esquistos no es homogénea. Vale decir que el contenido de hidrocarburos varía significativamente dentro de la misma formación y aún entre las distintas zonas de fractura dentro de un mismo pozo. Por esta razón es difícil predecir cual es el verdadero potencial de estos yacimientos. En los EEUU se lleva a cabo la explotación de estos hidrocarburos en forma intensiva desde hace unos 10 años y la realidad muestra que algunos de estos yacimientos ya están en franco declive (Barnett Shale en Texas), mientras que otros están muy por debajo del potencial anticipado (Bakken Field en North Dakota).

Se debe tener en cuenta que la producción efectiva de cada pozo proviene del contenido de hidrocarburos en cada línea de fractura hecha en la roca madre. Cuando este gas o petróleo se acaba la producción decae abruptamente. Es por esta razón que los yacimientos no-convencionales tienen tan poca vida productiva. En contraste con un yacimiento convencional que puede producir 30 o 40 años por el mismo pozo, un pozo no-convencional comienza con una muy alta producción inicial que decae abruptamente. En general al cabo de dos años el pozo queda con una producción marginal. Cuando se llega a este punto se vuelve a refracturar el pozo, es decir se repite toda la operación hecha inicialmente, esperando ahora abrir nuevas fracturas. Cuando el pozo deja de responder a sucesivos tratamientos de fractura entonces se perfora un nuevo pozo para extraer el petróleo que quedó atrapado por la baja permeabilidad de la roca.

Como consecuencia, un yacimiento no convencional requiere la perforación continua de nuevos pozos al solo efecto de mantener la producción original. Como ejemplo, en Bakken Field, North Dakota, EEUU, se perforan 1500 nuevos pozos por año sólo para mantener la producción. Esto contribuye a cuestionar la racionalidad de este tipo de explotación dado el alto costo financiero y el alto impacto ambiental de este modelo extractivo.

La explotación de yacimientos no-convencionales es significativamente más cara que la de

yacimientos convencionales. Por esta razón es necesario que el precio del petróleo o el gas sea realmente alto para que justifique invertir en su explotación. Actualmente es necesario que el precio supere los US\$80 por barril de petróleo para cubrir sus costos de extracción dejando un margen de ganancias apropiado. Este margen de ganancias que les queda a las petroleras se reduce mucho después de considerar la deuda financiera.

El problema es tan grande que a nivel mundial las compañías chicas ya no pueden afrontar este tipo de emprendimientos. Más aún, en los EEUU la segunda compañía más grande de explotación de gas no-convencional, Chesapeake, ya está liquidando muchos de sus activos fijos al encontrar que la producción de los pozos no alcanzaba para pagar todos los gastos de explotación.

Con estos antecedentes deberíamos preguntarnos si alguien en el gobierno nacional está haciendo bien las cuentas antes de firmar contratos que lo atan financieramente dependiendo de productividades difíciles de determinar y cuestionables en cuanto a su duración.

Más preocupante que el aspecto financiero es que no se está invirtiendo en energías alternativas. Con yacimientos convencionales en franco declive y yacimientos no-convencionales de muy baja vida productiva, el panorama a mediano plazo es realmente alarmante. Teniendo en cuenta que en unos 10 años más el petróleo remanente en el mundo va a ser muy limitado, con precios prohibitivos, y casi inaccesible, debemos preguntarnos cómo vamos a sostener nuestra civilización basada en energía no-renovable.

Por último, es nuestro derecho como ciudadanos reclamar la aplicación plena del principio precautorio. Deben ser las compañías petroleras las que demuestren fehacientemente que su actividad no producirá perjuicios a la población o al medio ambiente. Solo entonces tendrán licencia para proceder con la extracción de hidrocarburos no-convencionales.

Daños a infraestructura vial	
Tránsito de equipos pesados	
Movilización y desmovilización del equipo de perforación, y preparación de la plataforma	
Construcción de caminos y plataforma del pozo	10 – 45
Equipo de perforación	30
Materiales y fluidos de perforación	25 – 50
Materiales de perforación (cañerías, barras de sondeo)	25 – 50
Equipo de terminación movilización/desmovilización	15
Terminación del pozo	
Materiales y fluidos de terminación	10 – 20
Equipamientos de terminación (cañerías, válvulas)	5
Equipos de fractura hidráulica (bombeadores, tanques)	150 – 200
Agua para fractura hidráulica	400 – 600
Arena de fractura	20 – 25
Fluidos de desecho (flowback)	200 – 300
Equipos de puesta en producción	5 – 10
Total = 895 a 1350 camiones cargados	

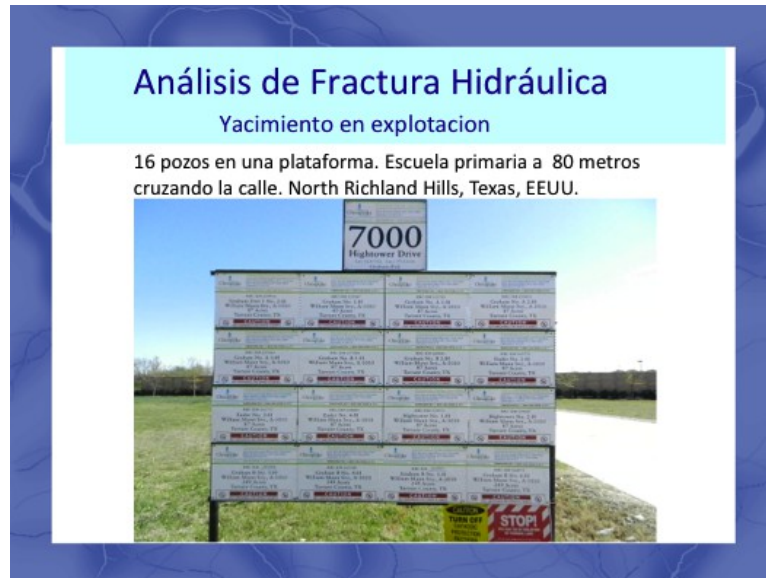
Considerando que para facturar un pozo hay que movilizar flotas enteras de camiones, el Departamento de Conservación del Medio Ambiente de Nueva York preparó un estudio sobre el impacto que tendría la explotación de hidrocarburos no--convencionales en el medio ambiente. Como parte del estudio se evaluó la cantidad de camiones cargados que harán falta para transportar los equipos de perforación y terminación y los equipos y materiales necesarios para hacer una fractura en un pozo.

De acuerdo a este análisis, para la movilización y desmovilización del equipo de perforación, y preparación de la plataforma harían falta entre 105 y 190 camiones. Para la terminación del pozo harían falta entre 790 y 1160 camiones. Total = 895 a 1350 camiones cargados

Además se debe tener en cuenta que, a lo largo de la vida del pozo, éste puede ser fracturado más de una vez, y, en casos excepcionales, hasta 18 veces.

La construcción de nuevos caminos y plataformas afectará la composición del paisaje y alterará el equilibrio ecológico de la regiones afectadas. Más aún, el intenso tráfico de camiones y vehículos en las nuevas zonas en explotación aumentará los riesgos existentes para el tránsito general de la zona. La modalidad operativa de las compañías petroleras de servicios implica la desregulación total de los horarios de trabajo del personal. Muchos de estos camiones estarán a cargo de personal que ya excedió por mucho las horas normales de trabajo, poniendo en riesgo a peatones, al tránsito, y al medio ambiente. Todo esto complicará aun mas los problemas de violación de regulaciones y falta de control oficial efectivo.

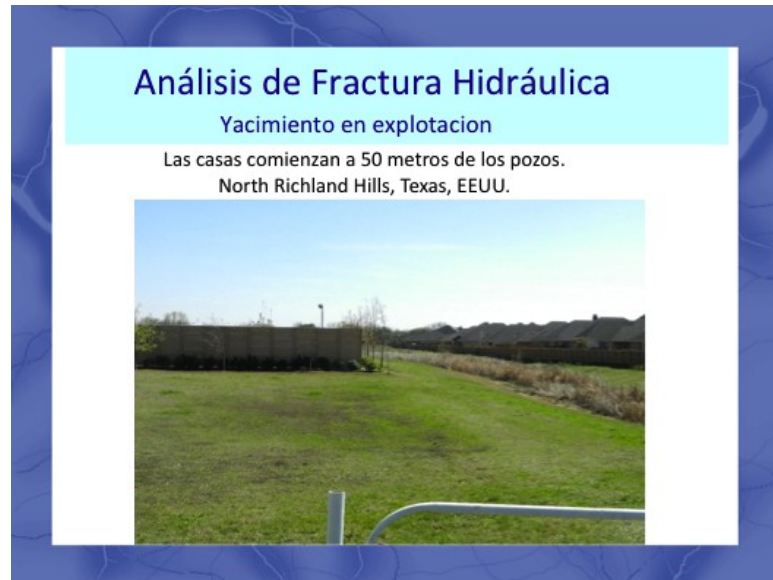
El Departamento de Transportes de Texas estima que, cuando termine la extracción de estos hidrocarburos, harán falta unos 2.000 millones de dolares sólo para reparar caminos. Toda esta plata saldrá del bolsillo de los contribuyentes.



En un reciente viaje a los EEUU visitamos varias ciudades y pueblos donde se explota el Barnett Shale, la formación de gas no--convencional mas importante de los EEUU.

En North Richland Hills, en el Norte de Texas, hay una plataforma donde se perforaron 16 pozos. La practica es construir un paredón bien alto como para esconder las actividades de los equipos.

Lo notable es que a 80 metros de esta plataforma hay una escuela primaria. Por supuesto, cuando los chicos salen a jugar afuera quedan expuestos a los gases provenientes del pozo.



Otra imagen de la misma plataforma.

Vemos que del otro lado del zanjón comienzan los barrios habitados.

Como los medios no informan acerca de los riesgos de esta explotación, los vecinos ni siquiera se cuestionan qué es lo que está pasando detrás del muro.



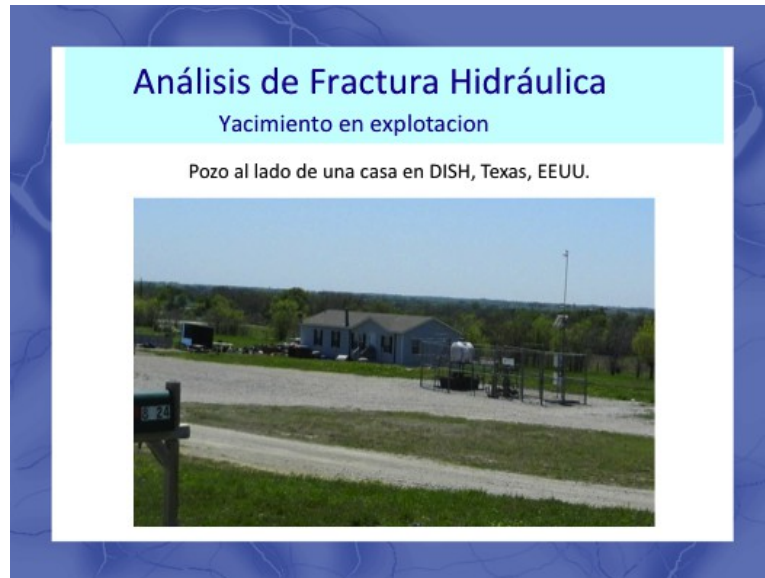
Reno es un pequeño pueblito cerca de Fort Worth, Texas. Allí se registraron cientos de temblores de tierra durante Noviembre y Diciembre del 2013, todos relacionados a la inyección de fluidos de desecho en un pozo sumidero.

Las consecuencias se pueden ver en losas y paredes rajadas en las casas de los vecinos, incluso una rajadura de unos 8 metros que cruza el piso de la sala de audiencias de la Municipalidad, subiendo por la pared hasta el techo.

El gas de los pozos trae consigo mucha agua contaminada. Esta se acumula en tanques los cuales se deben evacuar una o dos veces por día.

En la imagen vemos un par de camiones descargando fluidos de desecho en la planta donde se acumulan los fluidos antes de su inyección en el pozo sumidero.

Diapositiva 61



En DISH vemos un pozo a escasos 40 metros de una casa.

Recientemente las operaciones de fractura hidráulica pusieron en un primer plano a este pueblito de poco más de 200 personas. Su intendente, Calvin Tillman, renunció al cargo y decidió mudarse cuando se dio cuenta que las pérdidas de gas podrían ser responsables por la continua hemorragia nasal de sus hijos. Lo notable es que hasta ese momento Calvin era un republicano conservador como muchos otros, pero ahora tiene su propia organización llamada ShaleTest dedicada a ayudar a comunidades mas pobres a detectar problemas en las instalaciones gasíferas.

Para ello compraron una cámara FLIR que les permite detectar pérdidas de metano y Compuestos Volátiles Orgánicos y con estos datos presionan a las compañías para que reparen sus instalaciones. Al igual que en Allen, los pozos gasíferos de DISH están a escasos metros de las poblaciones.



Planta de tratamiento de residuos de perforación de la compañía Comarsa, en Neuquén.

A medida que avanza la perforación, el trepano va rompiendo la roca en pedazos chicos llamados “cuttings”. Si los cuttings están limpios de petróleo se abandonan directamente en una pileta de superficie. Si los cuttings están contaminados de petróleo se los debe limpiar antes de abandonarlos.

La planta de Comarsa está instalada sobre la barda de Neuquén, pasando el basural. Los barrios pobres de Neuquén trepan por la barda llegando a unos 100 metros en dirección a esta planta de tratamiento.

La ciudad de Neuquén le cedió una hectárea a Comarsa con la condición de plantar un cerco perimetral de árboles para parar, de alguna manera, el polvo contaminado que el viento neuquino llevará hacia la ciudad.

Comarsa construyó su planta de cuatro hectáreas (no una tal como estaba proyectado), no plantó ni un solo árbol, y mantiene una cuadrilla de vigilantes en cuatriciclos que se encarga de mantener a los curiosos bien lejos de la planta con golpes y maltratos cuando sea necesario.

En Allen existe otra planta equivalente en terrenos del ex Aero Club, también sobre la barda. Los piletones de esta planta ya se han desbordados por la lluvia y los desechos contaminados han llegado a zonas pobladas y cultivadas en la margen norte del Rio Negro.

Referencias

- (1) Presentación publicada por Apache Energía Argentina ante el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, el 12 de Setiembre de 2011 (pp.18).
(<http://www.lapg.org.ar/sectores/eventos/ventas/listados/presentacionesjornadas/014.pdf>)
- (2) Environmental and Health Impacts of Hydraulic Fracturing. Jasmin Russell, Duquesne University
(<https://aroundtheworldin30seconds.wordpress.com/2012/06/24/environmental-and-health-impacts-of-hydraulic-fracturing/>)
- (3) HearthWorks (https://www.earthworksaction.org/issues/detail/hydraulic_fracturing_101#.VhDzEuwUA)
- (4) Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. Jean-Philippe Nicot* and Bridget R. Scanlon
(http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2013/04/Nicot+Scanlon_EST_12_Water-Use-Fracking.pdf)
- (5) Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources. US Environmental Protection Agency (EPA). December 2012. EPA/601/R-12/011
(<http://www2.epa.gov/sites/production/files/documents/hf-report20121214.pdf>)
- (6) Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources. Lisa M. McKenzie, Roxana Z. Witter, Lee S. Newman, John L. Adgate
(<http://cogcs.state.co.us/library/setbackstakeholdersgroup/Presentations/Health%20Risk%20Assessment%20of%20Air%20Emissions%20From%20Unconventional%20Natural%20Gas%20-%20MMcKenzie2012.pdf>)
- (7) The Endocrine Disruption Exchange
(<http://www.endocrinedisruption.com/chemicals-in-natural-gas-operations/photos>)
- (8) Venting and leaking of methane from shale gas development: response to Cathles et al. Robert W. Howarth & Renee Santoro & Anthony Ingraffea. 2012
(http://www.eeb.cornell.edu/howarth/publications/Howarthetal2012_Final.pdf)

Referencias

(9) Why Oilwells Leak: Cement Behavior and Long-Term Consequences
Maurice B. Dusseault et al.

http://www.hydrorelief.org/frackdata/references/65704543-Casing_Leaks.pdf


(10) Fluid migration mechanisms due to faulty well design and/or construction: an overview and recent experiences in the Pennsylvania Marcellus Play. Anthony Ingraffea, 2012.

<http://www.psehealthyenergy.org/site/view/1057>

(11) Unconventional Gas Development from Shale: High Volume Fracking on Clustered, Multi-Well Pads with Long Laterals. Anthony Ingraffea. Physicians Scientists and Engineers for Healthy Energy (PSE), 2012

<https://player.vimeo.com/video/57696578>

¿Preguntas? ¿Respuestas?



Roberto Ochandio rochandio@gmail.com