LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y EL GAS

CONTENIDO:

1. RESUMEN

2. PERFORACIÓN Y FRACTURA HIDRÁULICA

3. MATERIA OGÁNICA. FLUIDOS PRODUCIDOS

4. DUCTILIDAD. FRAGILIDAD. PROFUNDIDAD

5. FLUIDO DE FRACTURACIÓN

6. FRACTURA HIDRÁULICA Y FRACKING

7. FLOWBACK

8. PRINCIPALES ROCAS MADRE Y RESERVORIO

9. PRODUCCIÓN

10. DATOS. ESTADÍSTICAS. MUESTRAS

11. MATRIZ ENERGÉTICA

12. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL PRIMARIA

13. LA INVERSIÓN PETROLERA

14. RECURSOS Y RESERVAS

15. UN POCO DE HISTORIA

1. RESUMEN:

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

A modo de aclaración se cita que los temas se van hilvanando más por su ligazón práctica que siguiendo un orden de títulos formales.

También surge este escrito con un "formato sin forma" a partir de que los cambios en la industria son una constante, que se producen cada vez más rápidamente y que lo único seguro es lo inseguro.

Por esta misma razón, lo dicho hoy, puede ser totalmente distinto mañana.

2. PERFORACIÓN Y FRACTURA HIDRÁULICA

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.

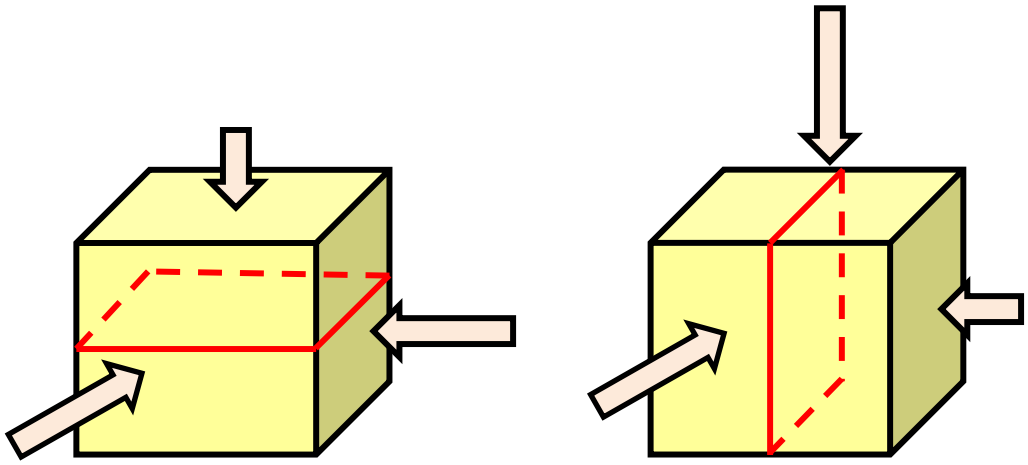
Luego se continúa perforando hasta la profundidad final, se efectúan perfiles que permiten conocer el tipo y características de las rocas atravesadas y se entuban una o dos cañerías más según el caso.

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 un plano 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 (NOC) 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 contínua 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 (obviamente, los geófonos no pueden estar muy alejados).Las mayores distancias verticales afectadas por la fractura en pozos horizontales rondan los 40-80 metros. Esto es tema de estudio y rediseño permanente.

La cantidad de etapas de fractura y su magnitud ha ido variando según las curvas de aprendizaje que son propias de cada zona y empresa, generalmente hacia el aumento de fracturas por pozo y en algunos casos acompañadas por la disminución de su intensidad individual.

Lejos de pensar en agentes de sostén como las arenas canadienses o brasileñas utilizadas un tiempo atrás, hoy la mayor parte proviene de Entre Ríos y Chubut, con los consiguientes problemas, primordialmente en el tema transporte.

Hoy se tiende, sobre todo en NOC a utilizar más arena, de menor granulometría, con fluidos de fractura menos viscosos tipo slick water.

Cabe aclarar que estamos hablando de recursos contingentes a la fracturación y economía que son “técnicamente recuperables”

3. MATERIA ORGÁNICA. FLUIDOS PRODUCIDOS

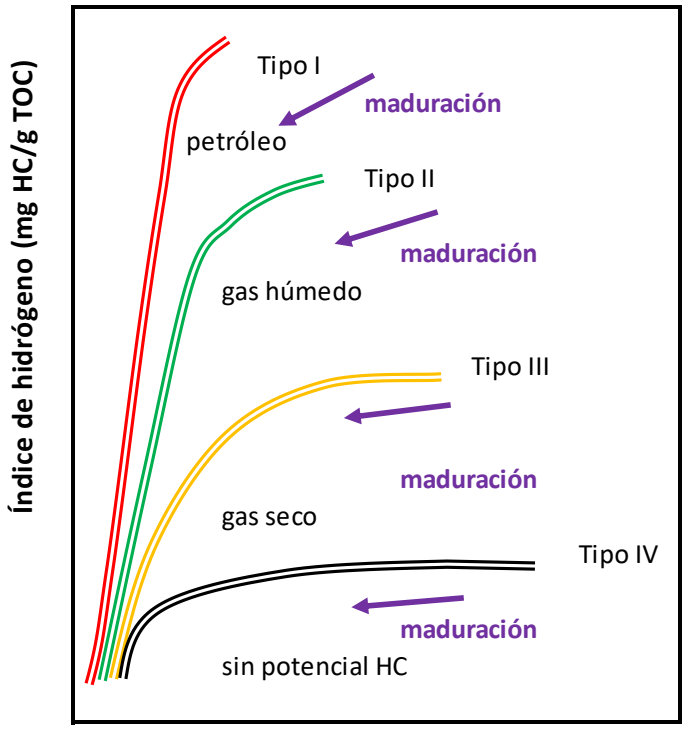
Se utiliza el gráfico de Van Krevelen en donde se asocia la materia orgánica en el caso de NOC al kerógeno, principalmente del Tipo II.

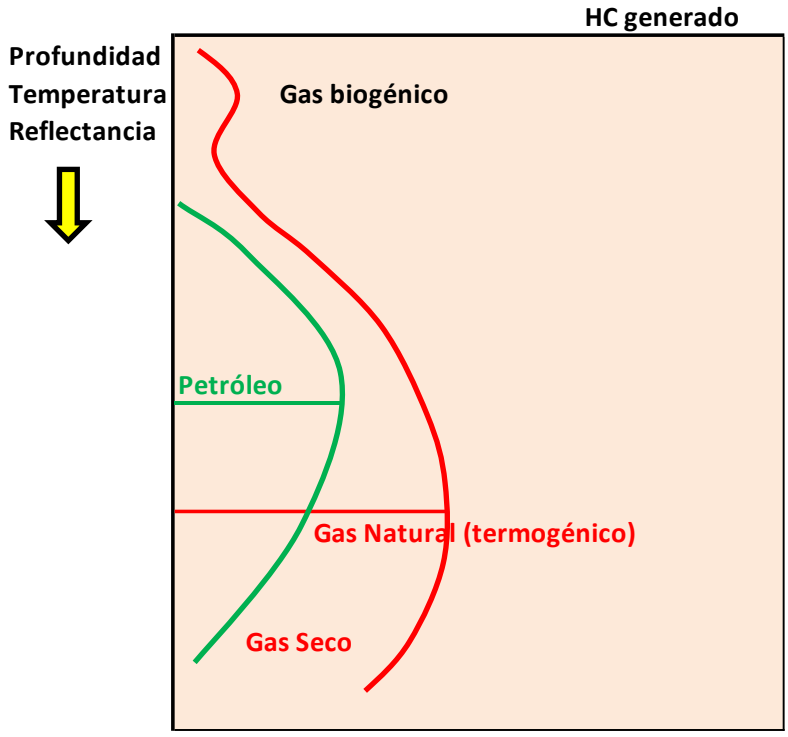
En el gráfico C/H Vs. C/O, la predominancia de la primera relación lleva hacia la generación de hidrocarburos y en caso contrario, una relación mayor de C/O se acerca más a la obtención de CO_2.

El Kerógeno Tipo I: Es de alto contenido de C/H y de bajo contenido de Oxigeno. Es procreador de petróleo.

El Kerógeno Tipo II y III: tienen contenido de C/H regular y de oxigeno también, son preocreadoras de gas.

El Kerógeno Tipo IV: Es aquel que tiende a producir carbono (CO_2).





En el yacimiento Loma Campana se produjo inicialmente mayor proporción de Shale Oil. A medida que se fue extendiendo la perforación hacia el oeste (Loma La Lata Norte, etc.) se fue corriendo la ventana hacia gas húmedo y gas más seco. Es decir, el GOR (relación gas/petróleo) va aumentando hacia el oeste.
La producción de distintos fluidos se orienta según las necesidades, oportunidades económicas, financieras y nivel de subsidios que puedan obtenerse.

El gas de centro de cuenca se encuentra en rocas con bajas permeabilidades y gradientes anormales de presión que permiten la entrada del gas preferencialmente, sin distribución de fases por presión capilar. Se producen "trampas de permeabilidad" que originan acumulaciones tipo Tight Gas sin límites bien definidos.

Las escalas aproximadas son: milidarcys para Convencionales, microdarcys para Tight y del orden de los nanodarcys para NOC.

Los anchos de fractura pueden ser orientativamente del orden de 1 mm para NOC en VM, ya que lo que importante es el contraste de permeabilidades con el resto de la roca. En forma indicativa podrían ser de 2 mm en Tight y llegar a 4 mm en Convencionales, según algunos especialistas.

En fracturas convencionales:

$$Fcd = Kf*Wf \ / \ K*xf$$

Fcd: Conductividad adimensional
Kf: Permeabilidad de la fractura

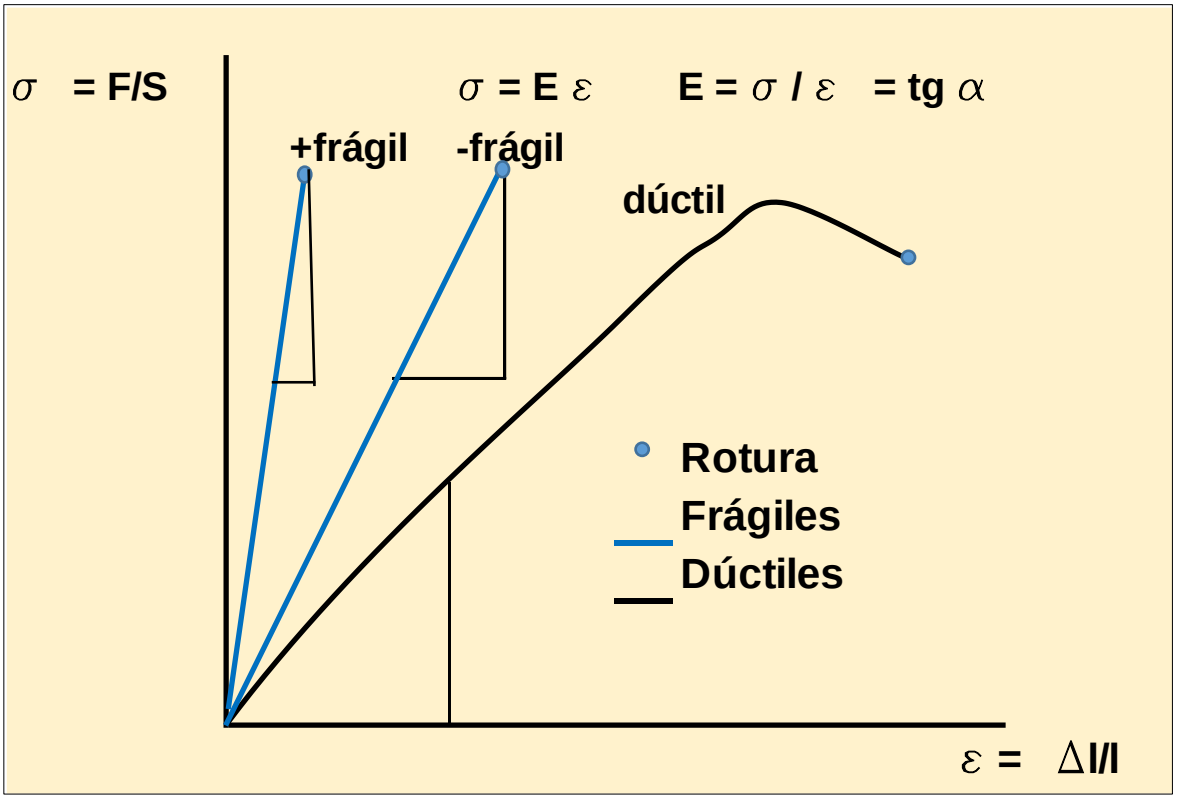
Wf: Ancho de la fractura
K: Permeabilidad de la formación
Xf: Semilongitud de fractura

En los primeros metros de la corteza terrestre se encuentra el gas biogénico y a mayores profundidades el termogénico, en ambos casos respondiendo a su origen.

Es aconsejable en la estimulación hidráulica y pozos sumidero, revisar la sísmica existente, para descartar posibles vías de fuga de fluido.

4. DUCTILIDAD. FRAGILIDAD. PROFUNDIDAD

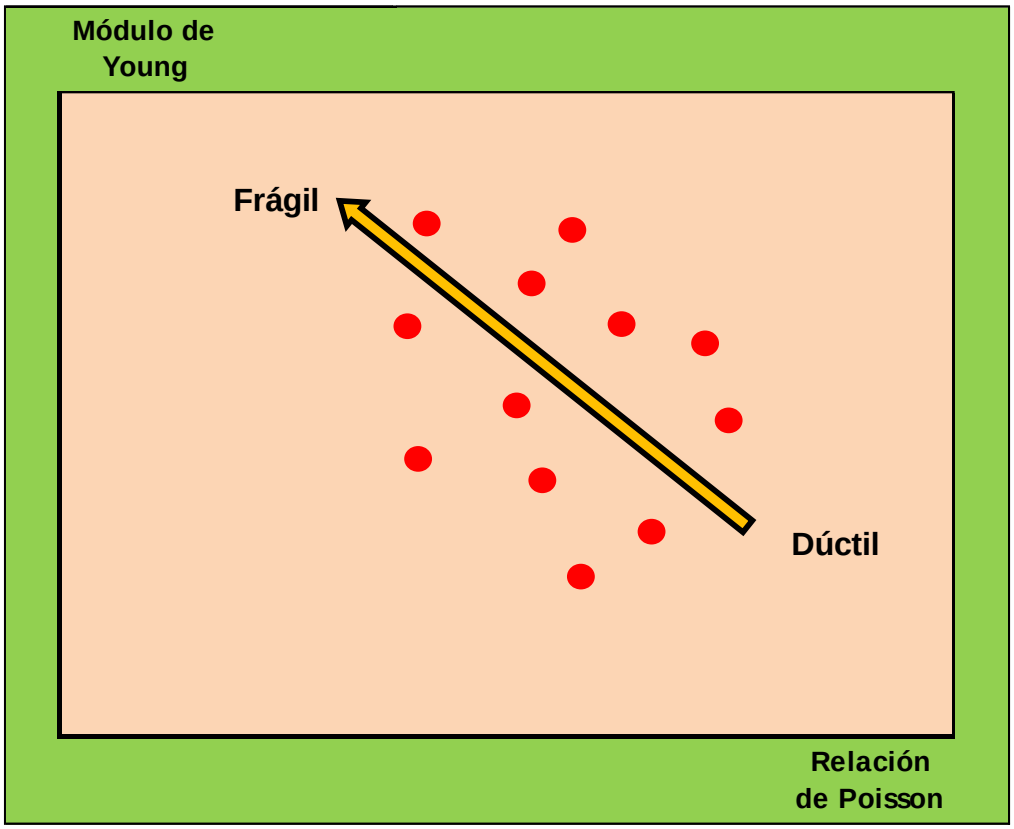
Tanto en reservorios convencionales como en los no convencionales, cabe recordar que las formaciones dúctiles no podrán ser fracturadas en ningún caso ya que se deformarán sin romperse.



Las deformaciones resultan menores para el material con mayor módulo de elasticidad E (Young). En este caso, se dice que el material es más rígido ($\varepsilon = \sigma / E$).

La combinación de los **módulos de Young** (comportamiento elástico, tensión Vs. deformación longitudinal)) con las **relaciones de Poisson** (relaciona la deformación transversal con la longitudinal) 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 (por ejemplo una arcilla que tiene mayor relación de Poisson que una arenisca).





Considerando que para profundidades productivas del orden de 2.000 a 2500 metros bajo boca de pozo existen numerosas capas suprayacentes 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.

5. 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 viscosidad del mismo se producen menos pérdidas de carga y se consume menos potencia, simplificándose y abaratándose cada vez más las operaciones. Las pérdidas de carga se consideran primarias, debidas a la fricción por efectos de la viscosidad, y secundarias originadas por cambios de sección o accesorios. Su evaluación depende de que el fluido se comporte como newtoniano o no. También existe una viscosidad de remolino originada por el flujo turbulento.

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.

6. 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.

En los reservorios convencionales las fracturas son planares, existe una **superficie de contacto** interactuando con el reservorio, y en los no convencionales son dendríticas, existe un **volumen de contacto** interactuando con el reservorio (SRV, Stimulated Reservoir Volume). En el primer caso suele usarse un gel crosslinkeado (reticulado), mientras que en el segundo la gelificación es menor (slick water). En este último caso, las concentraciones finales dentro de la fractura pueden ser menores.

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 de la circunferencia de Mhor-Coulomb, τ-σ; Ensayos Industriales (González-Palazón), Estabilidad I (E. Fliess) y otros más sencillos. Por esta razón, si bien las presiones en los reservorios no convencionales suelen ser altas, se los suele producir “chokeados” con un orificio, es decir estrangulados, con el objeto de prolongar su vida útil y evitar el colapso de la fractura. La velocidad con que se aumenten los orificios dependerá de la productividad deseada con mantenimiento de la integridad mecánica, considerando surgencia natural o el pasaje a extracción artificial.

Los espesores de reservorio no convencional pueden estimarse mediante la apreciación de los cruces de los perfiles de resistividad profunda (Rt) y acústico ($\triangle$t) y 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, si bien hoy los procesos están encadenados tipo factoría.

7. FLOWBACK

Cuando se empieza a abrir el pozo luego de la estimulación, el retorno es básicamente agua. En los casos de surgencia, se van colocando orificios en forma creciente con el objeto de mantener el empaquetamiento de la fractura y evitar devolución de arena, movimientos de finos, etc., lo que se debe ir monitoreando.

No obstante este tiempo de “limpieza” debe limitarse con el objeto de evitar que los fluidos ajenos al pozo permanezcan mucho tiempo en el reservorio y también para permitir la entrada en producción de algunas capas con presión estática menor que la dinámica de fluencia.

La secuencia de orificios tanto en esta etapa como durante la vida productiva hasta la colocación de algún método de levantamiento artificial está dada por la curva de aprendizaje en cada caso.

8. PRINCIPALES ROCAS MADRE Y RESERVORIO

Se **listan** las principales rocas madre del país y algunos reservorios que han tenido o tienen importancia productiva, muchos de ellos con posibilidades de incrementar su desarrollo en forma económica. Se aclara que algunas denominaciones responden a nombres usuales, no rigurosamente geológicos, ya que no es el objeto de este escrito. El orden en que se visualizan las cuencas y formaciones responde en general al seguido en el libro Rocas Reservorio, IAPG 2018, 2ª Edición, y a series estratigráficas publicadas en diferentes momentos y medios.

CUENCA AUSTRAL

En la Cuenca Austral la principal roca madre es la formación Inoceramus Inferior (Palermo Aike Inferior).
Los fluidos se distribuyen de este a oeste desde petróleo, gas húmedo hasta gas seco.
El Alto de Río Chico “supuestamente” desvincula dinámicamente esta cuenca de la Cuenca de Malvinas. De ser posible debería realizarse un ensayo de presiones que permitiera ver estos límites de reservorios, sobre todo en aquellas formaciones que tienen 1, 2 o más Darcys de permeabilidad.

SERIE TOBÍFERA
La “Serie Tobífera” (rocas volcánicas y tobas) ha presentado producción en conjunto con la Fm. Springhill y se encuentra actualmente en estudio. La capacidad como reservorios estaría dada por el fracturamiento natural y algún otro tipo de procesos de origen volcánico. Presente, por ejemplo, en yacimientos Punta Loyola, Campo Bremen y Cerro Norte.

Fm SPRINGHILL ONSHORE
Son areniscas presentes en yacimientos como Campo Bola, La Porfiada, Cañadón Alfa, (Tierra del Fuego,TF), La Sara (TF), etc.

Fm SPRINGHILL COSTA AFUERA
Son areniscas presentes en los yacimientos Aries, Vega Pléyade, Carina, Argo Hidra, Antares, Ara, etc.
Esta formación puede superar los dos Darcys de permeabilidad y en algunas zonas puede ser mayor aún. Con pozos que han registrados caudales entre 2 y 2.5 millones de m^3/d, se entiende el potencial existente, que debería ser acompañado con mayores posibilidades de evacuación de la producción hacia el continente.

Fm PIEDRA CLAVADA
Son areniscas presentes entre otros en el yacimiento Dos Hermanos.

Fm MAGALLANES

Son areniscas presentes entre otros en el yacimiento Puesto Peter, Campo Boleadoras y Estancia Agua Fresca.

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

La principal roca generadora de la cuenca es la Formación Pozo D-129.
La base de la Fm. Castillo, partes de la Fm. Pozo D-129 (principalmente la sección superior de características de reservorio tipo shale) y partes superiores de la secuencia Neocomiana presentan interés productivo, principalmente luego de una fracturación hidráulica.

FLANCO NORTE
Formaciones Pozo D129, Comodoro Rivadavia, Yacimiento El Trébol y Mina del Carmen.

Fm POZO D129
Principal roca generadora de la cuenca. Son areniscas y tobas presentes en yacimientos como Las Mesetas, Tres Picos, Coirón, etc. La parte superior de la Fm Pozo D 129 reúne características de yacimiento no Convencional tipo shale.

Fm MINA EL CARMEN
Son areniscas, conglomerados y tobas presentes en yacimientos como El Tordillo, Puesto Quiroga, José Segundo y Manantiales Behr.

Fm COMODORO RIVADAVIA
Básicamente areniscas presentes en los yacimientos Cerro Dragón, El Tordillo, Pampa del Castillo, El Trébol, Bella Vista y Escalante.

Fm YACIMIENTO EL TRÉBOL
Básicamente areniscas presentes en los yacimientos Restinga Alí, Campamento Central, Cañadón Perdido y Diadema.

FLANCO SUR
Principalmente las Fm Cañadón Seco, Fm Mina El Carmen y Fm Yacimiento Meseta Espinosa, básicamente areniscas presentes en yacimientos Cañadón León, Cañadón Seco, etc.

FLANCO OESTE
Principalmente la Fm Bajo Barreal, constituida básicamente por areniscas presentes en el yacimiento Los Perales-Las Mesetas.

CUENCA NEUQUINA

GRUPO CHOIYOI:
En buena parte de la cuenca constituye el basamento. Formado por vulcanitas, es productivo en yacimientos como “25 de Mayo-El Medanito Sud Este”, principalmente en su parte superior.

Fm. LOS MOLLES:
Es roca madre productiva en algunos sectores. Junto con la Fm Lotena podrían constituir objetivos a buscar más asiduamente, quizás luego del desarrollo de formaciones suprayacentes de menor costo y dificultad.

RESERVORIOS TIGHT DEL GRUPO CUYO:
Se encuentran básicamente en los yacimientos: Cupén Mahuida (Sierra Barrosa), Río Neuquén, Estación Fernández Oro, Lindero Atravesado Oriental, Centenario y El Salitral.
Se las cita como acumulaciones de gas de centro de cuenca, "Basin-Centered Gas Acumulations (BCGAs)" en este escrito, sobrepresionadas y de muy baja permeabilidad, saturadas de gas y distribuidas en "sweet spots". Algunos autores los consideran reservorios más cercanos a los convencionales.

GRUPO CUYO SUPERIOR:
Corresponden a las denominaciones de Fm Punta Rosada y Fm Lajas (antiguamente llamada Fm Petrolífera) presentes en los yacimientos Centenario, Cerro Bandera y Loma Negra.

GRUPO LOTENA:
A modo de cita se mencionan las formaciones Lotena, Barda Negra y la Manga. Los reservorios del Grupo Lotena se encuentran presentes en los yacimientos del área Al Norte de la Dorsal, Centenario y Sierra Barrosa-Aguada Toledo. Los reservorios Barda Negra y La Manga se pueden encontrar en Loma Negra Norte y Cañadón Amarillo.

FORMACIÓN TORDILLO:
También conocida como Fm Catriel, Fm Sierras Blancas, Fm. Quebrada del Sapo.
Se encuentra presente principalmente en los yacimientos Loma La Lata, 25 de Mayo- El Medanito SE, Charco Bayo-Piedras Blancas (Entre Lomas) y Bajo del Piche.

Fm VACA MUERTA:
Es la principal roca generadora de la cuenca, básicamente con kerógeno del Tipo II, de aproximadamente más de 20.000 km^2 de extensión, en ventanas de petróleo y gas, con espesor con TOC mayor del 2% de entre 30 y 430 m y con profundidades desde 2000 m en adelante.

Las unidades inferiores incluyen en la zona de Loma Campana (LC), la "cocina", el "orgánico" y las "progradaciones" citadas en lenguaje informal. Según la posición en la cuenca se reconocen distintos niveles de navegación de los pozos.

En un primer momento se direccionó la perforación hacia el shale oil, luego se fueron perforando pozos más orientados al shale gas, hacia el este, y actualmente parece haber una etapa de evaluación de los objetivos según precio, subsidios, facilidades para evacuación, etc.

En LC en un primer momento se realizaron preferentemente pozos verticales, pasando luego a múltiples pozos horizontales por locación.

Los niveles inferiores conocidos como "la cocina" y "el orgánico" son buscados por la mayoría de los pozos horizontales.

Los perfiles más frecuentes usados para caracterización son el GR (Gamma Ray), ILD (resisitividad) y DT (sónico), estos dos últimos utilizados cuando se cruzan según el método de Passey para determinar espesores de interés, D-N (densidad- neutrón) y tracks de porosidad, TOC (%), perfiles minerálógicos por interpretación petrofísica calibrada con coronas, y en cuanto a geomecánica, perfiles de Módulo de Young y de fragilidad.
El Índice de fragilidad BI (Brittleness Index) es mayor a mayor Módulo de Young y menor Relación de Poisson.

Debido a las muy bajas a nulas “permeabilidades” de VM, medidas en el orden de los nanodarcys, los test tradicionales pueden llevar mucho tiempo, por lo que se realizan ensayos conocidos como DFIT (Diagnostic Fracture Injection Testing) realizados a partir de la fractura hidráulica que permiten correlacionar profundidad con presiones de reservorio. Se pueden evaluar presiones estáticas iniciales y EUR (Estimate Ultimate Recovery) a partir de estos ensayos.

Los pozos son inicialmente surgentes debiendo en etapas posteriores recurrirse a extracción artificial como AIB (aparato individual de bombeo), Plunger Lift, Gas Lift, etc.

Algunos valores de cut-off aceptados son: TOC > 2%; V–Shale (volumen de arcilla) < 40%; porosidades mayores al 6% y Soi (saturaciones de petróleo) > 50%.

En pozos verticales se corrieron perfiles de producción PLT (Production Logging Tool) que disponen de medidores de caudal (flowmeter) y sensores de presión y temperatura, que permitieron determinar como más productivos a los niveles de “la cocina” y “el orgánico” inferior y medio.

Fm QUINTUCO
Esta formación se encuentra presente en una gran extensión, pudiendo encontrarla, en los yacimientos Loma La Lata, 25 de Mayo-El Medanito SE, Lindero Atravesado, Centenario, etc.
Está compuesta por tres miembros. Se encuentran dolomitas, intercalaciones areno conglomerádicas y calizas oolíticas.

Fm MULICHINCO
Abarca parte de la Provincia de Neuquén y sur de Mendoza. Entre otros yacimientos ha sido productivo en Aguada Bocarey-Aguada del Chivato, Aguada de la Arena, Aguada San Roque, Cañadón Amarillo, Filo Morado, Río Neuquén, Señal Cerro Bayo, Sierra Chata y Volcán Auca Mahuida.

Fm CHACHAO
Pertenece a la cuenca Neuquina y se desarrolla en el sur de Mendoza. Se encuentra presente en yacimientos como Puesto Rojas.

Fm CENTENARIO
Toma su nombre de la ciudad de Centenario y del yacimiento del mismo nombre, cercanos a la ciudad de Neuquén. Se encuentra presente en yacimientos como Señal Cerro Bayo, El Corcobo Norte, Jagüel Casa de Piedra, etc.

Fm AGRIO. MIEMBRO AVILÉ
Es básicamente una arenisca que se encuentra principalmente en los yacimientos Puesto Hernández, Chihuidos de la Sierra Negra y El Trapial.
MIEMBRO SUPERIOR DE LA FORMACIÓN AGRIO
Representado en los yacimientos Desfiladero Bayo (Mendoza) y Puesto Hernández (Neuquén). El reservorio está constituido básicamente por arenas, conglomerados y dolomías.

Fm HUITRÍN. MIEMBRO CHORREADO
El reservorio está constituido principalmente por areniscas y está representado en los yacimientos Desfiladero Bayo y Puesto Hernández.

Fm HUITRÍN. MIEMBRO TRONCOSO INFERIOR
Estas areniscas se encuentran en los yacimientos Chihuidos de la Sierra Negra, El Trapial, Desfiladero Bayo, Puesto Hernández, Filo Morado, El Portón, Chihuido de la Salina, etc.

Fm HUITRÍN. MIEMBRO LA TOSCA
Se encuentra presente en los yacimientos El Sosneado, Atuel Norte y Loma La Mina siendo el reservorio de tipo carbonático, con presencia de calizas oolíticas.

Fm RAYOSO
Son areniscas presentes en los yacimientos Puesto Hernández, y en menor medida en El Trapial, Chihuido de la Sierra Negra, Desfiladero bayo, Señal Cerro bayo, etc.

GRUPO NEUQUÉN
Se encuentra presente en los yacimientos Sosneado Oriental, Loma La Mina, Loma Alta Sur, Llancanelo (el reservorio está básicamente representado por areniscas conglomerádicas y conglomerados), Cerro Fortunoso (conglomerados y areniscas), etc.

Fm LONCOCHE
Productiva en el yacimiento El Sosneado (areniscas y calizas).

ROCAS ÍGNEAS INTRUSIVAS
Los principales yacimientos en donde se encuentran son: Valle del Río Grande, Chihuido de la Sierra Negra, Loma las Yeguas, El Manzano, Los Cavaos, Vega Grande y Aguada San Roque.
Son reservorios naturalmente fracturados que se pueden evaluar por el método de Aguilera o balance de materias ya que constituyen un volumen totalmente cerrado.

CUENCA CUYANA
Fm VILLAVICENCIO
Básicamente areniscas fracturadas, presentes en el yacimiento Barrancas.

Fm LAS CABRAS

Presente en el eje Estructura Cruz de Piedra, Lunlunta y Barrancas “Brecha Verde”. En este último yacimiento se encuentran areniscas, tobas e intercalaciones. Bajo recuperación secundaria.

Fm POTRERILLOS
Productiva en yacimientos Estructura Cruz de Piedra, Lunlunta, Barrancas Norte, Cacheuta, Puesto Pozo Cercado y Chañares Herrados. Los reservorios son areniscas y areniscas conglomerádicas.
El Yacimiento Cacheuta es somero y de los más antiguos.

Fm RÍO BLANCO
Es productiva en los yacimientos Barrancas, La Ventana Norte, Piedras Coloradas, Chañares Herrados, Ugarteche, Punta de las Bardas, Río Viejas, Vacas Muertas, Gran Bajada Blanca y Punta de las Bardas.
Tiene tres miembros, básicamente areniscas: Inferior (Víctor Gris o Lower Río Blanco), Medio (Víctor Oscuro) y Superior (Víctor Claro).

Fm BARRANCAS
Es la principal formación productiva de la cuenca. Muy básicamente constituida por areniscas y conglomerados se encuentra presente en gran cantidad de yacimientos, tomando como representativos: Barrancas, La Ventana, Cañada Dura. Presenta una sección superior y una inferior
En el yacimiento Barrancas los empujes son por expansión monofásica, un acuífero desde el flanco occidental y los efectos de la recuperación secundaria.
En el yacimiento La Ventana produce del TRC (Tope del Conglomerado Rojo) y BRC (Base del Conglomerado Rojo) con expansión monofásica y recuperación secundaria.
En el yacimiento Cañada Dura existe expansión monofásica y empuje del acuífero.

Fm PAPAGAYOS
Produce en la actualidad en el yacimiento Vizcacheras y son depósitos areno conglomerádicos de muy buena porosidad y permeabilidad.

CUENCA DEL NOROESTE
La roca madre es la Fm Los Monos, generadora de gas y petróleo. Ya en el siglo XVIII se citan manantiales de brea. Las Fm Icla y Kirusillas son rocas madre potenciales.

Fm SANTA ROSA, ICLA Y HUAMAMPAMPA
Son reservorios naturalmente fracturados que se encuentran en los yacimientos Aguaragüe, Ramos, Chango Norte-La Porcelana, San Pedrito y Macueta.
Se encuentra gas seco, gas y condensado, petróleo volátil. Debido a la producción de CO2 se utilizan cañerías de Cromo-13, con producciones que pueden superar el millón de m^3/d.

Fm TUPAMBI, LAS PEÑAS, SAN TELMO, TARIJA
La Fm Tupambi compuesta por areniscas se encuentra presente en los yacimientos Campo Durán y Madrejones.

Las areniscas de la Fm Tarija se encuentran en los yacimientos Aguas blancas, San Pedro, Vespucio, Lomitas y Tranquitas.
Las arenas de la Fm Las Peñas son productivas en Acambuco, Lomitas bloque bajo, Ñacatimbay, Campo Durán Sur Alto de Yariguarenda y Campo Durán.
Las intercalaciones arenosas de la Fm San Telmo son productivas en el yacimiento campo Durán y en Acambuco- Macueta Sur.

GRUPO SALTA
MIEMBRO CONGLOMERADO DE GALARZA
Son conglomerados presentes entre otros en el yacimiento Tranquitas.

MIEMBRO SERIE ABIGARRADA
Son areniscas presentes entre otros en el yacimiento Tranquitas.

Fm TRANQUITAS. "TERCIARIO SUBANDINO"
Son areniscas presentes en los yacimientos Chango Norte, Lomitas y Río Pescado.
Terciario Subandino Inferior (Chaco Inferior): se encuentra presente en el yacimiento Río Pescado.

CUENCA CRETÁCICA
Fm LAS BREÑAS
Son areniscas fracturadas.

Fm YACORAITE
Se encuentra presente en yacimientos naturalmente fracturados como Caimancito, Valle Morado, Cuchuma y Lumbrera.
Rocas no fracturadas compuestas por areniscas o carbonatos con porosidad primaria por diagénesis.
En el "Flanco Sur" existen areniscas en yacimientos como El Vinalar Norte, Puesto Climaco, Dos Puntitas, Yacarecito, La Reina y La Bolsa.

Fm PALMAR LARGO Y LA TIGRA
Constituida por rocas volcánicas ubicadas en la provincia de Formosa, se encuentra presente en el yacimiento Palmar Largo.

9. 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. El tema de vías de migración como podrían ser algunas fallas se puede verificar mediante sísmica.

Todas las instalaciones de fondo y superficie son verificadas permanentemente y supervisadas, 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 para pozos de fuerte declinación inicial. A medida que se avanza en la cantidad de pozos se van optimizando los métodos de cálculo.

10. 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 en la curva de aprendizaje ha avanzado mucho en algunas empresas.

Todas las muestras que se toman son verificadas no solo por las productoras, 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.

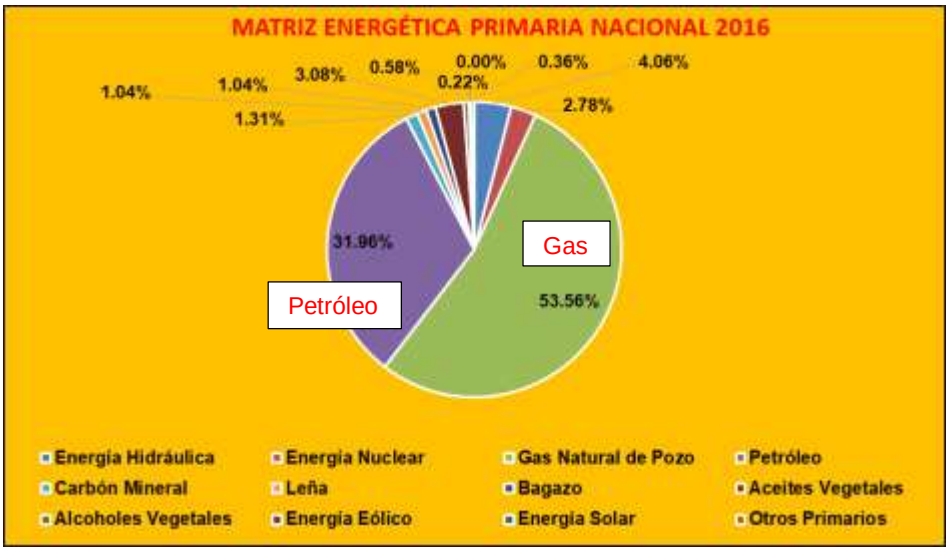
El **midstream**, que comprende parte del transporte por ductos que desembocan en un troncal (o planta final/refinería), almacenamiento y algunas plantas de tratamiento intermedias, etc., está desarrollándose básicamente para evacuar los nuevos volúmenes de producción.

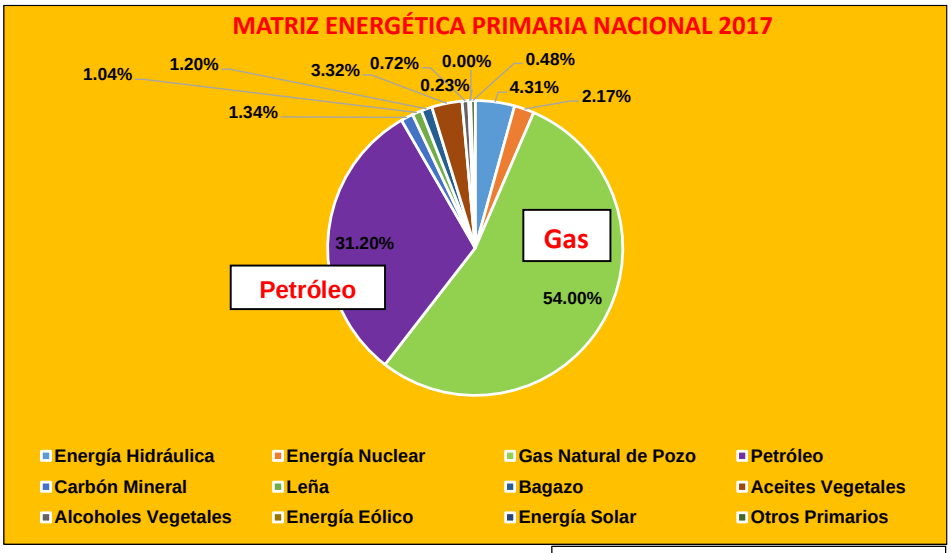
11. MATRIZ ENERGÉTICA

La energía primaria disponible a nivel nacional, que son recursos energéticos aún no transformados, muestra a nivel nacional una oferta cercana al 90 % de combustibles fósiles.

Cada país tiene sus propias matrices energéticas en base a la disponibilidad de energía en diferentes conceptos según lo que la naturaleza le concedió. En

algunos de ellos no es necesario recurrir a la explotación de NOC y en otros la existencia de hidrocarburos es de escasa a nula relevancia.





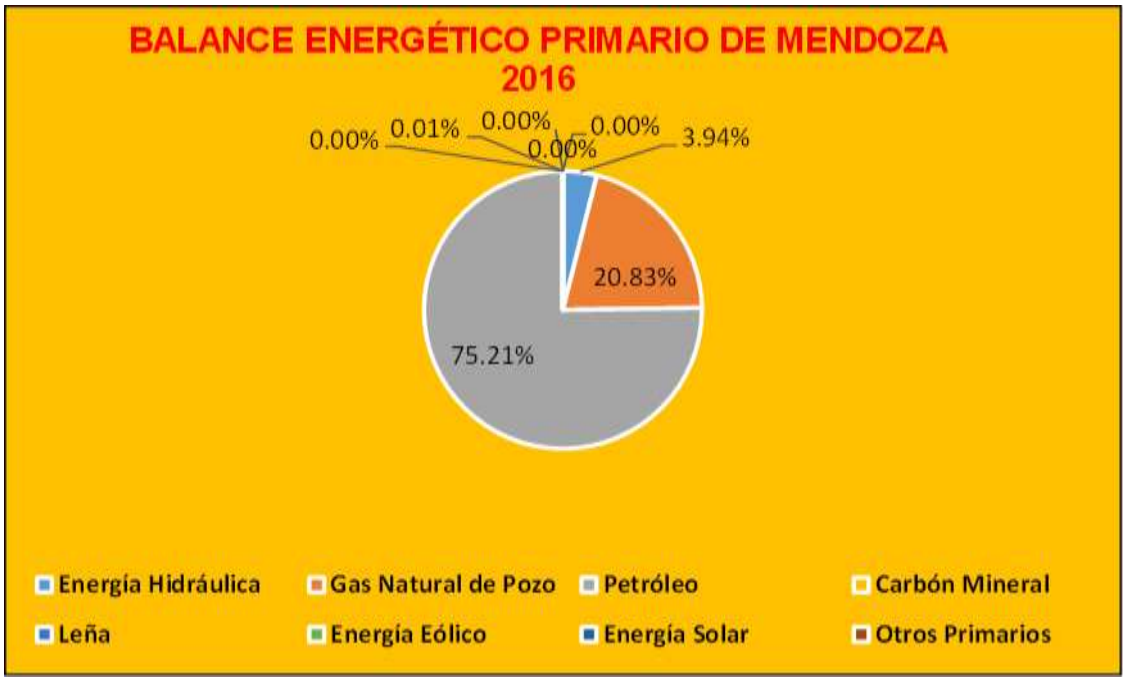
Secretaría de Energía y Minería

Existen países que no disponen del recurso hidrocarburífero no convencional. En otros casos el mismo no se encuentra en condiciones actuales de explotación comercial y no será utilizado hasta que se verifique un flujo de caja positivo o se disponga de los conocimientos necesarios.

Es decir, no se explotará un recurso no convencional si no se dispone de él, si no es necesario, si no es económico o no se conoce aún la tecnología a usar.

También en algunos casos no se ha realizado una prohibición absoluta del fracking, sino que se está observando su desarrollo y evolución para eventualmente utilizarlo como reemplazo en caso de que disminuyan otras fuentes energéticas de las que aún se dispone.

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.

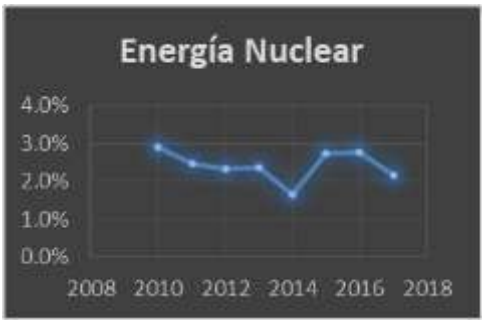
12. EVOLUCIÓN DE LA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL PRIMARIA

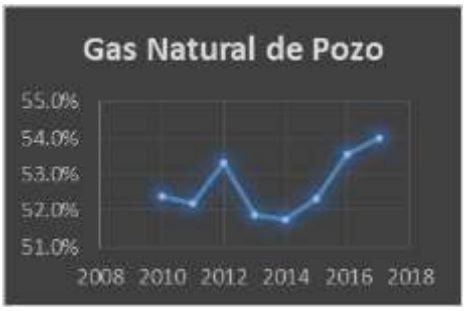
Se adjuntan gráficos desde el año 2010 (Ministerio de Energía y Minería) al año 2017 (Secretaría de Energía y Minería) con el objeto de apreciar ciertas tendencias que si bien se visualizan es necesario actualizarlas por lo cambiante que es el escenario en algunas de ellas.

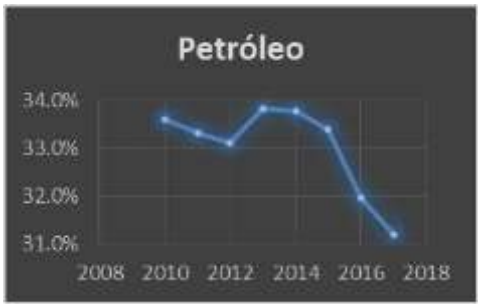
La energía proveniente del gas parece estar en auge, mientras que se aprecia una retracción en lo que respecta al petróleo. La oferta de energía hidráulica se muestra declinante, siendo que es “limpia”, aunque probablemente requiera grandes inversiones iniciales.

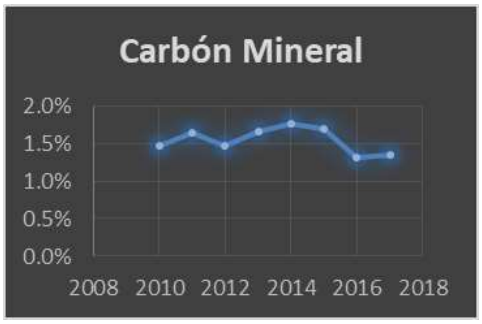
Otras energías alternativas como la eólica y solar se han incrementado, y debería aquí también hacerse un esfuerzo en inversiones si se quiere cambiar más rápidamente la composición de la matriz energética.

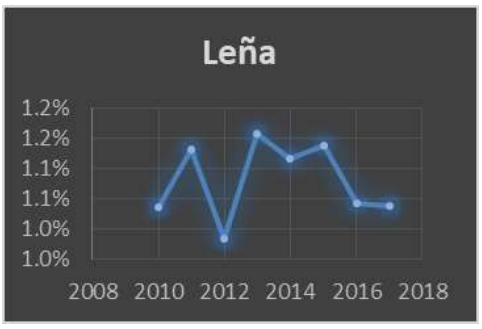

Energía Hidráulica
4.8%
4.6%
4.4%
4.2%
4.0%
3.8%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Energía Nuclear
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018

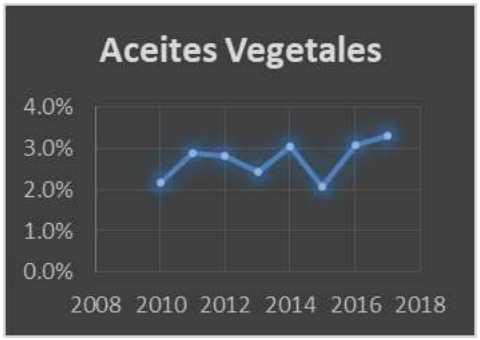

Gas Natural de Pozo
55.0%
54.0%
53.0%
52.0%
51.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Petróleo
34.0%
33.0%
32.0%
31.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018

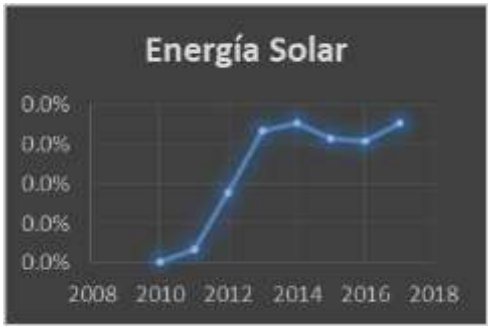

Carbón Mineral
2.0%
1.5%
1.0%
0.5%
0.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Leña
1.2%
1.2%
1.1%
1.1%
1.0%
1.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Bagazo
1.3%
1.2%
1.1%
1.0%
0.9%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Aceites Vegetales
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Energía Eólica
0.3%
0.2%
0.1%
0.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018


Energía Solar
0.0%
0.0%
0.0%
0.0%
0.0%
2008 2010 2012 2014 2016 2018



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.

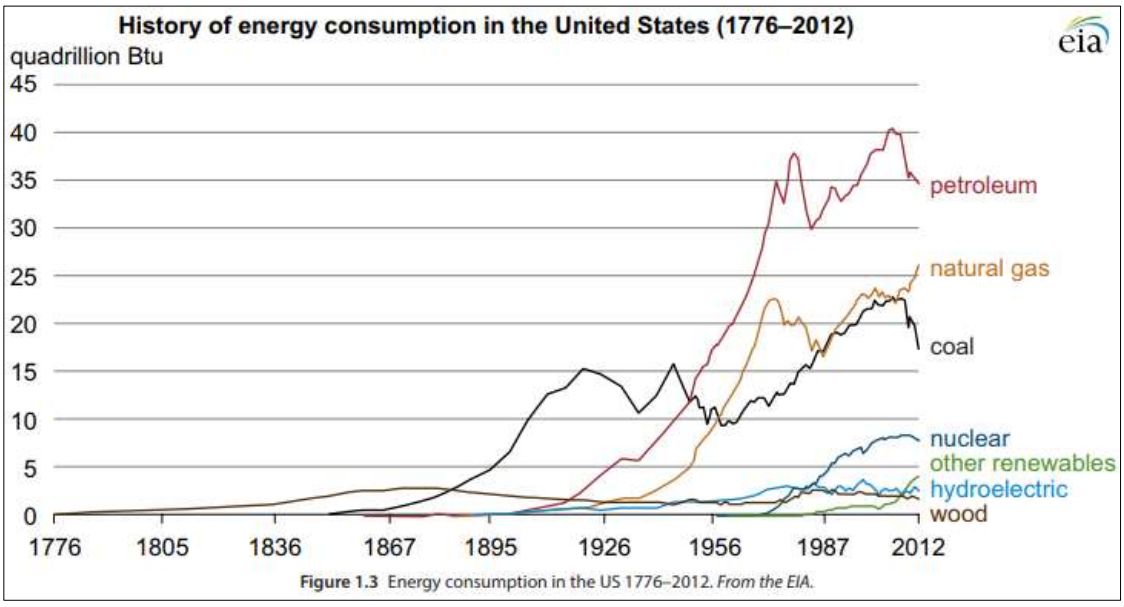


Figure 1.3 Energy consumption in the US 1776–2012. *From the EIA.*

13. LA INVERSIÓN PETROLERA

Lejos de realizar un análisis economicista se busca recalcar que la empresa pretende un recupero económico en línea con la inversión y el riesgo asumidos y los tiempos de repago pretendidos teniendo en cuenta la variabilidad de los escenarios (precio internacional, subsidios nacionales, capacidad de evacuación, tipo de fluido producido, mercados, etc.).

La posible desaparición o merma de los subsidios parece haber generado hoy una tendencia a invertir antes de que esto suceda, debiendo encontrar a las empresas con sus costos optimizados en el momento en que declinen bruscamente estos incentivos.

Si bien la velocidad de la inversión se ha incrementado (2018), habrá que estar atentos hacia a donde se dirige debido a los rápidos cambios que se están sucediendo. En 2019 ya se habla de una posible revalorización el petróleo sobre el gas y los yacimientos convencionales sobre los NOC, dependiendo los flujos de caja de cuestiones que pueden cambiar rápidamente.

14. 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 nuevas tecnologías y el avance alcanzado en la curva de aprendizaje llevan a mejorar continuamente la economicidad de los proyectos.

Por ejemplo, la Cuenca Cuyana registra desde los 70´s y 80´s pobres incorporaciones de reservas de hidrocarburos. Estadísticamente quedan pocas posibilidades de encontrar grandes acumulaciones de hidrocarburos.

15. 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 Aguareño (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 alfaltales 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 Nº 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."