

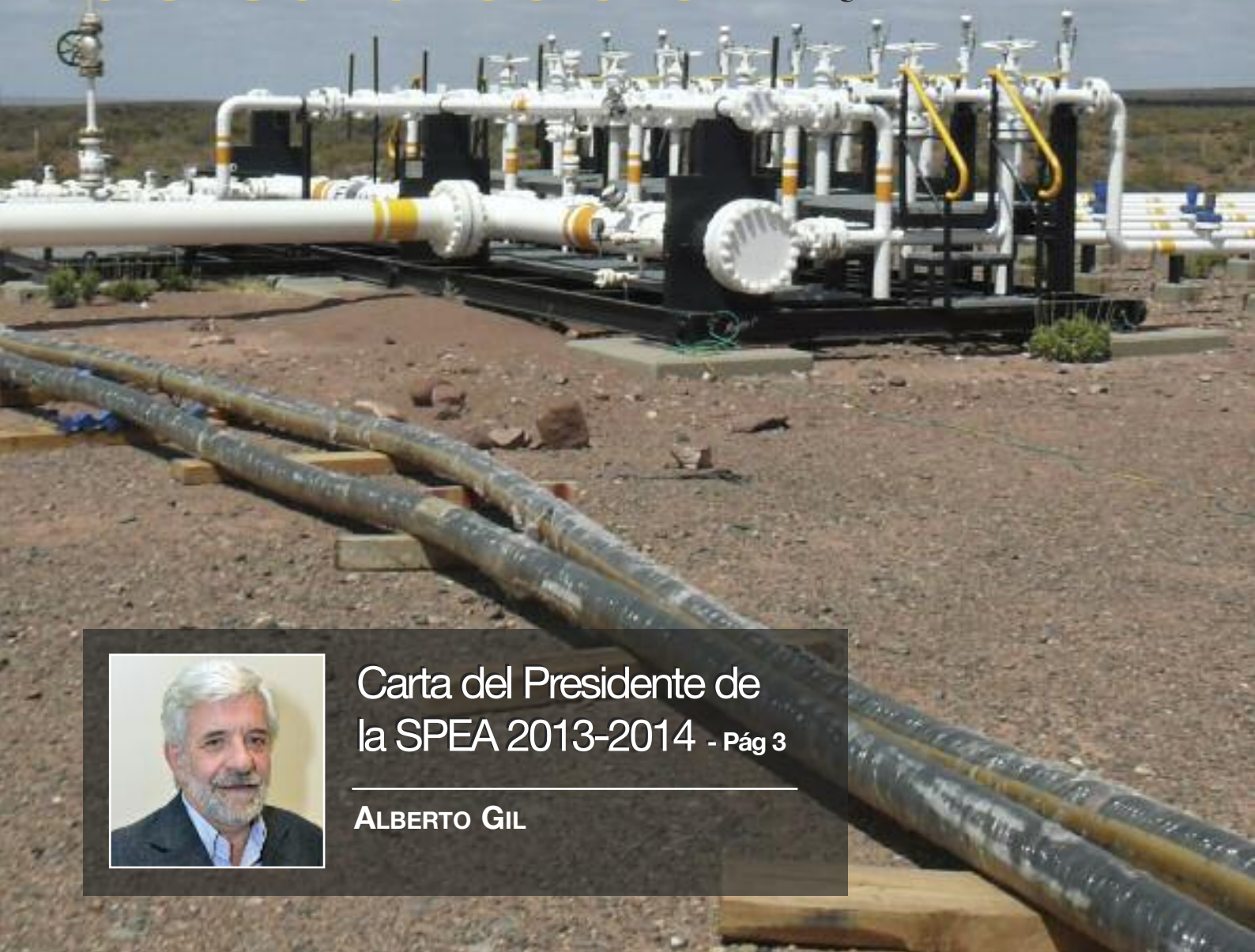
Contacto **SPE**

Publicación de la SPE de Argentina Asociación Civil

Número 43, Septiembre 2013



Gas Plus, a 5 años de su creación - Pág 3



**Carta del Presidente de
la SPEA 2013-2014 - Pág 3**

ALBERTO GIL

S U M A R I O

- 2 Carta del Director
- 3 Carta del Presidente de la SPEA
- 4 Comisión Directiva SPEA 2013 - 2014
- 6 SPEI Distinguished Lecturers: "Evaluación de los Recursos Asociados a las Lutitas Enfoque Integrado del Ciclo de Vida del Proyecto" Pankaj K. Pande
- 8 IX Encuentro Nacional de Capítulos Estudiantiles de la SPE Argentina
- 8 Exploración y Explotación de Hidrocarburos
- 9 Acerca de la designación de las Islas Malvinas en el JPT
- 10 "A 5 años del Nacimiento del Programa de Gas Plus"
- 15 Jóvenes Profesionales Argentinos en el Congreso Mundial de Energía
- 16 La Comercialización de Gas Plus
- 18 Resultados del 1er Concurso Jóvenes Profesionales de la SPE Argentina: "Yacimientos no Convencionales"

Contacto SPE propiedad de la SPE de Argentina Asociación Civil

Los artículos y sus contenidos así como las opiniones publicadas en la presente Revista son de exclusiva responsabilidad de sus respectivos autores. Envíenos sus comentarios: contacto@spe.org.ar

Fe de erratas Revista Contacto #42

Artículo Lic. Marshall:

- 1) Triángulo (pág. 5) los valores indicados corresponden a TCF, y los interrogantes ??? indican falta de evaluación.
- 2) Gráfico (pág. 7) hidratos de metano es 40% en vez de 19 %.

Carta del Director

OSCAR SECCO

Presentamos en este número a la nueva Comisión Directiva del SPEA, renovación que se produce en un momento muy especial del Sector.

Al ponerse en evidencia la necesidad de involucrar más dinero y tecnología al desarrollo de las Shales, se ejecuta el Contrato YPF - Chevron que si bien aún no es conocido en todos sus detalles, promete aportar una significativa producción adicional al petróleo nacional que declina desde el año 1999 a un ritmo de 4000 m³/ día cada año. Las condiciones conocidas de este contrato, en donde se nota la mano profesional del Presidente de YPF, nuestro colega Miguel Galuccio, pueden ser extendidas a otros inversores y crear un renuevo en la explotación petrolífera en el país. Otro signo alentador es el precio fijado para el gas adicional de 7,50 dls/ Mm³. Mientras esto sucede en nuestro caso, hay nuevas apreciaciones sobre el futuro del petróleo en el mundo: alguna indica, en contra de lo que generalmente aceptado, que la demanda mundial no seguiría en constante aumento, si no que se estabilizaría en los 93 MM Bbls/día

a partir del 2018. Los causantes de esta disminución de demanda sería el consumo creciente de gas y la mayor eficiencia en el consumo en los diferentes medios de transporte. Será interesante seguir los precios del crudo en el mundo, donde los que pesan en su formación son la OPEC y Rusia. Entre los artículos de este número destacamos la presentación del programa GAS PLUS, iniciado hace 5 años en nuestro país. El artículo cubre tanto la parte formal de su implementación como el logro obtenido: 11 M m³/día de gas adicional, que es un 10% de la producción nacional. Invitamos muy especialmente a los lectores a que nos hagan llegar sus comentarios sobre este tema. En CONTACTO se ha decidido incrementar la involucración de nuestra Editora, la Dra. Eleonora Erdmann, manteniendo la valiosa colaboración de Luciano Fucello. En los próximos números se apreciarán los resultados de esta decisión que llevará a mejorar la calidad de CONTACTO.

Hasta entonces, **Oscar H. Secco**

2013 SPEI Regional Awards

La SPEI dio a conocer los nombres de los ganadores de reconocimientos internacionales a nivel regional (South America & Caribbean), entre ellos se encuentran los argentinos: Oscar Secco (Consultor), Julio Shiratori (Apache), Jorge Ponce (Apache) y Leoncio del Pozo (CAPSA).

Regional Service Award / Oscar Secco, Consultant

The SPE Regional Service Award acknowledges exceptional contributions to the Society of Petroleum Engineers at the section or regional level and recognizes singular devotion of time and effort to the programs and development of the member's section and region that set it apart from the services rendered each year by many members of the Society.

Regional Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty / Julio Shiratori, Apache Corporation

The SPE Regional Distinguished Achievement Award for Petroleum Engineering Faculty recognizes superiority in classroom teaching, excellence in research, significant contributions to the petroleum engineering profession and/or special effectiveness in advising and guiding students. It is presented based on

the recommendation of the regional director or the regional award committee.

Regional Completions Optimization and Technology Award / Jorge Ponce, Apache Energia Argentina

The SPE Regional Technical Awards acknowledge exceptional contributions to the Society of Petroleum Engineers at the section or regional level and recognize singular devotion of time and effort to the programs and development of technical expertise Completion Optimization and Technology discipline.

Regional Production and Operations Award / Leoncio Del Pozo, CAPSA

The SPE Regional Technical Awards acknowledge exceptional contributions to the Society of Petroleum Engineers at the section or regional level and recognize singular devotion of time and effort to the programs and development of technical expertise in Production and Operations discipline.

Carta del Presidente de la SPEA 2013-2014

ALBERTO GIL



Luego de más de 35 años de ejercicio profesional he tomado recientemente la decisión de anticipar voluntariamente mi retiro al menos, en términos deportivos, de lo que se podría llamar “alta competencia”.

En una vida profesional dilatada se generan amigos y relaciones gratas que van más allá de lo estrictamente profesional, y en este caso particular mis queridos amigos asociados a la SPEA han pensado, generosamente, que yo podría serle útil a la institución dedicándole parte de mi nuevo tiempo libre, y es así que me han propuesto presidirla.

He aceptado gustoso y honrado el hacerlo y, como es la tradición, debo dirigirme a Uds. en esta primera comunicación que tiene la virtud de obligarme a reflexionar sobre cuáles habrán de ser los lineamientos generales de una gestión que, al menos, no desentone con la calidad con que lo hicieron quienes me precedieron a lo largo de los años.

La SPE es una institución internacional de conocido prestigio y excelencia que me ha acompañado en toda mi carrera, ayudándome a satisfacer necesidades variadas al ponerme en contacto directo o virtual con un amplísimo espectro de colegas de las más variadas especialidades, que generosamente han compartido y comparten sus experiencias y sapiencias a través de los diversos instrumentos puestos a nuestra disposición. Esas necesidades evolucionaron, como es lógico, al ritmo de la evolución de mi carrera, y siempre tuve la posibilidad de abreviar en sus bibliotecas, publicaciones, congresos, foros, etc., en la búsqueda de respuestas, ideas y hasta errores ya cometidos por otros e indignos de ser reiterados. Pienso que las actividades de mayor efecto multiplicador entre todas las que desempeña la SPEA son aquellas relacionadas con estudiantes y jóvenes profesionales, ya que son ellos quienes tienen la responsabilidad de prepararse para gestionar el futuro que se presenta incierto y desafiante, y toda actividad que contribuya a enriquecer la que desarrollan las universidades, empresas, y otras instituciones relacionadas, será siempre de enorme valor.

Mucho se ha escrito y comentado sobre las los desafíos que la Industria enfrenta en relación a los Recursos Humanos que habrán de poblar los frentes de las batallas que necesariamente deberán librarse en pos del objetivo de recuperar el autoabastecimiento energético.

Yo me remito a mi experiencia personal y recuerdo entonces las dificultades que al respecto debimos superar cuando, hace ya 15 años, tuvimos que empezar a dar los primeros pasos en pos de aquella visión que hoy en día es la realidad de Cerro Dragón, quizá sea suficiente decir, para ilustrar la situación, que las oportunidades disponibles no permitían titubeos sino que demandaban agresividad en la acción, que en relación a recursos humanos todo era insuficiente, tanto en cantidad como en competencias en cualquiera de las especialidades...; y que la apuesta ganadora fue, cuando no, los jóvenes.

Se pusieron en marcha agresivos programas de contratación de jóvenes profesionales en combinación con intensos planes de capacitación específica y programas de “mentoring” para potenciar la experiencia disponible..., les aseguro que daba gusto ver a esa banda de “purretes”, como diría el querido y recordado Eduardo Rocchi, echándose al hombro los desafíos del día a día.

La SPE promueve el funcionamiento de “Capítulos Estudiantiles” como foros extracurriculares que incentivan un contacto temprano de los futuros profesionales con la problemática de la industria a través de actividades de intercambio de experiencias y camaradería.

Este año son los futuros colegas de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Cuyo, de donde soy egresado, quienes se encuentran organizando el encuentro de Capítulos Estudiantiles a realizarse en la ciudad de Mendoza el próximo mes de Octubre; apoyaré de manera entusiasta su realización tanto desde lo institucional como desde lo personal, tratando de contagiar la pasión que nuestra profesión siempre despertó en mí.

El Comité de Jóvenes Profesionales desarrolla una actividad de sumo interés que, a mi juicio, debe ser promocionada e incentivada de manera entusiasta. Recientemente se cerró el “Primer Concurso de Jóvenes Profesionales”, tuvimos oportunidad de leer y presenciar la presentación de cuatro excelentes trabajos enfocados a la temática seleccionada para el concurso, “Hidrocarburos no Convencionales”.

Durante la exposición de esos trabajos realizados por jóvenes geólogos en actividad en la empresas mas importantes del país, reflexionaba sobre lo paradójico de la coyuntura: estamos en los albores de un cambio radical en la Industria, del cual depende fuertemente el futuro energético del país, y en donde casi todo está por aprenderse, las experiencias en otros lugares del mundo resultan de sumo valor en términos analógicos, pero nadie podrá evitar que transitemos nuestro arduo camino de la prueba y el error.

Bienvenidos, en este escenario, a los lúcidos, talentosos y audaces jóvenes colegas, que no tendrán que soportar la, a veces un poco soberbia, “docencia” de los veteranos, dado que las circunstancias nos han igualado en conocimientos... y desconocimientos.

En definitiva, creo fuertemente que las diversas actividades técnicas de la SPEA, en coordinación con sus pares de Neuquén y Comodoro Rivadavia, deberían siempre tener como objetivo fundamental la cuestión docente y formativa, ya que creo que, como personas, habremos de valer mucho más por lo que hagamos y dejemos por y para los que vienen que por los propios éxitos profesionales.

Con gran afecto y respeto,

Alberto Enrique Gil

CURRICULUM VITAE - ALBERTO ENRIQUE GIL

Ingeniero en Petróleos recibido en la Facultad de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo (Mendoza) en 1975, con cursos de postgrado realizados en las Universidades Austin (Texas), Stanford (California) y Austral (Buenos Aires) entre otros. Más de 35 años de experiencia en Bidas SAPIC y Pan American Energy en tareas vinculadas a la Ingeniería de Reservorios, Operaciones, Evaluación de Proyectos, Planeamiento y Desarrollo de Negocios. Entre 1.999 y 2010 se desempeñó como Chief Operating Officer en Pan American Energy, teniendo bajo su responsabilidad las actividades vinculadas a exploración y producción de la compañía. En la actualidad se desempeña como Director de Petrominera Chubut y Aires Renewables, empresa dedicada al desarrollo de proyectos de energías renovables. Es miembro de IAPG, SPE, Antiguos Alumnos del IAE, Stanford Alumni Asociation y del Consejo Asesor de la Carrera de Ingeniería en Petróleo del ITBA.

Comisión Directiva SPEA 2013 - 2014



Comisión Directiva Board

Presidente
Section Chairman
Alberto Enrique Gil

Vicepresidente 1°
Director
Jorge Buciak

Vicepresidente 2°
Director
Jorge Meaggia

Secretario
Secretary
Miguel A. Laffitte

Tesorero
Treasurer
Diego Solis

Comité de Programación y Organización de Reuniones Técnicas / Program & Technical Meeting Committee

Vocal 1°
Committee Chairperson
Miguel Lavia

Comité de Desarrollo Educativo / Continuing Education Committee

Vocal 2°
Committee Chairperson
Hugo Carranza

Comité de Asuntos Estudiantiles / Student Affairs Committee

Vocal 3°
Committee Chairperson
Julio Shiratori

Comité de Jóvenes Profesionales /

Young Professionals Committee

Vocal 4°
Committee Chairperson
Luciano O. Fucello

Comité de Transferencia de Tecnología / Technology Transfer Committee

Vocal 5°
Committee Chairperson
Eduardo Barreiro

Comité de Comunicación Institucional / Publicity Committee

Director de Contacto:
Vocal 6°
Committee Chairperson
Oscar Secco

Editor Responsable Contacto y WEB Site:

Vocal 7°
Committee Chairperson
Eleonora Erdmann

Comité de Congresos, Seminarios y Jornadas/ Congress, workshop, Forum.

Vocal 8°
Committee Member
Victor Gorosito

Comité de Asuntos Institucionales /Public Relationship

Committee Chairperson
Alejandro R. Luppi

Órgano de fiscalización - Statutory Auditors

Revisor de cuentas
Committee Member
Alfredo Viola

Revisor de cuentas
Committee Member
Miguel Fryziak
Revisor de cuentas
Committee Member
Gabriela Aguilar

Comité de Desarrollo Educativo / Continuing Education Committee

Committee Member
Alfredo Viola

Comité de Programación y Organización de Reuniones Técnicas / Program & Technical Meeting Committee

Committee Member
Jorge Albano

Comité de Comunicación Institucional / Publicity Committee

Committee Member
Flores Artola

Comité de Transferencia de Tecnología / Technology Transfer Committee

Committee Member
Norberto Galacho

Comité de Asuntos Institucionales /Public Relationship

Committee Member
Miguel Fryziak

Comité de Programación y Organización de Reuniones Técnicas / Program & Technical Meeting Committee

Committee Member
Carlos Ollier



**Experto en operaciones complejas
en ambientes sensibles**



SPEI Distinguished Lecturers: “Evaluación Enfoque Integrado del Ciclo de Vida del Proyecto”



El lunes 3 de junio de 2013 recibimos a Pankaj K. Pande, Disertante Distinguido de la SPE, quien hizo una presentación sobre la “Evaluación de los Recursos Asociados a las Lutitas - Enfoque Integrado del Ciclo de Vida del Proyecto”.

Asistieron a la Conferencia mas de cuarenta personas que tuvieron la oportunidad de hacer muchas preguntas y discutir temas específicos de nuestro país.

Se mostró que para crear valor y asegurar las reservas y la producción es esencial realizar un proceso integrado del ciclo de vida de los recursos de Shale.

El Play debe evolucionar hacia el Screening, la etapa de Exploración, la de Evaluación de los Recursos hasta llegar al Desarrollo completo. El planteo integral se

basa en los estudios de los Mecanismos claves de la Productividad de los Reservorios y en las “Demostraciones Escalables de Campo” que son esenciales para la evaluación y la estrategia del desarrollo de los recursos del Shale.

El disertante concluye con que las demostraciones de campo y modelos mecanísticos son claves para las fases de desarrollo y optimización. Siendo claves la selección del intervalo, la ventana de maduración térmico y el espaciamiento entre pozos.

A modo ilustrativo, en la presentación final se incluye el siguiente esquema de trabajo para la evaluación mecanística, donde se hace incapié en la integración de los datos, el history matching y las predicciones de performance.

La presentación completa de P. K. Pande así como la de Disertantes Distinguidos anteriores, se pueden encontrar en nuestra página web www.spe.org.aren Distinguished Lecture Series.

Programa de Distinguidos Disertantes

CONFIRMADO

Jueves 22 de agosto de 2013

Tema:

Posicionamiento de Pozo, Modelos de Error y Errores Gruesos

Disertante:

Néstor Eduardo Ruiz – Gerente del Cono Sur de Latinoamérica de Gyrodata

A CONFIRMAR

Miércoles 18 de Setiembre de 2013

Tema:

Analogía entre la Fm Vaca Muerta y Shale Gas-oil plays de USA

Disertante:

Soledad Montenegro (5 autores)

(Ganadores del primer premio de Jóvenes Profesionales 2013 - YPF)

A CONFIRMAR

Martes 29 de octubre de 2013 (Curso
Lunes 28 octubre-Viernes 1 de
Noviembre)

Tema:

Unconventional Petroleum Exploitation

Disertante:

Roberto Aguilera - President, Servipetrol Ltd

A CONFIRMAR

Miércoles de 20 de noviembre de 2013

Tema:

Hablemos de Recuperación Asistida

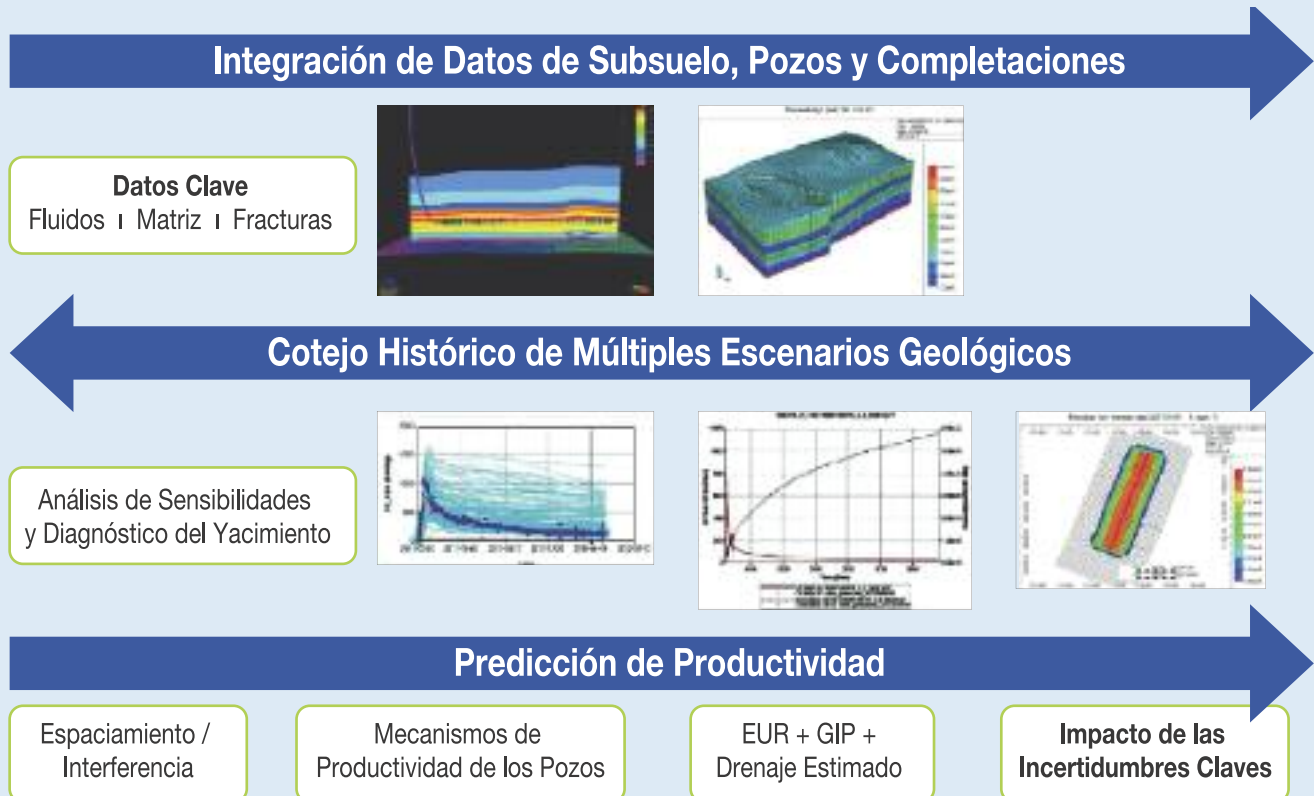
Disertante:

Jorge Buciak

de los Recursos Asociados a las Lutitas

Pankaj K. Pande

Flujo de Trabajo de los Modelos Mecanísticos



2013/2014

CONFIRMADO

Jueves 12 de diciembre de 2013

Tema:

Optimized Shale Resource Development: Proper Placement of Wells and Hydraulic Fracture Stages

Disertante:

Usman Ahmed - Vice President, Reservoir Themes & Solutions and Chief Reservoir Engineer with Baker Hughes

CONFIRMADO

Martes 8 de abril de 2014

Tema:

Unconventional Frac Jobs for Unconventional Reservoirs – What Should You Be Concerned About?

Disertante:

Jennifer L. Miskimins - Senior Consulting Engineer with Barree & Associates in Lakewood, Colorado

CONFIRMADO

Miércoles 25 de Junio de 2014

Tema:

Characterizing Shale Plays – The Importance of Recognizing What You Don't Know

Disertante:

Brad Berg - Reservoir Engineering Manager for U.S. Onshore Exploration with Anadarko Petroleum Corporation.

IX Encuentro Nacional de Capítulos Estudiantiles

MENDOZA 2013



Es un acontecimiento que se viene realizando todos los años desde el 2005. La organización del mismo se rota año a año entre los cuatro capítulos estudiantiles.

El primero se llevó a cabo en la ciudad de Mendoza y contó con 45 asistentes. Con el paso del tiempo fue ganando en concurrencia y el año pasado el capítulo de Comahue recibió a 70 personas. Este evento es esperado con ansias por los miembros pertenecientes a los capítulos estudiantiles de todo el país, quienes confluyen para sociabilizar,

conocer distintos lugares, realizar visitas de campo y participar de charlas técnicas pre-determinadas por el capítulo organizador, pero por sobre todas las cosas, pasarla bien.

Este año es el turno del Capítulo Estudiantil de Cuyo de la SPE con sede en la Universidad Nacional de Cuyo en la ciudad de Mendoza Capital, provincia de Mendoza, para ser el anfitrión del acontecimiento.

En la tierra del sol y el buen vino no hay mucho descanso, los estudiantes que han tomado la responsabilidad de armar y coor-

dinar el evento, ya han comenzado con la organización de este encuentro que se llevará a cabo los días 16, 17 y 18 de Octubre.

Para lograr esto, han formado grupos de trabajo con tareas específicas (comisión encargada de las visitas de campo, comisión que se ocupa de los alojamientos y transportes de los visitantes, entre otras) con el fin de cumplir con la actividad de manera óptima. Otras temáticas como lo son las charlas Técnicas se están trabajando de manera conjunta.

En éste contexto también se realiza una actividad que tiene una gran relevancia a nivel internacional y que está empezando a tomar fuerza en nuestro país. Es el llamado Petro-Cup (ver apartado "Que es el PetroCup?").

Los protagonistas a esta reunión son los capítulos estudiantiles de: Universidad de Comahue (Neuquén), Universidad San Juan Bosco (Comodoro Rivadavia), ITBA (Bs. As.), como así también los estudiantes de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo, docentes y profesionales invitados. El capítulo organizador espera una participación de al menos 100 personas.

Cabe destacar la importancia del apoyo que reciben los estudiantes de parte de la SPE Argentina y de empresas relacionadas

Exploración y Explotación de Hidrocarburos

SPE ARGENTINA - CONCURSO ESTUDIANTIL 2013

La SPE (Society of Petroleum Engineering) de Argentina Asociación Civil (SPEA) invita a los estudiantes universitarios avanzados de universidades públicas y privadas argentinas con carreras en ingeniería en petróleo o afines, a participar de un concurso de trabajos monográficos originales en los temas relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos en la República Argentina.

Se premiarán los dos mejores trabajos con una suma de \$6.000 (seis mil pesos) para el primer trabajo y \$3.000 (tres mil pesos) para el segundo, entregándose además una mención especial de esta Institución para el tercero. En caso de presentarse solamente cuatro trabajos o menos sólo se entregará el 1er. premio y las menciones que el jurado considere pertinente.

Un resumen del trabajo que obtenga el 1° premio (se publicará en nuestra revista periódica

"CONTACTO SPE", que se distribuye a los profesionales asociados y a las empresas del sector.

Los trabajos podrán ser presentados de manera unipersonal o por grupos formados por no más de tres personas y en idioma español. Cada trabajo tendrá un solo tutor, elegido entre profesionales de la industria hidrocarburi-fera o de la universidad a la cual pertenezcan los concursantes. Los tutores de los trabajos premiados recibirán una mención especial.

Condiciones del concurso:

- Los trabajos deberán ser originales y evidenciar una contribución personal del autor o autores. Los trabajos pueden versar sobre cualquiera de los distintos aspectos involucrados en la exploración y explotación (upstream exclusivamente) de hidrocarburos en la República Argentina: tecnología, informática, medio ambiente u otras materias vin-

culadas a la temática del Concurso.

- El formato de presentación podrá ser en Word.
- Los trabajos deben ser inéditos.
- Los autores deberán presentar junto con el trabajo un certificado de la universidad en la que cursan sus estudios que los acredite como alumnos regulares de alguna de sus carreras de grado.
- Las sinopsis de no más de una página se recibirán hasta el lunes 16 de setiembre de 2013.
- La aceptación / rechazo de las sinopsis se realizará antes del 30 de setiembre de 2013.
- El plazo máximo para presentar el trabajo completo (máximo 25 páginas tamaño letra 12) escrito vence el 15 noviembre de 2013.
- Los profesionales que forman parte de la Comisión Directiva Sección Argentina de la SPE no podrán ser tutores.

de la SPE Argentina

a la industria del petróleo que hacen posible y viable la materialización de este tan esperado encuentro año a año.

Concluyendo, por parte de los anfitriones se espera superar las expectativas del encuentro, para lograr un impulso tanto en el PetroCup como en el evento en su totalidad, reafirmando la importancia que tiene el mismo para los estudiantes y centrando el interés en la interacción e intercambio de conocimientos entre los jóvenes de las distintas casas de estudio.

¿Qué es el PetroCup?

PetroCup está basado en el mundialmente conocido PetroBowl®, el cual comenzó a realizarse en Estados Unidos en el año 2002 y año a año convoca alrededor de 26 equipos de diversas Universidades. Con el tiempo esta competencia ha traspasado los límites de su país fundador y, actualmente, son realizadas por numerosas secciones de la SPE en distintas partes del mundo bajo diferentes nombres. Actualmente PetroBowl® es una marca registrada de SPE Gulf Coast Section.

Desde el año 2010 en Argentina se realiza anualmente una exhibición similar al Petrobowl

enmarcada en el Encuentro Nacional de Capítulos Estudiantiles, en esta ocasión llamada PetroCup. La tendencia que se observa, viendo los encuentros pasados, es que esta actividad va consolidándose cada vez más a nivel Nacional. La expectativa a futuro es la alineación de este a nivel Latinoamericano en un principio, y a nivel mundial posteriormente.

Se trata de una competencia de preguntas y respuestas con límite de tiempo donde los participantes van ganando puntos de acuerdo a como contesten, la misma posee un formato de rondas de eliminación directa entre equipos conformados por cuatro estudiantes universitarios, miembros activos de la SPE internacional, que representan a sus respectivos Capítulos. Todas las interrogantes deben relacionarse con la industria del petróleo, pueden referirse tanto a historia, curiosidades, acontecimientos actuales, asuntos técnicos, cálculo o resolución de problemas.

Todos los Capítulos Estudiantiles activos tienen la posibilidad de participar. Esto les brinda a los estudiantes la oportunidad de mostrar sus conocimientos sobre la industria del petróleo y el gas, y a su vez con orgullo representar tanto a sus casas de estudios como a su respectivo capítulo estudiantil.

La evaluación de los trabajos estará a cargo de un jurado formado por tres profesionales del área designados por la CD de la Sección Argentina de la S.P.E. Esta evaluación dará origen a un orden de méritos de los trabajos presentados. El jurado se expedirá en el mes siguiente a la fecha límite para la presentación de los trabajos y en caso que lo considere conveniente, podrá declarar desierto el 1° y/o 2° premio. La decisión del mismo será inapelable.

Además de los premios mencionados los mejores trabajos serán presentados durante una actividad organizada por SPE que se comunicará en forma fehaciente. A los ganadores del primer premio lo recibirán el 13 de diciembre o el día que se celebre "El Día del Petróleo" en la ciudad de Buenos Aires, corriendo los gastos de transporte, alojamiento y día de estadía por parte de la SPE.

Temática sugerida de los trabajos:

EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS REPÚBLICA ARGENTINA

Recopilación o elaboración de temas inherentes a la exploración y explotación de hidrocarburos tales como propuestas para incrementos de producción y/o reservas, reservorios no convencionales, tecnología, informática, protección del medio ambiente u otras relacionadas con la actividad hidrocarbúfera, tanto en tierra (on shore) como costa afuera (off shore).

Los trabajos deberán ser enviados a:

Concurso Estudiantil SPE, Oficina de la SPE de Argentina.
Maipú 645 - 4to Piso - (1006) Ciudad de Buenos Aires, Argentina

Contacto: Ana María Dahl:
spe@redynet.com.ar • www.spe.org.ar

Acerca de la designación de las Islas Malvinas en el JPT

En la página 6 del número 38, marzo de 2012 de **Contacto SPE** se publicó un facsímil de la carta que el entonces Presidente de la Argentine Petroleum Section de la SPE, Ing. Hugo A. Carranza, envió al editor del órgano oficial de la SPE, el Journal of Petroleum Technology (JPT), para pedirle que toda vez que se hiciera una referencia a las Islas Malvinas en el JPT, salvo que fuera una cita directa de los dichos de alguien, se las designara con la denominación dual adoptada por la Organización de las Naciones Unidas —Falkland Islands (Malvinas) en textos en inglés e Islas Malvinas (Falkland Islands) en textos en español— y no apenas con el nombre con que suelen designarse en inglés.

En abril de este año, el Ing. Jorge Buciak, a la sazón Presidente de la Sección, escribió una segunda carta a los mismos efectos que la primera pero en términos más adustos, la que resultó en la siguiente respuesta afirmativa:

From: John Donnelly

Sent: Wednesday, May 22, 2013 2:15 PM

To: 'SPE de Argentina'

Subject: Letter from the Argentine Petroleum Section to the JPT Editor

Thank you very much for contacting me about the incorrect use of the term Falkland Islands in JPT. You are correct—the United Nations prefers the term Falkland Islands/Malvinas in all references and so that is what we will use in JPT. I realize the sensitive nature of this subject and meant no disrespect to Argentina or to our members who work and live in the region.

Best regards, John Donnelly

Senior Manager, Magazines

Society of Petroleum Engineers

De modo que de ahora en más se adoptará la designación de las Islas Malvinas en el JPT de acuerdo a la Directiva Editorial de las Naciones Unidas ST/CS/SER.A/42

(http://www.un.org/ga/search/view_doc.asp?symbol=ST/CS/SER.A/42).

“A 5 años del Nacimiento del

Tras 5 años de vigencia del programa Gas Plus, podemos decir que la Argentina cuenta hoy con un 10% más de producción de gas que la que tendría si el mismo no se hubiera desarrollado y donde empresas como Apache, Total, PAE, Pluspetrol y PESA han aportado el 86% de dicha nueva producción, perforando el 75% de los 335 pozos de Gas Plus perforados hasta el 31/12/2012. Sin perjuicio de ello, también podemos decir que si el Gobierno hubiera puesto más confianza en el desarrollo de este programa, apoyando las ventas de este gas a los precios que la Secretaría de Energía aprobaba como precios máximos de venta, precios necesarios para sustentar el desarrollo de tales proyectos, el resultado seguramente hubiera sido más alentador y posiblemente se hubiera alcanzado hasta un 20% de Gas Plus respecto de la producción de gas convencional actual.

Un poco de Historia:

Pasado el invierno de 2004, la producción de gas nacional comienza a mostrar una declinación sostenida, que no se explica solamente en la menor demanda propia del período estival sino que comienza a mostrar una realidad derivada de los resultados económicos obtenidos en cada yacimiento (mayores costos y precios de venta insuficiente), la cual queda aún más evidenciada en el invierno 2005.

Cabe recordar que ya desde el año 2001 las reservas probadas de gas venían declinando significativamente.

Esta realidad no le era ajena a la Secretaría de Energía de la Nación (SEN) y demostración de ello fueron: a) el “Acuerdo para la implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte” (homologado por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios mediante Resolución N° 208 del 21/04/2004), b) el inicio de las importaciones de gas de Bolivia en el año 2005, c) el “Acuerdo con Productores de Gas Natural 2007-2011”, tendiente a asegurar el abastecimiento de la demanda doméstica (homologado mediante Resolución SEN N° 599 del 13/06/2007), d) el desarrollo del proyecto de importación de Gas natural Licuado (LNG) y e) del programa “Gas Plus”, ambos concretados hacia el año 2008.

En particular, el programa Gas Plus buscaba implementar un mecanismo de incentivos de precio que fomenta las inversiones necesarias para incrementar la producción de gas nacional, mediante la exploración y desarrollo de nuevos prospectos gasíferos.

Las normativas que conformaron el programa de Gas Plus son la Resolución SEN N° 24/2008 (BO 13/03/08), la Resolución SEN. N° 1031/2008 (BO 12/09/08) y la Resolución SEN N° 695/2009 (BO 10/01/10).

La Resolución N° 24/2008, estableció un programa de incentivos, como parte de la política nacional en materia energética, a la producción de gas en todos los yacimientos del país, por sobre cuestiones jurisdiccionales o de dominio de los recursos. Su objetivo era alcanzar una mayor producción de gas sustentada en la evolución de la relación reservas-producción; priorizar inversiones en yacimientos de marcado potencial gasífero y establecer una política de precios acorde a estos objetivos y premisas.

Res. SEN N° 24/08

Quiénes pueden acceder al programa: las Empresas firmantes del “Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011”, homologado mediante Res. S.E. N° 599/07. Acuerdo que establecía un mecanismo de aseguramiento del abastecimiento de gas nacional en el mercado local y en particular protegía la demanda prioritaria de gas (consumo domiciliario y comercial).

Que proyectos pueden ser incluidos en el programa: a) Proyectos en Yacimientos caracterizados como “tight gas”, b) Proyectos de nuevos descubrimientos de gas y c) Proyectos de “reactivación de yacimientos actualmente no productivos”.

Que incentivos otorgaba el programa: a) Garantizar la disponibilidad de esos mayores volúmenes a un precio acorde a los

esfuerzos exploratorios en relación a las inversiones necesarias, b) El gas natural producido de estos proyectos no es considerado parte integrante de los volúmenes del “Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011”, c) Su valor de comercialización no estará sujeto a las condiciones de precio regulado previstas en dicho Acuerdo y d) El precio autorizado para su comercialización contemplar la solvencia de los costos asociados y una rentabilidad razonable.

La Resolución N° 1031/2008, estableció, a su vez, algunas precisiones adicionales y/o particularidades para la calificación de proyectos como Gas Plus, en virtud de la realidad imperante a medida que los productores realizaban las presentaciones de proyectos ante la SEN.

Res. SEN N° 1031/08, incorpora que:

El productor que firmó el Acuerdo 2007-2011 y entregó menos gas que el comprometido en el mismo, podrá igualmente solicitar que un determinado proyecto sea calificado dentro del programa de Gas Plus si acredita que agotó todas sus posibilidades de incorporar más producción de Gas Natural en prospectos no caracterizados como Gas Plus y no ha tenido declinación de producción de gas respecto del año anterior.

Los Proyectos que a criterio de la SEN y por su dificultad técnica y/o económica requieran de este tipo de incentivos para su desarrollo, podrán formar parte del programa.

El Gas Plus que, en última instancia, debiere ser redireccionado o reasignado con el objeto de atender consumos que se consideren prioritarios, se le reconocerá al

Programa de Gas Plus"

productor un valor equivalente al que hubiera percibido por el contrato que hubiera sido afectado.

La Resolución N° 695/2009 incorporó algunas flexibilidades para la calificación de proyectos dentro del programa Gas Plus, en pos de permitir el acceso al programa a todos los productores sin distinción, con el objetivo de incrementar el número de proyectos y el potencial productivo de gas.

Res. SE N° 695/09

El peticionante podrá ser o no productor firmante si acredita que en los 12 meses antes de la presentación del proyecto aportó una cantidad de gas superior al 95% de su producción neta (No Gas Plus) dentro de los parámetros precio y prioridad del Acuerdo 2007-2011

Al peticionante que no cumpla el compromiso de entrega del Acuerdo 2007-2011, se le habilitará sólo el 85% como Gas Plus en los proyectos presentes, destinando el 15% a faltantes de inyección al sistema en el marco del Acuerdo 2007-2011.

A la empresa que no pueda alcanzar el volumen comprometido en el Acuerdo 2007-2011, pero su presentación trate de proyectos Tight Gas o exploratorios, será eximida del requisito de mayor producción establecido en la Res 1031/08, para la aprobación de dicho proyecto.

Los Proyectos y su evolución:

En la Tabla 1, se listan los proyectos aprobados a diciembre de 2012; los cuales no necesariamente están todos ejecutados al día de hoy. (Ver tabla 1)

Nota: La información es mucha y hay proyectos de los cuales es difícil obtener datos precisos, ya que la información correspondiente a dichos proyectos no está publicada por la SEN en forma diferenciada del resto de la producción del yacimiento o área, por lo tanto la tabla puede tener algún grado de imprecisión.

TABLA 1

Operador	Cuenca	Área	Proyecto	Resolución	Estado
Tecpetrol	GSJ	LOMITA DE LA COSTA - CGSJ XVIII	Pozo TPT. SCN. LdC-2001	120/2011	En Prod.
	NQN	Agua Salada	AGUADA DE LOS INDIOS	815/2011	En Prod.
			AGUADA DEL MEDIO	257/2010	Sin Pref.
			CORRAL DE MULAS	819/2010	Perf. Sin Éxito
			EL VIEJO BOMBEO	252/2010	Sin Prod.
			LAS JARRILLAS ATADAS - POZO TPT.RN.LJA X-1	900/2011	Sin Prod.
			PUESTO MENARES X-1	71/2011	Sin Prod.
			PUESTO PINO	248/2010	Sin Prod.
			BAJADA LA RASTA X-1	105/2012	Sin Prod.
		Fortín de Piedra	PASO DEL INDIO	255/2010	Sin Perf.
		Los Bastos	CAÑADON DE LA POLVAREDA	211/2011	En Prod.
			PAMPA DEL TINO	251/2010	En Prod.
			PUESTO AGUADA DEL SEMBRADO	259/2010	En Prod.
			PUESTO LA MIRANDA	161/2011	En Prod.
			PUESTO PARADA	256/2010	En Prod.
			QUESTO ANACLETO	258/2010	Sin Perf.
			LAS CHIVAS PROFUNDO	253/2010	Sin Perf.
			PUNTA SENILLOSA	249/2010	Sin Perf.
	NOA		Aguaragüe	POZO TPT. St. AG. ap 1001	319/2010
		Hickmann	POZO TPT. ST.CD - 1007	85/2012	Sin Perf.
CAMPO LIBRE			254/2010	Perf. Sin Éxito	
Apache	NQN	Estación Fernández Oro	LAJAS INFERIOR	1103/2008	En Prod.
		Anticlinal Campamento	Proyecto Desarrollo de Gas Profundo en Reservorios no Convencionales	1106/2008	En Prod.
		Al Norte de la Dorsal		336/2009	En Prod.
		AL SUR DE LA DORSAL		224/2009	En Prod.
		LOMANEGRA ZONA NI		395/2009	En Prod.
				320/2009	En Prod.
		La Calera	Proyecto Desarrollo de Gas Profundo en Reservorios no Convencionales	225/2009	S/D
	Cortadera	CORTADERA	76/2012	S/D	
PAE		GSJ	Anticlinal grande - Cerro Dragon	D-129 TRAHUIL	1061/2009
	GAS DE BAJA - YACIM. CERRO DRAGÓN		52/2012	En Prod.	
			D-129 - COIRON	1102/2008	En Prod.
	NQA	LINDERO ATRAVESADO	GRUPO CUYO - FM LAJAS	1109/2008	En Prod.
NOA	Acambuco	REVALUACIÓN MACUETA	07/2012	En Prod.	
		PROYECTO TUYUTI	1107/2008	S/D	
Total	NQN	Aguada Pichana	CAÑÓN DE LA ZORRA	1689/2010	En prod.
			AP MAIN NORTE	70/2009	En prod.
			AP MAIN SUDOESTE	70/2009	En prod.
			LAS CÁRCELES FASE 1	405/2011	En prod.
	AUS	CUENCA MARINA AUSTRAL 1	VEGA PLÉYADE - LEO	818/2010	S/D
YPF	NQN	LOMA LA LATA SIERRA BARROSA	FORMACIÓN LAJAS - TIGHT GAS	1105/2008	En Prod.
			FORMACIÓN PRECUYANO	423/2010	S/D
			FORMACIÓN MULICHINCO	422/2010	S/D
			PIEDRAS NEGRAS	1108/2008	S/D
ROCH	AUS	CAMPO BREMEN	EL NORTERO NORESTE	1082/2010	En Prod.
			Las Violetas	1165/2011	S/D
			CHORRILLOS	814/2010	S/D
	GSJ	Sur Río Deseado Este	Proy. Gas Somero en Sur de Río Deseado Este	04/2010	S/D
Piedra del Aguilar	NQN	Ramos Mexia	JUBILEO	1570/2011	S/D
		Umbral	LOS LEONES CINCO	1570/2011	S/D
			LOS ELONES UNO	1570/2011	S/D
			Proyecto de exploración a desarrollar Umbral y Ramos Mexia	330/2009	S/D
Petrobras	NQN	EL MANGRULLO RIO NEUQUÉN	FORMACIÓN MULICHINCO	86/2011	En Prod.
			FORMACIÓN TORDILLO	85/2011	S/D
			FORMACIÓN PUNTA ROSADA	116/2011	S/D
Pluspetrol	NQN	CENTENARIO	CENTENARIO	800/2010	En Prod.
	NOA	RAMOS	CENTENARIO 2da ETAPA	85/2012	En Prod.
PLU. ST. RA. XP - 1012			1104/2008	En Prod.	
Arpetrol	AUS	FARO VÍRGENES	FARO VÍRGENES	557/2010	En Prod.
			CAÑODON LUCK	210/2011	S/D
Capex	NQN	Agua del Cajón	EL SATELITAL-ZONA EL TRIÁNGULO. TIGHT GAS PROYECTO NRO 2	905/2010	En Prod.
CGC	NQN	ANGOSTURA (ANG)	ALTO LAS HORMIGAS	1083/2010	En Prod.
Gran Tierra	NOA	Valle Morado	Proy. de desarrollo gasifero a realizarse en el Yac. Valle Morado	250/2010	S/D
Petrol. Sudam	NQN	CENTRO ESTE	TIERRAS VERDES	427/2010	S/D
Shnpec(Ex-OXY)	GSJ	SUR PIEDRA CLAVADA	SUR PIEDRA CLAVADA	1089/2009	En Prod.
ENTRE LOMAS	NQN	Agua Amarga	CHARCO DEL PALENQUE	160/2011	En Prod.
Medianito	NQN	Medianera	ÁREA MEDIANERA	1683/2010	En Prod.

Ahora bien, lo que se puede afirmar es que el primer proyecto aprobado ocurrió en abril de 2008 y fue el presentado por Apache para el bloque Estación Fernández Oro – Lajas inferior (provincia de Río Negro). Si bien dicho bloque venía desarrollándose con anterioridad al programa Gas Plus, su producción era mínima. El programa permitió que Apache pudiera incrementar su desarrollo en forma exponencial desde unos 170 mil metros cúbicos por día hasta alcanzar actualmente una producción de 1.6 millones de metros cúbicos diarios.

En cuanto al primer fracaso técnico (no se sabe si exactamente es el primero pero seguramente fue el que más impactó) fue el proyecto exploratorio de Hickmann – Campo Libre x-1 (Provincia de Salta), con objetivo en las formaciones Yacoraite y Lecho, a unos 4.900 mts. de profundidad y con un potencial que se estimaba en 400 bcf. Tecpetrol tenía muchas esperanzas y se había invertido del orden de 18 millones de dólares, pero cuando se llegó a la formación objetivo no se encontraron vestigios de hidrocarburos.

Cabe mencionar que, desde sus inicios, las expectativas que tenía la SEN respecto del programa de Gas Plus, como así también el sector de Exploración y Producción (las empresas productoras) y algunas provincias (como la del Neuquén) eran alentadoras.

A modo de ejemplo, se muestra en la Tabla 2 las expectativas que tenía la SEN en el año 2009, según una presentación que realizara en el ámbito del IAPG y el CAI (Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios Tight - Agosto de 2009). (Ver tabla 2)

Y como se puede ver en el Gráfico 1, dichas expectativas fueron bastante realistas. (Ver gráfico 1)

TABLA 2

ESTADO DEL PROGRAMA

14 Proyectos Aprobados

De ellos se estiman obtener:

2009 4.060.888 m³ / día

2010 6.500.526 m³ / día

2011 8.697.581 m³ / día

Inversión Proyectada: **US\$ 1.619 Millones**

Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios Tight - Agosto de 2009

Muchos dirán que el programa Gas Plus no alcanzó a revertir la declinación de la producción, pero la realidad es que gracias al mismo la Argentina puede disponer hoy de un diez por ciento (10%) más de producción nacional que la que tendría si el programa no hubiese existido y esto no es para menospreciar (todo depende de cómo se quiere ver el vaso, medio lleno o medio vacío).

En la Tabla 3 se muestra el estado a diciembre 2012 de los proyectos productivos de Gas Plus. De la misma surge una producción estimada del orden de los 12 millones de metros cúbicos por día, procedentes de 335 pozos. (Ver tabla 3)

TABLA 3

				Producción a Dic - 12 (MMm 3/d)				
Cuenca	Operador	Resolución	Área	Gas Convencional	Gas Plus	Total del Área	Pozos Gas Plus	
NQN	Apache			1,2	2,9	4,1	89	
		1103/2008	ESTACIÓN FERNÁNDEZ ORO	0,1	1,6	1,7	47	
		1106/2008	ANTICLINAL CAMPAMENTO	0,2	0,5	0,7	1	
		336/2009	AL NORTE DE LA DORSAL (Gianaco)	0,6	0,5	1,1	20	
		224/2009	AL SUR DE LA DORSAL (Ranquil-Co)	0,2	0,2	0,4	17	
		320 /2010	LOMA NEGRA NI	0,1	0,1	0,2	4	
	PESA			1,6	0,8	2,4	6	
		85/2011	EL MANGRULLO	0,8	0,7	1,5	5	
		116/2011	RÍO NEUQUÉN	0,8	0,1	0,9	1	
	Pluspetrol	800/2010	CENTENARIO	1,9	1,3	3,2	72	
	Tecpetrol			1,5	0,1	1,6	11	
		251,259/2010 211 /2011161	LOS BASTOS	0,23	0,1	0,3	10	
		815/2010	AGUA SALADA (Aguada de Indios)	1,2	0,01	1,2	1	
	Entre Lomas (a)	160/2011	AGUA AMARGA	0,0	0,04	0,07	4	
	Capex	905/2010	AGUA DEL CAJÓN (El Salitra)	1,6	0,06	1,6	2	
	CGC	RES1083/2010	ANGOSTURA (ANG)	0,0	0,04	0,0	4	
	YPF	RES1105/2008	LOMA LA LATA - SIERRA BARROSA	14,6	0,6	15,1	9	
	Total (b)	70/2009, 1689/2010 RES 405/2011	AGUADA PICHANA (AP Mani y C.de la Zorra)	4,3	3,9	8,2	59	
	PAE	RES1109/2008	LINDERO ATRAVESADO	0,6	0,1	0,6	3	
	Petróleos	RES427/2010	CENTRO ESTE	0,03	0,0002	0,03	1	
	Sudamericanos Medanito	RES1683/2012	MEDIANERA	0,04	0,001	0,04	1	
	TOTAL NQN				27,2	9,8	37,0	261
GSJ	PAE	RES1102/2008 RES1061/2009 52/2012	AC.GDE - C DRAGÓN (Trahuil, Gas de Baja y Coirón)	6,9	1,3	8,2	22	
	SINOPEC	RES1089/2009	SUR PIEDRA CLAVADA	0,3	0,1	0,4	44	
	TOTAL GSJ			7,1	1,4	8,6	67	
NOA	Tecpetrol (c)	RES319/2010	AGUARAGÜE (AgAp 1001)	1,8	0,04	1,9	1	
	Pluspetrol (d)	RES1104/2008	RAMOS (Plu. St. RA.xp-1012)	3,1	0,02	3,1	1	
	PAE	RES07/2012	ACAMBUCO (Macueta)	4,2	0,3	4,5	1	
TOTAL NOA				9,1	0,4	9,4	3	
AUS	Roch (e)			1,0	0,1	1,1	2	
		RES1082/2010	Campo Bremen	0,2	0,1	0,2	1	
		RES1165/2011	Las Violetas	0,9	0,0	0,9	1	
	Arpetrol	RES557/2010 210/2011	FARO VIRGENES	-	0,04	0,04	2	
	TOTAL AUS			1,0	0,1	1,2	4	
			Total Áreas Seleccionadas		44,5	11,8	56,2	335
			Resto Áreas		59,2	-	59,2	
			Total País		103,6	11,8	115,4	

(a) Entre Lomas (73%); Apco (23%); PESA (4%)

(b) Total (27%) / YPF (27%) / PAE (18%) / Wintershall (27%)

(c) Tecpetrol (23%) / YPF (30%) / Mobil (23%) / PESA (15%) / CGC (5%) / Ledesma (4%)

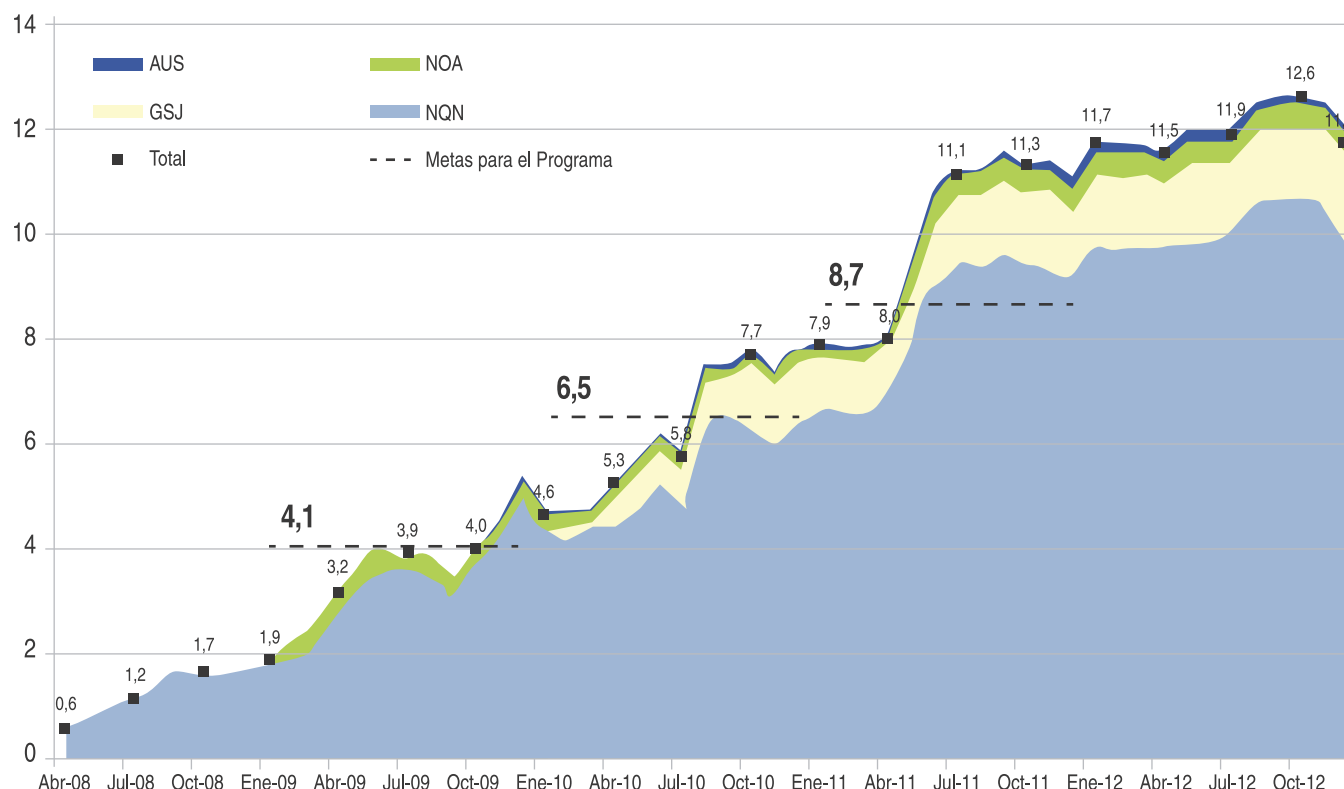
(d) Pluspetrol (60%) / YPF (15%) / Tecpetrol (25%)

(e) Roch (1,5%); Glacco (98,5%)

GRÁFICO 1

Histórico de Producción Gas Plus - Total País por Cuenca

MMm3 / d



Metodología utilizada para la contabilización de la producción de Gas Plus:

1) Se parte de las estadísticas de “Capítulo IV” publicado por el IAPG (datos a diciembre 2012) y de la lista de las resoluciones aprobadas por la SEN (datos a febrero 2013) en el marco del programa “Gas Plus”.

2) Se filtra la información por pozo para excluir: a) los pozos que no tengan producción mensual, b) las áreas, yacimientos, pozos y formaciones objetivo que no formen parte de un proyecto aprobado; y c) cualquier producción anterior a la fecha de aprobación de la resolución respectiva (salvo que se disponga de información adicional específica, como es el caso de las presentaciones de Apache).

3) De los pozos restantes, que son posibles de ser Gas Plus, se acumula la producción y se los agrupa por sus respectivas resoluciones y operadores; pudiendo así estimar el aporte mensual al total producido en el país.

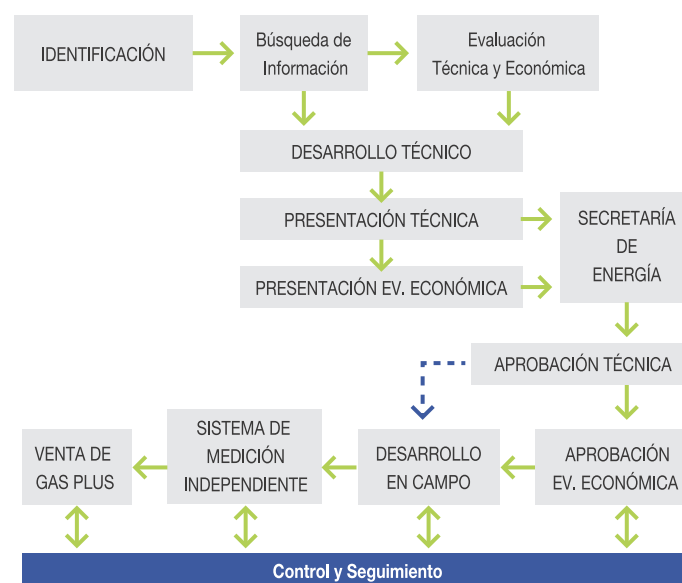
4) El número de pozos consignado para cada área, indica la cantidad que aportan a la producción en el mes en cuestión, pudiendo haber más pozos aún que forman parte de los proyectos pero son improductivos en el período considerado.

La Aprobación de los Proyectos

Los pasos que hay que cumplir para obtener la aprobación de un proyecto de Gas Plus se pueden resumir en el Cuadro 1 (presentado por Apache en las Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas: “El Desafío del Gas No Convencional”, de septiembre de 2011 en la ciudad de Neuquén): [Ver cuadro 1](#)

CUADRO 1

Implementación de un Proyecto Gas Plus



Los organismos y/o dependencias que intervienen en la Aprobación del Proyecto y la Resolución respectiva son:

- La Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos para su análisis técnico,
- La Subsecretaría de Combustibles para su visión,
- La Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos para su análisis económico y elaboración de la Resolución,
- El Ministerio de Planificación (sector Gestores y Revisores) para su revisión,
- La Subsecretaría Legal y la Dirección General de Asuntos Jurídicos del Ministerio para el análisis y aprobación legal del proyecto de Resolución.

No consta que hayan habido proyectos rechazados, pero si se puede decir que hubo objeciones a algún que otro proyecto presentado, tras lo cual el mismo fue retirado voluntariamente por el peticionante.

La Aprobación del Precio y la Medición

Independiente.

Toda resolución aprobando un Proyecto de Gas Plus incluye tres requisitos adicionales que son:

- La aprobación del precio de venta,
- La instalación de una medición independiente de la producción Gas Plus y
- Contabilizar por separado, del resto de la producción, las inversiones y gastos de cada proyecto.

La aprobación del precio de venta de Gas Plus de cada Proyecto es otro trámite y para ello se debe presentar la evaluación económica del Proyecto de Gas Plus ante la SEN, conteniendo:

- Una descripción general del Proyecto,
- El flujo de fondos e indicadores económicos del mismo,
- Las inversiones y gastos operativos previstos,
- Las reservas y producción estimadas y
- Un contrato o carta de intención con

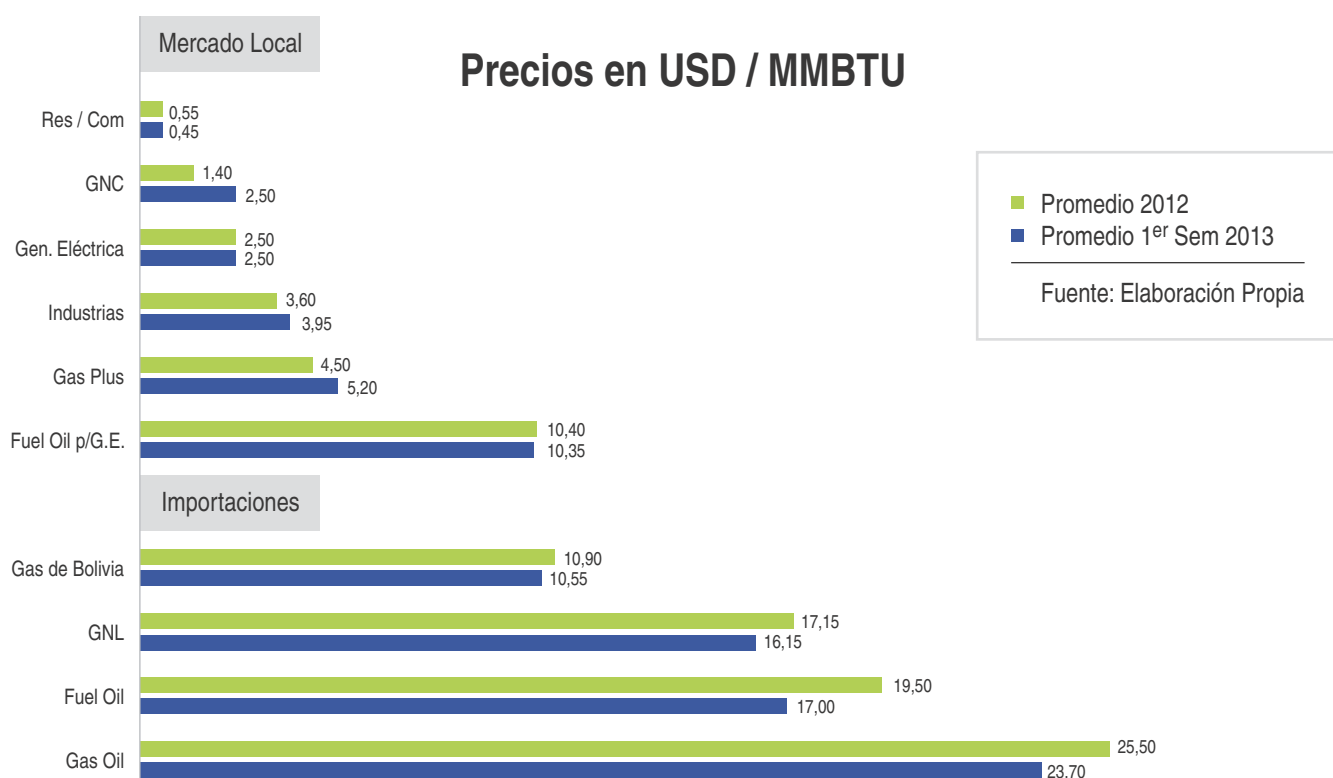
un comprador de Gas Plus.

En cuanto al criterio de aprobación por parte de la SEN, se puede decir que el retorno de la inversión fue fijado en una tasa inferior al 15%. Originalmente muchos productores presentaron proyectos con retornos del 18 a 20% y el resultado fue que la SEN les pidió que rehiciesen el análisis económico con retornos de entre el 14 y el 15%, por considerar que éstos eran valores más que razonables.

Finalmente, una vez que la SEN aprueba el precio (que lo hace mediante Nota) especifica claramente que dicho precio es un precio máximo de venta y que el seguimiento y control de los resultados en el tiempo mostrará si el mismo debe ser ajustado (disminuido, pero nunca incrementado).

Paralelamente, y para que el Proyecto quede completamente aprobado, se debe presentar a la Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos el esquema de las instalaciones de producción que

GRÁFICO 2



Por Carlos Casares – Tecpetrol S.A. con la colaboración de Juan Antonio Prioletta – Tecpetrol S.A. y Mariano Ruiz - Apache Energía Arg. S.R.L.

aseguren la producción y medición independiente del Gas Plus producido respecto de otras producciones de gas y/o de otros Proyectos de Gas Plus. El sistema de medición debe estar en un todo de acuerdo con los lineamientos de la Res. SEN N° 318/10 y ser verificado y aprobado por la SEN.

El haber obtenido la aprobación de precio por parte de la SEN no significa necesariamente que la totalidad de la producción de Gas Plus finalmente se esté vendiendo a tales precios. La realidad es que solo una porción del Gas Plus se está vendiendo a los precios aprobados por la SEN y este es un dato que solo lo sabe, cada productor, por lo que corresponde a su producción, y la SEN a partir de la información mensual que se le debe remitir respecto del estado de avance de cada proyecto. Actualmente algunas provincias están también requiriendo esta información a los productores.

El seguimiento y control del programa:

A partir de la publicación en el Boletín Oficial de toda aprobación de un Proyecto de Gas Plus, la SEN emite una nota a la empresa operadora requiriéndole la información que mensualmente se debe remitir a esa Secretaría respecto de cada proyecto de Gas Plus con la finalidad de llevar un seguimiento y control tales como:

- Inversiones
- Gastos
- Ingresos por venta
- Estado de pozos,
- Producción

Tanto la Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos como la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos son las dependencias, dentro de la SEN, encargadas de llevar a cabo este seguimiento y control.

Otras Consideraciones

Es interesante poner en contexto el precio promedio del Gas Plus en comparación de los precios del gas a los distintos segmentos de mercado y con los precios de los combustibles sustitutos (locales e importados), como se puede ver en el Gráfico 2. Las conclusiones van por cuenta de los lectores.

Jóvenes Profesionales Argentinos en el Congreso Mundial de Energía

Ya se acerca el 22° Congreso Mundial de la Energía (World Energy Congress - WEC) a realizarse en Daegu, Corea del Sur del 13 al 17 de Octubre de este año. El Comité Argentino del Consejo Mundial de Energía (CACME) entregó 4 becas para el mismo dentro de su programa de Futuros Líderes Energéticos (Future Energy Leaders - FELs) para este evento que se realiza una vez cada 3 años.

Fueron seleccionados los ingenieros Francisco Galtieri (26) –Líder de Proyectos en VYP Consultores SA y co-fundador de la ONG GeoFans–; Julián Tuccillo (30) –gerente de Tecnología de la empresa BoreasAustral/SunGreen–; Alejandro Loidl (32) –cofundador y presidente de la Fundación Energizar–; y el licenciado Sebastián del Hoyo (27) –quien se desempeña actualmente en INIVAP, empresa líder argentina en el diseño de reactores nucleares. El proceso de selección del CACME y WEC estuvo basado en: i) curriculum vitae, ii) biografía, iii) declaración de logros personales y su relación con el WEC y iv) cartas de recomendación (opcional).

La Comunidad de Futuros Líderes Energéticos fue diseñada para aprovechar el potencial y la energía de la próxima generación de profesionales del sector, es en una red internacional que permite a los líderes del mañana debatir y discutir los objetivos claves del CACME y el WEC. Se realizan acciones locales y cada tres años hay una reunión global que se da en el congreso.

En octubre de 2001, se realizó el 18° Congreso Mundial de la Energía en Buenos Aires. Fue el primer Congreso del Nuevo Milenio y el primero en realizarse en América Latina. Bajo el lema "Mercados Energéticos en Transición: Los Desafíos del Nuevo Milenio," contó con 3047 delegados de 99 países.

Más de 5.000 participantes de más de 100 países se esperan para el Congreso de 2013, que tratará temas críticos bajo el lema de "Asegurando hoy la energía del mañana", en donde los FELs tendrán la oportunidad de encontrarse con los principales actores globales de la industria. Muy pocos encuentros del sector energético reúnen a tan amplia gama de figuras influyentes, como ministros, CEOs e investigadores respetados de los cuales se espera adquirir gran cantidad de conocimiento y experiencia.

Durante el congreso los FELs serán capaces de asistir a mesas redondas de expertos y otras sesiones diseñadas para jóvenes líderes. Se asignarán grupos de trabajo específicos que debatirán previo al congreso, para obtener conclusiones durante el mismo. En el WEC 2013, los temas incluirán la política energética, nuevas tecnologías, la innovación social, combustibles alternativos, la financiación de proyectos de energía, y el nexo agua-energía. Durante la ceremonia de clausura del Congreso principal, se los invitara a compartir sus pensamientos y su visión del futuro con los líderes mundiales de la energía.

En Daegu se debatirá sobre globalización de la demanda de energía, que plantea una serie de retos los que se resumen en el concepto del "Trilema Energético" (Acceso, Seguridad y Sostenibilidad). ¿Habrà suficiente energía para satisfacer la creciente demanda naciones ricas y pobres? ¿Cómo se pueden proteger los suministros de energía contra trastornos? ¿Y cómo los esfuerzos para mitigar el cambio climático afectarán el acceso a las fuentes de energía en el futuro? Muchas preguntas surgen, que se empezarán a esclarecer en octubre.



WORLD ENERGY COUNCIL
CONSEIL MONDIAL DE L'ÉNERGIE

La Comercialización de Gas Plus

OPINA CARLOS CASARES, GERENTE DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS DE TECPETROL S.A.



1) ¿Cuánto tiempo lleva obtener la aprobación de un proyecto de Gas Plus?

“La aprobación de un proyecto de Gas Plus tiene varias etapas, la primera y principal es obtener la Resolución de la Secretaría de Energía con la aprobación y encuadre del proyecto bajo las normativas de Gas Plus. En el caso particular de Tecpetrol, desde que ingresamos el trámite ante la Secretaría de Energía hasta que obtenemos la resolución aprobando el proyecto, nos ha llevado alrededor de 6 meses en promedio, pero los últimos proyectos que hemos presentado ya llevan 12 meses desde su inicio y aún no tenemos la resolución aprobatoria.

Adicionalmente, hay que sumar de un mes a dos meses más para la aprobación del precio y la aprobación de la medición independiente.”

2) ¿Qué costos adicionales se tiene por la necesidad de aislar la producción de gas plus del resto de la producción de un área?

“En realidad no hay que aislar una producción de otra sino más bien disponer de una medición independiente antes de ser mezclada con el resto para su tratamiento y comercialización. En el caso particular de Tecpetrol esto generó la necesidad de disponer de un sistema de separación y control independiente, además de la medición, el cual tuvo un costo del orden de los 250 mil dólares por estación de separación.”

3) ¿Cómo se llega a obtener una autorización de precio de venta de gas plus?

“Una vez que se tiene la aprobación técnica del proyecto mediante resolución de la Secretaría de Energía (se aprueba proyecto por proyecto), para obtener la aprobación del precio de venta se debe presentar el estudio económico del desarrollo de dicho proyecto (flujo de caja) y un contrato, acuerdo comercial o carta intención de compra-venta de dicho Gas Plus y la documentación pertinente del sistema de medición independiente para la registración de esta producción. La aprobación de los precios por parte de la Secretaría de Energía la realiza mediante nota en la cual se especifica que dicho precio es el precio máximo de comercialización y que la venta es autorizada para el cliente específico firmante de la carta intención y/o acuerdo de compra-venta.”

4) ¿Qué rango de precios de venta fueron autorizados por la Secretaría de Energía para estos desarrollos? ¿Con qué tasa de retorno?

“Con los valores de rentabilidad aceptados por la Secretaría de Energía (del 14 a 15%) los primeros proyectos dieron rangos de precios que iban entre 4 y 5 US\$/MMBTU, pero a medida que se iba avanzando en proyectos con mayor grado de dificultad y/o con menor escala productiva, se llegaron a rangos de 5 a 7 US\$/MMBTU. Inclusive hoy en día, muchos de esos proyectos que fueron aprobados con

precios del orden de 4 y 5 US\$/MMBTU ya no son rentables (por incrementos de costos mayores que la paridad peso-dólar) y están frenados en su desarrollo.”

5) ¿Las industrias estuvieron dispuestas a comprar Gas Plus? ¿Si, No, por qué?

“En términos generales, las industrias estuvieron muy reacias a comprar Gas Plus. Principalmente por dos motivos, el primero y fundamental, era su alto precio respecto del gas convencional y el segundo la falta de garantía de que dicho gas fuese ‘ininterrumpible’ ya que las normativas no garantizaban en un 100% que el comprador de Gas Plus iba a poder disponer del mismo sin ningún tipo de riesgo de redireccionamiento hacia la demanda domiciliaria. En definitiva muchos utilizaron este segundo motivo como principal argumento, pero la realidad es que el primero fue el decisorio pues ha quedado demostrado que las interrupciones y/o redireccionamientos de Gas Plus no han ocurrido.”

6) ¿Qué segmento de mercado es el principal comprador de este gas?

“Ante el fracaso de venta de Gas Plus al sector industrial, y el consiguiente riesgo de que los proyectos no se desarrollen como estaba previsto en las presentaciones realizadas ante la Secretaría de Energía, es que la misma Secretaría de Energía generó la posibilidad de que el segmento de generación eléctrica fuese un comprador de Gas Plus a gran escala. Tal es así que aproxima-

damente entre el 60% y 70% de la producción de Gas Plus se está vendiendo actualmente a generación eléctrica (principalmente a CAMMESA), lo cual, a pesar de contar con un mayor precio de gas versus el que pagan por el gas convencional de Neuquén (2,68 US\$/MMBTU), es una gran ventaja para el país comparado con la opción del LNG (a más de 14 US\$/MMBTU) y/o los combustibles líquidos (a más de 18 US\$/MMBTU)."

7) ¿Qué dificultades encontró y/o tuvo que sortear la comercialización del Gas Plus?

"Este es un tema para hablar mucho, pero vamos a tratar de resumirlo en cinco hechos:

1) La industria no terminaba de digerir tener que comprar gas más caro, siendo que era el único segmento que no tenía precios regulados (el precio es libremente pactado por las partes) y que, por lo tanto, ya estaba recibiendo el incremento de precios del gas convencional. A esto se le sumaba que cada nuevo invierno tenía más cortes programados por el ENARGAS (quien debía velar por el abastecimiento a la demanda prioritaria) y que no creían realmente que el Gas Plus los fuese a liberar de dichos cortes. Inclusive se llegó a hacer propuestas de ventas con bonificación por días de cortes, pero igualmente no fueron aceptadas por la industria, lo que me refuerza la afirmación hecha al final de la quinta pregunta.

2) A medida que los proyectos se iban desarrollando y el Gas Plus estaba disponible, si no se tenía una venta asegurada al precio requerido y aprobado para dicho desarrollo, se tenía que aceptar venderlo al mismo precio que el gas convencional y esto atentó (y aún atenta) contra la continuidad del desarrollo del Programa.

3) Cuando la Secretaría de Energía autorizó la compra de Gas Plus por parte del segmento de generación eléctrica (hasta aquel entonces el precio de compra de gas por parte de este segmento de mercado estaba limitado a un valor que era mucho menor que el del segmento industrial), si bien le dio una ayuda a los productores para que pudiesen colocar el Gas Plus disponible, estableció un límite al precio autorizado a pagar por parte de CAMMESA por este gas, que quedó por debajo del precio objetivo de muchos proyectos. Originalmente fue de 4,1 US\$/MMBTU, luego para algunos casos en particular lo elevó a 5 US\$/MMBTU y finalmente en el 2012 lo llevó a 5,2 US\$/MMBTU para nuevas compras; incluso para proyectos de Gas Plus que cuentan con aprobación de precio de hasta 6,5 US\$/MMBTU por la misma SEN.

4) La incursión del gas de ENARSA en el mercado no ayudó al desarrollo del Gas Plus y menos aún a las estrategias de comercialización que continuaban implementando los productores; por cuanto el precio con el que ENARSA salía a vender el gas de Bolivia era del orden del precio del gas local convencional

para el segmento industrial y los sobrantes de LNG a valores de 4,047 US\$/MMBTU en sus inicios y 5,07 US\$/MMBTU hasta el mayo de 2013; valores -todos estos- muy por debajo del precio de compra. Esta política de precios de venta al mercado interno del gas de Bolivia y del LNG actuó como un freno muy fuerte a las posibilidades de vender el Gas Plus a los precios que justificaban su desarrollo, dada la percepción de precio de gas que veía el mercado. Ahora bien, cabe mencionar una medida reciente que seguramente contribuirá a incentivar la contratación de Gas Plus. El ENARGAS, con la intervención de la Secretaría de Energía, procedió a notificar los precios que deberán pagar a partir del 1ro de junio de 2013 los consumidores de gas que no dispongan de suministro confirmado por parte de su proveedor y/o no estén autorizados a consumir y/o que no tengan contratos de suministro, e igualmente sigan consumiendo gas natural. Dichos precios son: 7,5 US\$/MMBTU para el primero de los casos y 13,29 US\$/MMBTU para los otros dos casos."

5) Si bien es cierto que la Secretaría de Energía y el ENARGAS estuvieron analizando la posibilidad de establecer una política de compra de Gas Plus para los consumos mínimos técnicos de las industrias y así fomentar los desarrollos de Gas Plus, la realidad es que la misma nunca se concretó."

8) ¿Cómo comparan los precios aprobados de Gas Plus con los precios de mercado del gas?

"Si consideramos el precio promedio de venta del gas convencional por productor, podemos decir que en el 2012 el mismo estuvo en el orden de entre 2,1 y 2,5 US\$/MMBTU según el productor (dependiendo de los compromisos bajo al Res. 599/07), mientras que el precio del Gas Plus según cada proyecto va de 4,1 a 6,5 US\$/MMBTU (aunque hay proyectos con precios de 6,9; de 7,0 y hasta de 7,44).

Ahora bien, si consideramos el precio marginal (aquel que se podía vender toda nueva producción que superase los compromisos bajo la Res. 599/07), podemos decir que para el 2012, el precio de oportunidad era el de venta a industrias, es decir del orden de los 3 US\$/MMBTU (hoy 4 US\$/MMBTU)."

9) ¿Cómo calificaría los resultados del programa de gas Plus?

"Al respecto diría que, desde el punto de vista de un productor, el desarrollo que ha tenido el programa Gas Plus durante estos cinco años de existencia ha sido razonable, ya que está contribuyendo en el orden de un 10% de la producción local, pero podría haber sido mejor sin las dificultades que se fueron presentando y que hubo que ir tratando de sortear, de distintas maneras, pero que por sobre todo han menguado y/o retrasado potenciales desarrollos."

10) ¿Cuál hubiera sido el resultado de haberse estimulado los proyectos de Gas Plus con un mayor retorno de inversiones y/o asegurando su venta a los precios estipulados?

"Esto es difícil de cuantificar, pero seguramente hubiera acelerado el desarrollo de proyectos e incentivado la presentación de mayor cantidad de otros nuevos con necesidad de mayores precios.

Las estimaciones preliminares que se realizaban antes de transitar todo el proceso de aprobación y de venta de Gas Plus daban una producción de Gas Plus del orden de lo 18 a 20 MMm3/d para el 2013, lo cual no es una cifra menor; pero aún así no se hubiera revertido la declinación y por lo tanto la necesidad de importación de gas."

11) ¿Cuál es el futuro de este Programa en virtud del nuevo Programa denominado "Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" o Acuerdo 7,50?

"Esta es una respuesta que tiene que dar la Secretaría de Energía, pero en mi opinión, creo que se van a complementar, pues los programas de Gas Plus siguen teniendo una ventaja regulatoria, que es que en definitiva este gas es el último que será redireccionado si hubiere necesidades de abastecimiento a la demanda domiciliar. La realidad operativa ha demostrado esto, aunque las industrias no quieran creerlo. Además, la lógica diría que al gobierno le conviene que siga vigente pues toda vez que el productor pueda vender su Gas Plus a los precios aprobados (que son mayores que los precios del gas convencional), significará una menor utilización de fondos del Tesoro Nacional destinado para el programa de Inyección Excedente."

12) ¿Que se aprendió durante estos cinco años, como para aplicar en el nuevo capítulo del Acuerdo 7,50?

"Pregunta difícil de responder, pues seguramente las respuestas serán diferentes según de qué lado se lo mire. En mi opinión creo que es claro que una de las cosas que se aprendió es que se necesita mayor precio de gas para reactivar la producción nacional. Argentina necesita atraer inversiones muy grandes de capital, por lo que toda señal de mercado deberá estar orientada en ese sentido. Tenemos todavía muchos recursos hidrocarburíferos pero se necesita dinero para solventar las grandes inversiones necesarias; particularmente las exploratorias que son de muy alto riesgo."

También debemos reconocer que otra cosa que se aprendió es la misión de contralor insoslayable de los organismos gubernamentales y los que interactuamos con ellos tenemos que ajustarnos a esta realidad."

Resultados del 1er Concurso Jóvenes “Yacimientos no Convencionales”

El 30 de Mayo se desarrollo el Primer Concurso de Jóvenes Profesionales de la SPE Argentina, con 4 trabajos preseleccionados por un jurado de primer nivel. La calidad técnica de los trabajos presentados fue el punto sobresaliente del certamen.

El 30 de Mayo de 2013, a las 12.30 horas en el auditorio del IAPG se desarrollo el Primer Concurso de Jóvenes Profesionales de la SPE Argentina bajo el título: “Yacimientos no convencionales”. Este evento fue propuesto por los jóvenes profesionales Mauro Palavecino y Luciano Fucello en 2012 y con el apoyo de la Comisión Directiva de la SPE Argentina el concurso fue lanzado y promocionado.

El concurso consistió en la presentación de trabajos en formato “Paper SPE”,

en grupos de entre 2 y 5 participantes, eligiendo entre uno de los siguientes temas:

1) Analogía entre las formaciones Vaca Muerta, Los Molles, D-129 con Yacimientos de EEUU / Canadá.

2) Logística relacionada con la explotación de yacimientos no convencionales (Medio Ambiente, Instalaciones, Impacto regional en las comunidades, etc.)

En un principio y según las bases y condiciones del concurso, había un solo ganador del premio en efectivo de USD 2000, pero dada la excelencia de los trabajos presentados, que demuestran el exhaustivo trabajo que hay detrás de cada uno de ellos, el Jurado del concurso junto a la Comisión Directiva de la SPE Argentina resolvieron entregar un segundo premio de USD 1000 y dos menciones especiales.

Siguiendo las temáticas descriptas anteriormente, se preseleccionaron cuatro (4) trabajos y el jurado de primer nivel integrado por: Eduardo Barreiro, Oscar Secco, Jorge Albano y Norberto Galacho, determino los resultados que se presentan a continuación:

PRIMER PREMIO:

“Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU”

(Andres Askenazi, Pedro Biscayart, Matías Caneva, Soledad Montenegro y Marcos Moreno, YPF S.A.)

SEGUNDO PREMIO:

“Caracterización de la Formacion Los Molles como reservorio de tipo Shale Gas en el ámbito Norte de la Dorsal de Huincul, Cuenca Neuquina, Argentina, mostrando su analogía con reservorio de Shale Gas probado en EEUU” (Lucrecia Jorgensen, Guillermo Alberto Lopez Pezé y Federico Pisani YPF S.A., Buenos Aires, Argentina.

MENCION ESPECIAL:

“Maduración y avances del conocimiento de las Formaciones Los Molles y Vaca Muerta como shale plays. ¿Qué sabemos de estas formaciones, qué nos aún falta por conocer y que nos pueden aportar sus análogos para ello?” (T. Sales, Universidad Nacional de Río Negro (UNRN), PETROBRAS Petróleo Brasileiro S.A., A. Sosa, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Schlumberger Argentina).

MENCION ESPECIAL:

“Valor de la información en reservorios no convencionales” (Ana Curcio, Pan American Energy, Damián Mariano Jait,



Profesionales de la SPE Argentina:

Pan American Energy)

Los diplomas a los concursantes serán entregados en la fiesta de Día del Petróleo de este año que realizara la sección SPE Argentina en Buenos Aires.

Como cierre y broche de oro del concurso, el presidente 2013 de la SPE Argentina, Alberto Gil, dio un discurso motivador a todos los jóvenes, y no tan jóvenes, allí presentes.

Después del evento, los asistentes y concursantes fueron agasajados por un coctel cortesía de la SPE Argentina, donde pudieron estrechar lazos profesionales e intercambiar conocimiento.

En reconocimiento al éxito del evento, la organización y la calidad sobresaliente de los trabajos presentados, desde la Comisión de Jóvenes Profesionales esperamos realizar este concurso nuevamente en 2014 con una frecuencia anual y con temáticas acordes al momento.

Agradecemos y felicitamos a los participantes del concurso por sus trabajos presentados, y al presidente 2012 de la SPE Argentina Jorge Buciak, por su apoyo en todo momento en este proyecto.





BAKER HUGHES

**Maximice el rendimiento de sus proyectos
No Convencionales**

www.bakerhughes.com

Ruta Provincial 7, km 3.5 Parque Industrial, Neuquén +54 299 441 2880 / 441 3315 / Avenida Central y calle 12, Parque Industrial, Neuquén +54 299 441 3464 / 441 3468 / Cañadón de los Loros, s/n Parque Industrial, Rincón de los Sauces +54 299 488 6282 / 488 6485 / Av. Hipólito Irigoyen 5551, Bo. Industrial, Comodoro Rivadavia, Chubut +54 297 448 0150 / J.J. Lastra 3260, Neuquén +54 299 446 6056 / 446 8835 / Ruta Provincial 6, Parque Industrial 2, Rincón de los Sauces +54 299 488 6322 / Tirso López 118, Bo. Industrial, Comodoro Rivadavia, Chubut +54 297 448 0866 / Dr. Tomás M. de Anchorena 454, C.A.B.A. +54 11 4378 6400



Argentine Petroleum Section

Society of Petroleum Engineers
ARGENTINE PETROLEUM SECTION
Maipú 645 4ºA. (1006) Buenos Aires
Tel: 4322-1079 / 4322-3692
E-mail: info@spe.org.ar • Homepage: www.spe.org.ar/contactoSPE