

Proyecto Energético

Revista del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi"

ESPECIAL: Hidrocarburos no convencionales



POLÍTICA

Los recursos no convencionales y la política petrolera

HIDROCARBUROS

El impacto del concepto de energía neta

OPINIÓN

Una brevísima reflexión a seis meses de la estatización de YPF



LA MAYOR INVERSIÓN DE LOS ARGENTINOS

- Pan American Energy invirtió 7.800 millones de Dólares entre 2001 y 2011

...y logró

EL MEJOR RESULTADO PARA LA ARGENTINA

- 45% de aumento en su producción de petróleo
- 102% de aumento en su producción de gas natural
- 40% de aumento en sus reservas probadas de hidrocarburos

Pan American Energy reafirma su compromiso con la Argentina, perforando más pozos, explorando en tierra firme y en el mar, desarrollando nuevas áreas y construyendo nuevas plantas e instalaciones.

APOSTAMOS POR EL CRECIMIENTO Y LO SEGUIREMOS HACIENDO

Pan American ENERGY

Compromiso con el país



Staff

EDITOR
Instituto Argentino de la Energía
"General Mosconi"

DIRECTOR
Ing. Gerardo Rabinovich

COMITÉ EDITORIAL
Lic. Jorge A. Olmedo
Lic. Luis M. Rotaeche
Ing. Luis Vaca Arenaza
Luciano Caratori

ÁREA ADMINISTRATIVA
Liliana Cifuentes
Franco Runco

DISEÑO
Disegnobrass
Lavalle 959 - 1º piso - C1047AAS
Ciudad de Bs As. - Argentina
Tel.: (5411) 4393 3705
db@disegnobrass.com
www.disegnobrass.com

COMERCIALIZACIÓN
Disegnobrass
proyectoenergetico@disegnobrass.com

IMPRESIÓN
Gráfica Pinter S.A.
Diógenes Taborda 48/50 (C1437EFB)
Ciudad de Bs As. - Argentina

DIRECCIÓN IAE
Moreno 943 - 3º piso - C1091AAS
Ciudad de Bs As. - Argentina
Tel / Fax: (5411) 4334 7715 / 4334 6751
iae@iae.org.ar / www.iae.org.ar

Comisión Directiva IAE

PRESIDENTE
Ing. Jorge E. Lapeña

VICEPRESIDENTE 1º
Dr. Pedro A. Albitos

VICEPRESIDENTE 2º
Ing. Gerardo Rabinovich

SECRETARIO
Ing. Jorge Gaimaro

PROSECRETARIO
Ing. Jorge Forciniti

TESORERO
Lic. Marcelo Di Ciano

PROTESORERO
Sr. Luciano Caratori

VOCALES TITULARES
Lic. Andrés Di Pelino, Dr. Enrique Mariano,
Lic. Jorge Olmedo, Dr. Néstor Ortolani,
Ing. Jorge Pavan, Sr. Vicente Pietrantonio,
Lic. Anahí Heredia, Ing. Diego Grau

VOCALES SUPLENTE
Ing. Virgilio Di Pelino, Ing. Luis Flory,
Ing. Eduardo León, Ing. Ana María Langdon,
Ing. Jorge Mastrascusa, Ing. Alfredo Storani,
Lic. Luis Rotaeche, Ing. Luis Vaca Arenaza

REVISORES DE CUENTA TITULARES
Dr. Roberto Taccari
Dr. Francisco Gerardo

SUPLENTE
Dra. María A. Suzzi

Proyecto Energético

05. EDITORIAL
Ing. Gerardo Rabinovich

06. OPINIÓN
Una brevísimas reflexión a seis meses
de la estatización de YPF
Jorge Lapeña

08. POLÍTICA
Los recursos no convencionales
y la política petrolera
Alfredo Martínez

12. HIDROCARBUROS
Reservorios no convencionales
Concepto de energía neta, su impacto
Jorge Ferioli

16. HIDROCARBUROS
Reflexiones sobre la regulación
de los hidrocarburos no convencionales
Horacio Fernández

18. HIDROCARBUROS
Gas de yacimientos no convencionales:
La segunda revolución del gas natural
en Argentina
Raúl D. Bertero

22. HIDROCARBUROS
La oportunidad de los recursos
no convencionales
Nicolás Gadano

25. HIDROCARBUROS
"Peak Oil" y recursos no convencionales
Diego Guichon

28. HIDROCARBUROS
Hidrocarburos no convencionales
Desafíos y oportunidades
Luciano Codeseira

30. ACCIONAR GREMIAL
Congreso anual de APUAYE
Congreso de Delegados 2012

32. HIDROCARBUROS
El gas no convencional en Argentina
Fernando Meiter

36. INSTITUCIONALES
- CECHA
- Institucionales IAE

NÚMERO 96 - Noviembre - 2012
ISSN 0326-7024

Es propiedad del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".
Expediente N° 5037.168
Distribución en el ámbito de América Latina, Estados Unidos y Europa.
Foto de tapa: (cc) Nicholas A Tonelli



Universidad de Buenos Aires



CEARE
CENTRO DE ESTUDIOS DE LA
ACTIVIDAD REGULATIVA ENERGÉTICA

PIUBAES

Programa Interdisciplinario de la
Universidad de Buenos Aires
en Energía Sustentable

Charla informativa:

12 de diciembre - 18 hs. - Aula CEARE (Facultad de Derecho 2º piso)

Maestría Interdisciplinaria en Energía

Título que otorga: Magister de la U.B.A. en Energía

Director: Dr. Ing. Raúl D. Bertero - Coordinadora: Dra. Griselda Lambertini

Dos ciclos lectivos anuales - Inicio: 8 de abril de 2013

El primer año de la Maestría corresponde a la:

Carrera de Especialización en Estructura Jurídico-Económica de la Regulación Energética

Título: Especialista en Estructura Jurídico-Económica de la Regulación Energética

Director: Dr. Eduardo R. Zapata - Coordinadora: Dra. Adriana E. Katurchi

Un ciclo lectivo anual - Inicio: 8 de abril de 2013

Se completa la Carrera con un Seminario Taller en el Área Regulatoria: Análisis de Casos.

Auspicia



Cursos Intensivos 2013

Abierta la inscripción

- ◆ **Gestión de Emergencias Graves en Sistemas Eléctricos de Potencia**
Lunes a viernes de 9:30 a 13:30 hs. Del 4 al 8 de marzo de 2013.
- ◆ **Programa de Cambio Climático, Energías Renovables y Eficiencia Energética**
Lunes a viernes de 14 a 18 hs. Del 4 al 8 de marzo de 2013.
- ◆ **Revisión Tarifaria de Gas y Electricidad**
Lunes y miércoles de 18 a 22:20 hs. Del 4 al 13 de marzo de 2013.
- ◆ **Programa de Capacitación en el Área Hidrocarburos para el Sector Energético**
Lunes a viernes de 9:30 a 13:30 hs. Del 11 al 22 de marzo de 2013.
- ◆ **Actualización en Tarifas Eléctricas**
Lunes a viernes de 14 a 18 hs. Del 11 al 22 de marzo de 2013.
- ◆ **Expansión del Transporte Eléctrico**
Lunes y miércoles de 18 a 22:20 hs. Del 18 al 26 de marzo de 2013.
- ◆ **Curso para Matriculados en Combustión**
Jueves de 9:30 a 13 y de 14 a 17:30 hs. Inicio: abril de 2013.

CEARE: Av. Pte. Figueroa Alcorta 2263 2º piso (Facultad de Derecho) (C1425CKB) C.A.B.A. - Argentina.
Tel./fax: (54-11) 4809-5709. E-mail: ceare@arnetbiz.com.ar. Página Web: www.ceare.org.

2013



Facultad de Ingeniería



Facultad de Derecho



ENARGAS



enre
Ente Nacional Regulador de la Electricidad



ING. GERARDO RABINOVICH / DIRECTOR

La disminución de las reservas probadas de petróleo y gas natural de nuestro país y la caída de la producción de estos dos hidrocarburos, que en conjunto representan casi el 90% del abastecimiento energético nacional, están en el centro del problema que desde hace tiempo hemos denominando como "crisis energética estructural", que se devora la capacidad de suministro local y pone en serio riesgo los equilibrios macroeconómicos del país.

Sin embargo, en los últimos años emergió una probable tabla de salvación a nuestros males de la mano de un desarrollo tecnológico que incipientemente se posiciona como motor de cambios geopolíticos sustanciales en el orden energético internacional, con origen en la formidable dinámica que se manifiesta en los Estados Unidos de América, y que de la mano de precios internacionales del petróleo crudo que se acercan a los 100 US\$/barril en promedio este año, o incluso los superan en el caso del petróleo Brent que marca precio en Europa y Lejano Oriente, quieren establecer nuevos paradigmas energéticos y geopolíticos.

Me refiero a la emergencia de los hidrocarburos no convencionales, que ya comienzan a salir de la oscuridad del vocabulario técnico y se trasladan masivamente a la opinión pública: el *shale gas* o el *shale oil*, que son la obtención de petróleo y gas mediante métodos que nuevas tecnologías permiten usar en forma masiva, penetrando formaciones geológicas que no hace mucho tiempo eran descartadas por sus costos prohibitivos.

El presente número de *Proyecto Energético* se enfoca en los hidrocarburos no convencionales y en las oportunidades que ellos presentan a la Argentina para revertir esta crisis energética estructural, de la que por desconocimiento e impericia de quienes llevan adelante la política energética nacional no podemos salir. Convocamos a un conjunto de especialistas, políticos, empresarios, académicos, investigadores y juristas, de una jerarquía destacada, con una

amplia mirada sobre estos fenómenos. Lo que más impresiona ha sido el consenso existente entre ellos respecto a las oportunidades que esta nueva realidad representa para la Argentina.

El interrogante que a lo largo de estas distintas contribuciones se destaca es el siguiente: ¿seremos capaces de ser exitosos frente a estos desafíos, o seguiremos un destino de continua decadencia? La apuesta es fascinante, los obstáculos a enfrentar son enormes y las decisiones políticas requieren una valentía poco común. Todos coinciden que vale la pena intentar superar la decadencia del sector energético y en que tenemos en frente la posibilidad de hacerlo, pero también se plantea la duda: ¿seremos capaces?

La experiencia reciente nos muestra que las políticas llevadas adelante en el sector energético por el actual Gobierno son desalentadoras, poco efectivas y en general van en sentido contrario a los resultados que se pretenden alcanzar.

No hay buenas noticias en materia energética este año: los primeros meses de YPF mayoritariamente estatal son desalentadores, la producción continúa cayendo, los socios no llegan, las inversiones no se materializan, y el déficit físico y económico sectorial se mantiene con tendencia creciente. La tercera central nuclear aún no entrega energía al sistema, los proyectos hidroeléctricos anunciados están a la espera de recursos, las energías renovables no terminan de despegar...

Los hidrocarburos no convencionales son una apuesta difícil y riesgosa, pero hay una amplia coincidencia en que vale la pena enfrentar el desafío. Esto es lo que nos plantean quienes han colaborado con este fascinante número de *Proyecto Energético*, sin dejar de alertarnos sobre los riesgos que debemos atravesar. Nos dicen que se va a requerir una voluntad nacional firme y permanente, con amplios consensos políticos, sociales y una construcción institucional que destaque el carácter federal de la República.

¿Cuál fue el resultado de la expropiación de YPF? A seis meses del hecho, Jorge Lapeña, Presidente del IAE, reflexiona sobre alguna de sus consecuencias inmediatas.

Una brevísima reflexión a seis meses de la estatización de YPF

Seis meses es muy poco tiempo para determinar si YPF y el sector energético argentino están mejor o peor que lo que estaban en la situación previa a la expropiación.

Dar una opinión definitiva en este tema va a llevar tiempo. En el caso particular de YPF, diría que por lo menos será necesario que transcurra más tiempo, al menos un par de ejercicios anuales auditados, con los cuales podamos comparar dos o tres balances anuales y opinar sobre algo concreto.

Ahora bien, aunque es poco el tiempo transcurrido, sí podemos hacer algunas afirmaciones, y estas son las que hago a continuación:

1. El Estado Argentino **no tasó todavía la compañía YPF** recientemente expropiada, y esto constituye una violación de la ley de Expropiaciones vigente muy difícil de explicar.
2. El Estado Argentino **no pagó hasta ahora ni un solo dólar** por la compañía YPF. En ese sentido, **la operación ha sido una verdadera confiscación**, y esto está prohibido por la propia Constitución Nacional.

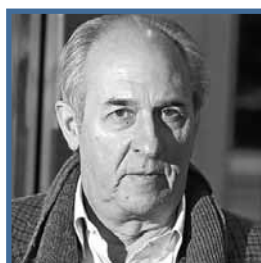
3. La acción de la Empresa YPF se ha **desplomado** en los mercados bursátiles –argentino y extranjero– desde que el Estado Argentino mostró sus planes de apropiarse de la empresa. Esto indica que hasta el momento **los inversores privados no creen en el Estado Argentino**.

4. La producción nacional de gas natural –nuestro combustible más importante– de YPF en particular y del país en general, **sigue en declinación respecto al año 2011**, o sea que continúa la caída productiva.

5. La producción de petróleo de YPF es menor en 2012 que la de 2010. Sólo es mayor que la de 2011, pero hay que recordar **que ese ha sido un año con grandes huelgas**, que paralizaron la producción de la Compañía.

6. Siendo YPF una empresa en la que el Estado Argentino tiene el 51% de las acciones, la misma está inexplicablemente **fuera de la órbita de la AGN** en materia de auditoría externa.

7. Las importaciones de energía en Argentina **continúan en aumento**



JORGE LAPEÑA
Presidente del IAE General Mosconi.

El Estado Argentino no pagó hasta ahora ni un solo dólar por la compañía YPF. En ese sentido, la operación ha sido una verdadera confiscación.



con respecto a 2011, aún con una demanda energética estancada en muchos rubros.

8. El CEO de YPF, Ing. Miguel Galluccio, **no convence con su Plan de 37.000 millones de US\$ de inversión en 5 años**. Es difícil explicar en los mercados internacionales que una compañía cuyo valor de mercado es hoy de alrededor de 6.000 millones de US\$ pueda invertir a un ritmo de 7.000 millones de US\$/año

9. Es prácticamente algo consensuado técnicamente que el Yacimiento no convencional de Vaca Muerta tiene grandes recursos petroleros, **pero su extracción no será ni inmediata técnicamente, ni viable económicamente** con los precios actuales de los hidrocarburos en Argentina.

10. El Decreto del PEN° 1.277/2012 revela un pensamiento heterodoxo en el gobierno y la organización sectorial que de él se desprende **retrasará aún más las inversiones** necesarias para revertir nuestra fuerte decadencia.

11. Las empresas energéticas reguladas –distribuidoras de gas natural y de energía eléctrica– **continúan con movimiento acelerado hacia la cesación de pagos**.

En resumen: pronóstico reservado y ninguna buena noticia hasta ahora. En al menos dos años tendremos los argentinos el resultado cierto de las medidas implementadas en el corriente año, y lo que es muy importante, **muy bien identificados a los inspiradores y autores políticos de las medidas**.

Las importaciones de energía en Argentina continúan en aumento con respecto a 2011, aún con una demanda energética estancada en muchos rubros.



FECRA

Federación de Empresarios de Combustibles de la República Argentina

Sede Central: Tte. Gral. Perón 1685 P.B.
(1037) Capital Federal - Tel.: 4382-9700/7224
Email: info@fecra.org.ar - Web: www.fecra.org.ar

Los recursos no convencionales y la política petrolera

Una mirada desde la política sobre la crisis de abastecimiento de hidrocarburos y el rol de los hidrocarburos no convencionales en las perspectivas de abastecimiento del país.



ALFREDO MARTÍNEZ
Senador Nacional Provincia de Santa Cruz (UCR)

Desde el año pasado comenzamos a tomar conocimiento del gran potencial del que dispone nuestro país en materia de petróleo y gas natural no convencional. Estas noticias se han ido afirmando con el transcurso del tiempo, generando razonables expectativas respecto de las posibilidades de volver a recuperar el autoabastecimiento perdido, como consecuencia de la desacertada conducción en materia energética de los últimos años.

En el discurso de apertura de la sesión legislativa de este año, la Presidente transparentó lo que veníamos denunciando desde el Congreso de la Nación, y en particular desde la Unión Cívica Radical, junto a instituciones especializadas del sector energético: la aguda crisis energética producida por la caída vertical de las reservas probadas de gas natural y de la producción de petróleo y gas natural debía ser enfrentada con políticas específicas que permitirían satisfacer una demanda creciente de productos energéticos, considerando el impacto sobre las cuentas nacionales de las inevitables importaciones necesarias para cubrir el abastecimiento interno.

Numerosos pedidos de informes, como respuestas de compromiso en las contadas ocasiones en que el Jefe de Gabinete de turno rindió cuenta de las acciones en el

Congreso, el Gobierno siempre negó ante los legisladores, y ante los medios y la opinión pública, la existencia de dificultades en el sector energético, descalificando a quienes alertaban sobre una situación amenazante, y asegurando que se tomaron todas las previsiones necesarias para asegurar el abastecimiento energético que apuntalara el crecimiento de nuestra economía.

El Gobierno siempre negó la existencia de dificultades en el sector energético, descalificando a quienes alertaban sobre una situación amenazante.

Estas declaraciones públicas nunca se respaldaron en la realidad, bien conocida por los mismos funcionarios, y que motivó que por el Congreso pasaran gran cantidad de proyectos que en algunos casos terminaron en apresuradas leyes de la Nación que no arrojaron resultados concretos (por ejemplo la ley 26.154 de noviembre de 2006, de incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos), o en otros promovieron la creación de empresas que terminaron siendo agencias comerciales de importación (es el caso de ENARSA, empresa que nunca pudo cubrir la



YPF no logra conseguir socios de nivel internacional que la acompañen en estos esfuerzos, por lo que tendrá que encarar las dificultades en soledad.

expectativa lanzada por el Gobierno, de recrear una empresa petrolera nacional).

Es así que llegamos a diciembre de 2011. Luego de las elecciones se descorre el velo de las desacertadas políticas nacionales en materia energética. Luego del discurso presidencial, donde se reconoce y cuantifica la magnitud de la crisis, siguió un anuncio estruendoso de eliminación de los subsidios a la energía eléctrica y al gas natural, comenzando por los sectores más favorecidos y continuando luego en forma generalizada hasta alcanzar a la mayor parte de la población. Hoy, meses después, sólo se eliminaron subsidios parcialmente a algunos sectores y el resto continúa sin cambios.

La Ley 26.741, que reunió un consenso poco común en el campo político y en la sociedad, declara de interés públi-

co toda la actividad petrolera y como objetivo prioritario alcanzar el autoabastecimiento de hidrocarburos; crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, organismo que aún no se constituyó y que actualmente es reemplazado por una Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, establecida por un polémico decreto reglamentario, el 1.277/2012. Pero esencialmente decide la expropiación del 51% de las acciones que la empresa Repsol tiene en YPF.

En una acción relámpago, casi sin debate previo, se expropia del 51% de las acciones que la empresa española REPSOL tenía en YPF S.A, pasando las mismas al Estado Nacional mayoritariamente y a los estados provinciales.

Acusada como la culpable del incremento de las importaciones de combustibles que orilló los 10 mil millones de US\$ el año pasado, y del déficit de la balanza comercial energética que ese año fue del orden de los 3.500 millones de US\$, se tomó el control de la empresa con el objetivo de recuperar el autoabastecimiento energético y restablecer el equilibrio de las cuentas públicas, seriamente afectado por desaciertos y negligencias de la conducción política nacional, y por una clara estrategia de la empresa española,



FECONA

Federación Entidades de Combustibles
de la Provincia de Buenos Aires

Personería Jurídica: Mat. 5823 - Leg. 1/39596/1986

Calle 15 N° 1334 Telefax: (0221) 451-0562 - 1900 La Plata - e-mail: uenyafec@infovia.com.ar



reinvirtiendo las utilidades, y más que ello, en sus activos en el exterior. Esta política de la empresa REPSOL fue tolerada por el actual Gobierno e incluso acompañada en muchas ocasiones, pero nunca desconocida.

La UCR acompañó en general el proyecto, y en particular manifestó sus disidencias. La disidencia a la ley finalmente sancionada, presentada por los Senadores de la UCR plantea:

- A.** La necesidad de crear una Agencia Federal de Hidrocarburos;
- B.** La nacionalización de YPF debía hacerse mediante la compra del 51% de las acciones, sin discriminación y proporcionalmente a la tenencia vigente al momento de estas medidas, el grupo Repsol y el grupo Eskenazi;
- C.** Negociar en un plazo de sesenta (60) días la compra de este paquete accionario, a un precio que debía ser aprobado por el Congreso de la Nación sujeto a la tasación del Tribunal de Tasaciones de la Nación;
- D.** Realizar una auditoría integral e independiente de la empresa;
- E.** Formar una Comisión Investigadora Bicameral que debía establecer las responsabilidades y establecer un cuadro de situación global a fin de proceder a realizar las acciones conducentes a lograr los objetivos de recuperar la producción y los recursos petroleros para nuestro país.

Como ya es conocido, el oficialismo no atendió ninguno de los argumentos que presentamos y sancionó sin cambios su proyecto de ley con los graves defectos que hoy impiden el normal funcionamiento de YPF como una empresa petrolera capaz de afrontar los enormes desafíos que los tiempos actuales le exigen.

Es aquí donde quiero unir estos antecedentes con el futuro y los recursos no convencionales: la conducción profesional de YPF presentó un ambicioso plan para el próximo quinquenio que está basado, esencialmente, en la explotación de estos recursos no convencionales, esencialmente en el ahora famoso yacimiento de Vaca Muerta, pero también en la Cuenca del Golfo San Jor-

ge y en la Cuenca Cuyana. Este plan requiere invertir 37 mil millones de US\$ en los próximos 5 años, de los cuales casi el 70% está destinado a los recursos no convencionales, y como resultado se espera obtener una producción de 100.000 barriles/día de *shale oil* (aproximadamente un 17% de la producción actual total del país), y 13 millones de m³/día de *shale gas* (poco menos del 10% de la producción total actual) en el año 2017.

A simple vista, las inversiones parecen desmesuradas para tan magros resultados, que apenas alcanzan a paliar la declinación actual de la producción, más allá de las dificultades propias del manejo tecnológico que deberá dominar la empresa para una actividad que no conoce. Las dificultades ya están a la vista, YPF no logra conseguir socios de nivel internacional que la acompañen en estos esfuerzos, por lo que tendrá que encararlas en soledad. Al mismo tiempo, deberá enfrentar las complicaciones derivadas de la imperfecta intervención sobre la empresa en los estrados judiciales nacionales e internacionales, y aún no sabemos el costo que pagará el país por esta expropiación, apoyada desde la sociedad, pero mal realizada y con serias dificultades en su accionar empresario.

¿Cómo se sale de semejantes errores de décadas en las políticas petroleras nacionales?

Desde mi banca de Senador, y me animo a decir que acompañado por el bloque de Senadores de la UCR, entiendo que es necesario sancionar una nueva Ley Federal de Hidrocarburos que reemplace a la ley 17.319 y unifique la legislación posterior en un único cuerpo jurídico el cual:

- A.** Deberá respetar el dominio originario de los recursos naturales de las provincias, como dice la Constitución de 1994, pero en el marco de una política petrolera y gasífera nacional de largo plazo;
- B.** Crear la Agencia Federal de Hidrocarburos, con funciones semejantes a la ANP del Brasil, con solidez técnica y profesional;

- C.** Reforzar el mercado interno con una política de abastecimiento de combustibles única en toda la geografía nacional;
- D.** Plantear un marco jurídico estable capaz de atraer inversiones privadas, imprescindibles para afrontar las enormes cifras que se requiere hundir en las operaciones de exploración y explotación en nuestros yacimientos, y en la ampliación de nuestras refinerías;
- E.** Someter a YPF al control y auditoría de la Auditoría General de la Nación, para contar con una empresa transparente en sus procedimientos y en sus operaciones.


Los Senadores de la UCR trabajamos sobre un proyecto de ley de Hidrocarburos moderno, que recoge los antecedentes que existen en el Senado (proyecto de ley Melgarejo y otros), como así también los avances legislativos que se han producido en distintos ámbitos relacionados como el cuidado ambiental, la protección de glaciares, etc. Este Proyecto es compatible y está en condiciones de ser unificado con otro proyecto similar que han elaborado los Diputados de la UCR, con lo cual contamos con un instrumento de cambio y transformación de la industria petrolera capaz de encarar los enormes desafíos que se nos presentan a futuro en esta materia.

Sólo un amplio consenso federal, plasmado en un marco jurídico ampliamente debatido y superador de los conflictos históricos que el petróleo ha tenido en nuestro país, que incentive y atraiga al sector privado, podrá revertir la decadencia de los últimos quince años.

El fracaso de las políticas del oficialismo en la industria petrolera, y las últimas acciones expropiando YPF no parecen ir en el rumbo exitoso que esperaba la sociedad, y debe ser superado. Sólo un amplio consenso federal, plasmado en un marco jurídico ampliamente debatido y superador de los conflictos históricos que el petróleo ha tenido en nuestro país, que incentive y atraiga al sector privado, podrá revertir la decadencia de los últimos quince años. En caso contrario, estamos condenados a ser un país con serios problemas en nuestro abastecimiento energético como ha quedado demostrado en estos últimos años, con el alto costo que ello significa.

La nueva ley de hidrocarburos debe constituirse en una auténtica política de estado, que supere a los gobiernos de turno, y en ella los recursos no convencionales jugarán un papel preponderante.


**¿CÓMO SE MANEJA ESTE TIPO DE DEMANDA?
LA RESPUESTA ES SMART POWER GENERATION**



Tiempo

Las variaciones diarias en la demanda eléctrica están en aumento mientras que el continuo incremento de los aportes de la energía eólica y solar debe ser balanceado. En este contexto, la generación de energía convencional, por sí sola, no es lo suficientemente ágil para responder a los nuevos desafíos que se presentan. La solución más eficiente y flexible que permite brindar energía limpia, confiable y accesible la puede encontrar en www.smartpowergeneration.com

**ENERGY
ENVIRONMENT
ECONOMY**



WÄRTSILÄ

Wärtsilä Argentina S.A.
 Tronador 963 - CABA - Tel. + 54 11 4555 1331 - info.argentina@wartsila.com

Reservorios no convencionales Concepto de energía neta, su impacto

El concepto de Energía Neta introduce un nuevo factor a tener en cuenta al evaluar el verdadero potencial y las perspectivas de los hidrocarburos no convencionales en el largo plazo.



(cc) Justin Woolford

Desde la Revolución Industrial y aún antes, el desarrollo humano ha sido constantemente creciente, pero ha tomado un impulso difícil de detener a partir del acceso a fuentes de energía seguras y en sus comienzos baratas como son los combustibles fósiles, que se transformaron junto con los alimentos en el eje del bienestar humano.

Su condición de fuente no renovable frente a un consumo en continuo aumento, está generando un *stress* en los recursos que se puede apreciar en el hecho de tener que recurrir a fuentes no convencionales que en todas sus formas provocará un aumento del costo de la energía dificultando el acceso a muchos y redundando en un contrapeso impor-

tante en la tasa de crecimiento de la economía a nivel global.

Es así como en Estados Unidos, la necesidad –madre del ingenio–, puso a punto la tecnología necesaria para poder producir hidrocarburos de fuentes no convencionales, llamados así para diferenciarlos de aquellos que por habernos abastecido durante más de un siglo se los considera convencionales.

En realidad lo que hizo es echar mano a tecnologías conocidas hace décadas, como es la fractura hidráulica y la perforación horizontal, para enfrentar la importante disminución de la producción de petróleo y gas de fuentes convencionales que muestran varios países, situación



JORGE FERIOLI
Presidente Comité
Argentino del Consejo
Mundial de la Energía

que se va a generalizar a nivel global al acercarnos a la mitad de siglo, y se deba enfrentar el aumento de la demanda que provocará tanto el crecimiento de la población mundial como el aumento de su desarrollo económico. Según proyecciones de varios *think tanks* nos obligará a producir un 70% más que la producción actual (89 MMBOD) es decir ¡unos 150 MMBOD!, volumen hoy difícil de imaginar como algo posible de lograr.

Es por ello que al recurrirse a la explotación del petróleo y gas de lutitas (*shale oil* y *shale gas*) se incorporará un nuevo recurso, que si bien era conocido, no era considerado como una fuente a la que se pudiera recurrir en forma masiva como ahora se piensa que se deberá hacer en el futuro.

Pues bien, frente a esta realidad se vuelve necesario conocer las condiciones a las que nos debemos enfrentar para crearse aquellas que hagan factible su explotación.

Para ello se deberá tener en cuenta, por ejemplo, que por su conformación geológica, los reservorios convencionales difieren significativamente de los no convencionales. Mientras que en los primeros, mayoritariamente las partículas que lo conforman son areniscas (granos de arena) con niveles de permeabilidad (capacidad de movilizar el fluido a través del sistema poral) medidos en Darcys o miliDarcys, los reservorios no convencionales, están formados por arcillas

cuyo tamaño genera permeabilidades que se miden en nanoDarcys (¡un millón de veces menor!).

Es decir, las arcillas (*shale*) no permiten la movilidad del petróleo o gas en forma natural, debiéndose recurrir en estos casos a fracturas hidráulicas en las que debe utilizar una potencia que es unas 10 veces mayor que la que se necesitaría en un reservorio convencional (3.000 HP vs. 35.000 HP). Sumado a esto, la necesidad de perforar horizontalmente hace que los pozos no convencionales tengan un costo que es entre 3 y 5 veces el de uno convencional.

Si además tenemos en cuenta que la declinación de la producción inicial de un pozo de gas no convencional es de 6 a 12 veces mayor hace que el tiempo de recuperación de la inversión sea entre 2 y 5 veces la de un pozo convencional. Y si finalmente consideramos que este es del orden de unos 5 años estamos hablando de períodos de repago de 10 a 25 años para el gas no convencional.

Estas condiciones, que son mucho más exigentes en todos los órdenes, como ser tecnológicos, de equipamiento, humanos y financieros, nos llevan a concluir que a menos que se transite por largos períodos de estabilidad en las reglas de juego, seguridad jurídica y políticas de precios acordados, son múltiples los desafíos asociados a este tipo de hidrocarburos, por lo que no podremos hacer que nuestra

Se vuelve necesario conocer las condiciones a las que nos debemos enfrentar para crearse aquellas que hagan factible su explotación.

TECNOLATINA

Nuestra energía a su servicio

Servicio de Ingeniería y Consultoría

Generación, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Contratos de abastecimiento de Gas Natural y Energía Eléctrica

Ampliaciones y accesos a los sistemas de Transporte de Gas Natural y Energía Eléctrica

TECNOLATINA S.A.

Suipacha 1111 - Piso 31º
(C1008AAW) Buenos Aires
Argentina

TE: 4312-0066 - Líneas Rotativas
Email: tecnolatina@tecnolatina-sa.com.ar
Website: www.tecnolatina-sa.com.ar

matriz energética se ve beneficiada con las condiciones siempre generosas que nos ha dotado la naturaleza.

Cuando nos enfocamos en el futuro, debemos tener en cuenta un fenómeno de singular importancia del que poco se habla y mucho menos se tiene en cuenta en las proyecciones que hacen los más prestigiosos organismos que se encargan de monitorear los recursos energéticos con que cuenta nuestro planeta, me refiero al concepto de Energía Neta.

Particularmente, los combustibles fósiles se han visto afectados desde largo tiempo atrás por lo que podríamos llamar la Ley de rendimientos decrecientes en lo que hace a la Energía Neta que producen.

Ahora bien, el concepto de Energía Neta surge de comparar la energía producida con la energía utilizada en producirla.

Casi intuitivamente, podemos darnos cuenta de la validez e importancia del concepto al comparar el esfuerzo necesario para producir un barril de petróleo, que hace unos 50 o 60 años atrás se producía de reservorios someros en cuencas terrestres. Hoy se debe recurrir para producirlo a reservorios mucho más profundos no solamente en tierra, sino además en el mar, y en reservorios menos "nobles" en el sentido de sus características petrofísicas que nos presentan permanentemente mayores esfuerzos para poder lograr un mismo factor de recuperación, es decir, cuanto del hidrocarburo in situ podemos extraer.

Una forma de medir la Energía Neta es como dijimos, a través de la relación entre la energía producida y la utilizada para producirla. El numerador es fácilmente medible, pero no así el denominador, por cuanto la extensión de los componentes que se tengan en cuenta para su cálculo puede ser muy amplio, tan amplio como que incluyéramos desde la energía que se utiliza en la minería del hierro utilizado para fabricar los equipos de perforación en un extremo, hasta la

que se necesita para accionar el surtidor de la estación de servicio.

Pero esta complejidad no le quita validez al concepto que obviamente se debe aplicar a todos los otros tipos de energía.

Por el contrario, algunos autores consideran que este será el límite más significativo que deberá enfrentar el abastecimiento energético en el futuro.

Decididamente habrá energías que produzcan muy poca o ninguna Energía Neta (negativa). Algunas mediciones realizadas nos muestran que el EROI (*Energy Returned on Energy Invested*) es para el carbón del orden de 50:1.

Es decir, que por cada unidad energía utilizada se producen 50; petróleo convencional 11:1, el gas convencional 10:1, energía nuclear de 11:1 a 15:1, hidro desde 11:1 hasta 267:1, eólica (en tierra) 18:1, solar PV 3.75:1 hasta 10:1, etanol 0.5:1 hasta 8:1, biodiesel 1.9:1 hasta 9:1. Se considera como un límite sustentable 10:1.

En cuanto al EROI del *shale gas*, a mi criterio, no hay un cálculo confiable pero teniendo en cuenta la comparación de los recursos mencionados para producirlo con respecto al gas convencional es evidente que tendrá una Energía Neta significativamente menor que la de este.

Ahora bien, cuando nos detenemos a comparar los fósiles no convencionales nos encontramos que se deberán producir 3 barriles de petróleo proveniente de arenas petrolíferas y 7 barriles de bitumen para generar la misma energía que se obtiene de un barril de petróleo convencional.

De aquí nos surge la duda acerca de cuántas reservas de hidrocarburos se tienen a nivel global, pues hasta ahora solo han sido cuantificadas en términos volumétricos y no energéticos, lo que nos produce una gran incógnita: ¿cuál es el verdadero horizonte de utilización de los combustibles fósiles?

Sin duda, menor al que se supone.

Los combustibles fósiles se han visto afectados desde largo tiempo atrás por lo que podríamos llamar la Ley de rendimientos decrecientes en lo que hace a la Energía Neta que producen.

OBRA SOCIAL DE LOS PROFESIONALES UNIVERSITARIOS DEL AGUAY Y LA ENERGÍA ELÉCTRICA



OSPUAYE

Calidad y Eficiencia en nuestras prestaciones

Reconquista 1048 - 2° P. / C1003ABV - CABA / Tel/Fax: (011) 4312-1111 int. 121 y 125

La Superintendencia de Servicios de Salud tiene habilitado un servicio telefónico gratuito para recibir desde cualquier punto del país, consultas, reclamos o denuncias sobre irregularidades de la operatoria de traspasos. El mismo se encuentra habilitado de Lunes a Viernes de 10:00 a 17:00 hs. llamando al 0800-222-72583.

Reflexiones sobre la regulación de los hidrocarburos no convencionales

Frente al surgimiento de los hidrocarburos no convencionales se impone la necesidad de adecuar la legislación vigente a sus particularidades. Algunos factores a tener en cuenta para el diseño de una regulación que permita explotar su potencial.

La aparición de los hidrocarburos no convencionales (en adelante HNC) como posible e importante fuente energética en la Argentina presenta problemas legales y regulatorios que deben debatidos y solucionados correctamente a fin de no frustrar la potencialidad que la nueva tecnología promete.

El dilema inicial consiste en decidir si al nuevo fenómeno se lo puede encuadrar en la legislación existente o por el contrario debe dictarse una nueva regulación específica. La solución ideal sería poder aplicar el principio jurídico de la analogía por aquello que es mejor una ley vieja y conocida que una nueva regulación. En mi opinión, los HNC no son totalmente asimilables a los hidrocarburos convencionales (HC). Este hecho, sin embargo, no justifica la creación de un nuevo marco regulatorio. La mayor parte de la legislación vigente para HC puede y debe ser aplicada a los HNC y solo deberían sancionarse algunas pocas y precisas reglas que traten las particularidades de los HNC.

DOS DIFERENCIAS

Veo dos diferencias principales entre los HNC y los HC:

La primera es geológica. La Ley de hidrocarburos está estructurada en base a una etapa de “exploración” de grandes áreas utilizando diferentes tecnologías tendientes a descubrir “trampas productivas”. Respecto de los HNC no se puede hablar de “exploración”, “descubrimiento” o “trampa productiva” (no incluyo en los HNC a las arenas compactas o *tight sands*). La detección de los llamados *sweet spots* en las rocas madre no es equivalente a una exploración convencional y aunque no está exenta de riesgo



HORACIO FERNÁNDEZ
Secretario Comité Argentino
Congreso Mundial de la Energía.
Profesor Marco Legal
Hidrocarburos Postgrado ITBA.

El dilema inicial consiste en decidir si al nuevo fenómeno se lo puede encuadrar en la legislación existente o por el contrario debe dictarse una nueva regulación específica.

minero, presenta un riesgo técnicamente diferente. El mayor problema de los HNC no es descubrirlos, sino aplicar nuevas técnicas para extraerlos. Esta importante diferencia justifica la creación de la figura de “Concesión de Explotación de HNC” en la Ley de hidrocarburos que deberá definir específicamente temas como superficies a conceder, plazos de evaluación y de explotación, etc.

La segunda diferencia es económica. Los HNC tienen una economía diferente a la de los HC. Los costos de desarrollo son mucho mayores en relación con las producciones obtenidas que son muy bajas. Además, la producción inicial de los HNC cae abruptamente (cerca de 90% el primer año) para luego estabilizarse por largo tiempo con volúmenes pequeños. En consecuencia, en la Ley de hidrocarburos debería haber un tratamiento dife-

rencial para los HNC por ejemplo en materia de regalías (reducidas o diferidas) o sobre el plazo de las concesiones (mayores de 25 años).

Pero el gran problema económico para desarrollar adecuadamente los HNC no está en la Ley de Hidrocarburos sino que es general o macro. El sistema de precios de la energía vigente en la Argentina es absolutamente refractario a las inversiones necesarias para los HNC. Éstas tienen plazos de repago mucho mayores que las de los HC y por lo tanto requieren condiciones de estabilidad y previsibilidad que hoy el sistema no ofrece. La política de precios implementada en 2002, justificada por la crisis de aquel momento, pero continuada sin justificación hasta ahora, le ha costado a la Argentina la pérdida del autoabastecimiento energético en 2011, una potencial crisis en su balance comercial y el cepo cambiario. Estamos aprendiendo de la peor manera que no somos Arabia Saudita ni Venezuela como para mantener por mucho tiempo los precios internos desacoplados de los internacionales, forzando a las empresas y a las provincias a subsidiar a los consumidores.

Los recientes cambios regulatorios no parecen augurar un cambio positivo. Pese a su atractivo teórico, el sistema de fijación de precios al productor llamado “costo plus” insinuado en los programas “Petróleo Plus” y “Gas Plus” y consagrado en el Decreto 1.277/12 no producirá ningún *boom* de inversiones en los HNC. Por el contrario, la experiencia en nuestro país ha probado que este sistema, que genera múltiples precios para un mismo producto, premia al mejor *lobby* y facilita la corrupción en lugar de atraer inversiones e incrementar la producción.

¿QUÉ HACER ENTONCES?

Las normas específicas para regular los HNC deberán ser de carácter nacional y complementarias de la vigente Ley de Hidrocarburos 17.319, que es una ley buena y conocida. No olvidemos que aún después de la reforma constitucional de 1994 con su nuevo artículo 124 sobre el dominio originario de los recursos por parte de las provincias, el Congreso Nacional mantiene la potestad de dictar la legislación minera de la cual la de hidrocarburos es una parte específica.

Respecto de cómo adjudicar las áreas para explotar HNC, considero que las autoridades de aplicación provinciales deben llamar a licitaciones específicas para HNC. Deben seleccionarse áreas con superficies que sean atractivas para los inversores. Será muy importante definir la superficie de una unidad económica de HNC. Debe ser lo suficientemente grande como para obtener buenas ofertas y lo suficientemente pequeña como para asegurar la presencia de múltiples empresas trabajando en la cuenca.

Las normas específicas para regular los HNC deberán ser de carácter nacional y complementarias de la vigente Ley de Hidrocarburos.

Para evitar errores del pasado reciente las provincias solo deberán convocar y adjudicar a empresas con experiencia y tecnología probadas en la explotación de los HNC. Las áreas se deberán licitar tomando como parámetro de adjudicación los trabajos comprometidos, por ejemplo: cantidad de pozos, metros a perforar en vertical y en horizontal, cantidad de fracturas a realizar, etc. También se deberá establecer un máximo de áreas a las que pueda acceder una empresa a fin de experimentar y diversificar tecnologías y evitar concentraciones excesivas. Si parte o toda el área a licitar está previamente adjudicada como permiso de exploración o concesión de explotación para HC, debería darse derecho de preferencia a la empresa permisionaria o concesionaria para explotar los HNC en su área.

La empresa titular de un derecho “convencional” debería presentar en un plazo razonable un plan de trabajos tendientes a la explotación de los HNC. En caso que la empresa no ejerciera este derecho de preferencia, el área se licitará al mejor oferente. No veo incompatibilidad en que dos empresas compartan un área si una explora o explota en forma convencional y la otra tiene por objetivo los HNC.

Otros aspectos a considerar para una futura regulación de los HNC, pero que exceden las dimensiones de este artículo son el medio ambiente, los superficiarios y las normas provinciales contradictorias con la legislación federal que generan fuerte inseguridad jurídica.

CONCLUSIONES

Los HNC son una especie nueva dentro del género de los energéticos fósiles y por lo tanto merecen tener un tratamiento regulatorio especial pero siempre enmarcado en la legislación de hidrocarburos, que a su vez es una regulación de la minería y, por lo tanto, sometida a las normas que dicte el Congreso Nacional. Las provincias mantendrán sus facultades como autoridades concedentes, de aplicación y con el poder de policía según lo dispone la Ley 26.197 (Ley corta). En los aspectos económicos, es preciso que el gobierno nacional vuelva a un sistema de precios único para el gas y el petróleo así provenga de explotaciones de HNC como de HC. Estos precios deberán estar vinculados al precio internacional para atraer a inversores internacionales ya que el ahorro local, sea público o privado, no será suficiente para hacer que los HNC sean la realidad que todos esperamos.

Las favorables perspectivas sobre los hidrocarburos no convencionales requerirán de grandes esfuerzos para poder concretarse. ¿Cuáles serán los desafíos que deberá enfrentar el país para aprovechar su potencial?

Gas de yacimientos no convencionales: La segunda revolución del gas natural en Argentina

“¡Vaya y haga!”

El 5 de marzo de 1945, el Estado Nacional tomó posesión de las instalaciones de la Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires, empresa de capitales ingleses que generaba gas para alumbrado público con carbón importado del Reino Unido. Pocos meses después se creó la Dirección General de Gas del Estado, cuya conducción fue encomendada al ingeniero industrial Don Julio Vicente Canessa.

Fue el Ing. Canessa quien alertó al entonces Presidente de la Nación Juan Domingo Perón acerca de que la nacionalización de nada serviría, si se continuaba ventean-do el gas en Comodoro Rivadavia e importando carbón de hulla para fabricarlo. Se requería una obra de más de 1.600 kilómetros para transportar el gas desde su fuente hasta el principal centro de consumo en Buenos Aires. La reunión habría terminado cuando Perón, tras ordenar a su Ministro de Industria y Comercio que adelantara los recursos necesarios para el proyecto, despidió a Canessa diciéndole: “¡Vaya y haga!”. La primera revolución del gas natural en Argentina había comenzado.

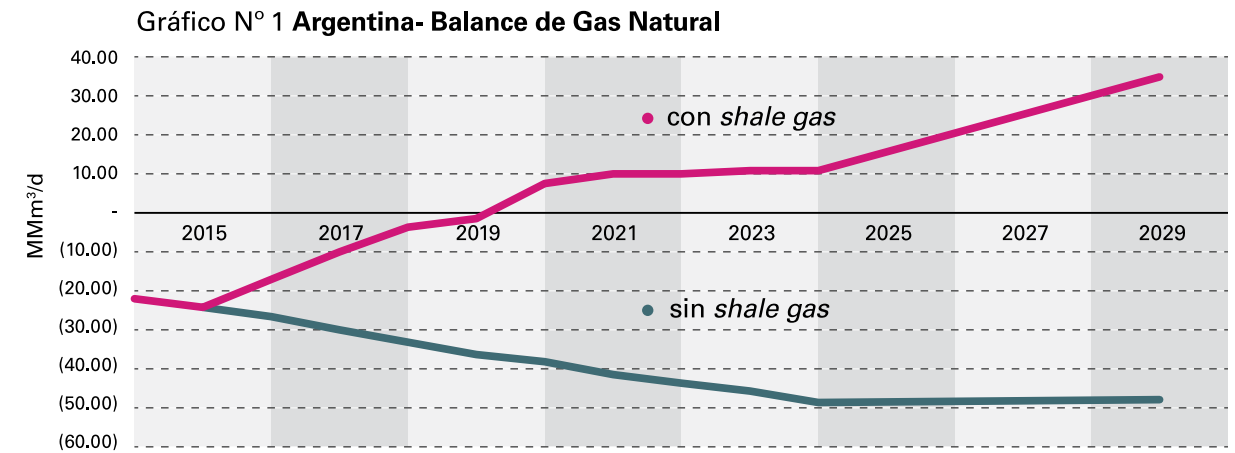
El gasoducto Comodoro Rivadavia - Buenos Aires se inauguró oficialmente en diciembre de 1949 como el gasoducto más largo del mundo. Desde entonces, a través de la expansión de su infraestructura de transporte y distribución, Gas del Estado promovió el consumo masivo de gas natural en Argentina y sentó las bases para un desarrollo tecnológico nacional. Argentina se convirtió en el segundo país en el mundo, después de Rusia, en cuanto a la participación del gas natural en la matriz energética.



RAÚL D. BERTERO
CEARE - Universidad de Buenos Aires

Transcurridos más de 60 años desde la inauguración de la “espina dorsal” del sistema de gas argentino, el principal desafío que enfrenta nuestra matriz energética es revertir la tendencia decreciente de la oferta de gas nacional y evitar el aumento del déficit comercial que resulta de las importaciones de combustibles. El alto costo de las importaciones de gas natural de Bolivia, de gas natural licuado (GNL) y de los combustibles alternativos como el gas oil y el fuel oil, necesarios para abastecer el mercado local, se presenta como una oportunidad para favorecer el desarrollo en Argentina del gas natural de yacimientos no convencionales.

Los avances tecnológicos en perforación horizontal y fractura hidráulica permiten hoy acceder a cantidades abundantes de gas alojado en yacimientos conocidos como ‘no convencionales’. Para algunos mercados como Estados Unidos, Canadá y Australia, el *gas no convencional* ya puede extraerse e incorporarse a la oferta energética a precios razonables. Estados Unidos ya está produciendo hoy 400 MMm³/día de *shale gas*, es decir, más de cuatro veces la producción total de gas de Argentina.



Para Argentina, la posibilidad de explotar gas natural de yacimientos no convencionales significa mucho más que revertir el escenario de restricciones en la oferta de gas nacional y el deterioro de la balanza comercial. Así como en la década del '40 el proceso de nacionalizaciones impulsó un desarrollo tecnológico propio que colocó al país en el segundo lugar mundial en el uso de gas natural, hoy estamos frente a una oportunidad única en términos del avance tecnológico, educativo y social que resultaría del desarrollo del *shale gas* y del *tight sand gas* en Argentina.

Pero hay unos elementos básicos que se deben tener presentes para concretar las perspectivas de expansión y aprovechamiento del gas de fuentes no convencionales en nuestro país. Tanto el sector público como el privado deben prepararse en forma efectiva, desde la logística y las necesidades regulatorias, ambientales, de recursos humanos y financieras para dar un salto cualitativo similar al que dio la Argentina en la segunda mitad del siglo XX en materia nuclear.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS DE DESARROLLO DEL GAS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

Ya es harto conocido en el sector el informe publicado en abril de 2011 por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, según el cual Argentina ocupa el tercer lugar a nivel mundial (después de China y de Estados Unidos) y el primer lugar en América en cuanto a la magnitud de sus recursos técnicamente recuperables de gas de esquistos o *shale gas*, que fueron estimados en 774 Tcf (trillones de pies cúbicos) o el equivalente a 400 años de reservas. Esto además en un país con una infraestructura e industria orientada al gas natural como pocas economías en el mundo.

En la práctica, Argentina cuenta actualmente con unos 60 proyectos de explotación de gas de yacimientos no convencionales que fueron aprobados por la Secretaría de

Habrá que agregar al marco regulatorio determinadas previsiones relacionadas con el impacto ambiental que producirá la actividad, incluyendo el tratamiento del agua y la utilización de productos químicos.

Energía en el marco del programa *Gas Plus* establecido por la Resolución SE 24/2008 y sus modificaciones. El gas resultante de estos proyectos puede comercializarse a través de contratos firmados por las partes con un rango de precios de entre 4 y 7 US\$/MMBTU (el precio promedio se ubicaría en 5 US\$/MMBTU).

Las proyecciones indican que si la evolución de los yacimientos de gas no convencionales de Argentina siguiera el mismo ritmo de desarrollo que el *shale gas* de Estados Unidos, hacia 2020 la producción local comenzaría a satisfacer la totalidad de la demanda interna, mientras que en 2027 se alcanzaría un superávit de producción de 20 MMm³/día y en 2030, de 35 MMm³/día. En cambio, si no se desarrolla el gas de yacimientos no convencionales, hacia 2027 el balance de gas natural de producción nacional presentaría un déficit de 50 MMm³/día.

Para tener una idea del orden de magnitud de las inversiones que se requieren, supongamos el siguiente ejemplo. Si fuera posible producir 100 MMm³/d de *shale gas*, y tomando un rendimiento promedio de 50.000 m³ por pozo, se necesitarían unos 2.000 pozos activos. Considerando una inversión promedio de 10 MMUS\$ por pozo, se requeriría una inversión total de 20.000 MMUS\$. A un precio promedio de 5 US\$/MMBTU, para 100 MMm³/d se tendrían ingresos equivalentes a 6.500 MMUS\$/año, que alcanzarían fácilmente para devolver los costos financieros de la inversión. Por otra parte, se estarían invirtiendo 6.500 MMUS\$ por año en actividad económica en el país para

producir 100 MMm³/día de gas, en lugar de gastar 8.500 MMUS\$ por año en el exterior para adquirir importaciones de gas de Bolivia, GNL, fuel oil y gas oil por el equivalente de 50 MMm³/d.

DESARROLLO TECNOLÓGICO Y PROVISIÓN DE BIENES Y SERVICIOS

La fractura hidráulica consiste en inyectar un fluido de fractura a altísima presión (800 atm) en la formación (agua, arena y 2% de aditivos), a fin de mantener abiertas las fracturas en la roca madre, permitiendo que el gas fluya hacia el pozo durante varios meses.

Por pozo se utiliza una potencia equivalente a 32.000 HP (16 camiones de fractura), 30.000 bolsas de arena (1.500 Ton) y 30.000 m³ de agua (100 m x 100 m x 3m).

Estos datos indican que el desarrollo del *shale gas* exigirá a las empresas productoras un incremento considerable del número de equipos de perforación, así como contar con el apoyo logístico necesario para la construcción de bases de operación, caminos, compresión, camiones y reservorios para el traslado de agua, arena y otros aditivos; el encamisado y cementación de los pozos; el sellado y la reconstrucción ambiental de los pozos abandonados. Imaginemos que cada pozo de *shale gas*, como se ve en la fotografía, implica un enorme requerimiento de bienes y servicios. El equivalente a instalar 1000 “fábricas” para producir gas natural a lo largo del territorio argentino.

Todos estos requerimientos representan una oportunidad para el desarrollo tecnológico de las empresas argentinas y para el incremento de la actividad económica, con creación de puestos de trabajo en el sector de proveedores

de bienes y servicios que aportarán la logística apropiada para las tareas de fractura de los múltiples pozos a perforar.

NECESIDADES REGULATORIAS Y AMBIENTALES

El desarrollo de los yacimientos no convencionales también plantea desafíos desde el punto de vista regulatorio y ambiental, que deberán ser atendidos mediante políticas públicas y esfuerzos multidisciplinarios.

El marco regulatorio del gas ‘convencional’ es, en términos generales, válido para el gas ‘no convencional’. No obstante, la mayor superficie ocupada por las instalaciones y el menor riesgo exploratorio que presentan los reservorios ‘no convencionales’ podrían requerir ciertas adecuaciones regulatorias.

Sin dudas habrá que agregar al marco regulatorio determinadas previsiones relacionadas con el impacto ambiental que producirá la actividad, incluyendo el tratamiento del agua y la utilización de productos químicos que serán fuertemente cuestionados por los movimientos ambientalistas.

Además de un marco regulatorio estable, se requerirán políticas de precios que apunten a la eliminación progresiva de los subsidios y de la segmentación de precios. Después de un período de transición basado en un esquema de gas nuevo/gas viejo, los precios de comercialización del gas deberían liberarse paulatinamente. La eliminación de los subsidios estatales solo será tolerable para la mayor parte de los usuarios si se realiza muy gradualmente. En tal sentido, se recomienda modificar el Programa *Gas Plus* estableciendo la liberación del precio contractual del gas “nuevo” con independencia del tipo y costo del yacimiento, así como del tipo de usuario. La discriminación artificial de los precios por tipo de yacimiento podría ocasionar que dejen de ex-

plotarse yacimientos potencialmente más económicos para dirigir las inversiones a yacimientos más caros que entren en alguna clasificación más o menos arbitraria. La implementación de una tarifa social efectiva debería garantizar el acceso a la energía de los sectores de menores recursos.

NECESIDAD DE RECURSOS HUMANOS

Los importantes requerimientos tecnológicos y de logística que presenta el desarrollo del gas ‘no convencional’ implican una demanda extraordinaria de recursos humanos, especialmente con formación en Ingeniería y específicamente calificados para el diseño mecánico del proceso de fractura hidráulica, el diseño de fluidos y aditivos para el proceso de fractura, el monitoreo *in situ* del proceso de fractura hidráulica y la perforación horizontal.

También se necesitarán recursos humanos para el manejo del agua, incluyendo la programación y coordinación de la utilización local del agua, el sistema de monitoreo y protección de acuíferos y napas freáticas, y el control, tratamiento y reutilización del agua recuperada.

UNA POSIBLE REVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y CULTURAL

En definitiva, el gas natural de yacimientos no convencionales representa una opción estratégica para resolver los desbalances de oferta y demanda que enfrenta el mercado energético argentino.

Pero más que eso, la revolución del *shale gas* y la reciente renacionalización de YPF representan una oportunidad inédita para la integración entre la Universidad y los agentes del sector público (nacional, provincial) y también del

El gas natural de yacimientos no convencionales representa una opción estratégica para resolver los desbalances de oferta y demanda que enfrenta el mercado energético argentino.

ámbito privado que participan en la exploración y explotación de hidrocarburos en Argentina.

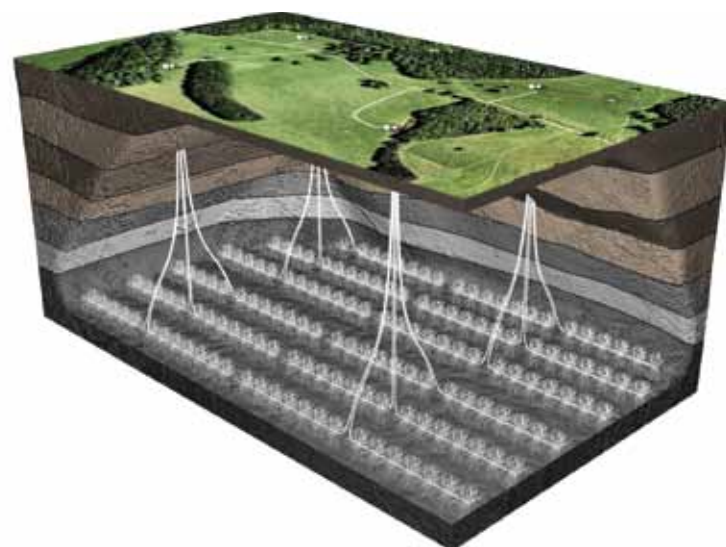
La propuesta comienza por realizar un relevamiento de todas las empresas potencialmente involucradas en el desarrollo de gas de reservorios no convencionales, sea como productoras o como proveedoras de bienes y servicios.

Con el 1% de los ingresos de las empresas productoras de petróleo y gas podría realizarse un aporte significativo a la financiación de la investigación aplicada al sector de hidrocarburos en las Universidades Nacionales (experiencia que se ha demostrado muy exitosa en Brasil). Complementariamente, el Ministerio de Ciencia y Tecnología podría otorgar subsidios a emprendimientos tecnológicos con financiamiento privado minoritario.

Finalmente, el escenario se cierra con una política pública de acceso al crédito para empresas nacionales y con destino a la producción del equipamiento necesario para el apoyo logístico y para las distintas operaciones relacionadas con el desarrollo de los reservorios de gas no convencional.

Como hace 70 años, con una visión estratégica y coordinada, Argentina podría estar en los umbrales de la segunda revolución del gas natural, justo en el momento que más lo necesitaba.

Los importantes requerimientos tecnológicos y de logística que presenta el desarrollo del gas ‘no convencional’ implican una demanda extraordinaria de recursos humanos.



 CONFEDERACION DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA		Integrante de C.L.A.E.C. Comisión Latinoamericana de Empresarios de Combustibles	
ENTIDADES ADHERIDAS			
A.M.E.N.A. Asociación Mendocina de Expendedores de Naftas y Afines C.A.P.E.G.A. Cámara de Comerciantes y Derivados del Petróleo, Garajes y Afines C.E.C.A.E.R. Cámara de estaciones de Combustibles y Anexos de Entre Ríos	C.E.C.L.A. La Pampa Asociación Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa C.E.C. RIO NEGRO Y NEUQUEN Cámara de Expendedores de Combustibles de Neuquén y Río Negro C.E.C.A. SAN JUAN Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines	C.E.C.A. SAN LUIS Cámara de Expendedores de Combustibles de San Luis C.E.C.A.CH. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta C.E.S.COR Cámara de Estaciones de Servicio y Empresarios de Combustibles de Corrientes	F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República F.E.C.O.B.A. Federación Entidades de Combustibles de la Provincia de Buenos Aires
C.E.C.H.A. 4342-4804 / 4342-9394 Av. Mayo 633 2º / 12º Capital Federal (1084) cecha@cecha.org.ar			

La oportunidad de los recursos no convencionales



NICOLÁS GADANO
Investigador Asociado de CIPPEC

Para que Argentina logre aprovechar la potencialidad de los recursos no convencionales se requerirá, ante todo, de la voluntad y decisión política adecuada.

La industria argentina de los hidrocarburos muestra un panorama de corto plazo apremiante. El incremento de la demanda y la pronunciada caída de la producción de petróleo y gas han abierto una brecha cada vez más difícil de cerrar, provocando una sangría de miles de millones de dólares en importaciones, y transferencias desde el Tesoro por miles de millones de pesos en subsidios fiscales, que cubren la enorme diferencia entre los precios locales y los precios de importación. La falta de inversión ha provocado un deterioro de la infraestructura del conjunto del sistema energético, incluyendo los segmentos de transporte y distribución de gas y electricidad, que compromete en forma recurrente la seguridad en el abastecimiento para empresas y hogares.

Las perspectivas, sin embargo, se tornan alentadoras cuando levantamos la mirada con un horizonte más largo y tomamos conciencia de nuestro potencial productivo en materia de hidrocarburos, en particular en el caso del gas natural, combustible que explica más del 50% de nuestra matriz de energía primaria.

La fulgurante aparición de la explotación no convencional de hidrocarburos (*shale oil* y *shale gas*), que en pocos

Las perspectivas se tornan alentadoras cuando levantamos la mirada con un horizonte más largo y tomamos conciencia de nuestro potencial productivo en materia de hidrocarburos.

años ha revolucionado la industria en los Estados Unidos, constituye una oportunidad excepcional para que Argentina revierta la declinación productiva reciente.

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), con la incorporación del *shale* nuestro país figura en el puesto octavo en el ranking mundial en cuanto a recursos de gas recuperables, con cerca de 25 Trillones de Metros Cúbicos (TCM), equivalentes a 75 veces las reservas probadas de gas del país en el año 2011.

La IEA proyecta que si se logra poner en explotación el *shale gas*, la producción de gas natural argentina podría recuperarse de la caída de los últimos años, y alcanzar un récord histórico de 53 BCM en 2020, para luego crecer a una tasa media del 2,1% por año. Para el 2035, la mitad de la producción argentina de gas provendría de recursos



(cc) Justin Woolford

La experiencia de los Estados Unidos con el desarrollo de las técnicas de extracción de recursos no convencionales es impactante, y le otorga soporte empírico a proyecciones como las de la IEA. La producción de gas “no convencional” ha crecido a tasas de dos dígitos en los últimos años, y su incidencia en el total de la oferta gasífera creció del 4% en el 2005, al 25% en la actualidad. Este genuino shock positivo de la oferta quebró la tendencia alcista de los precios del gas –habitualmente dependientes de la tendencia del precio del barril de crudo–, provocando una baja de 15 a 3 dólares el millón de BTU desde el 2005 a la actualidad.

En la Argentina, la cuenca Neuquina registra un enorme potencial para el desarrollo del *shale gas*. Amén de contar con un área extensa y profunda de recursos, tiene disponibilidad de infraestructura y de agua, un elemento imprescindible para las actividades de fractura. YPF y otras empresas ya han realizado varias perforaciones dirigidas a precisar el potencial de la explotación de *shale* en la cuenca neuquina, y los resultados han sido muy positivos

en términos de espesor, permeabilidad y rendimientos por pozo, confirmando e incluso superando las estimaciones iniciales.

En su plan estratégico 2013-2017, en el que proyecta incrementar su producción media anual de crudo un 29% respecto a la base 2011/2012, y un 23% en el caso del gas natural, YPF ratifica la importancia del *shale*, que se lleva el 53% de la inversión proyectada para el período en el caso del petróleo, y el 41% en el caso del gas natural. En un horizonte a plazos más largos (15 años), YPF considera que el desarrollo parcial de *clusters* en Vaca Muerta puede

Más allá de la cuestión de los precios, se requiere un marco regulatorio que incentive las inversiones, que en gran medida deberán provenir de empresas extranjeras.

TE DAMOS IDEAS PARA QUE AHORRES ENERGÍA.

- USAR CÉLULAS FOTOELÉCTRICAS PARA CONTROLAR LA ILUMINACIÓN EXTERNA.
- NO DEJES ARTIFACTOS O LUCES ENCENDIDAS SIN NECESIDAD.
- ABRI LA HELADERA SÓLO CUANDO SEA NECESARIO Y NO TE OLVIDES DE CONTROLAR LOS BURLETES DE LA PUERTA.
- SI NO USÁS LA COMPUTADORA APAGÁ EL MONITOR.
- CARGÁ TU LAVARROPAS AL MÁXIMO PERMISIBLE PARA OPTIMIZAR LOS LAVADOS.
- DESENCHUFÁ EL CARGADOR DE TU CELULAR SI NO LO ESTÁS USANDO.
- CUANDO SALGAS DE UNA HABITACIÓN DESCONECTÁ EL ACONDICIONADOR DE AIRE DE FRÍO O CALIENTE.

USAR RESPONSABLEMENTE LA ENERGÍA ELÉCTRICA CUIDA TU BOLSILLO Y PRESERVA EL MEDIO AMBIENTE.

EDESUR

levantar la producción petrolera en 250 mil barriles diarios adicionales, y sumar 50 millones de metros cúbicos diarios a la producción de gas.

Teniendo en cuenta este panorama crítico en el corto plazo, pero tan alentador en cuanto al potencial de recursos, la pregunta cae de madura: ¿qué hace falta para convertir el potencial del *shale* en una realidad que permita quebrar la tendencia negativa de la producción de hidrocarburos en Argentina? La respuesta recae en la esfera de la política energética, donde deben producirse los cambios que permitan maximizar las inversiones en el sector.

Una condición necesaria (aunque no suficiente) es que existan bases económicas y contractuales que aseguren un retorno razonable para la inversión. En los Estados Unidos, el precio necesario para asegurar una rentabilidad mínima en la explotación de *shale gas* varía entre 5 y 7 dólares por millón de BTU. Aunque los precios que pagamos por las importaciones de GNL superan largamente esos valores, la remuneración a los productores argentinos de gas no llega a los 3 dólares por millón de BTU. Con esos precios, el *shale gas* no podrá crecer de manera significativa.

Pero más allá de la cuestión de los precios, se requiere un marco regulatorio que incentive las inversiones, que en gran medida deberán provenir de empresas extranjeras. Las recientes normativas sectoriales que han eliminado la libre disponibilidad del crudo y el gas, profundizando el carácter regulado del sector, así como un escenario económico general con dificultades en el mercado de divisas, en la gestión de las importaciones, y en la relación de la economía argentina con el mercado de capitales, no parecen favorecer la definitiva consolidación de un boom de inversiones asociado al *shale* en nuestra industria.

¿Logrará el Gobierno modificar los elementos de la política energética que traban el desarrollo del *shale* y atraer a los inversores? A mediados del siglo pasado, enfrentado

con escasez de dólares e importaciones crecientes de combustibles; un sector petrolero estancado, y un potencial significativo de reservas y recursos hidrocarburíferos a desarrollar, el presidente Perón decidió un giro pragmático y controvertido en su política petrolera, impulsando mediante nuevas leyes y esquemas contractuales el ingreso masivo de capitales externos a la explotación de las reservas argentinas. El polémico contrato de Perón con la California, que otorgaba a la empresa derechos exclusivos de exploración y producción por 40 años en una extensa área

¿Logrará el Gobierno modificar los elementos de la política energética que traban el desarrollo del *shale* y atraer a los inversores?

del entonces territorio federal de Santa Cruz, establecía precios para la producción vinculados al precio internacional del crudo, pagaderos en pesos al tipo de cambio libre; libertad de importación de equipos e insumos, una distribución 50/50 de las ganancias de la operación, y garantías a la empresa para remitir libremente las utilidades al exterior.

El diputado peronista Eduardo Rumbo, uno de los principales defensores de la nueva política petrolera de Perón, explicaba el giro de mediados de los años cincuenta con claridad: *“Advertimos esa necesidad urgente e impostergable de cambiar la política energética, de salir de esa suerte de chauvinismo jacobino de tipo enervante, salir del nacionalismo de la improductividad para ir a un alto abastecimiento de hidrocarburos en el país”*. Han pasado sesenta años, y el peronismo, una vez más en el Gobierno, se enfrenta a un escenario energético similar. ¿Advertirán Cristina y sus funcionarios la necesidad urgente e impostergable de cambiar la política energética?

“Peak Oil” y recursos no convencionales¹

El advenimiento de los hidrocarburos no convencionales desplaza los ejes de preocupación del sector. Las grandes inversiones requeridas para su explotación crean un nuevo escenario en el que las restricciones económicas desplazarán a las técnicas



DIEGO GUICHON

Docente e Investigador Maestría en Gestión de la Energía - Universidad Nacional de Lanús.

Pocos años atrás, la preocupación por el *Peak Oil* era un tema común de debate en los foros especializados en el sector energía, e incluso era ya una cuestión que comenzaba a tener una difusión masiva. En la actualidad, con la gran esperanza que ha despertado el desarrollo de la tecnología de explotación de los hidrocarburos no convencionales, parece haber cambiado completamente los ejes de preocupación, que ya no serían el agotamiento de los hidrocarburos, sino las inversiones necesarias para su desarrollo.

LA TEORÍA DEL PEAK OIL

La teoría del *Peak Oil*, postulada en 1956 por el Geofísico norteamericano King Hubbert, trataba de proyectar el pico de producción de petróleo por métodos alternativos. Nosotros abordaremos solo uno de ellos, que es el método basado en la curva de incorporación de reservas, que dio lugar luego a la formulación de la tasa de descubrimiento.

INCORPORACIÓN DE RESERVAS Y PRODUCCIÓN

Este enfoque señalaba que dado el crecimiento de la demanda de petróleo, y las limitaciones que tenían los hidrocarburos en el subsuelo, se alcanzaba un punto en que

el ritmo de incorporación de reservas alcanzaba un pico, tiempo después, la producción corriente superaba la incorporación corriente de reservas, y finalmente la producción caía. El tiempo que mediaba entre el pico de incorporación de Reservas y pico de Producción, fue estimado por Hubbert para los 48 estados que integran el perímetro continental de EE.UU. en 10,5 años.

Las proyecciones de Hubbert del pico de producción de petróleo en EE.UU., comprendieron un rango de años entre 1965 y 1970, finalmente cuando en 1970 la producción en dicho país comenzó a declinar, Hubbert alcanzó un gran prestigio.

La teoría tuvo luego reformulaciones, en donde se dio cuenta de que no era lo significativo la incorporación de reservas, sino los descubrimientos. Es decir que la restricción geológicamente relevante era que el ritmo de descubrimiento de volúmenes de hidrocarburos en algún momento llegaba a un pico, y luego era superado por el ritmo de producción, tiempo después decaía la producción.

El tiempo que mediaba entre el pico de descubrimiento y el pico de producción era necesariamente mayor que el que mediaba entre el pico de incorporación de reservas y el pico de producción.

(1) Este trabajo forma parte, del Proyecto de Investigación, “Los Gases no Convencionales en la Oferta de Gas Natural en la Argentina.” que se está desarrollando en la Universidad Nacional de Lanús.

(cc) Jeremy Buckingham



Para el caso de los 48 Estados que integran el perímetro continental de EE.UU., el pico de descubrimiento habría ocurrido en 1930, mientras que el pico de producción en 1970. Esto derivaba en distancia entre ambos momentos de 40 años, un plazo sensiblemente mayor los 10,5 años estimados por Hubert.

Hubbert mencionó a los hidrocarburos no convencionales en diversas ocasiones en sus escritos, pero no los incluyó en sus proyecciones.

El estudio de otros países que habrían alcanzado ya el pico de producción, mostraban que el tiempo que pasaba entre ambos momentos era variable., siendo 32 años en los casos de Indonesia y Rusia, 30 años en el caso de Egipto, y 25 años en el caso del Reino Unido².

Una de las razones para estas diferencias temporales radicaba en el ritmo de producción. Tal es así que en el caso del Reino Unido, en que la producción es básicamente off shore, su ritmo de desarrollo fue por razones de costos mucho más rápido que en el caso de la producción on shore.

PICO DE DESCUBRIMIENTOS Y PROCEDIMIENTO "BACK DATE".

Antes de continuar, cabe aclarar que diferencia hay entre pico de volúmenes descubiertos y pico de incorporación de reservas.

La primera definición de Reservas Probadas, como volúmenes económicamente recuperables, fue propuesta por el *American Petroleum Institute* (API) en la década del treinta.

Ya hacia fines de los 50, se empezó a observar regularmente que el tamaño estimado de los descubrimientos aumentaba en forma sistemática. Por aquel tiempo el tamaño estimado de un descubrimiento se calculaba como suma de la Producción Acumulada más las Reservas Probadas existentes aún en el mismo.

Este fenómeno, que luego se llamaría "Crecimiento de Reservas"³ se origina en el hecho de que al realizarse un descubrimiento (o sea al perforarse una trampa con hidrocarburos), sólo parte de los hidrocarburos comercialmente recuperables eran inicialmente considerados Reservas Pro-

badas. Luego a medida que se desarrollaba el yacimiento con nuevas perforaciones, se continuaban incorporando Reservas Probadas sobre ese mismo yacimiento que ya había sido descubierto.

Para dar cuenta de esta situación, entre otros motivos, paulatinamente se propusieron otras categorías de Reservas, tales como las Probables y las Posibles.

Por otra parte, el Geólogo Ivanhoe propuso el termino "back date", como el procedimiento por el cual las reservas que se iban incorporando en el tiempo, se imputaban "hacia atrás" al momento en que se habían descubierto (o sea cuando la trampa que las contenía había sido perforada), y no al momento en que alcanzaban la condición de reservas (cuando existía razonable certeza de ser recuperables económicamente).

De esta manera, mediante el procedimiento de "back date", era posible reconstruir en base a los últimos datos disponibles de producción acumulada y reservas por yacimiento, cuando se habían descubierto efectivamente esos volúmenes.

Las estadísticas de Ivanhoe mostraban que el pico de descubrimiento a nivel mundial había ocurrido hacia 1962, esto inducía a pensar en un inminente pico de producción a nivel mundial.

LOS HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES Y EL PICO DE DESCUBRIMIENTOS.

Hubbert mencionó a los hidrocarburos no convencionales en diversas ocasiones en sus escritos, pero no los incluyó en sus proyecciones. De hecho, la tecnología no se había desarrollado aún para su explotación.

Si se quiere incorporar estos hidrocarburos no convencionales para proyectar nuevamente el pico de petróleo o el pico de producción de gas, ya no se podrán emplear las técnicas basadas en las curvas de incorporación de reservas de Hubbert, o las curvas de tasas de descubrimiento estimadas por un procedimiento "back date" tal como propuso Ivanhoe.

Esto se da básicamente porque para los hidrocarburos convencionales, la cuestión de la fecha del descubrimiento es irrelevante para proyectar el pico producción, ya que a diferencia de los hidrocarburos convencionales, los descubrimientos de hidrocarburos no convencionales vienen ocurriendo desde mucho tiempo atrás, sin que se hayan puesto en producción.

Por ejemplo, en el caso de Argentina, la formación Vaca Muerta fue descubierta por el Dr. Charles E. Weaver en 1931⁴ y la producción de *shale gas* a partir de

esta formación aún no ha comenzado, de manera efectiva en nuestro país.

De manera que dado todo el tiempo que ha mediado entre el descubrimiento de hidrocarburos no convencionales y su puesta en producción, no resulta posible predecir o proyectar el pico de producción en base al pico de descubrimientos.

CONCLUSIONES

La teoría del *Peak Oil* partía de un principio básico: los hidrocarburos, antes de ser producidos, deben ser descubiertos. Los volúmenes descubiertos serían decrecientes en el tiempo por razones físicas.

El ejemplo que hemos dado, pretende ilustrar como en el nuevo escenario las restricciones a la producción ya no son físicas, y por lo tanto no podemos estar pendientes como en el pasado de si se producen o no nuevos descubrimientos para reemplazar a los yacimientos que se agotaban.

La situación con los hidrocarburos no convencionales es otra, dado que los hidrocarburos ya han sido descubiertos, y en cantidades que permitirían abastecer la demanda durante prolongados períodos de tiempo.

La formación Vaca Muerta fue descubierta por el Dr. Charles E. Weaver en 1931 y la producción de *shale gas* a partir de esta formación aún no ha comenzado.

En este marco, la cuestión es que los hidrocarburos antes de consumidos requieren de grandes inversiones, por lo que la restricción pasa a ser esencialmente de naturaleza económica y eventualmente ambiental. Estamos ahora en un mundo más parecido al que predijo un economista M. Adelman, en el cual los recursos no renovables no son agotables.

Bibliografía

- C.J. Campbell (2005) The Age of Oil in Perspective Presentación en The 5th International ASPO Conference 18-19 July, 2006, San Rossore, Italy
- Hubbert M.K. (1969) Resources and ManEnergy resources: A Study and Recommendation by the Committee of Resources and Man of the Division of Earth Sciences, Nat. Acad. Sci.-Nat. Res. Council.
- Ivanhoe (1996) "Oil Reserves and Semantics" Hubbert Center Newsletter # 96/1 Departamento de Ingeniería en Petróleo, Colorado School of Mines Golden, Colorado
- USGS (2001-2003) "Bulletin 2172"



The logo features a red square icon with a white square inside, followed by the text "abeceb.com" in a bold, black, sans-serif font. Below this, the words "economía online" are written in a smaller, red, sans-serif font.

(2) Campbell (2005)

(3) Ver USGS (2001 - 2003)

(4) Comunicación personal del Doctor en Geología. Daniel Robles.

Hidrocarburos no convencionales

Desafíos y oportunidades

A las estimaciones realizadas en el ámbito internacional de los volúmenes potenciales de recursos no convencionales de Argentina, se suman estudios realizados localmente que permiten conocer más detalles sobre su situación.



LUCIANO CODESEIRA

Miembro del Consejo Asesor de Estrategia Energética Secretaría de Energía

Los últimos años reflejan una transformación como pocas veces se han visto en el mundo petrolero. Lo que a primeras vistas se mostraba como un cambio “menor”, un negocio de nicho para algunas empresas independientes, como por medio de una iteración sucesiva de aquel adjetivo, emergió su verdadero calificativo: “enorme”. Se trató de una transición casi instantánea, un giro vertiginoso poco previsto por los canonistas de la industria, y un regalo para unos cuantos.

Cinco años atrás se vivía un clima muy distinto. Eran años en los que la dependencia externa norteamericana era un mal funcional para el equilibrio en el orden global, natural, producto de su evolución a través de las fases de desarrollo. Un mal dónde la teoría del *peak oil* se mostraba más sólida que nunca en su historia, dónde el *downstream*, en particular el GNL, concentraba la mayor atención. Su evolución implicaba romper con la barrera regional del gas, último dique de contención que impedía su *commoditización*, y un final anunciado: el cartel de gas. Recordemos que cinco países (Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán y Arabia Saudita) concentraban el 60% de los depósitos mundiales de gas.

Hoy poco se habla de *peak oil*, Estados Unidos revirtió su caída histórica en la producción de petróleo y gas: ya exporta gas, y dos plantas -Freeport y Cheniere- aguardan aprobación del Departamento de Energía de Estados Unidos (DoE, por sus siglas en inglés) para exportar GNL.

El WTI cotiza 25 US\$ menos que el Brent, siendo este último un crudo de menor calidad, un spread inédito. La cotización del GNL en el Pacífico Asiático es tres veces mayor a los valores del gas natural operado en las costas de Estados Unidos. La alteración de precios internos en el mercado norteamericano propició un giro drástico hacia los líquidos. La reunión de la OPEP de mayo en Viena fue singular, se corrió un rumor, vestido de pavor: “*fracking* está fracturando a la OPEP” ¿Estaremos presenciando una nueva etapa en el orden petrolero mundial?

Como grandes afortunados, los argentinos supimos por medio del Departamento de Energía de Estados Unidos que estábamos en el podio de los países con mayores depósitos de gas no convencional. Vaya suerte la nuestra. Igualmente cabe resaltar una observación sobre este podio imaginario: en el estudio no se evaluó el potencial de Rusia, Irán, Qatar, Turkmenistán, Arabia Saudita, aquellos cinco países que como dijimos suman más del 60% del total de reservas probadas. Ergo, la Argentina no será ni por lejos la tercera economía con gas técnicamente recuperable en sus *shales*, ni China la primera. Sólo lo son de acuerdo a esta selección de países. No obstante, seguramente serán junto con Estados Unidos, México y Canadá, los países con mayores intenciones de avanzar en su desarrollo. Al contrario, flaca intención tendrán en avanzar “hacia los no convencionales” aquellas cinco economías que cuentan ingentes reservas probadas de gas convencional.

Frente a tantas dudas de quienes compartirían aquel podio, me queda una certeza: los autores de este trabajo, nucleados en el Advanced Resources International Inc. (ARI), sí se alzan en lo alto del podio entre los mayores promotores del *shale gas* en el mundo. Todavía recuerdo las curvas de costos de extracción de gas que desde hace años viene presentando Mr. Kuuskraa, su presidente, en cuanto evento ha participado.

Un año antes de que estas señales positivas se instalaran en los medios, en los discursos de especialistas y funcionarios del sector, desde la Función Pública se iniciaron dos estudios para evaluar el potencial del *shale gas* en la Argentina, uno llevado a cabo por la Secretaría de Energía de la Nación y otro por la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén. El primero, evaluó el potencial en las cinco cuencas más promisorias de la Argentina. El segundo, se enfocó en Neuquén.

Me tocó participar del estudio encarado por la Secretaría de Energía. Los autores intelectuales son Daniel Boggetti y Juan Manuel Ubeda, que con el soporte de sus consultoras PyT Consultora SA y MFG Oil & Gas SA, han realizado los estudios geológicos e ingenieriles correspondientes. Fueron ellos quienes presentaron lo sustantivo del trabajo al Ing. Daniel Cameron, primero, y luego en varios eventos entre los que destaco el “VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos” o el “Shale Gas & Tight Oil Argentina II”.

Para la estimación del potencial del *shale gas* se evaluaron cinco rocas generadoras: Vaca Muerta (Neuquina), Los Molles (Neuquina), Pozo D129 (Golfo San Jorge), Los Monos (Noroeste) y Río Mayer (Austral). Siguiendo la literatura existente, se asumió que más allá de la granulometría fina de la roca se deben presentar condiciones geoquímicas y litológicas que den cuenta de un alto tenor de contenido orgánico (TOC) y un grado de madurez adecuado, definido por el índice de reflectancia de vitrinita (Ro).

No obstante ello, sabemos que la variedad de tipos de rocas en función de su geoquímica, geomecánica y geología hará que difieran los métodos de perforación, terminación, producción y también la evaluación de recursos y reservas, incluso dentro de un mismo *play*, ya que en general no se trata de sistemas homogéneos, ni suelen tener una geología ordenada. Las experiencias en Estados Unidos, Canadá y, en nuestro país, Vaca Muerta, dan muestra de ello.

De hacerse una comparación entre los tres estudios existentes, veremos que se basaron en una metodología parecida, sustentados principalmente en un cálculo volumétrico de la roca generadora, su contenido carbono orgá-

nico y su madurez, siguiendo las bases determinísticas del modelo de Schmoker.

Los resultados a la vista se presentan tan similares como promisorios: 774 Tcf o 740 Tcf, siguen siendo volúmenes enormes. Basta con recordar que el gigantesco yacimiento gasífero de Loma La Lata, en la cuenca neuquina, tenía reservas iniciales de poco menos de 10 Tcf, descubrimiento que permitió la transformación gasífera de la matriz energética argentina, pasando del 23% en 1977 (momento del descubrimiento) al 46% a fines de la década de los 90’.

Un caso aparte es la cuenca Chaco-paranaense. Quizá la cuenca sedimentaria más extensa del cono sur, que posiblemente en un futuro pueda dar muestras del potencial retenido en su roca generadora, pero lo cierto es que todavía no existen firmes elementos para dar cuenta de ello. En gran parte, esta falta de elementos obedece a la escasez de resultados satisfactorios en los programas exploratorios a lo largo del siglo pasado. Es por ello que el trabajo encarado por la Secretaría de Energía no incluyó la cuenca en su estudio.

Sí lo hizo el estudio encargado por el DoE. Pero recordemos que esta cuenca integra, además de la Argentina, a los países vecinos de Uruguay, Paraguay, Bolivia y Brasil. De hecho algunos de ellos ya comenzaron gestiones para estudiar su potencial concreto. Ahora, cabe aclarar, que más allá del incierto potencial, los recursos técnicamente recuperables de la cuenca para la Argentina según el informe del DoE son 164 Tcf y no 521 Tcf, como algunos expertos en gas y petróleo se encargaron de manifestar. Significa que de estar sobrestimado el potencial, lo sería en un 26% quedando 620 Tcf libre de sospecha. No como se repitió innumerables veces. Tal vez deberíamos replantear el grado de honestidad y responsabilidad profesional de asesores y expertos.

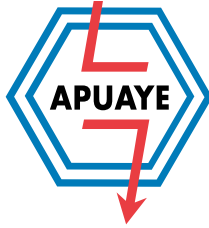
Incluso este estudio, sin mediar explicación alguna, incorpora la formación Los Monos, perteneciente a nuestra cuenca Noroeste, en el devónico del Chaco-Paraná, lo cual implica una suerte de fusión de ambas cuencas. Así, los 164 Tcf se aproximarían al estudio del DoE, cargarían con cierto linaje, respecto de los 59 Tcf del estudio de la Secretaría de Energía.

De alguna manera estos estudios también han prevenido y habrán de prevenir, estimo, acerca de una posible resignificación o nuevo uso del término “descubrimiento” o “hallazgo”.

En definitiva, todas estas señales apuntan al mismo sentido: los recursos están, hay que desarrollarlos. No será fácil. Sobre este punto y sobre la cuestión ambiental girará el artículo que completa el presente.

Congreso anual de la Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía (APUAYE)

Congreso de Delegados 2012



La Asociación de Profesionales Universitarios del Agua y la Energía Eléctrica (APUAYE) realizó su Congreso anual en la ciudad de San Nicolás (Buenos Aires) durante los días 28, 29 y 30 de septiembre pasado.

Entre los temas más importantes se aprobaron la Memoria y Balance del Ejercicio 2011-2012 y el Presupuesto y el Plan de Acción 2012-2013, así como también las políticas a seguir sobre las problemáticas laboral, previsional y asistencial.

En la Apertura el Presidente de APUAYE Ing Jorge Arias destacó su satisfacción por haber logrado preservar una firme tendencia en el crecimiento de APUAYE, reafirmando su consolidación dentro de la actividad del sector eléctrico, manteniendo vivo el desafío hacia el futuro en cuanto

a ser capaces de sostener el alto nivel institucional que hoy resulta insoslayable para todos los actores sectoriales.

Se destacan algunos aspectos relevantes del discurso de apertura del Ing. Jorge Arias:

“...no podemos dejar de mencionar que nos preocupa la difícil situación económico – financiera que afecta a la mayor parte de las Empresas y Cooperativas Eléctricas, que condiciona una adecuada prestación de los servicios ante un crecimiento moderado pero sostenido de la demanda de electricidad. Este panorama también genera serias dificultades en las negociaciones convencionales y salariales, que vienen derivando en crecientes estados de conflicto, altos funcionarios del Gobierno Nacional han anunciado que a corto plazo se dispondrá un cambio de fondo del

sistema institucional y regulatorio que se viene aplicando en los últimos años, esto nos abre una expectativa que en nuestro criterio debiera orientarse prioritariamente a ir resolviendo las siguientes cuestiones claves:

- A.** Fortalecer la capacidad institucional, regulatoria y de gestión del Estado.
- B.** Revertir la alta incertidumbre sobre las reglas de juego, definiendo un nuevo marco regulatorio claro y estable, generando un flujo genuino y creciente de inversiones.
- C.** Corregir gradualmente las serias distorsiones de precios, tarifas y subsidios, aplicando tarifas sociales con destino específico.

... con gran esfuerzo pudieron concretarse un número significativo de nuevos Convenios Colectivos de Trabajo y la actualización y/o perfeccionamiento de aquellos en vigencia.

... el rol protagónico del ICAPE debe ser potenciado para una permanente actividad de la capacitación gremial, que permita contar con cuadros de conducción idóneos con proyección de futuro. A ello cabe sumar la prosecución de las actividades de formación y actualización de los profesionales del sector con relación a los temas centrales de la problemática energética y empresaria actual y futura. Con ese objeto, continúa operativo el convenio de cooperación con el Instituto Argentino de la Energía General Mosconi, para desarrollar las “Jornadas sobre Economía de la Energía y Planificación Energética” que se vienen realizando exitosamente desde el año 2009.

... durante el corriente año se concretó la modernización del diseño y diagramación de la revista ÚNICA, lo que contribuye a una renovación de la imagen integral de la Asociación.

...OSPUAYE, a pesar de la difícil situación actual de esta actividad, continúa priorizando los valores de la salud, de la seguridad y la prevención como elementos de alto impacto laboral, haciendo eficiente el sistema de prestación de salud. Esto redundará en una mejor calidad de vida del profesional y de su grupo familiar.

...se requiere que el Grupo de Estudios Energéticos (GEE) elabore informes y documentos a ser difundidos a efectos de hacer conocer la opinión de APUAYE sobre los temas de mayor importancia de la problemática energética, con especial énfasis en la actividad eléctrica.

El Congreso Anual de Delegados aprobó una Declaración de la que, en forma sintética, se destacan los siguientes puntos (Ver el texto completo en www.iae.org.ar, Proyecto Energético N° 96):

- Valora con satisfacción el hecho de haber logrado preservar una firme tendencia en el crecimiento de esta entidad gremial, reafirmando la consolidación del alto nivel institucional de APUAYE, que hoy resulta insoslayable para todos los actores sectoriales.
- Destaca que recientemente se ha cumplido el 56° Aniversario de la Asociación.
- Pone de manifiesto el gran esfuerzo realizado para concretar un número significativo de nuevos Convenios Colectivos de Trabajo y la actualización y/o perfeccionamiento de aquellos en vigencia.
- Resalta la incidencia del Impuesto a las Ganancias en las remuneraciones de los profesionales y continuará reclamando ante las autoridades pertinentes la necesidad de actualizar el mínimo no imponible, las deducciones generales y los tramos a partir de los cuales debe determinarse el tributo mencionado.
- Expresó su preocupación por la difícil situación económico-financiera que afecta al Sector Eléctrico, que condiciona la adecuada prestación de los servicios.
- Se estima necesario continuar trabajando para lograr una coexistencia de diferentes intereses en el Sector Eléctrico; la presencia de compañías privadas, cooperativas y empresas estatales; y el logro de un posicionamiento adecuado de los organismos de regulación y control.

El Congreso de Delegados de APUAYE como voz de los profesionales del Sector, ratifica su compromiso de continuar aportando alternativas para una práctica transformadora con el fin de contribuir a la sustentabilidad de la actividad en el marco de condiciones laborales dignas.



¿Qué se está haciendo y qué falta hacer para poner en producción los recursos de hidrocarburos no convencionales? Una reflexión sobre la situación del sector y las condiciones necesarias para seguir avanzando.

El gas no convencional en Argentina



FERNANDO MEITER
Director TNS-LATAM

Mucho se ha hablado durante el presente año acerca de las cuantiosas reservas de Gas no convencional, especialmente en la Provincia de Neuquén, que posee la República Argentina. En muchos casos, y luego de la expropiación de Repsol-YPF por parte del Gobierno Nacional, se ha tomado este tema como de interés nacional y prioritario, y la verdad es que no es para menos, Argentina, está viviendo un proceso de declinación de sus reservas de gas natural que es ampliamente conocido.

Mientras las reservas van bajando, acompañadas por un descenso en la producción, la importación va en aumento, cóctel explosivo para el desarrollo de un país como el nuestro que tiene una matriz energética en donde el gas natural tiene una participación del 52 por ciento.

En el año 2011, se difundió un documento informativo de la Agencia Internacional de Energía (EIA), en donde se dice que Argentina es el tercer país en el mundo en reservas de Gas no convencional, detrás de China y Estados Unidos, con reservas recuperables de alrededor de 774 TCF. Nuevamente nuestro país se ubicó en el centro de la atención de las grandes compañías petroleras internacionales, grupos de inversión y empresas de servicios petroleros.

Entre el año 2011 y lo que va del año 2012 se han realizado más de 60 congresos y seminarios relacionados con este tema y hemos visto los planes de inversión y las nuevas metas de la YPF nacionalizada. Pero, en la práctica, ¿qué es lo que se ha logrado hasta el momento?

Nuevamente nuestro país se ubicó en el centro de la atención de las grandes compañías petroleras internacionales, grupos de inversión y empresas de servicios petroleros.

Veamos:

YPF: (ver cuadro)

Apache: 8 pozos desarrollados, durante el año 2011 perforó su primer pozo horizontal en el Yacimiento Anticlinal Campamento en Neuquén, y comenzó a producir a una tasa de 10 MCF por día.

Americas Petrogas: 4 pozos desarrollados, 3 de ellos en un joint venture con Exxon, y el restante con Apache.

Medanito y EOG: 4 pozos desarrollados.

PAE: 2 pozos desarrollados.

Azabache Energy: 1 pozo desarrollado.

Pluspetrol S.A.: 1 pozo desarrollado.

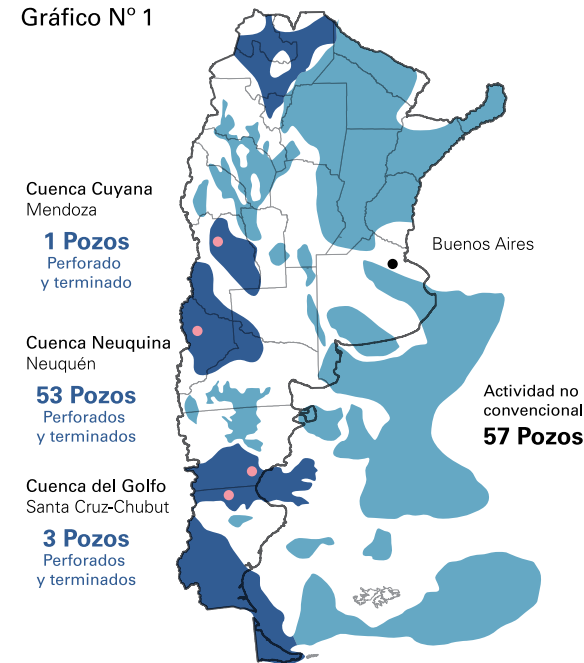
Shell: tiene presupuestados para el 2012 4 pozos a desarrollar.

Chevron: 2 pozos desarrollados.

Total, Wintershall y Petrobras están en planes de preparación para iniciar actividades de exploración.

Sin hacer un juicio de valor acerca de este nivel de actividad, uno hubiera esperado una actitud más activa de los distintos actores de nuestra industria. Qué fue lo que paso,

Gráfico N° 1



40 Pozos desarrollados	16 Verticales	12 Entubados
	16 Desviados	5 Entubados
13 Pozos explorados	8 Horizontal	6 Entubados
	12 Verticales	10 Entubados
	1 Horizontal	1 Entubado

qué es lo que hace falta para lograr el éxito en nuestro país, y qué lecciones podemos aprender de aquellas naciones que han logrado un pleno desarrollo de los no convencionales, es el motivo de este artículo.

HISTORIA RECIENTE

Desde que se publicó el informe de la EIA, se generó mucha expectativa en todos los operadores del país y muchos de

Gráfico N° 2 Programa "Gas Plus" en números

Año	Cantidad de proyectos	Recursos estimados a incorporar (MMm³)
2008	6	7.368
2009	8	24.244
2010	25	38.239
2011	14	12.159
2012 (*)	6	17.831
Total	59	99.841

(*) A abril de 2012.

Producción de Gas Plus en el año 2011 = 8,6 MMm³/d

ellos comenzaron a mirar con más atención los yacimientos existentes de gas no convencional, especialmente los que están ubicados en la provincia de Neuquén, especialmente Vaca Muerta, Los Molles y Agrio.

En un principio, analizando las porosidades de las distintas rocas que componen la cuenca neuquina, se pudo deducir que la misma presentaba características bastante parecidas a las formaciones de *Eagle Ford* y *Haynesville*, formaciones productivas en los Estados Unidos.

Sabiendo cuál era el desafío de perforar en esa zona, Apache desarrolló su primer pozo en el año 2011 bajo el Programa *Gas Plus 2*, comenzando de esa manera su curva de aprendizaje.

Cabe destacar que si bien el *Gas Plus 2* no da una solución definitiva al problema de la remuneración del gas a las operadoras, por lo menos estableció un comienzo de lo que se llamó un sendero de precios, que al final terminó pagando la industria.

De todas maneras, *Gas Plus* no incentivo a las operadoras a generar nuevos proyectos y, como se ve en el próximo cuadro, en el año 2012 se presentaron sólo 6 proyectos, menos de la mitad del año 2011, mientras que la caída de la producción de la Cuenca Neuquina, comparando los períodos 2004 y 2011, arrojan un saldo negativo de 21.6 MMm³/d



CONDICIONES NECESARIAS PARA EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DE LOS NO CONVENCIONALES EN ARGENTINA

Como se ha visto, lo que prometía ser la panacea del desarrollo energético argentino, se convirtió hasta el momento en tímidas acciones, tanto desde la empresa estatal de petróleo, YPF, como de las operadoras privadas.

¿Cuáles son las condiciones necesarias para que un desarrollo de No Convencionales sea exitoso?

1. Precio asegurado

Las operaciones de desarrollo de Plays no convencionales requieren de importantes sumas de dinero, sobre todo en la etapa de exploración y desarrollo. Sin una señal clara de precios por parte del gobierno, las compañías operadoras no pueden ingresar grandes proyectos; de la misma manera, se le debe asegurar el repago en tiempo y forma del gas oportunamente entregado. Actualmente, CAMMESA es el único comprador de este gas, a un precio que ronda entre los 4,5 y los 6 US\$/MMBTU, se ha dicho desde las autoridades de la Provincia de Neuquén que se está negociando un aumento de este precio con el Gobierno Nacional, desde el sector privado, se dice que un buen precio como para justificar importantes inversiones tendría que rondar los 8 US\$/MMBTU

2. Infraestructura

Los procesos de extracción de No Convencionales requieren tener a disposición una infraestructura adecuada a sus necesidades. La disponibilidad de agua es fundamental para este tipo de procesos, y actualmente se está trayendo este importante elemento en camiones que recorren a veces trayectos de 50 a 60 Km por viaje, rutas en mal estado y déficit de transporte. Es condición necesaria una adecuada política del tratamiento de los acuíferos.

Otro elemento fundamental para poder efectuar las fracturas es la disposición de arenas especiales, llamadas *Frack Sands*. Actualmente, las mismas se están importando en su mayor parte desde Brasil, traídas al Puerto de Buenos Aires, y desde allí llevadas a Neuquén en camión. Es imprescindible que se genere un corredor que permita tener en tiempo y forma este elemento.

En tercer lugar, y no menos importante, este tipo de operaciones requiere de equipos nuevos de perforación, de última tecnología, para optimizar el precio de los pozos. Para ello es imprescindible que el Estado entienda que debe flexibilizar los trámites de ingreso de este tipo de equipos al país, por un lado, y que solamente las operadoras van a invertir importantes cantidades de dinero con un precio lógico y contratos a largo plazo.

3. Medio Ambiente

La experiencia norteamericana con respecto al tema medio ambiente debe ser tenida en cuenta. Los legisladores provin-

¿Estará Argentina a la altura de las expectativas?

ciales y nacionales deben generar un marco regulatorio que se adecue a la preservación del medio ambiente y dar seguridad jurídica a las empresas que no se encontraran con conflictos ambientales en las zonas de producción.

4. Información detallada de las cuencas

La experiencia de los grandes jugadores a nivel internacional nos dice que antes de ir al campo se debe conformar un completo estudio de las rocas, analizar la porosidad de las mismas, las presiones en cada uno de los laterales, e indefectiblemente hacer una comparación con sus análogos. Para esto es indispensable tener la mayor información posible sobre cada una de las formaciones.

PROYECCIONES

Argentina tiene un potencial único en reservas de Gas y petróleo No Convencional. La mayor concentración de reservas se encuentra en Vaca Muerta, Los Molles, Agrio y Mulichinco, todas ellas ubicadas en una extensión de 44.000 m², situación que hace aun más atractiva la explotación.

Toda vez que se analiza la viabilidad de un proyecto de No Convencionales, y en virtud del actual *Rig Count* en la Argentina, podríamos hacer la siguiente proyección de desarrollo, basados en el Master Plan de YPF y proyectos de operadoras privadas como se detalla continuación: para el año 2020 se estaría produciendo cerca de los 40 MMm³/día equivalentes de Recursos No Convencionales, situación que solo permitiría a la Provincia de Neuquén mantener su actual producción de gas natural, que asciende a los 60 MMm³/día aproximados.

En cuanto a la cantidad de equipos operando, pasaríamos de la histórica cantidad de 99 equipos a 150 para el año 2020, teniendo en cuenta una visión conservadora.

De las 950.000 toneladas proyectadas de *Frack Sands*, a un costo total de US\$ 407.000.000 pasaríamos a consumir para el año 2020 un total de 2.000.000 de toneladas/año.

En cuanto al consumo de agua, toda vez que se optimicen los rangos de utilización, estaríamos consumiendo a razón de entre 8.000 y 15.000 m³, llegando en algunos casos a 20.000 m³ por pozo.

Los números son más que elocuentes, el recurso lo tenemos; la demanda también, solamente resta, de una vez por todas, entender que este negocio es de una gran inversión inicial, y para que esos capitales se tienten a venir a la Argentina, hay que dar determinadas condiciones de precio, seguridad jurídica e infraestructura necesaria, como lo hemos descripto.

¿Estará Argentina a la altura de las expectativas?

CLAEC-CECHA



El viernes concluyó la 43ª Comisión Latinoamericana de Empresarios de Combustible (CLAEC) después de dos jornadas completas de exposiciones de empresarios que representan a las estaciones de servicio de Brasil, México, Venezuela, Guatemala, República Dominicana, Perú, Chile, Uruguay, Costa Rica, Paraguay y Argentina. CLAEC es una institución sin fines de lucro, con más 20 años de accionar ininterrumpido, que constituye un foro de opinión y construcción de propuestas a partir del aporte de los países miembros que la componen. Durante los días 8 y 9 de noviembre las delegaciones extranjeras conjuntamente con las Federaciones y Cámaras integrantes de CECHA, han compartido y desarrollado las inquietudes y planes de acción informados por los representantes de las instituciones presentes, situación que ha permitido tener una visión global de la evolución del mercado de los combustibles en la región. Durante la reunión se resaltaron cuestiones relacionadas con temas de legislación, de seguridad y medio ambiente, como así también las implicancias comerciales y contractuales que la actividad de comercialización de com-

bustibles suscita en la actualidad. Una realidad gratificante para nuestro país, como anfitrión del encuentro fue la conclusión que "Argentina es un país de avanzada y un modelo a seguir". Oscar Díaz, presidente de la Confederación de Entidades del Comercio de Hidrocarburos y Afines de la República Argentina (CECHA) se mostró muy satisfecho con el desarrollo del evento, destacó la importancia que tiene para cada una de las delegaciones interiorizarse sobre los cambios que se van produciendo en el sector en cada uno de los países de Latinoamérica que forman CLAEC. Durante la reunión estuvieron presentes altos directivos de empresas petroleras, entre los cuales cabe mencionar al Ing. Juan José Aranguren – Presidente de SHELL CAPSA-, Ing. Andrés Cavallari Retail General Manager de SHELL Argentina; Ing. Juan M. Garoby Director de Negocio No Convencional de YPF SA; Ing. Andrés Scarone Director de Retail de YPF SA y Juan Gimenez Gerente Comercial Retail de YPF SA, cuyas gratas e importantes presencias fueron agradecidas, por el presidente de CECHA Dr. Oscar Díaz.

Institucionales IAE



CÓCTEL DE LA ENERGÍA

El 22 de noviembre se realizará el tradicional "Cóctel de la Energía" del IAE, en ocasión del 29º aniversario de su fundación. El mismo tendrá lugar en el Hotel Continental; Av. Presidente Roque Sáenz Peña 725, Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

CICLO DE CONFERENCIAS "ARGENTINA ENERGÉTICA"

El Ciclo de Conferencias "Argentina Energética", que actualmente se encuentra en su séptima edición, está enfocado en analizar la competitividad de los subsectores energéticos de Argentina. El mismo se extenderá hasta mediados del mes de diciembre. A partir de este año usted puede acceder en vivo a sus presentaciones a través de internet; pueda acceder al programa del mismo y a las grabaciones de las conferencias a través de bit.ly/Argentinaenergetica.

PUBLICACIONES DEL OBSERVATORIO ECONÓMICO

El Observatorio Económico del IAE publicó en el mes de octubre el informe "Análisis de la situación económico-financiera de las principales empresas del sector energético al 31 de junio de 2012".

PUBLICACIONES DEL DEPARTAMENTO TÉCNICO DEL IAE

El departamento técnico del IAE ha publicado recientemente los informes de tendencias y de coyuntura del sector energético correspondientes al mes de abril del corriente.

ASAMBLEA

En el mes de Diciembre se realizará la Asamblea General Ordinaria del Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi", en la ocasión se someterá a aprobación la Memoria y el Balance del Ejercicio 2011-2012

NUEVO

RENUEVA TU MOTOR



Shell V-Power Nitro+ está diseñado para actuar instantáneamente sobre los depósitos del motor, producto de la combustión, que impiden su buen desempeño. Contiene componentes que previenen la formación de depósitos en las válvulas y sistemas de inyección, removiendo progresivamente los ya existentes.

Shell
V-Power NITRO+
Nafta & Diesel



Para mayor información visitá www.shell.com.ar