

LA INDUSTRIA PETROLERA. UN ENFOQUE HOLISTICO

CONTENIDO:

1. RESUMEN
2. PERFORACIÓN DE UN POZO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS
3. DUCTILIDAD. FRAGILIDAD. PROFUNDIDAD
4. FLUIDO DE FRACTURACIÓN
5. FRACTURA HIDRÁULICA Y FRACKING
6. PRODUCCIÓN
7. DATOS. ESTADÍSTICAS. MUESTRAS
8. MATRIZ ENERGÉTICA
9. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL PRIMARIA
10. LA INVERSIÓN PETROLERA
11. RECURSOS Y RESERVAS
12. UN POCO DE HISTORIA

1. RESUMEN:

Esta presentación busca remarcar algunos conceptos básicos en la explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales, entendiéndola como un todo, que involucra aspectos técnicos, económicos, medioambientales y estratégicos para el desarrollo energético del país.

2. PERFORACIÓN DE UN POZO PRODUCTOR DE HIDROCARBUROS

La perforación recién puede empezarse cuando se han cumplido todas las reglamentaciones medioambientales, técnicas y demás exigidas por la autoridad de aplicación.

Una vez atravesadas las profundidades en donde puede haber napas de agua utilizables para consumo humano, se entuba una cañería de acero que se cementa anularmente hasta la superficie aislando toda posibilidad de contacto con dichas acuíferas.

Luego se continúa perforando hasta la profundidad final, se efectúan perfiles que permiten conocer el tipo y características de las rocas atravesadas y se entuban una o dos cañerías más según el caso.

El tramo de interés del pozo en donde se va a trabajar se cementa completamente y se corren otros registros con el objeto de verificar que la operación se ha llevado a cabo correctamente. Si no fuera así se corrige mediante una cementación secundaria. Esto no solo bloquea toda posibilidad de pasaje de fluidos hacia capas superiores, sino que es una condición necesaria para que el pozo pueda usarse para producir hidrocarburos, que de otra forma se perderían haciendo antieconómica la operación.

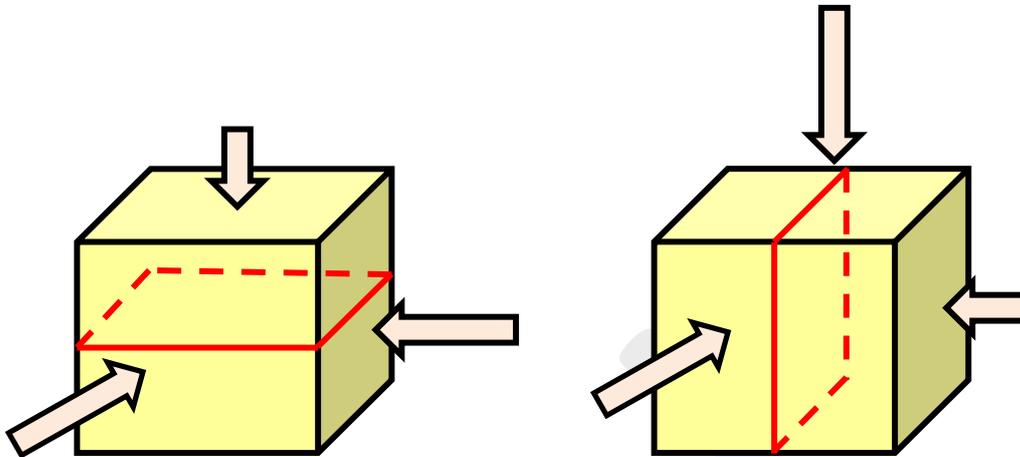
Finalmente se abren las formaciones productivas poniéndolas en contacto con el pozo mediante orificios efectuados en la cañería. Según los estudios realizados se decide llevar a cabo o no la fracturación hidráulica en los tramos seleccionados.

Para la explotación de un reservorio convencional además de la roca generadora, deben existir necesariamente una roca recipiente y una sellante que impida que los hidrocarburos migren.

La fracturación en un reservorio convencional es similar a la de otros materiales sometidos a las mismas tensiones, produciéndose en forma perpendicular a la menor tensión existente.

Como a las profundidades en que se encuentran las capas más someras, como las de agua dulce, la tensión vertical originada por los sedimentos suprayacentes (overburden) será baja, la fractura será perpendicular al esfuerzo vertical, es decir, será horizontal, sin interés productivo y difícil de realizar en forma controlada. A mayores profundidades, al ser mayor la tensión neta vertical, las

fracturas serán verticales, perpendiculares a la menor tensión horizontal existente y podrá controlarse su geometría.



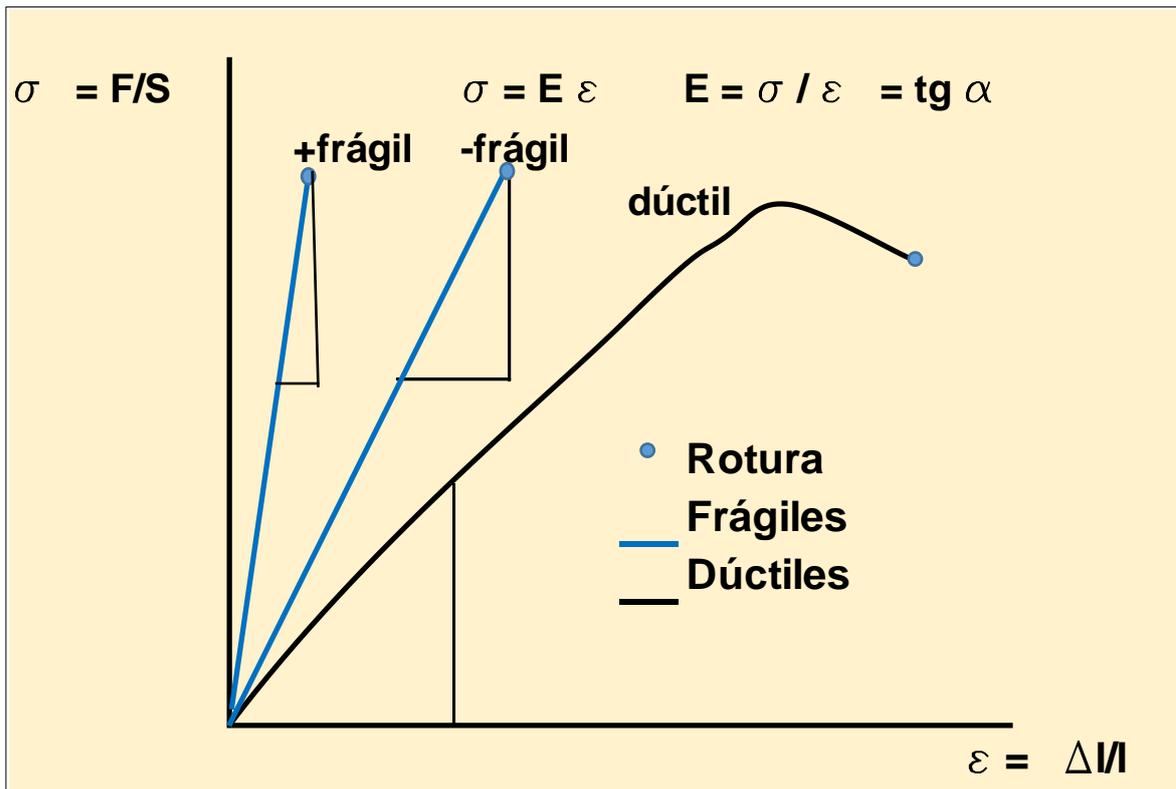
De acuerdo al análisis de los recortes de perforación, cromatografías, perfiles litológicos y estudios de mecánica de las rocas, se determina la altura máxima que podrá alcanzar una fractura y las presiones necesarias en boca de pozo para efectuarla. Así, queda confinada en alto por capas dúctiles que se comportarán elásticamente impidiendo su crecimiento vertical.

En el caso de reservorios no convencionales se involucra principalmente la roca generadora de hidrocarburos mediante pozos horizontales. En estos casos es necesario realizar múltiples fracturas, que ya no serán planares, sino **dendríticas**, y permitirán conectar numerosos poros aislados que contienen hidrocarburos originando una fase continua que podrá fluir hacia el pozo.

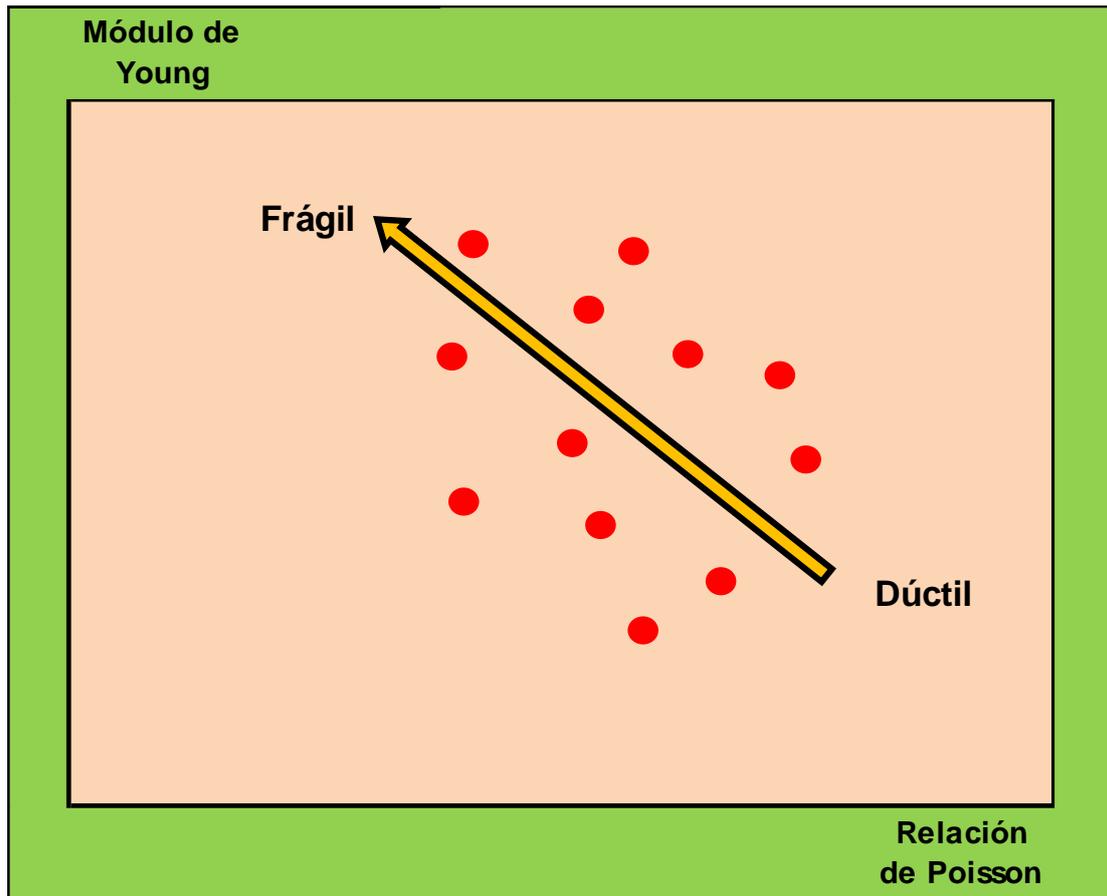
La geometría de estas fracturas puede seguirse en tiempo real mediante el análisis de eventos microsísmicos con sensores de mucha sensibilidad en pozos testigos cercanos.

3. DUCTILIDAD. FRAGILIDAD. PROFUNDIDAD

Tanto en reservorios convencionales como en los no convencionales, cabe recordar que las formaciones dúctiles no podrán ser fracturadas en ningún caso ya que se deformarán sin romperse.



La combinación de los **módulos de Young** con las **relaciones de Poisson**, permiten determinar zonas de mayor fragilidad, que serán más fáciles de fracturar. A mayor módulo de Young, las rectas serán más verticales en el diagrama anterior y la roca será más frágil. A mayor Relación de Poisson habrá mayor deformación transversal, la roca será más dúctil y difícil de fracturar.



Esfuerzo y deformación



Dúctil



Considerando que en profundidades del orden de 2.500 a 3.000 metros existen numerosas capas superiores de rocas elásticas, arcillosas y deformables, es prácticamente imposible el crecimiento indefinido en alto de cualquier fractura. Además de ser físicamente impracticable que llegasen a la superficie, no serían económicas, ni permitirían obtener producción de hidrocarburos, que es el objetivo de la industria.

4. FLUIDO DE FRACTURACIÓN

El fluido utilizado en operaciones de fracturación (agua gelificada) tiene por objeto crear canales milimétricos en la formación, cuyo volumen será rellenado posteriormente con un agente de sostén (arena) con el objeto de impedir que se cierren.

Este fluido debe ser capaz de transportar la arena sin que esta decante bruscamente. A medida que se disminuye la densidad del mismo se producen menos pérdidas de carga y menor potencia consumida, simplificándose cada vez más las operaciones.

Se agregan otros componentes en muy bajas proporciones para cumplir distintos objetivos. Las sustancias incorporadas son conocidas, declaradas, sujetas a verificación por la autoridad de aplicación y de uso frecuente en distintas industrias y en la vida común de la gente. Sobre el tema hay mucho escrito y basta remitirse a lo declarado oficialmente acerca de su composición y cantidad.

5. FRACTURA HIDRÁULICA Y FRACKING

El término fractura hidráulica se ha utilizado históricamente para definir una operación en la que se inyecta agua más arena en un reservorio convencional con el objeto de mejorar el flujo de hidrocarburos hacia el pozo productor.

Con la llegada de nuevos conocimientos acerca de las rocas que pueden contener hidrocarburos explotables comercialmente (rocas generadoras), surgen los reservorios **no convencionales**. Para que estos produzcan es necesario realizar una operación similar a la que ya se realizaba hace 60 años, con algunas variantes tecnológicas surgidas de la innovación y avances en el estado del arte.

Para estos “nuevos” reservorios es necesario utilizar mayores caudales de agua y potencias. Paralelamente los controles, preparación, verificaciones, tecnologías de detalle y seguimiento se han incrementado exponencialmente, buscándose el éxito en la operación y evitando problemas medioambientales.

Es necesario que en los reservorios no convencionales coincida la existencia de suficiente **materia orgánica** y que la misma tenga la **madurez térmica** adecuada. En el primer caso se utiliza como indicador el contenido de carbono orgánico total (COT) y en el segundo la reflectancia de vitrinita (Ro), que es un

material presente en casi todas las rocas sedimentarias (se determina a través de microscopía).

De esta forma el fracking resulta ser una hidrofractura llevada a cabo principalmente en rocas generadoras de hidrocarburos o de similares propiedades geomecánicas.

Si las presiones porales de los reservorios fueran bajas, las fracturas tenderían a colapsar por compresión (hacia la derecha del círculo de Mohr-Coulomb, $\tau-\sigma$). Por esta razón, si bien las presiones en los reservorios no convencionales suelen ser altas, se los produce “chokeados” con un orificio, es decir estrangulados, con el objeto de prolongar su vida útil.

Los espesores de reservorio pueden estimarse mediante la apreciación de los cruces de los perfiles de resistividad profunda (R_t) y acústico (Δt), con la ayuda de otros perfiles. Método de Passey *et al.* (1990)

Queda claro que la fracturación hidráulica es una etapa que no debe ser confundida con las de perforación o producción.

Mapa de EEUU a mayo de 2011 (EIA) donde se ve que a esa fecha prácticamente todas las cuencas de shale conocidas estaban en explotación y las demás en etapa prospectiva.



Figure 2.18 North American shale gas areas. http://www.eia.gov/oil_gas/rpd/northamer_gas.jpg. U.S. Energy Information Administration based on data from various published studies. Canada and Mexico plays from ARI. Updated: May 9, 2011.

6. PRODUCCIÓN

Tanto en reservorios convencionales como no convencionales, la zona de menor presión se produce en la entrada al pozo y la mecánica de los fluidos indica que el movimiento de los mismos será preferentemente hacia este punto (sumidero donde convergen las líneas de corriente) y no hacia zonas de mayor presión y tortuosidad como la superficie del terreno.

Todas las instalaciones de fondo y superficie son verificadas permanentemente y supervisadas por organismos de control independientes, siendo fácilmente detectable cualquier inconveniente que se produjera. Si así ocurriese, se procede a realizar las reparaciones y saneamientos correspondientes, como en cualquier industria.

Las curvas de producción se pueden aproximar mediante análisis declinatorio (DA), considerando una combinación de hipérbola inicial y una exponencial a partir del aplanamiento de la primera (típicamente cuando desciende a alrededor del 6% anual). También se pueden trazar una sucesión de exponenciales para cortos períodos, utilizada por el autor para pozos de fuerte declinación inicial.

7. DATOS. ESTADÍSTICAS. MUESTRAS

Los antecedentes de los pozos se encuentran recopilados en los legajos respectivos. Existen bases de datos donde se almacena la información de todos los trabajos realizados, desde las instalaciones de superficie, caminos, locaciones, oleoductos y gasoductos (facilities) pasando por los perfiles a pozo abierto y entubado, hasta las instalaciones de fondo, intervenciones, etc.

A su vez la información de la producción de cada fluido es presentada y guardada en los informes mensuales de producción (Capítulo Cuarto) y se puede graficar y analizar como curvas en función del tiempo que rápidamente advierten sobre cualquier irregularidad.

Las estadísticas son públicas y se pueden obtener de las páginas oficiales en la web. Se pueden combinar parámetros y realizar extrapolaciones, que serán más confiables mientras mayor sea la cantidad de datos. La explotación del shale ya tiene una historia importante y la curva de aprendizaje ha avanzado mucho como para decir que hay un know how adquirido.

Todas las muestras que se toman son verificadas no solo por las empresas de producción, sino también por auditorías de terceros y la propia autoridad de aplicación.

Las muestras deben ser **representativas** ya que un error en un registro único tomado como válido y extrapolado llevaría a generar graves problemas de interpretación. La **repetitividad** de los resultados en igualdad de condiciones es un indicador de calidad. Cualquier anomalía es detectada y su causa es corregida rápidamente.

México:

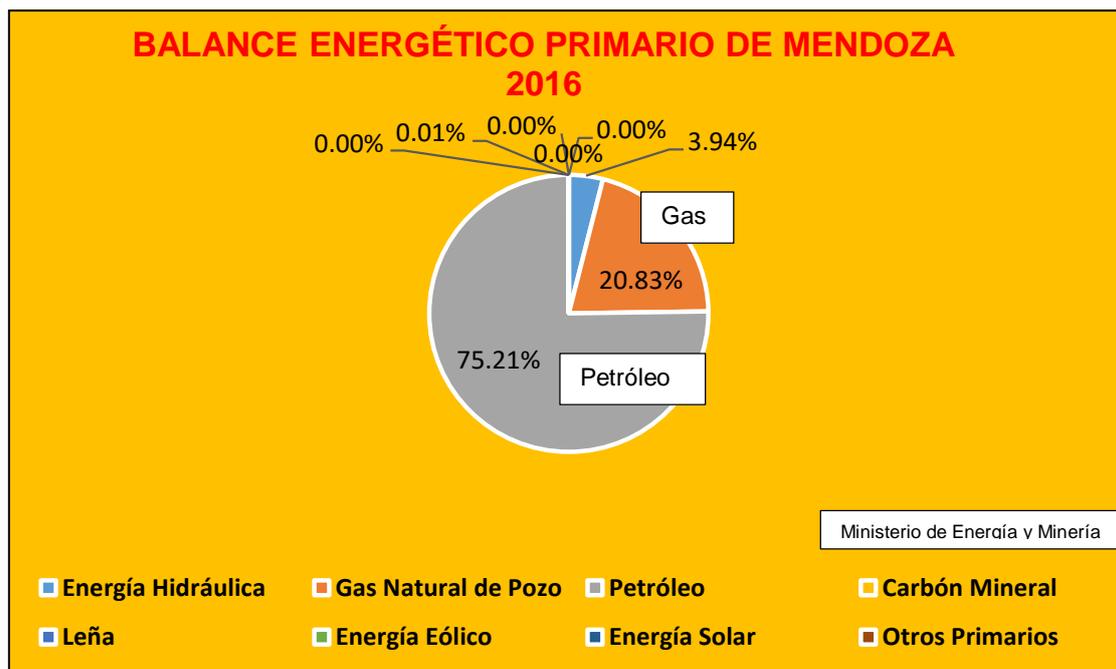
El secretario de Energía, Pedro Joaquín Coldwell, hizo pública hoy la tercera convocatoria de la Ronda 3 en áreas terrestres llamadas “no convencionales”. La Ronda 3.3 incluye nueve bloques en la Cuenca de Burgos, ubicada al norte de Tamaulipas, donde “se estiman recursos prospectivos tres veces mayores al volumen que se determinó para las 46 áreas adjudicadas en licitaciones anteriores” El titular de Sener dijo en la presentación de la Ronda 3.3, que con ello “aprovecharemos la riqueza petrolera que yace en el subsuelo de nuestro país”. Una vez asignados cada uno de los bloques a licitar, las empresas podrán perforar entre dos y tres kilómetros la superficie para ir en busca del llamado “gas lutitas”, o “gas shale”, además de petróleo.

Bolivia:

Remarco Sánchez “Hemos realizado un cambio de paradigma en la exploración de Bolivia, antes sólo se exploraba el Sub Andino Sur, que prácticamente es de Villamontes a Camiri, y a niveles someros. Con Beicip hemos definido que el estudio debería ser a nivel de cuencas como el Sub Andino Sur, Sub Andino Norte, Madre de Dios, Pie de Monte, Llanura Chaqueña, que nos permita tener una evaluación de los recursos convencionales y no convencionales. En ese marco, Beicip nos da una estimación de 130 TCF's en todo el país en recursos convencionales, mientras que en no convencionales esta estimación se estaría multiplicando en casi cinco veces más”.

Se adjunta la matriz energética primaria de la Provincia de Mendoza, en la que el aporte de hidrocarburos es del orden del 96%.

Es necesario diversificar la disponibilidad de distintos tipos de energía, incorporando las alternativas, que transicionalmente irán mejorando su comercialidad. Revertir una matriz de este tipo puede llevar más o menos años, según se vaya acomodando la economicidad en cada caso. No obstante los hidrocarburos y sus subproductos seguirán utilizándose por mucho tiempo más, aunque quizás varíen los usos a que se apliquen estos recursos.

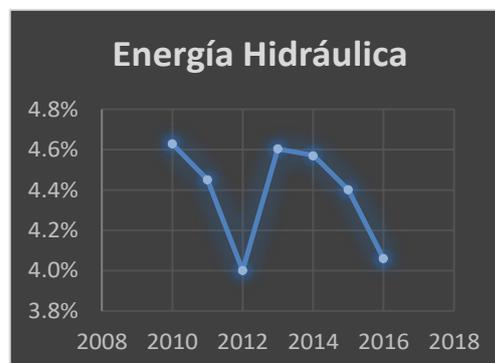
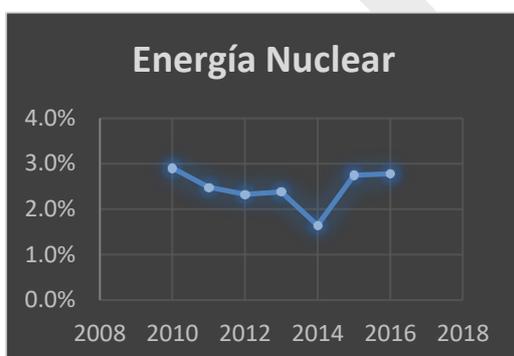


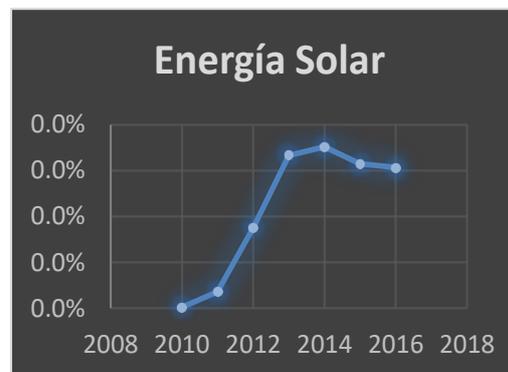
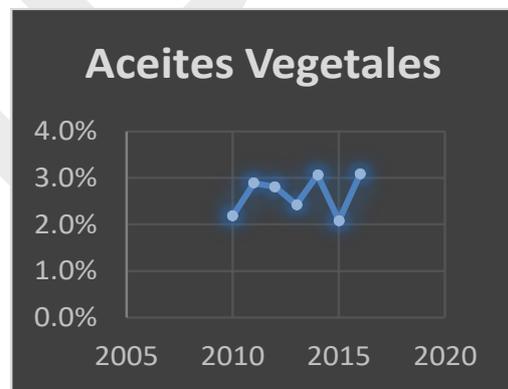
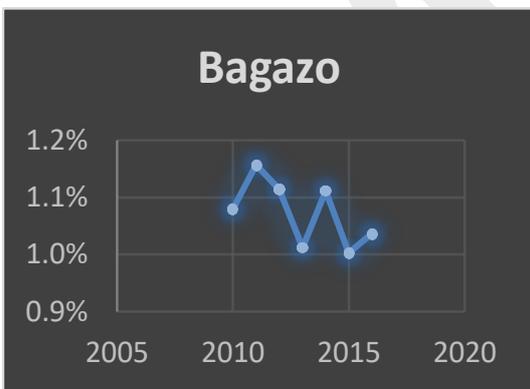
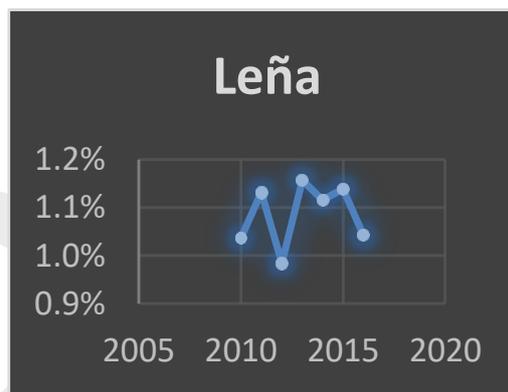
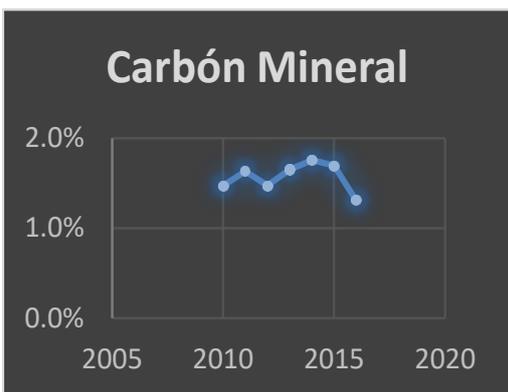
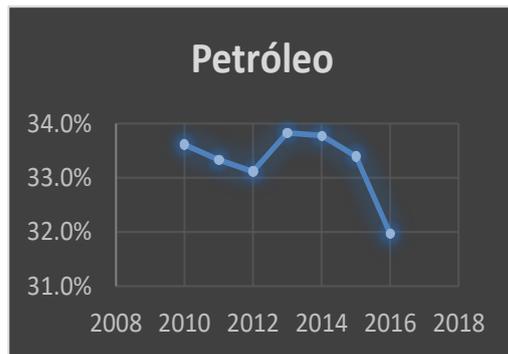
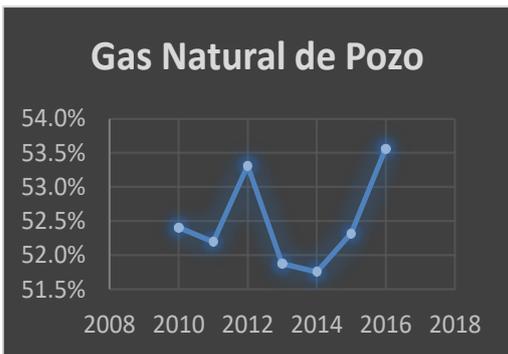
9. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL PRIMARIA

Se adjuntan gráficos desde el año 2010 (Ministerio de Energía y Minería) con el objeto de apreciar ciertas tendencias que si bien se visualizan, no se pueden extrapolar, por el riesgo de tener pocos datos aún para verificar una tendencia y por lo cambiante que es el caso en algunas de ellas.

La energía proveniente del gas parece estar en auge, mientras que se aprecia una retracción en lo que respecta al petróleo. La oferta de energía hidráulica se muestra declinante, siendo que es "limpia", aunque probablemente requiera grandes inversiones iniciales.

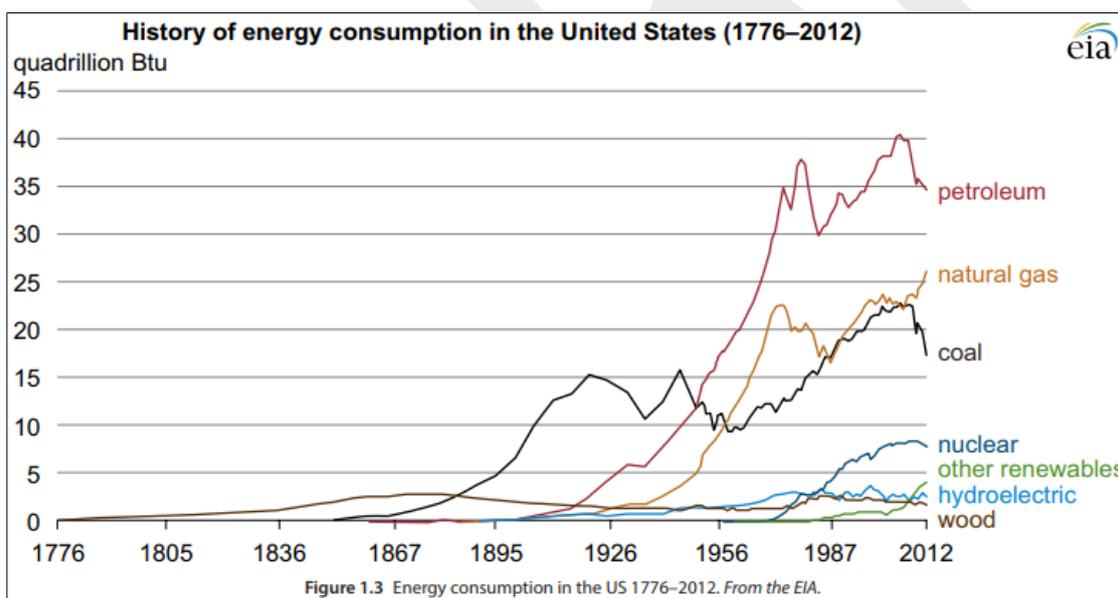
Otras energías alternativas como la eólica y solar se han incrementado, y debería aquí también hacerse un esfuerzo en inversiones si se quiere cambiar más rápidamente la composición de la matriz energética.







Se observa en el gráfico siguiente la Historia del consumo de energía de EE.UU. hasta el año 2012 (EIA) a los efectos de apreciar similitudes y diferencias con el caso argentino. El consumo de gas muestra un alza, coincidente con una menor contribución del petróleo. El resto de las energías disponibles presentan curvas o estancadas o en alza, pero proporcionalmente todavía no impactan sobre la matriz, predominantemente liderada por combustibles fósiles.



10. LA INVERSIÓN PETROLERA

Lejos de embarcarse en un análisis economicista se busca recalcar que la empresa pretende un recupero económico, por lo que cualquier pérdida de hidrocarburos o desviación hacia sitios que no sean los recipientes apropiados para su posterior comercialización sería una pérdida de ganancias.

Las empresas invierten de acuerdo al riesgo que perciben. El premio debe ser proporcional al riesgo.

11. RECURSOS Y RESERVAS

La diferencia básica consiste en que los recursos deben demostrar su comercialidad para pasar a ser reservas. La certidumbre de encontrar hidrocarburos va aumentando a medida que se incrementa el conocimiento de las cuencas hasta que finalmente una evaluación económica demuestra que, bajo las leyes y reglamentaciones actuales, pueden ser extraídos.

En reservorios no convencionales este paso de recursos a reservas se logra mediante la fracturación hidráulica. La introducción de tecnologías de punta y el avance alcanzado en la curva de aprendizaje llevan a mejorar continuamente la economicidad de los proyectos.

12. UN POCO DE HISTORIA

Reseña sobre los conocimientos y la explotación de los hidrocarburos en Argentina antes de 1907 Por Marcelo R. Yrigoyen Reedición de las notas publicadas en los números de Petrotecnia de marzo y abril de 1983.

El presente es un extracto que tiene por objeto recordar que la industria petrolera en nuestro país tuvo sus orígenes a partir de la utilización del petróleo que naturalmente se encontraba presente en “manaderos” sobre la superficie del terreno, cercanos a ríos, e incluso sobre sus mismas márgenes, muchos de los cuales aún siguen existiendo. También se encontró petróleo en profundidades de entre 100 y 200 metros. En aquellos casos en que no existan sellos, la misma naturaleza llevará los hidrocarburos hacia la superficie.

CUENCA NOROESTE

“Desde 1787 ya comienza a escribirse sobre el petróleo argentino de la Cuenca del Noroeste y diez años más tarde se encuentran registros de otros hallazgos similares en la Cuenca Cuyana y también en la Cuenca Neuquina”.

“Corría el año 1787 y las crónicas de un fraile franciscano viajero, proveniente de las Misiones de Tarija, informaban sobre la existencia de un manantial de brea en el Alto Aguarero (1) –también registrado como Alto Alguajareño (2)– dentro de la actual provincia de Salta”.

Del relato de viaje de Soria se destaca, para nuestros fines, la descripción de “un betún que fluye de la tierra formando un grande y perenne charco, en un paraje cercano a la margen derecha de un río grande y a las juntas de éste con el Bermejo.



Fotografía 4. Asfaltales de Garrapatal (Jujuy): otro aspecto de la Fm. Yacoraite con sus bancos inclinados portadores de asfalto (1882).

“Hasta el cierre del siglo XIX y los primeros años del XX no se tienen mayores novedades sobre los recursos petroleros del Norte argentino, excepción hecha de las descripciones de los depósitos petrolíferos del departamento de Orán que hiciera el Ing. Emilio Hunicken en su informe Minería y Metalúrgica de La Rioja, Catamarca, Jujuy y Salta en 1894. Las observaciones geológicas de Hunicken son acertadas así como los comentarios de índole económica que destacan: “como siempre las dificultades del transporte hacen imposible su negocio”.

CUENCA CUYANA

“Sin duda ello fue lo que movió al gobernador de la Plaza de Montevideo a pedir oficialmente al gobernador militar de Mendoza en 1797 muestras de los bitúmenes mendocinos para ensayarlos con fines navales. Aquellas muestras fueron tomadas en dos lugares bien distantes entre sí: Agua del Corral, esto es el actual yacimiento de Cacheuta, al oeste de Mendoza ciudad, y Cerro de los Buitres, en la región de Sosneado, al oeste de la actual San Rafael(11).

La explotación de los asfaltales y manaderos del faldeo sur del Cerro Cacheuta continuó en forma modesta y a veces saltuaria a través de varias décadas.

Las observaciones de Stelzner fueron recién publicadas en 1885 en Kassel, Alemania, dentro de sus Contribuciones a la Geología Argentina. Allí se describía por primera vez el yacimiento petrolífero de Cacheuta y se destacaba su origen e importancia comercial futura, apuntándose que “las vertientes de petróleo de Mendoza [...] merecen mayor atención que la dedicada hasta hoy...

Pocos años antes de esta publicación, quizás en 1877, se fundó en Mendoza una empresa que explotaba el asfalto de Cacheuta y lo fundía para venderlo como “alquitrán” para el uso en veredas, patios y pisos de bodegas en las poblaciones vecinas.

Y se llega por fin a 1886, año que es especialmente recordado por la industria petrolera cuyana por la constitución de la “Compañía Mendocina de Petróleo”. Esta empresa, que asociaba nombres ilustres como Carlos Fader, Guillermo White, Emilio y Francisco Civit, José V. Zapata y otros, se constituyó con el objeto de efectuar una explotación racional del petróleo de Cacheuta.

El primer pozo, de 200 metros de profundidad, dio una regular producción pero el segundo y el tercero (de 77 y 103 metros respectivamente) “dieron un resultado espléndido, asegurando el éxito de la empresa exploradora y poniendo la industria petrolífera entre las más importantes del país”

CUENCA NEUQUINA

“Al tratar las provincias de Cuyo, J. Maeso amplía la descripción de las mismas informando que “a pocas leguas al sud del río Diamante se halla el cerro denominado Los Buitres y a media falda de una serranía que lo circunda se encuentran diferentes ojos por donde fluye un líquido espeso y negro que desciende bañando una superficie de 50 varas de ancho y que corre por una llanura de más de 150 varas, formando con la arena del piso una masa compacta muy semejante al asfalto.

De igual manera en su segunda obra Aguas Perdidas al hablar de las riquezas naturales cordilleranas apunta “las abundantes vertientes de petróleo en la costa del Barrancas”(19). Se trata sin duda del brotadero de petróleo más meridional de los que, asociados a una gran falla cuya dirección coincide con un tramo N-S del río, se ven escalonados en ambas orillas del valle. En la época de Olascoaga pareciera que afloraba un solo manadero de petróleo, que él menciona. Muchos años después, en ocasión de la gran creciente de los ríos Barrancas y Colorado de 1914 (provocada por la rotura y el violento desagüe de la laguna Carri Lauquen), la avalancha de agua arrasó la cubierta de rodados fluviales, dejando los sedimentos fracturados cretácicos al sol. En ese año varios nuevos afloramientos de petróleo fueron puestos al descubierto, más al norte y aguas arriba de aquel que descubriera Olascoaga. Una de las nuevas vertientes de hidrocarburos se encuentra en el mismo lecho del río observándose surgir todavía grandes borbotones de petróleo que son arrastrados por la corriente y producen grandes manchas oleosas en el agua. Los alfatales del Cerro de la Brea del Diamante fueron descriptos nuevamente en 1883 por P. Gusfeldt (20).

Mucho más al sur, en el centro de la provincia de Neuquén, en los principios de nuestro siglo fueron informados nuevos afloramientos petrolíferos a un kilómetro al sur de la modesta cumbre del Cerro Lotena”.



Fotografía 6. Vertientes de Petróleo del Cerro Lotena (Neuquén): el petróleo que mana de las lutitas titonianas replegadas era recogido en una excavación para su extracción (1902).

CUENCA MAGALLÁNICA

“El solo hecho de que en las cercanías de la ciudad chilena de Punta Arenas, sobre el estrecho de Magallanes, existan emanaciones gasíferas superficiales procedentes de sedimentos terciarios y cretácicos nos explica un conocimiento de tan antigua data.

Otro hecho que merece apuntarse en la perforación del primer pozo exploratorio de la cuenca corresponde a una perforación ejecutada en 1922 por la empresa privada “Sindicato Dodero” próxima a la desembocadura del río Santa Cruz. El pozo Río Santa Cruz N° 1 llegó a los 413 metros de profundidad investigando los terrenos terciarios. El primer pozo fiscal por su parte fue una perforación de estudio que hiciera YPF en la margen izquierda del río Coyle en 1937. Este pozo SC-1 alcanzó los 1103 metros de profundidad proporcionando importante información de las sucesiones cretácicas y terciarias. Ya comentamos que el primer pozo exploratorio de Tierra del Fuego, el TF-1, recién descubrió el campo gasífero de Río Chico en 1949.”