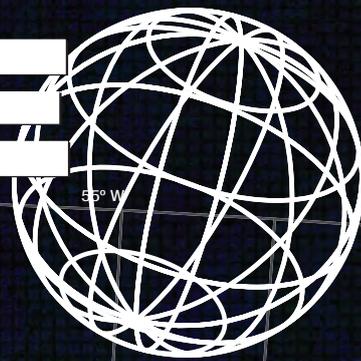


Contacto **SPE**



Publicación de la **SPE de Argentina Asociación Civil**

Número 47, Mayo 2015

La búsqueda de hidrocarburos costa afuera de las Islas Malvinas

POR ALEJANDRO R. LUPPI

Un nuevo ciclo de la industria, retos y oportunidades en América Latina.

Edición 2015 de Programas Becas Estudiantiles SPE-PAE.

S U M A R I O

- 2 Carta del Director
- 3 National Data Repository 2014 (NDR), Baku, Azerbaijan
- 5 Carta de un lector
- 6 Edición 2015 del Programa de Becas Estudiantiles SPEA-PAE
- 6 Cursos 2015 de la SPE de Argentina
- 7 Oportunidades en tiempos de crisis
- 8 La búsqueda de hidrocarburos costa afuera de las Islas Malvinas
- 13 Carta del Presidente SPE 2015 Sr. H.H. Haldorsen
- 14 La SPE danesa, vista por un argentino
- 16 Un nuevo ciclo de la industria, retos y oportunidades en América Latina
- 17 Las ventajas de ser miembro de la SPE - Why It Pays to Be a Member
- 18 Comparación objetiva entre la Ley de Hidrocarburos (Ley 17.319)
- 25 Programa de conferencias
- 26 Lineamientos para fracturas hidráulicas multi-etapa basado en producción en Los Molles Tight Gas

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

Carta del Director

Estimados lectores,

La presente edición de CONTACTO nos encuentra un tanto perplejos con la pronunciada caída del precio del petróleo. Sin perjuicio de que muchos pudieron haber sospechado que la caída iba a suceder, la verdad es que esa eventual sospecha no incidió de manera perceptible en los planes de los *stakeholders* de la industria, que siguieron produciendo y consumiendo normalmente. Pero al final se generalizó la percepción de que la oferta se encaminaba a exceder la demanda, gracias al palpable incremento de la producción estadounidense de crudo proveniente de la explotación de recursos no convencionales. Entonces los precios comenzaron a caer y cayeron hasta niveles inesperadamente bajos provocando preocupación en los aquellos *stakeholders* y cierto alivio en los consumidores. En este número publicamos una carta del presidente 2015 de la SPE, Helge Hove Haldorsen, que dirigiéndose al sector petrolero observa con razón que aunque no se pueda controlar el viento, sí se pueden ajustar las velas... Y eso es lo que está aconteciendo.

Este número de CONTACTO contiene interesante material de lectura. En primer lugar uno de los trabajos premiados en la Conferencia de Exploración y Desarrollo de Recursos No Convencionales que organizamos en el mes de junio último junto con la Sección Patagonia y la SPE Internacional, que se titula "Lineamientos para fracturas hidráulicas multi-etapa basado en producción en Los Molles *Tight Gas*" y que recomiendo leer.

Nuestra colaboradora Isabel Pariani, que asistió al Congreso Mundial de Bancos de Datos Nacionales que se hizo en octubre de 2014 en Bakú, la capital de Azerbaiyán, escribió unos apuntes sobre lo visto y oído en dicho congreso que resulta interesante leer ya que seguramente incluyen aspectos positivos que pueden ser asimilados a nuestras prácticas sobre el armado y la permanente actualización de nuestro Banco de Datos Integral de Hidrocarburos. Siguiendo con la vena extranjera, les sugiero que conozcan algunos detalles del funcionamiento de una sección de la SPE en Dinamarca en la crónica Agustín Rodríguez Riccio, que era colaborador de CONTACTO y que sigue siéndolo a pesar de que vive en Copenhague.

Publicamos también una sinopsis de las versiones vieja y nueva de la Ley de Hidrocarburos en la que se pueden verificar las diferencias entre una y otra con facilidad; inclusive, este trabajo puede resultar útil a los que asistan a la jornada de actualización sobre la nueva Ley de Hidrocarburos que el comité de Desarrollo Educativo está organizando para el 23 de junio venidero.

El artículo de fondo de la revista es una crónica acerca de la búsqueda de hidrocarburos costa afuera de las Islas Malvinas. Se trata de una síntesis de la charla que di a mediados de marzo último en el programa de conferencias seguidas de almuerzo que organiza el comité de Conferencias y Reuniones Sociales. Es una narración de los hechos que jalonan la exploración petrolera en el sector de la Plataforma Continental Argentina que está bajo control del Reino Unido (R.U.), desde sus inicios en la década de los años 50 hasta nuestros días.

Las novedades caseras incluyen notas sobre los cursos, conferencias y el programa de becas para estudiantes.

Ing Alejandro Luppi

National Data Repository 2014 (NDR), Baku, Azerbaijan

POR ISABEL PARIANI

Del 28 de Septiembre al 3 de Octubre de 2014 se llevó a cabo en la ciudad de Baku, república de Azerbaijan, el **congreso mundial de Bancos de Datos Nacionales**, más conocido como NDR. Estas reuniones, organizadas desde hace más de 20 años por Energistics (www.energistics.org) se realizan cada 18 meses con el auspicio de este organismo y el de la autoridad que rige las actividades hidrocarbúferas en cada país. En esta oportunidad, la organización estuvo compartida con SOCAR, la compañía estatal petrolera de la república de Azerbaijan.



Una vista general de la ciudad de Baku.

Que es el NDR

El “**NDR workgroup**” es una organización mundial creada para ayudar a los Gobiernos y las Agencias Reguladoras en la **recopilación, almacenamiento y distribución de los datos** que surgen de las actividades de E&P. La participación en este grupo está abierta a cualquier organización gubernamental, reguladora o empresa de la industria interesada en temas de estándares y gestión de datos vinculados a las normas de intercambio entre las empresas y las Agencias Nacionales. Dentro de sus objetivos principales, este grupo busca centrarse en el intercambio de lecciones aprendidas, técnicas de gestión de datos y softwares disponibles para llevar adelante la administración de los bancos de datos nacionales.

Los encuentros están estructurados de la siguiente manera:

- **Reportes de países**, en los cuales las Agencias Nacionales participantes presentan la situación actual del NDR de su país, los problemas a los que se enfrenten y los desafíos que se plantean para los próximos 2 años.

- **Sesiones plenarias** en las cuales expertos, tanto de Agencias Nacionales como de empresas petroleras y/o de servicios presentan temas claves vinculados a las problemáticas y complejidades en la gestión de datos de los NDRs.

- **“Breakout sesión”**, son sesiones de trabajo paralelas en las que participan los distintos representantes de cada país y se discuten temas específicos. Cada sesión es coordinada por un experto en el tema y

luego de las discusiones cada grupo genera un reporte con los temas discutidos y las conclusiones del tema tratado.

- **Exposición comercial**, en la que participan empresas de servicios promoviendo sus servicios, soluciones y tecnologías.

Que ocurrió en Baku

El congreso tuvo las siguientes características: participaron **131 representantes de 28 países**; se realizaron 28 sesiones plenarias y 5 “*breakout sessions*”; presentaron **reportes de sus NDRs 14 países** (Azerbaijan, Canadá, Malasia, Australia, Inglaterra, Brasil, Estados Unidos, Noruega, Dinamarca, Kenia, México, Omán, Groenlandia y Holanda); se realizó una exposición comercial con 7 stands y hubo 12 Sponsors.

Dentro de los **reportes de los países** se pueden destacar:

- La novedad tecnológica presentada por el **Banco de Datos de Exploração e Produção (BDEP) de la ANP Brasileira**. A partir del año pasado, el BDEP tiene en línea un sistema denominado “E-bid” mediante el cual gestiona las rondas licitatorias de los bloques. Este sistema está compuesto de 3 módulos: “*Subscription-Data Package-Bidding process*”. A través del primero las empresas se inscriben para la participación en la ronda licitatoria. Una vez inscriptos están habilitados a acceder y/o bajar on-line los datos correspondientes al bloque (principalmente datos de pozos como ser well-header, legajos, perfiles y datos de sísmica 2D y 3D como ser partes de observador, reportes de procesamiento,



CURRICULUM VITAE

María Isabel Pariani es Ingeniera Industrial graduada en la Universidad Tecnológica Nacional (2006) y MBA graduada del CEMA (2011). Especialista en Data Management de E&P ha participado en distintos proyectos de gestión de datos para empresas operadoras y de servicios. Actualmente se desempeña en ReMASA como responsable de la operación del Banco de Datos Integral de Hidrocarburos (BDIH).



La ciudad vieja.



Los cruces de calles.

data procesada entre otros). Finalmente el módulo “*Bidding Process*” es el encargado de recibir las ofertas que realiza cada compañía siendo el propio sistema el que determina cual es la mejor oferta teniendo en cuenta parámetros que son definidos por la ANP para cada proceso.

- Un aspecto que ha sido recurrente y notorio, es la tendencia a crear organismos del tipo **Ministerios o Departamentos de Energía** que nucleen la regulación de las actividades de E&P dentro de los países y que incluyan con más fuerza el tema de los Bancos de Datos Nacionales y toda su legislación, haciendo un fuerte hincapié en el cumplimiento de normas y estándares.

- Desde los aspectos tecnológicos, dos han sido los protagonistas: la tendencia al uso de los denominados “*Data Submission Portal*” y la aplicación de tecnologías “*Open Source*”. Los primeros son sistemas que exigen a las empresas petroleras reportar la información al Banco de Datos vía electrónica. La ventaja de estos sistemas es que en el momento que se sube la información, el propio sistema la compara con los estándares pre-establecidos y si estos no son respetados el propio sistema rechaza la entrega. Por otro lado estos sistemas permiten a los organismos gubernamentales llevar un control estricto, de acuerdo a las reglas de negocio que establezca la legislación, del grado de cumplimiento de las empresas, permitiéndoles aplicar sanciones y reclamos cuando fuese necesario.

En cuanto a las tecnologías “*Open Source*”, se ha comenzado a utilizar más que nada en temas de integración de múltiples sistemas. El caso más relevante presentado fue el de Estados Unidos, que con la aplicación de

estas tecnologías está vinculando más de 36 bases de datos y sistemas que existen en distintos estados, con el objetivo de lograr un único punto de ingreso a toda la información del país.

Respecto de los temas relevantes en las **sesiones plenarias** y las “*breakout sessions*” se pueden mencionar:

- En cuanto a temas de **Recursos Humanos**, la mayoría de los participantes ha manifestado su preocupación por la falta de profesionales para esta rama de la industria. Los miembros del CDA (Common Data Access www.cdal.com/cda-home) de Inglaterra mostraron su preocupación por la falta de interés de los jóvenes en esta especialidad. Comentaron que en menos de 10 años quienes hoy están realizando tareas de Data Management estarán retirándose y el desafío futuro (e inmediato) es encontrar planes atractivos para que nuevos profesionales se incorporen a esta actividad. Esto los ha llevado a trabajar no solo en la creación de nuevas carreras para la formación de profesionales, sino también en la mejora de las posiciones dentro de las empresas para las personas que se desarrollen en esta actividad.

- Respecto de la **disciplina de “Data Management”**, es notorio como las entidades gubernamentales y las grandes empresas han comenzado a ubicar en roles de mayor jerarquía a los profesionales de esta disciplina. De esta forma no solo estas organizaciones se han involucrado en la creación de planes de estudio y de formación de RRHH de una manera más formal, sino que además están creando posiciones en sus organizaciones con mayor capacidad de participación en las tomas de decisiones.

- Otro aspecto que ha sido recurrente

en las discusiones y presentaciones es el desafío que presentan los **proyectos de SHALE**. Se ha planteado que dado que cambia el modelo operativo (manejo de yacimientos asimilado a una producción industrial) habrá que re-adaptar las organizaciones en muchos aspectos, impactando esto también en la concepción tradicional de “**Data Management**”, ya que aún nadie sabe cómo encarar los nuevos desafíos en cuanto a volúmenes y tipos de datos.

Un poco de historia

Azerbaiyán, oficialmente “**Azərbaycan Respublikası**” en azerí, es el país soberano más grande en la región del Cáucaso. Limita con el mar Caspio, Rusia, Georgia, Armenia, Turquía e Irán.

Bakú es la capital y la más poblada de Azerbaiyán, del mar Caspio y del Cáucaso. Está situada en la costa sur de la península de Absheron, que se proyecta en el Caspio. Su población está estimada en aproximadamente 2.100.000 habitantes, de los cuales 153.400 eran desplazados internos y 143.400 refugiados de la guerra de Nagorno Karabaj.

El centro urbano de la ciudad, con el Palacio de los Shirvanshah y la Torre de la Doncella, fue inscrito por la Unesco como Patrimonio de la Humanidad en 2000. De acuerdo con la clasificación de Lonely Planet, Bakú también se encuentra entre los diez mejores destinos de vida nocturna urbana del mundo. La ciudad fue uno de los mayores centros petrolíferos de la antigua Unión Soviética y actualmente es el centro científico, cultural e industrial de Azerbaiyán. Muchas instituciones importantes de Azerbaiyán tienen su sede allí, incluyendo SOCAR, una de las cien principales empre-

¹ **Energistics** es una organización global sin fines de lucro que facilita un entorno de colaboración neutral para el conjunto de usuarios de la industria de E&P, llevando adelante el desarrollo, la implementación y el mantenimiento de normas y estándares abiertos para el intercambio de datos. Son miembros de Energistics: empresas petroleras, empresas de

servicios petroleros, proveedores de hardware y software, agencias reguladoras nacionales y comunidades de usuarios de estándares globales. Tiene como misión desarrollar, apoyar y promover el uso de estándares abiertos para la ciencia, la ingeniería y las operaciones vinculadas a las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas.



Una de las peatonales.

sas petroleras del mundo. El Puerto de Comercio Marítimo Internacional de Bakú es capaz de transportar dos millones de toneladas de carga general y seca a granel por año.

Los orígenes de Bakú se remontan siglo VI d. C.; sin embargo, sólo se tiene constancia escrita de su existencia desde el 885 d.C. Hay numerosas teorías sobre el origen de su nombre, pero las más aceptadas son las que afirman que Bakú viene del persa *bagh kuh* («montaña de Dios») o de *bad kube* («ciudad de los vientos»), ya que durante la mayor parte de su historia, Bakú perteneció a Persia.

La principal fuente de energía del país son los combustibles fósiles: dos tercios de su superficie cuentan con yacimientos de petróleo y gas natural. Gracias a esta abundancia el país produce alrededor de 1,4 millones de barriles de petróleo al día.

El primer pozo petrolífero fue perforado mecánicamente en el suburbio Bibi-Heybat de Bakú en 1846, a pesar de que una serie de pozos fueron excavados manualmente con anterioridad. La exploración de petróleo a gran escala comenzó en 1872, cuando las autoridades imperiales rusas subastaron las parcelas de tierra ricas en petróleo, alrededor de Bakú a inversores privados. Dentro de un corto período de tiempo inversores suizos, británicos, franceses, belgas, alemanes, suecos y estadounidenses aparecieron en Bakú. Entre ellos se encontraban las empresas de los hermanos Nobel junto con la familia von Börtzell-Szuch y la familia Rothschild. Un cinturón industrial petrolífero, más conocido como la Ciudad Negra, se estableció cerca de Bakú. A principios del siglo XX, casi la mitad de la producción mundial se extraía en Bakú.

En septiembre de 1994, el gobierno azerbaiyano firmó un contrato de treinta años con



La ciudad vieja.

trece compañías petroleras, entre las que se destacan Amoco, BP, ExxonMobil, Lukoil y Statoil. Como las compañías extranjeras tienen permitido perforar los yacimientos en aguas profundas aún intactos, Azerbaiyán es considerado como uno de los puntos de exploración y desarrollo más importantes de la industria. El Fondo Estatal Petrolero de Azerbaiyán se creó con el presupuesto extra para asegurar la estabilidad macroeconómica, la transparencia en la administración de recursos petroleros y el control de las reservas por parte de futuras generaciones.

Llegar a Baku

Desde lo personal llegar a Baku ha sido una experiencia inolvidable. Desde mi ignorancia propia, no imaginaba encontrarme con la ciudad que me encontré. Una ciudad moderna, con mucho tránsito, sin semáforos, donde las calles se cruzan a través de túneles que quedaron de la época de la Unión Soviética, donde uno se siente extraño ya que todo es perfecto: revestimientos de mármol, escaleras mecánicas que suben y bajan pero que también te transportan a lo largo de los túneles. Una ciudad en la que es extraño que solo se habla Azeri o Ruso... por suerte a la hora de almorzar o cenar los bares y restaurantes tienen sus menús en estos idiomas y le suman el inglés. Una ciudad donde también puede verse una gran polaridad social, porque si bien todo aparenta ser nuevo y moderno, cuando uno se aleja un poco la realidad también comienza a florecer. Un pueblo con una cultura culinaria marcadamente persa, donde las comidas son banquetes interminables llenos de platos típicos acompañados de muchas frutas. Una experiencia que agradezco haber podido vivir. La recomiendo!

marcha planificada para el 2015). Es una iniciativa conjunta de EXON, BP, Shell, Chevron, Total, Halliburton, Schlumberger con el CDA de Inglaterra.

Carta de un lector

La “Reseña historiográfica de la fundación de la SPE de Argentina” publicada en el número 46 del Contacto SPE, relata la constitución del SPEA allá por el año 1977. La nota no recoge, posiblemente por no conocerla su autor Jorge Vilches, la decisiva acción del Sr. Forrest F. (Woody) Craig, Manager, Petroleum Engineering de la Amoco International Oil Company.

En aquellos años Woody visitaba con cierta frecuencia a la Argentina y fue presidente del SPE en el año 1977. Era un fortísimo impulsor del SPE y además el autor de la prestigiosa Monografía del SPE: “The Reservoir Engineering Aspects of Water Flooding”.

En una de sus visitas concurrimos al IAP a visitar a su Presidente, el ingeniero Ernesto Peters, para obtener la aceptación del IAP a la creación del SPE de Argentina. La razón era que en Noruega, existiendo ya una asociación de ingenieros, la entrada del SPE creó inicialmente fricciones inconvenientes.

Desde ese momento fue norma del SPE obtener el ok de cualquier asociación profesional preexistente que pudiese sentirse molesta con su llegada. La conversación con Peters, en fluido inglés, fue tan amable como exitosa. La participación de Amoco Argentina fue representada por las dos Vicepresidencias en la primera Comisión Directiva y la Presidencia en la segunda.

Oscar H. Secco

² **Planes educativos:** CDA, Graduate Certificate (vigente)/ PPD, Data Management Certificate (vigente)/ Master's in Petroleum Data Management (puesta en

Edición 2015 del Programa de Becas

Tras el lanzamiento del Programa de Becas Estudiantiles SPEA-PAE en 2014, y transcurrido el primer año de implementación, con satisfacción podemos decir que la experiencia está resultando extremadamente exitosa, no solo en cuanto a sus objetivos centrales asociados a la intención de fomentar la excelencia académica en las carreras de Ingeniería en Petróleo, contribuyendo marginalmente a su elegibilidad por parte de la potencial población estudiantil, sino también en cuanto a la intención de proveer seriedad, credibilidad y prestigio al Programa mismo.

El cupo de doce becas ofrecidas fue totalmente cubierto a través de la estricta selección, por mérito académico, entre los 24 postulantes, pertenecientes a las cuatro universidades con carreras de Ingeniería en Petróleo del país, que se presentaron al llamado. Además, la SPEA por su parte decidió otorgar becas adicionales a tres estudiantes meritorias que quedaron fuera del cupo establecido por el Programa.

Al dar cumplimiento al reglamento, que establece la obligación de rendir cuentas, por parte de los becarios, del desempeño académico tenido durante el primer cuatrimestre



del año antes de liberar el pago de la segunda cuota, se cumplió con el objetivo de incentivar a los estudiantes a establecer regularidad al ritmo de sus estudios y mantener o mejorar su rendimiento académico. Además, proveyó a los integrantes de la Comisión Administradora de Becas de un medio para profundizar el conocimiento sobre los becarios y estrechar la relación personal.

Tras analizar la experiencia recogida en el primer año del Programa, SPE de Argentina y PAE acordamos ampliar el cupo para 2015 a 15 becas e introducir

cambios menores al reglamento.

El llamado a postulantes para la edición 2015 fue lanzado a mediados del mes de diciembre de 2014, estableciendo la fecha de presentación para el 31 de marzo de 2015.

A los efectos de promocionar la difusión del Programa y tomar contacto con la comunidad universitaria en pleno, durante el mes de marzo representantes de la SPEA y PAE visitamos personalmente las cuatro universidades: Cuyo, Comahue, San Juan Bosco e ITBA.

Mantuvimos sendas reuniones con estudiantes en general, becarios y autorida-

Cursos 2015 de la SPE de Argentina

Como todos los años, y con el objetivo de brindar a nuestros profesionales oportunidades para mejorar su competencia técnica y profesional, la SPE de Argentina ha planificado para el 2015 la realización de los siguientes cursos:

Nombre del curso	Instructor	Fecha	Lugar
Interpretación de Ensayo de Pozos	Giovanni Da Prat	15 al 19 de Junio	Buenos Aires
Nueva Ley de Hidrocarburos	Arturo Pera y Marisa Basualdo	24 de Junio	Buenos Aires
Evaluación de Proyectos de Petróleo y Gas	Ruben Calegari	4 al 7 de Agosto	Buenos Aires
Evaluación Petrofísica de Pozos	Carlos Ollier	7 al 11 de Septiembre	Buenos Aires
Recuperación Secundaria por Inyección de Agua	Mario Bernardi	19 al 23 de Octubre	Buenos Aires

El detalle de los programas de cursos y los CV de los Instructores están disponibles en <http://www.spe.org.ar/>. Si Ud. desea obtener información adicional e inscribirse en los cursos puede contactarse a info@spe.org.ar

Estudiantiles SPEA-PAE



des de las Universidades y de los Capítulos Estudiantiles. En todos los casos la asistencia fue numerosa, con una auspiciosa participación de alumnos recientemente ingresados a primer año o postulantes a hacerlo.

En un intercambio distendido y fresco, tuvimos la oportunidad de presentar a las instituciones que representamos y describir en detalle el Programa, incentivando a la difusión del mismo y entusiasmando a los potenciales postulantes a formalizar los requisitos en tiempo y forma. Adicionalmente tuvimos la oportunidad de responder preguntas específicas y recibir comentarios sobre la experiencia pasada, elementos que pasarán a engrosar la información a analizar por parte de la Comisión Administradora del Becas en su esfuerzo de continuar mejorando y consolidando la iniciativa.

Adicionalmente, desde la SPEA, establecimos el primer contacto con autoridades y alumnos de la Universidad Nacional Arturo Jauretche, que se encuentra en el proceso de implementación de la carrera de Ingeniería en Petróleos, habiéndose iniciado recientemente el dictado del tercer año este año, y con una matrícula de 224 alumnos inscriptos en primer año, todo esto cobijado por los

antiguos edificios de laboratorios de YPF en Florencio Varela, asombrosamente reciclados y mejorados, todo un símbolo... !!

Como consecuencia de esta visita y primer contacto, se dio comienzo al proceso de constitución de un Capítulo Estudiantil de SPE en la universidad, y se tuvo la primera reunión entre alumnos de ésta y representantes de los Capítulos Estudiantiles de las restantes cuatro universidades.

Si bien los alumnos de la UNAJ no tuvieron oportunidad de participar de la edición 2015 del Programa de Becas Estudiantiles SPEA-PAE, nos encontramos en un acelerado proceso de estrechamiento de la relación para que si lo puedan hacer en la próxima edición.

Habiéndose vencido el plazo de presentación al programa 2015, hemos recibido un total de cuarenta y dos postulaciones, quedándonos por delante la tarea de ordenamiento y análisis de la información para realizar las adjudicaciones en los primeros días de mayo.

Al haber recibido casi el triple de postulaciones respecto del total del cupo ofrecido, y debiendo incorporar a una nueva

universidad al universo, en la SPEA ya hemos comenzado a pensar en la posibilidad de ampliar de alguna manera el programa o de replicarlo con la contribución de un nuevo sponsor.

Al cierre de esta edición fueron adjudicadas 15 Becas en el marco del Programa de Becas PAE-SPE, 2 de la Universidad San Juan Bosco, 3 de la Universidad de Comahue, 3 del ITBA, 7 de la Universidad de Cuyo.

CURRICULUM VITAE

El **Ing. Alberto Gil** es Ingeniero en Petróleos de la Universidad Nacional de Cuyo. Presidente de la SPE período 2013 y Vicepresidente período 2014. 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 Association y del Consejo Asesor de la Carrera de Ingeniería en Petróleo del ITBA.

Oportunidades en tiempos de crisis

Es un honor para mí poder compartir en este espacio algunas ideas con Uds.

En este momento en el que nuestra industria se encuentra bajo presión una vez más debido a la importante caída en el precio de los productos, tal vez puedan percibirse una sensación de pesimismo en algunas áreas. Me gustaría ofrecerles mi punto de vista, que es optimista, y explicarles por qué.

En primer lugar, como ingenieros en petróleo, Uds. son una parte fundamental del corazón de nuestra industria, una industria que será vital para el mundo por muchos años más. Este es un negocio a largo plazo.

En segundo lugar, la industria está cambiando continuamente, y es siempre dinámica. La evolución de las nuevas tec-

nologías y nuevas técnicas proporcionan la oportunidad para el crecimiento personal y profesional.

En tercer lugar, en tiempos de desafíos, es el momento en que cada uno de nosotros tiene la posibilidad de levantarse y marcar la diferencia. Cuando las épocas son buenas y todo marcha bien, todos parecemos ser competentes y desempeñarnos bien. Sin embargo, cuando el entorno empresarial se torna difícil, la verdadera competencia y contribución pueden ser medidas.

¡Insto a todos a sacar provecho de esta época de oportunidades en nuestra industria para perfeccionar sus habilidades, avanzar y marcar la diferencia!

Steven Crowell, CEO Pluspetrol

CURRICULUM VITAE

Steve Crowell es CEO y Presidente de Pluspetrol.

Recibió el título de BSEE de la Universidad de Texas y un MBA de la Universidad de Nebraska. Inicio su carrera Profesional en la Industria de Oil&Gas en Mobil Oil Corp. Luego desempeño diversos cargos Directivos de Senior Executive y Gerencia General en Diamond Shamrock Corp. (Luego Maxus). Desde hace 19 años Steve conduce la empresa Pluspetrol.



La búsqueda de hidrocarburos costa

ANTECEDENTES HISTÓRICOS

Las actividades de búsqueda de hidrocarburos en las Islas Malvinas se realizan en el sector de la Plataforma Continental Argentina que está bajo control del Reino Unido (R.U.). A este sector se incorporó a partir de 1995 un área de cooperación resultante de una declaración conjunta de los gobiernos de Argentina y el R.U. que preveía la realización de tareas exploratorias bajo un régimen de consultas recíprocas e intercambio de resultados. Esta área estaba situada sobre el límite del citado sector, en el cuadrante S.W., y comprendía unos 21.000 km² que habían sido aportados por partes aproximadamente iguales. La Argentina esperaba que el acuerdo se convirtiera en un medio eficaz para canalizar la exploración de manera conjunta pero no logró evitar el accionar unilateral del R.U., y por ello la Argentina lo denunció en 2007.

Los antecedentes de la exploración en el Atlántico Suroccidental incluyen levantamientos geofísicos hechos por el Lamont-Doherty Geological Observatory en la década del 50 y la perforación, en el marco del *Deep Sea Drilling Project* auspiciado por la National Science Foundation y la Scripps Institution of Oceanography de los EE.UU., en los años 70 de cuatro pozos en el banco Maurice Ewing, al Este de las Malvinas. Estos pozos aportaron datos para calibrar presunciones geofísicas y comprobaron la existencia de roca madre. Además, en los años siguientes y hasta mediados de los 90 varias compañías con base en la Argentina perforaron un total de 18 pozos en la cuenca de Malvinas, dos de los cuales descubrieron hidrocarburos aunque en cantidades consideradas insuficientes para encarar la explotación.

MARCO NORMATIVO

Por entonces el British Geological Survey, que tenía vasta experiencia petrolera, se puso al frente de la organización del marco normativo y presumiblemente de la ejecución del programa de licenciamiento de interesados en explorar en búsqueda de hidrocarburos, y eventualmente explotar los descubrimientos, costa afuera de las islas. En este sentido, cabe pensar que esta actitud tuvo el objetivo de promover el aprovechamiento

de recursos potenciales que pudiesen fortalecer la economía de las islas. Los instrumentos básicos del marco normativo fueron la designación de un área costa afuera de las islas para hacer la exploración y el establecimiento de las licencias de exploración y explotación. Aquéllas duran normalmente un año, pueden prorrogarse hasta tres y tienen por objetivo tareas de prospección en general, entre las que no se permite la perforación del subsuelo marino más abajo de los 350 m.

La **figura 1** muestra el área designada para la exploración, que está enmarcada en la línea colorada.

Las licencias de explotación permiten la exploración en búsqueda de hidrocarburos y la subsecuente explotación de estos en el área objeto de la licencia, sujetas ambas a los términos de la propia licen-

cia, a una normativa básica y a una normativa variable agrupada en el digesto denominado *Petroleum Operations Notices*. Los licenciatarios deben designar un operador responsable por los trabajos que sea aceptable para las autoridades. Previamente a 2001 las licencias se concedieron por licitación pero actualmente pueden ser objeto de negociaciones directas con los interesados. Los licenciatarios están sujetos al pago de un canon vinculado con la extensión del área asignada para las operaciones, así como también al pago de regalías del 9% sobre los hidrocarburos extraídos y de un impuesto a las ganancias.

A los efectos de la exploración y eventual explotación de hidrocarburos el área costa afuera de las islas se dividió en dos cuencas, que se denominan Septentrional y Austral, esta última subdividida en dos

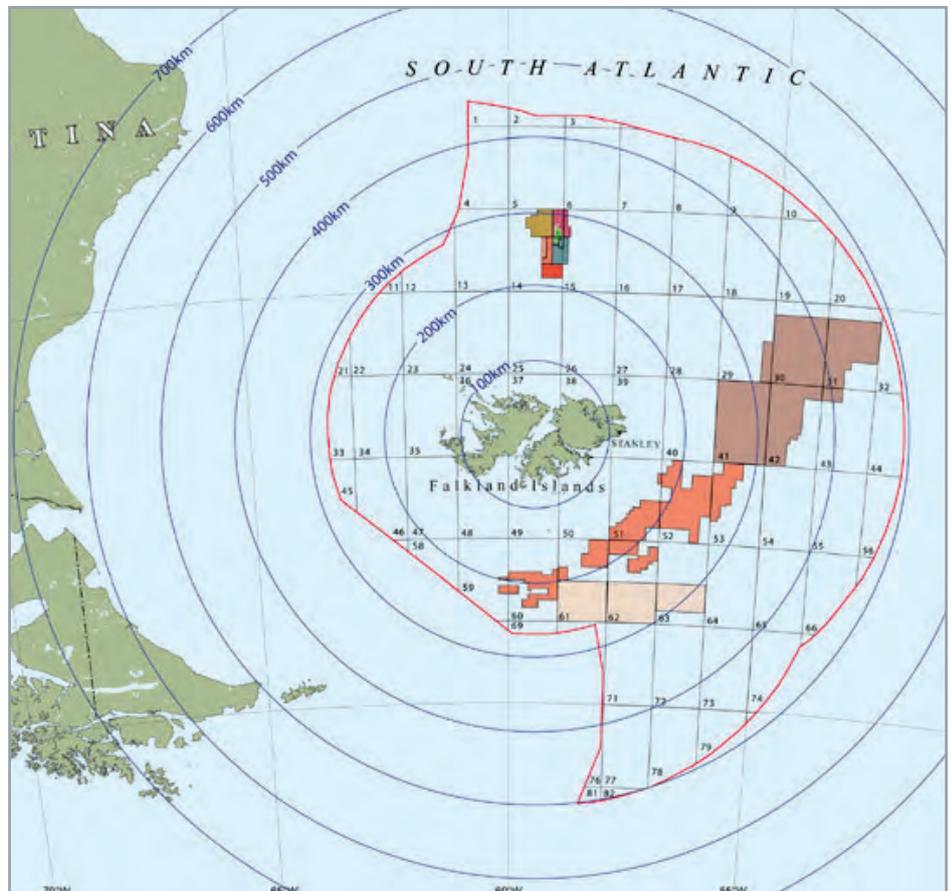


Figura 1: Área de exploración

afuera de las Islas Malvinas

Cuadro 1: Situación actual de las licencias en la cuenca Septentrional

CUENCA SEPTENTRIONAL

Licencia de explotación (Cuadrante)	Licenciario A Mar2015 (% participación). El operador está señalado en negrita .
PL001 (14)	Argos Resources Ltd. (100%)
PL003a (14)	Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (92,5%) Premier Oil plc (4,5%) Rockhopper Exploration plc (3,0%)
PL003b (14)	Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (57,5%) Denholm Oil and Gas Limited (35,0%) Premier Oil plc (4,5%) Rockhopper Exploration plc (3,0%)
PL004a (14/15)	
PL004b (14) (Área 1)	Premier Oil plc (36,0%) Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (40,0%) Rockhopper Exploration plc (24,0%)
PL004c (14) (Área 2)	
PL005 (14)	Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (100%)
PL032 (14)	Premier Oil plc (60,0%)
PL033 (15)	Rockhopper Exploration plc (40,0%)

flancos: Norte y Sur. La cuenca Septentrional es una fosa tectónica con depósitos de origen lacustre; el flanco Norte de la cuenca Austral es una cuenca de margen pasivo con sedimentación de origen predominantemente marino y el flanco Sur es una cuenca producida por un plegamiento de origen tectónico asociado a un altiplano y cubiertos ambos por sedimentos de origen marino. Toda la sedimentación es de edad mesozoica.

LAS LICENCIAS DE EXPLOTACIÓN

En 1996 el gobierno de las islas llamó a licitación para otorgar licencias de explotación para otorgar licencias de explotación costa afuera en la cuenca Septentrional. En la ocasión otorgó siete licencias a 14 empresas. Con el tiempo

hubo nuevas licitaciones y cambios entre los licenciarios. El **cuadro 1** muestra la situación actual.

La **figura 2** muestra la disposición de las licencias de explotación de la cuenca Septentrional.

La situación de las licencias en la cuenca Austral también evolucionó desde sus comienzos en 2001. En esta cuenca no se licitaron las licencias de explotación sino que se utilizó un sistema denominado *open-door*, es decir, de puertas abiertas o negociación directa.

La situación actual se muestra en el **cuadro 2**.

La **figura 3** muestra la disposición de las licencias de explotación de la cuenca

Cuadro 2: Situación actual de las licencias en la cuenca Austral

CUENCA AUSTRAL

Licencia de explotación (Cuadrante)	Licenciario A Mar2015 (% participación). El operador está señalado en negrita .
Flanco Sur	
PL010 (51 y 62)	
PL011 (51 y 52)	• Noble Energy Falklands Ltd (35,0%)
PL012 (53)	• Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (52,5%)
PL013 (59 y 60)	• Edison International SpA (12,5%)
PL014 (60)	
PL015 (61)	
PL016 (62)	
Flanco Sur	
PL018 (61)	
PL019 (62)	Borders & Southern Petroleum plc (100%)
PL020 (63)	
Flanco Norte	
PL025	Complejos Loligo y Nimrod-Garrodia:
PL026	• Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (75,0%)
PL027	• Edison International SpA (25,0%)
PL028	Resto del área:
PL029	• Noble Energy Falklands Ltd (35,0%)
PL031	• Falkland Oil and Gas Ltd (FOGL) (40,0%)
Cuadrantes 29, 30, 31, 41, 42 y 43	• Edison International SpA (25,0%)



Figura 2: Licencias de explotación de la cuenca Septentrional

Austral y la ubicación de los cinco pozos perforados en dicha cuenca.

CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN

La actividad exploratoria inicial culminó en una campaña de perforación realizada a partir de 1998 que comprendió 6 pozos, todos ellos perforados en la cuenca Septentrional por el equipo semisumergible *Borgny Dolphin*. Los pozos se muestran en el **cuadro 3**.

Todos los pozos apuntaron al Cretácico Inferior, aunque el segundo pozo de Shell produjo el petróleo de una arenisca más profunda. Las profundidades fueron del orden de 2.500 a 3.000 m. Esta campaña permitió comprobar la existencia de dos sistemas petroleros.

Hacia fines de 2009 comenzó a desarrollarse la segunda campaña de perforación, a cuyos efectos se contrató la sonda semisumergible *Ocean Guardian*, capaz de perforar pozos de hasta 7.600 m en aguas de hasta 450 m de profundidad. Los pozos se muestran en el **cuadro 4**.

Todos los pozos que se perforaron en esta campaña están en la cuenca Septentrional salvo el tercero, que se perforó en el flanco Sur de la cuenca Austral. En el pozo 14/10-2 se encontró petróleo en un espesor útil de 53 m. Ensayos realizados en una intervención posterior a la perforación comprobaron un caudal de unos 320 m³/día de petróleo de mediana densidad (26,4 a 29,2° API), lo que dio lugar a la declaración de “comercialidad”.

La tercera campaña de perforación se hizo con la sonda semisumergible *Leiv Eiriksson*, capaz de perforar pozos de hasta 9.100 m en aguas de hasta 2.500 m de profundidad, que arribó a las Islas Malvinas a principios de 2012. Perforó 4 pozos.

(ver cuadro 5)

El pozo 61/17-1 alcanzó la profundidad de 4.867 m y permitió comprobar la existencia de gas condensado en areniscas cretácicas de origen marino en un intervalo útil de 67,8 m de espesor con una porosidad promedio de 22% y una permeabilidad promedio de 337 mD cuya comercialidad fue declarada en noviembre de 2012. En junio de 2014 y como resultado de estudios ulteriores, Borders informó que sumando los sectores oriental y occidental de Darwin se podrían recuperar 263 millones de barriles de condensado (41,8 millones de m³) y 2,6 TCF de gas húmedo (73.623,8 millones de m³).

A los fines de la cuarta campaña de perforación Noble, Premier y sus socios contrataron la sonda *Eirik Raude*. Se trata de un equipo semisumergible de seis colum-

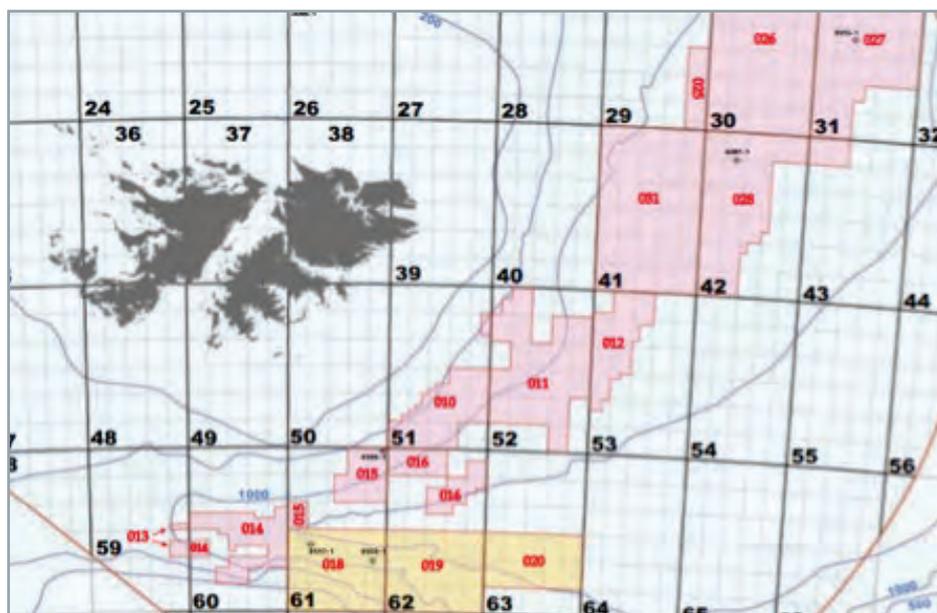


Figura 3: Licencias de explotación de la cuenca Austral

Cuadro 3: Pozos de la primera campaña de perforación

Operador	Pozo / (formación promisoría, licencia)	Resultado
Amerada Hess	14/09-1(Dorsal Orca, PL001,Parcela A)	Vestigios de petróleo
Lasmo	14/13-1 (Minke, PL003, Parcela C)	No se pudo completar
Shell	14/05-1A (Sebald, PL002, Parcela B)	Vestigios de gas y petróleo
Lundin Oil AB	14/24-1 (Braela, PL005, Parcela F)	Vestigios de hidrocarburos
Amerada Hess	14/09-2 (Galápagos, PL001, Parcela A)	Vestigios de petróleo
Shell	14/10-1 (Fitzroy, PL002, Parcela B)	Se logró extraer petróleo

Cuadro 4: Pozos de la segunda campaña de perforación

Operador	Pozo/ (formación promisoría, licencia)	Resultado
Desire	14/19-1(Liz A , PL003)	Gas condensado y seco
Rockhopper	14/10-2 (Sea Lion, PL032)	Petrolífero (descubrimiento)
BHP Billiton	61/05-1 (Toroa, PL015)	Pozo estéril
Rockhopper	26/06-1 (Ernest, PL024)	Pozo estéril
Desire	14/15-1 (Rachel, PL004)	Pozo estéril
Desire	14/15-1Z (rama lateral) (Rachel, PL004)	Vestigios de petróleo
Desire	14/15-2 (Rachel Norte, PL004)	Vestigios de petróleo
Desire	25/05-1 (Dawn/Jacinta, PL006)	Vestigios de gas
Rockhopper	14/10-3 (Sea Lion Norte, PL032)	Vestigios de petróleo
Rockhopper	14/10-4 (Sea Lion, PL032)	Petrolífero
Desire	14/15-3 (Ninky, PL004)	Vestigios de petróleo
Rockhopper	14/10-5 (Sea Lion, PL032)	Petrolífero
Rockhopper	14/10-6 (Sea Lion, PL032)	Petrolífero
Rockhopper	14/10-7 (Sea Lion, PL032)	Petrolífero
Rockhopper	14/10-8 (Sea Lion, PL032)	Pozo estéril
Rockhopper	14/10-9 y -9Z (r.l.) (Sea Lion+Casper, PL032)	Petrolífero
Rockhopper	14/15-4 y -4Z (r.l.) (Sea Lion+Casper+Beverley, PL032)	Petrolífero y gasífero

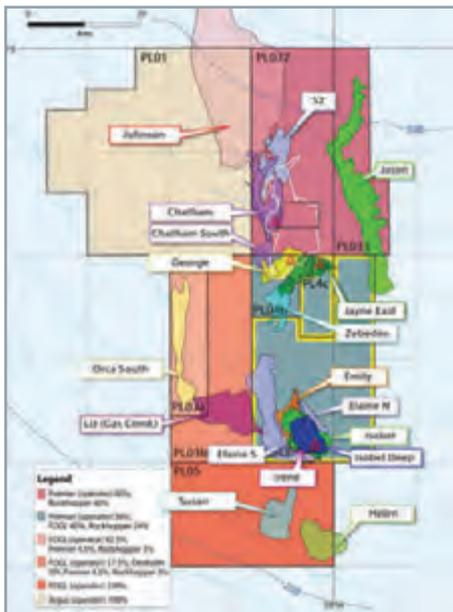


Figura 4: Estructuras promisorias en el área de Sea Lion

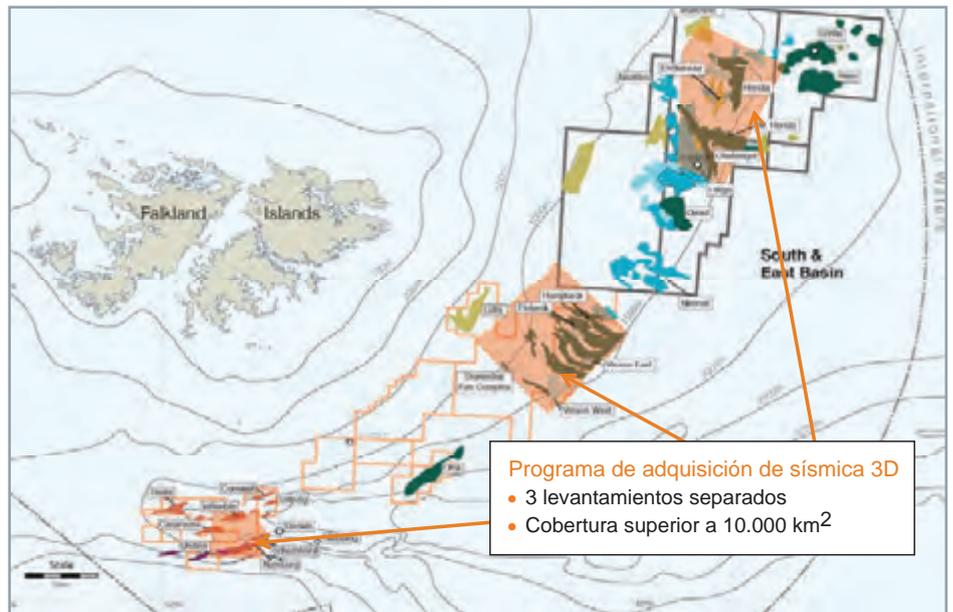


Figura 5: 2012-2014 Programa de adquisición de sísmica 3D de Noble, FOGL y Edison

nas, autopropulsado y de posicionamiento dinámico, capaz de operar en aguas de hasta 2.500 m de profundidad, que arribó a las Islas Malvinas a fines de febrero de 2015 con el propósito de perforar no menos de 6 pozos. Cuatro de éstos por cuenta de Premier y sus socios, a saber: prospección del área Zebedee en la licencia PL004b, prospección del área Isobel Deep en la licencia PL004a, y prospección de las áreas Jayne East en la licencia PL004c y Chatham en la licencia PL032. Entre tanto, Noble y sus socios emplearán la sonda para la prospección del área Humpback en la licencia PL012 situada en el flanco Sur de la cuenca Austral y hacia fines de 2015 la usará para perforar otro pozo, cuya ubicación dependerá del resultado del pozo anterior. Además, es posible que Borders se sume a las labores exploratorias y perfora algún pozo que ayude a prospectar el área Darwin en la licencia PL018.

(ver figura 4)

PROSPECCIÓN SÍSMICA

Además de las perforaciones, los licenciarios han seguido profundizando

los estudios sísmicos a los efectos de delinear las características del subsuelo con mayor precisión y poder así ponderar los recursos hidrocarburíferos de manera preliminar y determinar las mejores opciones para perforar. Las últimas campañas sísmicas, todas 3D, son las siguientes:

- Noble, en 2012/3 con la empresa PGS y el barco Ramform Sterling: un área de 5.235 km² al Sudeste de Puesto Argentino con el objetivo de mapear el complejo de abanicos aluviales Diomedea, y después un área de algo más de 1.000 km² de la zona situada al Oeste y Noroeste del pozo descubridor de gas condensado Darwin East de Borders.

- Noble, en 2013/4 con la empresa PGS y el barco Ramform Titan: un área de 5.750 km² para investigar el complejo cretácico de abanicos aluviales denominado Hersilia en las licencias del flanco Norte de la cuenca Austral.

- Borders reprocesó la exploración sísmica 3D que había hecho en 2008 (1.492 km²) y en 2013 contrató al barco Ramform Challenger de PGS para pros-

pectar 1.025 km² adicionales. Actualmente prevé integrar los datos existentes con los derivados de la última prospección a fin de consolidar la interpretación de la geología del subsuelo.

- Argos, en 2011 con la empresa noruega Polarcus Limited y el barco Asima: un área de 1.415 km² en la licencia PL001; a estos trabajos se sumó la sísmica 3D que había hecho Rockhopper en las licencias PL032 y PL033 y el estudio de integración de datos sísmicos regionales que realizó la antigua licenciataria Desire Petroleum plc. (ver figura 5).

DESARROLLOS PREVISTOS

Se ha verificado la existencia de hidrocarburos en las cuencas Septentrional y Austral de las Islas Malvinas. Solamente en la primera de ellas —la Septentrional— se ha recogido suficiente información como para proyectar la explotación de los recursos de petróleo y gas descubiertos. El descubrimiento de la cuenca Septentrional está asociado al complejo geológico Sea Lion y secundariamente a acumulaciones menores en las formaciones Casper, Casper South y Beverley. Con el fin de mejorar la delineación de Sea Lion, se perforaron los 6 pozos adicionales al descubridor que se mencionaron previamente y se hicieron estudios complementarios que permitieron proyectar el desarrollo del yacimiento y ponderar los parámetros económicos resultantes. De ello se desprende que se estaría ante una perspectiva de envergadura moderada aunque técnica y económicamente factible.

El desarrollo proyectado está situado

Cuadro 5: Pozos de la tercera campaña de perforación

Operador	Pozo/ (formación promisoría, licencia)	Resultado
Borders	61/17-1 (Darwin East, PL018)	Petrolífero (descubrimiento)
Borders	61/25-1 (Stebbing, PL018)	No alcanzó el objetivo
FOGL	42/07-1 (Loligo, PL028)	Gasífero desc. no declarado
FOGL	31/12-1 (Scotia, PL027)	Pozo estéril

a unos 220 km al Norte de las islas en aguas de unos 450 m de profundidad y está comprendido en la licencia PL032. El petróleo de Sea Lion es de calidad satisfactoria, excepto por el elevado tenor de parafina, que complica la explotación del yacimiento porque implica el uso de equipamientos especiales y dispersantes químicos y el mantenimiento de una temperatura operativa elevada para evitar la precipitación de la parafina y la consiguiente posibilidad de taponamiento de conductos y de experimentar dificultades de manipulación.

CARACTERÍSTICAS DEL RESERVOIRIO SEA LION

Densidad del petróleo	28° API
Contenido de parafina del petróleo	23% - 35%
Relación gas - petróleo	48 a 75 m ³ /m ³
Viscosidad del petróleo	5 - 6 cP
Porosidad promedio	21%
Permeabilidad promedio	160mD

Actualmente, el proyecto prevé la instalación de una plataforma sujeta al fondo del mar mediante tuberías tensas por efecto de la fuerza de flotación a que está sometida la estructura de la propia

plataforma. (ver figura 6)

Esta alternativa permite que las armaduras de control individual de los pozos estén en la plataforma al igual que la sonda que perforará los pozos y que podrá eventualmente modificarlos o repararlos. El proyecto comprende también un barco de procesamiento y almacenaje unido a una torre fondeada alrededor de la cual el barco girará libremente al impulso de las corrientes y de los vientos. Hacia dicha torre convergirán los conductos que habrán de vincular el barco con la plataforma. El petróleo producido será evacuado mediante buques cisterna tipo Suezmax que periódicamente alijarán los tanques de almacenamiento del barco de procesamiento. A mediados de 2014 se contrató el estudio de la ingeniería básica del proyecto, que deberá estar terminado en el término de un año. El proyecto ha sufrido modificaciones producto de la disminución del precio del crudo que comenzó a mediados de 2014 y que a principios de 2015 había sobrepasado el 50%. Conforme a la información más reciente, el desarrollo se concentraría en el sector N.E. de Sea Lion, donde se perforarían de 10 a 15 pozos con la intención de extraer unos 160 millones de barriles (25 millones de m³) de petróleo en un lapso de 15 años a partir de 2019 con una inversión que no superaría US\$ 2.000 millones. En principio los pozos se explotarán mediante bombeo neumático y contarán con cañerías

calentadas eléctricamente para evitar la deposición de parafina. Está previsto someter el plan preliminar de desarrollo de Sea Lion a consideración del gobierno malvinense en tiempo para que éste se pronuncie durante 2015 y que la explotación del yacimiento comience en 2019. Cabe señalar que en algunos ámbitos técnicos se observa cierta prevención acerca de los parámetros operativos y económicos del proyecto de desarrollo de Sea Lion que han trascendido; por otra parte, es probable que la marcada disminución del precio del crudo y las consecuencias financieras resultantes causen una postergación del desarrollo de la explotación.

La figura 7 muestra el esquema de las instalaciones para explotar el yacimiento de Sea Lion.

Con todo, las noticias que llegan de las Islas Malvinas dan cuenta de un clima expectante ante el albor de la actividad petrolera. Ese clima impulsa múltiples preparativos, entre ellos un programa auspiciado por el gobierno isleño y las empresas licenciatarias Noble y Premier para vigilar los efectos sociales derivados del desarrollo de la industria petrolera y prevenir y contrarrestar aspectos negativos que se produjeran; permisos para la construcción de hoteles para alojar personal vinculado con la industria; la sanción del "Código de prácticas para el abastecimiento de las compañías de petróleo y gas y sus subcontratistas que operan en las Islas Malvi-

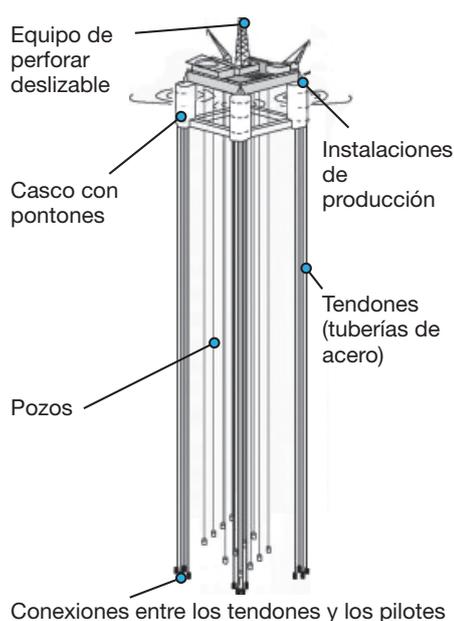


Figura 6: Plataforma sujeta al fondo del mar con tensores

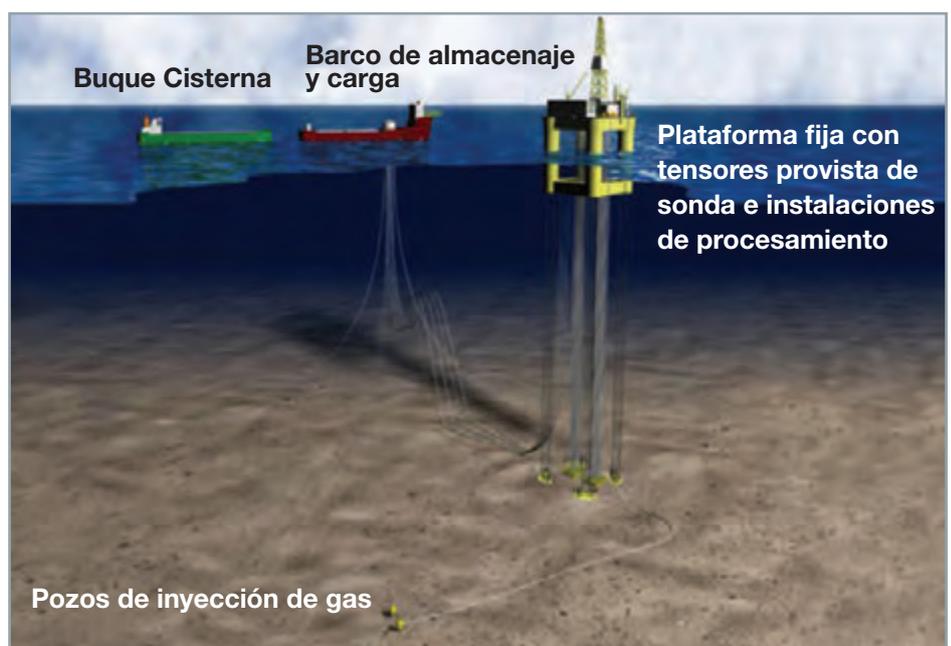


Figura 7: Esquema de las instalaciones para explotar el yacimiento de Sea Lion

nas" (Paper 202/14P, <http://www.fig.gov.fk/assembly/index.php/public-papers/executive-council-papers/viewcategory/274-12-17-december-2014>); el anuncio en enero de 2015 de la firma de un preacuerdo entre la empresa malvinense de capacitación en seguridad industrial Invenio Falkland Islands Limited y la empresa trinitense HHSL Systems Limited especializada en capacitación en seguridad para la industria petrolera; y el "Plan para las islas, 2014-2018" (<http://www.falklands.gov.fk/assets/El-Plan-Para-Las-Islas-2014-2018-Compressed.pdf>) que la Asamblea Legislativa malvinense adoptó a fin de abordar asuntos vinculados con la sociedad, la economía y el medio ambiente ante el cambio que se avecina. He aquí la transcripción de las metas del plan vinculadas con los hidrocarburos:

- Crearemos las condiciones para asegurar el desarrollo exitoso de una industria del petróleo y el gas en las Islas Falkland entregando políticas y marcos legislativos claros e implementando políticas que aseguren que la industria se desarrolle de forma que garantice su éxito comercial y la entrega de beneficios sociales y económicos sustentables para las Islas,

- Acordaremos e implementaremos legislación nueva para facilitar el desarrollo de la industria del petróleo y el gas y para asegurar la regulación efectiva de sus actividades, incluido un nuevo régimen de seguridad marina, mejoras a la preparación de la planificación ante emergencias y una legislación actualizada sobre la protección medioambiental,

- Desarrollaremos planes claros para la regulación futura de la industria del petróleo y gas para asegurarse de que los recursos necesarios estén disponibles para facilitar, monitorear y controlar las actividades de la industria,

- Nos aseguraremos de que las personas y los negocios locales se beneficien de la industria del petróleo y gas tanto en el corto como en el largo plazo a través de un código de práctica y de la entrega de apoyo y entrenamiento a los negocios cuando sea necesario,

- Prepararemos un plan detallado para el manejo y uso de los ingresos potenciales provenientes de los hidrocarburos en forma de un fondo de riqueza soberano.



Carta del Presidente SPE 2015 Sr. H.H. Haldorsen

Estimado colega de la SPE,

Felicitaciones por el éxito de 2014, con 92 millones de BOEPD producidos, 325 millones de pies cúbicos / día de gas natural suministrado, 83.000 pozos perforados, y un billón de dólares invertidos. Esta situación mejoró el nivel de vida en todo el mundo y hace que el mundo gire! Bien hecho y por favor incluya "cambiar el mundo" en su descripción de puesto!

En este nuevo año de 2015 hay desafíos, oportunidades y posibilidades. Las perspectivas a mediano y largo plazo para el petróleo y el gas son importantes, pero en el corto plazo, hemos enviado demasiado al mercado. Como eran los USD 150 / bbl insostenibles en junio de 2008, también lo son USD 46 / bbl en enero de 2015. Tomará un tiempo para que el exceso de oferta disminuya y la nueva demanda crezca. Mientras tanto, "no podemos controlar el viento, pero si podemos ajustar las velas", y eso es lo que todo el mundo está haciendo.

No hay que asustarse! ¿Volverá nuevamente la normalidad de un barril a más de USD 100? Nadie lo sabe. Tal vez no. Nosotros en la SPE, y en la exploración y producción (E & P) debemos, por lo tanto, seguir adaptándonos, renovándonos y mejorando para crear un mejor rendimiento implementando SPE 2.0 y E & P 2.0 a través de la imaginación, la innovación (en tecnología, el uso de grandes volúmenes de datos, internet, la inteligencia artificial para perforar pozos, nuevos modelos de negocio, colaboración 2.0...), y la "destrucción creativa" o en otras palabras la innovación. La SPE se esfuerza por desempeñar un papel clave en la mejora de la industria de E & P y ofrecer a sus miembros las mejores ideas, las últimas tecnologías, y una gran propuesta de valor, sin demoras. Si alguien en su empresa dice que no pueden permitirse que las personas asistan a las reuniones de la SPE, cuando el precio del petróleo es tan bajo, coméntenle que es ahí donde las buenas ideas surgen, por lo que su empresa no puede darse el lujo de no participar!

Personalmente, creo que el mayor valor se encuentra cuando distintas disciplinas trabajan juntas. También creo que la calidad de los pronósticos se puede mejorar mediante una cooperación más estrecha. Por lo tanto, hagamos del 2015 un año de pensamiento interdisciplinario y colaborativo!

La SPE danesa, vista por un argentino



POR AGUSTÍN RODRIGUEZ RICCIO

Hace ya casi un año me mudé a Dinamarca, gracias a una mezcla de casualidad y causalidad. Desde que supe que venía para acá, empecé a buscar cómo podía involucrarme en esta sección de la SPE. En parte porque siempre me mantuve activo dentro de la SPE y en parte para empezar a integrarme a la cultura y conocer gente.

Habiendo estado tanto tiempo involucrado en la SPE Argentina, esperaba encontrarme con algo similar en Dinamarca; y efectivamente así fue. Esto es en parte lo que hace linda a la SPE: en cualquier lugar del mundo en el que haya una sección, siempre se puede encontrar gente con la que compartir experiencias y una buena cerveza.

Tuve la buena suerte de compartir oficina con el presidente de la sección que me introdujo a los diferentes eventos que realizan.

El que más me llamó la atención fue una cena mensual en la cual se debate sobre un tema técnico en particular. En ella, la empresa que sponsorea el evento es la que expone. Suele ser algo relacionado con algún *paper* recientemente presentado o alguna nueva tecnología utilizada. En promedio suelen haber unos 80 miembros y 10 estudiantes, pero esto varía reunión a reunión. En las mesas se arman discusiones interesantes y se intercambian experiencias.

Este mes, además, se realiza el evento anual en el que todos los miembros se



reúnen en un encuentro formal acompañados de sus parejas. Es una excelente oportunidad para reencontrarse con viejos colegas y compañeros de trabajo.

También editan una revista similar a *Contacto*. La gran diferencia es que sólo se utiliza como complemento de la página web. En ella se resumen las actividades futuras de la sección, así como también de los capítulos estudiantiles. Es notable la cantidad de empresas que tienen un espacio publicitario en sus páginas. Esto hace posible su edición y costear las cenas mensuales, que son gratis para los miembros. Al igual que la SPE de Argentina, esta sección hace de nexo entre los

estudiantes y las empresas; en particular con la asignación de becas.

En el tiempo que llevo en Copenhague pude participar de varios eventos organizados por esta sección y empezar a entender cómo funciona la SPE aquí. Si bien no es muy distinta que la de Argentina y las actividades son similares, me sorprendió la alta participación de los miembros en general, más allá de la comisión directiva y sus allegados. Espero poder empezar a contribuir en esta sección como lo hice estos años en la de Argentina.

En la próxima edición, el presidente de la sección va a contar un poco más acerca de cómo se vive la SPE en Dinamarca.

CURRICULUM VITAE

Agustín es Ingeniero en Petróleo del ITBA con experiencia en campos maduros, en ingeniería de reservorios y producción. Destacándose en diseño de levantamiento artificial, evaluación de alternativas de terminación y en evaluaciones económicas y toma de decisiones. Trabajó en la empresa Chevron como Ingeniero en petróleo y como Ingeniero de producción, actualmente trabaja en Hess como Ingeniero de operaciones offshore en Dinamarca.





MÁS DE 35 AÑOS EXPLORANDO Y PRODUCIENDO ENERGÍA EN EL PAÍS



Un nuevo ciclo de la industria, retos

NICOLÁS ZIPEROVICH Y EMILIANO WACHS

Nuestra industria es una industria que sabe de ciclos: en los últimos 25 años, si bien ha habido una tendencia al alza, los precios del crudo han experimentado numerosos episodios de movimientos vertiginosos, tanto crecientes como decrecientes. Tras comenzar la década de los 80's con un ascenso significativo en los precios, y luego de la creación de los mercados de futuros, la OPEP intentó recuperar el mercado perdido y los precios cayeron estrepitosamente en 1986, por debajo de USD 10/bbl, manteniéndose por debajo de los USD 15/bbl hasta el final de la década. Ya en los 90s, los conflictos en medio oriente dispararon los precios a más de USD 40/bbl, para luego estabilizarse entre USD 20 y USD 25/bbl hasta una nueva caída en 1998, en esta ocasión impulsada por la crisis asiática y una oferta relativamente abundante. La recuperación plena se vio para el inicio de la nueva década, con una plena participación de la OPEP y la recuperación de los países asiáticos.

Asimismo, a partir de 2003 comienza un nuevo ciclo de incrementos en los precios, como consecuencia de la menor oferta a nivel mundial producto del declino en muchos de los grandes campos alrededor del globo. Este gran ciclo positivo se exacerbó con la burbuja especula-

tiva en los mercados financieros y el precio alcanzó niveles de cerca de USD 150/bbl en el 2008, que tras la crisis de las hipotecas sub-prime impulsaron la caída a precios por debajo de los USD 40/bbl. En este caso, la recuperación post-crisis también se dio por una activa estrategia de la OPEP, una paulatina recuperación de la economía global, y el fin del petróleo fácil de encontrar y con bajos costos de desarrollo.

Adentrándonos en el corriente ciclo, Norteamérica será responsable por mas del 90% del incremento en el crecimiento de la oferta global de crudo durante este año y, con precios de USD90-100/bbl, Estados Unidos tiene un potencial de incremento de 1.5/2 mmbbl/d por año por varios años, generando una potencial sobreoferta de crudo en el mercado global. Estados Unidos debería entonces reducir su tasa de incremento de producción a prácticamente cero, para llevar al mercado a una situación cercana al equilibrio. Así, al ser una crisis principalmente por exceso de oferta (con el agregado de un componente geopolítico importante), un recorte de la OPEP podría en última instancia derivar en mayores precios que impacten positivamente en la oferta de crudo de los Estados Unidos neutralizando potencialmente el efecto inicial. Por lo

tanto, la OPEC deja que esta vez sea el resto del mundo el que se encargue de estabilizar la oferta, impactando principalmente en los productores marginales de shale en los Estados Unidos, y demorando también proyectos de relevancia alrededor del mundo.

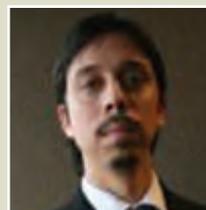
Por consiguiente, es de esperar que la recuperación en los precios sea gradual a contrapartida de otros episodios, donde los rebotes fueron más pronunciados. Se espera así una merma considerable en la tasa de incremento en la oferta de crudo en los Estados Unidos y, al mismo tiempo un gradual incremento en la demanda a nivel global en un contexto de crecimiento moderado. Por otro lado, factores de tensión geopolíticos disruptivos en Medio Oriente, que son un factor difícil de pronosticar y pueden generar rápidos incrementos de precio al impactar de manera significativa países con producción de envergadura, seguramente agregarán momentos volatilidad pero no deberían modificar el contexto de fondo.

En consecuencia, no deberíamos esperar que los precios vuelvan a valores de USD 100/bbl en el corto plazo, y debemos recalcularnos nuestro escenario competitivo a un estándar algo mas conservador para el mediano-largo plazo, en un contexto donde existen oportunidades pero ninguna



CURRICULUM VITAE

Nicolás Ziporovich es Gerente de Portafolio y Estrategia Corporativa, y responsable del Desarrollo de Negocios en México para Pluspetrol. Previamente, ocupó roles de desarrollo de negocios e ingeniería de reservorios en Pluspetrol y Repsol-YPF. Es Ingeniero en Petróleo del ITBA, y cuenta con un MSc in Petroleum Engineering de ISE - Heriot Watt University.



CURRICULUM VITAE

Emiliano Wachs es Licenciado en Economía, Master en Finanzas y ClIA. Actualmente ocupa roles de analista de Portafolio y Estrategia Corporativa en Pluspetrol. Previo a su paso por Pluspetrol, se desempeñó como Head of Oil and Gas para Latinoamérica, en Bancos de Inversión y fondos mutuos.

y oportunidades en América Latina

de ellas de simple solución o desarrollo. Al margen de los desarrollos no convencionales, donde hasta ahora sólo vimos un modelo exitoso en los Estados Unidos, las oportunidades convencionales con volumen se encuentran en contextos operativos complejos y/o en países remotos o de alto riesgo. Comenzando por el Pre-Sal en Brasil, pasando por las arenas compactas en Canadá, el Pre-Sal en Angola y otros de África Occidental y Oriental (ej: Nigeria, Kenia, Uganda, Tanzania y Mozambique), todas las opciones para los productores de petróleo y gas aparecen como desarrollos complejos desde el punto de vista técnico, comercial, de seguridad y de riesgo de inversión.

Por consiguiente, los retos que venimos teniendo y que vamos a enfrentar no son menores. Las empresas petroleras deberían ajustar sus visiones y objetivos de crecimiento ya que los hidrocarburos son cada vez menos accesibles, más caros y más difíciles de extraer. Entre esos retos, están la adaptación a este nuevo universo dominado por los no convencionales y el deep water o a zonas hostiles desde el punto de vista del riesgo de superficie. Es importante que las empresas petroleras cambien esa visión de grandes márgenes a una visión de eficiencia y tecnología. Para ello no solo hay que

cambiar procesos sino también capacitar en forma constante a su personal en estos nuevos plays. Hay que empezar a pensar de forma diferente en esta industria. A esto se suma que la exploración en los últimos años ha sido cada vez más difícil. No solo desde el punto de vista de descubrimientos que, pese a que han disminuido a lo largo de los años, siguen siendo de importancia, sino también desde la visión comercial, ya que cada vez menos descubrimientos han tenido éxito comercial.

Pero siempre cuando hay retos es cuando aparecen las oportunidades y la industria se reinventa. Cuando muchos especialistas comenzaron a hablar de "peak oil", es decir que la producción mundial de petróleo había llegado a su techo, aparecieron nuevas tecnologías y se desarrollaron los reservorios no convencionales. La industria de los hidrocarburos siempre se reinventa y esta no debería ser la excepción. Este nuevo ciclo de precios del petróleo va a generar mayores eficiencias en las compañías, algo que como dije antes, es fundamental para el desarrollo de no convencionales. Esto será clave para aprovechar la gran oportunidad que se llama Vaca Muerta y que está en Argentina. Esta circunstancia ha puesto a la industria de los hidrocarburos en Argentina en la vidriera

del mundo. Si los retos que mencionamos antes son grandes, los que hay que enfrentar para el desarrollo de los no convencionales en Argentina son enormes. En este caso, será necesario alinear muy bien los intereses de todos los actores y es nuestra esperanza que pueda llevarse a cabo.

Por otro lado, también en América Latina existen oportunidades convencionales. Afortunadamente muchos países de la región tienen recursos importantes y una industria desarrollada. Sin embargo por motivos ajenos a la geología ha quedado mucho hidrocarburo sin ser extraído. La reciente apertura de México es un enorme avance y genera, si se hace correctamente, una gran oportunidad para las empresas y la región. Es de esperar que esto se replique en otros países. Asimismo, la oportunidad del pre-sal brasileño aparece como otro potencial desarrollo, si se dan los pasos necesarios hacia una mayor participación de empresas del exterior.

En conclusión, debido al rol trascendental de la energía en la economía y en el desarrollo de los países, estamos frente a un contexto que, si bien es desafiante, resulta más que interesante para aquellos actores de nuestra industria que estén dispuestos a apostar por un futuro de crecimiento.

Las ventajas de ser miembro de la SPE

Why It Pays to Be a Member

La SPE (Society of Petroleum Engineers) es una asociación profesional sin fines de lucro que presta servicios a un creciente conjunto de miembros en la industria de E&P. La SPE es una fuente sustancial de conocimientos técnicos que suministra publicaciones, organiza encuentros y cursos y provee información de manera inmediata vía internet.

El acceso a una vasta colección de recursos técnicos es solamente uno de los muchos beneficios de ser miembro de la SPE.

En el sitio www.spe.org/members/benefits podrá conocer mejor las ventajas de ser miembro de la SPE.



Argentine Petroleum Section

The Society of Petroleum Engineers is a not-for-profit professional association that serves a growing worldwide membership in the E&P Industry. SPE is a key resource for technical knowledge providing publications, events, training courses, and online resources.

Access to our vast collection of technical resources is just one of many benefits of membership.

For more information on member benefits, visit www.spe.org/members/benefits.

Comparación objetiva entre la Ley de

Antes y después de las modificaciones recientemente introducidas por la “Ley Galuccio” 27.007.

En el Boletín Oficial N° 33.001 del 31/10/2014 se publicó la ley N° 27.007 que modifica la ley de hidrocarburos N° 17.319 vigente hasta hoy. He a continuación una sinopsis con los cambios, agregados y derogaciones introducidos por la nueva norma.

LEY N° 17.319

CAMBIOS INTRODUCIDOS POR LA LEY N° 27.007

TÍTULO I

Disposiciones Generales

Artículos 1 – 13 (sin cambios)

TÍTULO II

Derechos y obligaciones principales

SECCIÓN 1ª

Reconocimiento Superficial

Artículos 14 – 15 (sin cambios)

SECCIÓN 2ª

Permisos de Exploración

Artículos 16 a 22 (sin cambios)

Artículo 23: Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada concurso con los máximos siguientes:

Artículo 23. Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la Autoridad de Aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración, según el siguiente detalle:

Plazo básico: 1er. período hasta cuatro (4) años

2do. período hasta tres (3) años

3er. período hasta dos (2) años

Plazo Básico: Exploración con objetivo convencional:

1er. período hasta tres (3) años

2do. período hasta tres (3) años

Período de prórroga: hasta cinco (5) años

Período de prórroga hasta cinco (5) años

Exploración con objetivo no convencional:

1er. período hasta cuatro (4) años

2do. período hasta cuatro (4) años

Período de prórroga hasta cinco (5) años

Para las exploraciones en la plataforma continental cada uno de los períodos del plazo básico podrá incrementarse en un (1) año.

Para las exploraciones en la plataforma continental y en el mar territorial cada uno de los períodos del Plazo Básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un (1) año.

La prórroga prevista en este artículo es facultativa para el permisionario.

La prórroga prevista en este artículo es facultativa para el permisionario que haya cumplido con la inversión y las restantes obligaciones a su cargo.

La transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del plazo básico del permiso, conforme a lo establecido en el artículo 22, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

En cualquier momento el permisionario podrá renunciar a toda o parte del área cubierta por el permiso de exploración, sin perjuicio de las obligaciones prescriptas en el artículo 20.

Artículo 24. Sin cambios.

Artículo 25. Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien (100) unidades. Los que se otorguen sobre la plataforma continental no superarán las ciento cincuenta (150) unidades.

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) permisos de exploración ya sea en forma directa o indirecta.

Artículo 25. Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien (100) unidades. Los que se otorguen sobre la plataforma

continental no superarán las ciento cincuenta (150) unidades.

Artículo 26. Al fenecer cada uno de los períodos primero y segundo del plazo básico de un permiso de exploración el permisionario reducirá su área, como mínimo, al cincuenta por ciento (50%) de la superficie remanente del permiso al concluir el respectivo período.

El área remanente será igual a la original menos las superficies restituidas con anterioridad o transformadas en lotes de una concesión de explotación.

Al término del plazo básico el permisionario restituirá el total del área remanente, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al 50% del área remanente antes del fenecimiento del último período de dicho plazo básico.

Artículo 26. Al finalizar el primer período del Plazo Básico el permisionario decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. El permisionario podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso.

Al término del Plazo Básico el permisionario restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al cincuenta por ciento (50%) del área remanente antes del vencimiento del segundo período del Plazo Básico.

SECCIÓN 3ª

Concesiones de Explotación

Artículo 27. La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35.

Artículo 27. La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocar-

Hidrocarburos (Ley 17.319)

buros que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la Autoridad de Aplicación una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos previstos en el artículo 22 o en el artículo 27 bis, según **corresponda**.

Artículo 27 bis. Entiéndese por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquisto o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. El concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. La Autoridad de Aplicación nacional o provincial, según corresponda, decidirá en el plazo de sesenta (60) días y su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35.

Los titulares de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo del plan piloto previsto en el párrafo precedente.

La concesión correspondiente al área oportunamente concesionada y no afec-

tada a la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, debiendo la Autoridad Concedente readecuar el título respectivo a la extensión resultante de la subdivisión. Queda establecido que la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos deberá tener como objetivo principal la Explotación No Convencional de Hidrocarburos. No obstante ello, el titular de la misma podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, en el marco de lo dispuesto en el artículo 30 y concordantes de la presente ley.

Artículo 27 ter. Aquellos proyectos de Producción Terciaria, Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera que por su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables, y que sean aprobados por la Autoridad de Aplicación y por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, podrán ser pasibles de una reducción de regalías de hasta el cincuenta por ciento (50%) por parte de la Autoridad de Aplicación provincial o nacional, según corresponda. Se consideran Proyectos de Producción Terciaria aquellos proyectos de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (Enhanced Oil Recovery —EOR— o Improved Oil Recovery —IOR—). Se consideran proyectos de Petróleo Extra Pesado aquellos que requieran tratamiento especial (calidad de crudo inferior a 16 grados API y con viscosidad a temperatura de reservorio superior a los 1000 centipois).

Artículo 28. (sin cambios)

Artículo 29. Las concesiones de explotación serán otorgadas por el Poder Ejecutivo a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17 cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22.

El Poder Ejecutivo, además podrá otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la sección 5 del presente título.

Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotable.

Artículo 29. Las concesiones de explotación serán otorgadas, según corresponda, por el Poder Ejecutivo nacional o provincial a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17 cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá además otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la Sección 5 del presente Título.

Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, asimismo otorgará Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos de acuerdo a los requisitos dispuestos por los artículos 27 y 27 bis.

Artículo 30 a 33. (sin cambios)

Artículo 34: El área máxima de concesión de explotación que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta (250) km².

Ninguna persona física o jurídica podrá ser simultáneamente titular de más de cinco (5) concesiones de explotación, ya sea directa o indirectamente y cualquiera sea su origen.

Artículo 34. El área máxima de una nueva concesión de explotación que sea otorgada a partir de la vigencia del presente y que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta kilómetros cuadrados (250 km²).

Artículo 35. Las concesiones de explotación tendrán una vigencia de veinticinco (25) años a contar desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23. El Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las con-

diciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión.

Artículo 35. *Artículo 35. De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:*

a) *Concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco (25) años.*

b) *Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un Período de Plan Piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento de iniciarse la concesión.*

c) *Concesión de Explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.*

Los titulares de las concesiones de explotación (ya sea que a la fecha de inicio de vigencia de la presente modificación hayan sido o no prorrogadas) y siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión, podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas.

La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor a un (1) año al vencimiento de la concesión.

Queda establecido que aquellas concesiones de explotación que a la fecha de sanción de la presente ley hayan sido previamente prorrogadas se regirán hasta el agotamiento de los plazos de dichas prórrogas por los términos y condiciones existentes. Una vez agotados dichos plazos de prórroga, los titulares de las concesiones de explotación podrán solicitar nuevas prórrogas, debiendo dar cumplimiento a las condiciones de prórroga establecidas en la presente ley.

Artículo 36 a 38. (sin cambios)

SECCIÓN 4ª

Concesiones de Transporte

Artículos 39 y 40. (sin cambios)

Artículo 41. Las concesiones a que se refiere la presente sección serán otorgadas por un plazo de treinta y cinco (35) años a contar desde la fecha de adjudicación, pudiendo el Poder Ejecutivo, a petición de los titulares, prorrogarlos por hasta diez (10) años más por resolución fundada. Vencido dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

Artículo 41. *Sin perjuicio de lo dispuesto por el artículo 27 bis, los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante licitaciones en las cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5º y cumpla los requisitos exigidos en esta sección.*

Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29, párrafo primero y 40, segundo párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en el Título II de la presente ley.

Artículos 42 a 44. (sin cambios)

SECCIÓN 5ª

Adjudicaciones

Artículo 45. Los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante concursos en los cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5º y cumpla los requisitos exigidos en esta sección.

Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29, párrafo 1º y 40, 2º párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en las secciones 2a y 4a del Título II.

Artículo 45. *Sin perjuicio de lo dispuesto por el artículo 27 bis, los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante licitaciones en las cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5º y cumpla los requisitos exigidos en esta sección.*

Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29, párrafo primero y 40, segundo párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en el Título II de la presente ley.

Artículo 46. (sin cambios)

Artículo 47. Dispuesto el llamado a con-

curso en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46º, la autoridad de aplicación confeccionará el pliego respectivo, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones y disponibles concernientes a la presentación de propuestas.

Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometan y ventajas especiales para la Nación incluyendo bonificaciones, pagos iniciales diferidos o progresivos, obras de interés general, etc.

El llamado a concurso deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por medios que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

Artículo 47. *Dispuesto el llamado a licitación en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46, la Autoridad de Aplicación confeccionará el pliego respectivo, en base al Pliego Modelo, elaborado entre las Autoridades de Aplicación de las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas.*

Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometan. El llamado a licitación deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por medios nacionales e internacionales que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, buscando la mayor concurrencia posible, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

Artículo 48. La autoridad de aplicación

estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo, resultare en definitiva la más conveniente a los intereses de la Nación.

Es atribución del Poder Ejecutivo rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en el concurso.

Artículo 48. *La Autoridad de Aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta más conveniente que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, en particular proponga la mayor inversión o actividad exploratoria.*

Es atribución del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en la licitación.

Artículo 49 a 55. (sin cambios)

SECCIÓN 6ª

Tributos

Artículo 56. (Sin cambios)

SECCIÓN 7ª

Canon y Regalías

Artículo 57. El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada Kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

a) Plazo básico:

1er. Período — quinientos pesos moneda nacional (m\$.n. 500.—)

a) Plazo Básico:

1er. Período: *doscientos cincuenta pesos (\$ 250).*

2do. Período: *mil pesos (\$ 1.000).*

b) Prórroga: Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado cien mil pesos moneda nacional (m\$.n. 100.000.—)

por Km² o fracción, incrementándose dicho monto en el 50% anual acumulativo.

b) Prórroga: *Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado la suma de diecisiete mil quinientos pesos (\$ 17.500) por Km² o fracción, incrementándose dicho monto en el veinticinco por ciento (25%) anual acumulativo.*

El importe de este tributo podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración de la fracción remanente, hasta la concurrencia de un canon mínimo de diez mil pesos moneda nacional (m\$.n. 10.000.—) por Km² que será abonado en todos los casos.

El importe que deba ser abonado por este concepto correspondiente al segundo Período del Plazo Básico y al Período de Prórroga podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área correspondiente, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al diez por ciento (10%) del canon que corresponda en función del período por Km² que será abonado en todos los casos.

Artículo 58. El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área un canon de veinte mil pesos moneda nacional (m\$.n. 20.000.—).

Artículo 58. *El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área de pesos cuatro mil quinientos (\$ 4.500).*

Artículo 58 bis. *La Autoridad de Aplicación podrá establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.*

Para los casos de realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación podrá esta-

blecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.

Artículo 59. El concesionario de explotación pagará mensualmente al Estado nacional, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%), que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos.

Artículo 59. *El concesionario de explotación pagará mensualmente al Concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%). Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, pagará mensualmente la producción de gas natural, en concepto de regalía. Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.*

En ambos casos el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda como autoridades concedentes, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Asimismo, en caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de dieciocho por ciento (18%) de regalía para las siguientes prórrogas.

En los casos de las concesiones de explotación referidas en el último párrafo del artículo 35, corresponderá el pago de una regalía total que no podrá superar el dieciocho por ciento (18%).

Por la realización de las actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a las que se hace refe-

rencia en el artículo 27 bis de la presente ley, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación podrá fijar asimismo una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) respecto de la regalía vigente hasta un máximo de dieciocho por ciento (18%) según corresponda conforme al mecanismo establecido en el artículo 35.

Las alícuotas de regalías previstas en el presente artículo serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de Concedentes.

Artículo 60. (Sin cambios)

Artículo 61. El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la autoridad de aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56°, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Si la autoridad no lo fijara, regirá el último establecido.

Artículo 61. El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Cuando la Autoridad de Aplicación considere que el precio de venta informado por el permisionario y/o concesionario no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinente.

Artículo 62. La producción de gas natural tributará mensualmente, en concepto de regalía, el doce por ciento (12%) del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, porcentaje que el Poder Ejecutivo podrá reducir hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta los factores que menciona el artículo 59°.

Artículo 62. Derógase

Artículos 63 a 65. (Sin cambios)

TÍTULO III

Otros derechos y obligaciones

Artículos 66 a 71. (sin cambios)

TÍTULO IV

Cesiones

Artículos 72 a 74. (sin cambios)

TÍTULO V

Inspección y fiscalización

Artículos 75 a 78. (sin cambios)

TÍTULO VI

Nulidad, caducidad y extinción de los permisos y concesiones

Artículos 79 a 86. (sin cambios)

TÍTULO VII

Sanciones y recursos

Artículos 87 a 90. (sin cambios)

TÍTULO VIII

Empresas estatales

Artículo 91. (sin cambios)

Artículo 91 bis. Las provincias y el Estado nacional, cada uno con relación a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de su dominio, no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. Respecto de las áreas que a la fecha hayan sido reservadas por las autoridades Concedentes en favor de entidades o empresas provinciales con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica, pero que a la fecha no cuenten con contratos de asociación con terceros, se podrán realizar esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas entidades o empresas provinciales durante la etapa de desarrollo será proporcional a las inversiones comprometidas y que efectivamente sean realizadas por ellas.

Artículos 92 a 96. (Sin cambios)

TÍTULO IX

Autoridad de aplicación

Artículos 97 a 99. (Sin cambios)

TÍTULO X

Normas complementarias

Artículos 100 a 102. (Sin cambios)

TÍTULO XI

Normas transitorias

Artículos 103 a 106. (Sin cambios)

ANEXO ÚNICO (Sin cambios)

La Ley N° 27.007 agrega lo siguiente:

Título II

Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos

ARTICULO 19. — El Estado nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/13, a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (U\$S 250.000.000) calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto.

Los beneficios previstos en dicho decreto se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.

El porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios previstos en los artículos 6° y 7° de dicho decreto, será el siguiente:

a) Explotación Convencional: veinte por ciento (20%).

b) Explotación No Convencional: veinte por ciento (20%).

c) Explotación costa afuera: sesenta por ciento (60%).

Quedarán comprendidos dentro del inciso c) precedente, aquellos proyectos de explotación costa afuera en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la alta y la baja marea supere los 90 metros. Todo otro proyecto de explotación costa afuera que no reúna dichos requisitos, quedará enmarcado dentro de los incisos a) o b) según corresponda.

ARTICULO 20. — Las condiciones para el acceso al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos previstas en el artículo 19, regirán a partir de la entrada en vigencia de la presente ley, reconociéndose a los Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos aprobados con anterioridad, los compromisos de inversión y los beneficios promocionales comprometidos al momento de su aprobación.

ARTICULO 21. — En el marco de los Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos que sean aprobados en el futuro por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, referidos en el artículo 19 de la presente ley, se establecen los siguientes aportes a las provincias productoras en los que se desarrolle el proyecto de inversión:

a) Dos coma cinco por ciento (2,5%) del monto de inversión inicial del proyecto, dirigido a Responsabilidad Social Empresarial, a ser aportado por las empresas.

b) Un monto a ser determinado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras, a ser aportado por el Estado nacional.

ARTICULO 22. — Los bienes de capital e insumos que resulten imprescindibles para la ejecución de los Planes de Inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, ya sean importados por tales empresas o por quienes acrediten ser prestadoras de servicios de ellas, tributarán los derechos de importación indicados en el decreto 927/13 o normas que lo sustituyan. Dicha lista podrá ampliarse a otros productos estratégicos.

Título III

Disposiciones Complementarias y Transitorias

ARTICULO 23. — El Estado nacional y los Estados provinciales, de conformidad con lo previsto por el artículo 41 de la Constitución Nacional, propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la que tendrá como objetivo prioritario aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

ARTICULO 24. — Estado nacional y los Estados provinciales propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas previstas en la presente ley a desarrollarse en sus respectivos territorios.

ARTICULO 25. — El Poder Ejecutivo nacional a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica

del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas administrará el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural creado por la resolución 1/13 y el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” creado por la resolución 60/13, en ambos casos de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y los planes que con el propósito de estimular la producción excedente de gas natural establezca en el futuro.

ARTICULO 26. — Las Autoridades de Aplicación del ámbito nacional y provincial según correspondiere, la Secretaría de Energía de la Nación y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, promoverán la unificación de los procedimientos y registros tendientes al cumplimiento de sus respectivas competencias y el intercambio de información con dicho propósito y con el cumplimiento de los objetivos de autoabastecimiento previstos en la ley 26.741.

ARTICULO 27. — Derógase el artículo 62 de la ley 17.319 y sus modificatorias.

ARTICULO 28. — El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, como autoridad Concedente, podrá reducir hasta el veinticinco por ciento (25%) el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto, en favor de empresas que soliciten una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos del artículo 27 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de la presente ley.

ARTICULO 29. — Las autoridades de aplicación de las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación confeccionarán dentro de los ciento ochenta (180) días a contar desde el inicio de vigencia de la presente ley el Pliego Modelo establecido en el artículo 47 de la ley 17.319 y sus modificatorias, el que podrá ser revisado y actualizado periódicamente según la oportunidad y conveniencia de las licitaciones. Dicho Pliego Modelo contemplará los términos y condiciones generales aplicables a las licitaciones, incluyendo entre otras, las garantías a las que deberán ajustarse las ofertas, el alcance de las inversiones y los ingresos que eventualmente pudieran corresponder a las respectivas Autoridades Concedentes. Asimismo el Pliego Modelo contendrá las condiciones

especiales aplicables a adjudicaciones cuyo objeto sea la exploración y/o explotación convencional de hidrocarburos, explotación no convencional, costa afuera, petróleo extra pesados, exploración en áreas de frontera y demás situaciones que puedan ser contempladas por dichas autoridades de aplicación.

ARTICULO 30. — Derógase el artículo 2° de la ley 25.943, quedando a tal efecto revertidos y transferidos todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales a la Secretaría de Energía de la Nación, respecto de los cuales no existan contratos de asociación suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943.

Exceptúase de dicha reversión a los permisos de exploración o concesiones de explotación existentes a la entrada en vigencia de la presente ley que hayan sido otorgados con anterioridad a la ley 25.943.

Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a negociar de mutuo acuerdo, en un plazo de seis (6) meses, con los titulares de contratos de asociación que hayan sido suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943, la reconversión de dichos contratos asociativos a permisos de exploración o concesiones de explotación de la ley 17.319 y sus modificatorias, según corresponda.

ARTICULO 31. — Cuando a la fecha de entrada en vigencia de esta ley alguna provincia ya hubiera iniciado el proceso de prórroga a que refiere el artículo 35 de la ley 17.319 y sus modificatorias, respecto de concesiones otorgadas por el Estado nacional, y siempre que dicho proceso hubiera establecido ciertas condiciones precedentes en función de la voluntad de dicha provincia y del concesionario respectivo y de las leyes vigentes, dicha provincia dispondrá de un plazo de noventa (90) días para concluir el proceso de prórroga mediante el dictado de los actos administrativos necesarios a cargo del Poder Ejecutivo provincial. Las prórrogas así determinadas tendrán posteriormente el tratamiento que prevé el artículo 35 de la ley 17.319 y sus modificatorias.

ARTICULO 32. — Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.



Argentine Petroleum Section

VII SEMINARIO ESTRATEGICO

Evaluación de las Perspectivas Energéticas de la Argentina



Organiza:

Lisandro de la Torre
Santiago Pereyra Iraola & Co.

Producción Integral de Eventos Empresariales

16 y 17 de junio de 2015
Hotel Sheraton Libertador
Av. Córdoba 690 - Buenos Aires
Secretaría e Informes:
seminario.spe@eventosar.com.ar

Con el apoyo de la SPE (Society of Petroleum Engineers) de Argentina Asociación Civil

Programa de conferencias

DISTINGUISHED LECTURE

El Conferencista: **Dave Anderson** (Extended Lecture), Product Manager de HIS, nos visitó el 10 de Noviembre, para dictar la conferencia sobre **Unconventional Reservoirs Require Unconventional Analysis Techniques**. La misma fue desarrollada el Hotel Sheraton Libertador y contó con la presencia de 27 asistentes. La presentación se basó en cómo y por qué las técnicas RTA han evolucionado, comenzando con los sistemas relativamente simples de reservorio convencional (alta permeabilidad) y progresando a la complejidad de los sistemas fracturados de ultra-bajas permeabilidades. Se presentaron las técnicas específicas para yacimientos no convencionales y se analizaron las fortalezas, limitaciones y aplicaciones. Estas técnicas fueron mostradas utilizando los datos de producción de un yacimiento real.



Conferencia Rubén Caligari.

desarrollos shale, identificando los parámetros críticos que definen el éxito de los proyectos y estimando el potencial impacto en la oferta energética local.

El martes 17 de marzo en uno de los salones del hotel Sheraton Libertador, ubicada en Av. Córdoba 690 fue llevada a cabo la conferencia titulada **La búsqueda de hidrocarburos costa afuera de las Islas Malvinas** a cargo del Ing. Alejandro Luppi, asesor técnico de la petrolera Chevron Argentina SRL. Y Académico de Número de la Academia del Mar.

La conferencia fue una crónica de las actividades desarrolladas en las islas Malvinas en pos del descubrimiento de recursos hidrocarbúricos susceptibles de ser explotados. Esa crónica acaba en estos días, en que los isleños aguardan la llegada de la sonda semisumergible Eirik Raude para iniciar la cuarta campaña de perforación en aguas bajo jurisdicción malvinense. La disertación comprendió los antecedentes históricos, el marco normativo, las concesiones, las campañas de prospección sísmica y perforación, los desarrollos previstos, las objeciones argentinas y algunas observaciones sobre consecuencias económicas, logísticas y ambientales de la eventual producción de petróleo offshore en

torno a las Islas Malvinas.

Gustavo Bianchi, Presidente de Y-Tech nos visitó el martes 21 de abril, Bajo el título **Logros y Desafíos** el Dr. Bianchi enunció que la **Misión** de Y-Tech es brindar soluciones tecnológicas y especialistas formados para el desarrollo de la industria energética y la **Visión** ser la empresa de tecnología líder en el campo de la energía de la región.

Mostró la conformación de la Organización abocándose posteriormente a los Logros en Recursos Humanos, Patentes solicitadas y en proceso, Convenios Marco y Convenios Técnicos Específicos. Dentro de los logros mostró la Nueva Sede y Equipamientos que dieron lugar a diferentes Plantas Piloto y Laboratorio y detalló las diferentes líneas de trabajo en: PROY. I+D NO CONVENCIONALES, PROY. I+D EOR QUÍMICO (Campos Maduros), PROY. I+D ENERGÍAS RENOVABLES (Estudios Prospectivos y Tecnología).

Las próximas Conferencias programadas por la SPE sección de Argentina se llevarán a cabo el Martes 21 julio la de Raúl Hisas de CONAE y el Jueves 18 junio nos visitará un Distinguished Lectures dentro del programa SPEI, el Sr. Gahan.

CONFERENCIAS

El pasado 10 de diciembre se llevó a cabo la presentación **Un modelo de desarrollo para vaca muerta** a cargo del Ing. Rubén Caligari consultor Profesor de Grado y Postgrado de Especialización en Petróleo y Gas del Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Tiene más de 30 años de experiencia en la industria de E&P en operaciones, diseño de planes de desarrollo y evaluación de proyectos en Argentina y varios países de Latinoamérica. Fue Ex Presidente de la Sección Patagonia y Sección Argentina, Miembro Distinguido y Director Regional 2008-11 de la Society of Petroleum Engineers (SPE).

En esta oportunidad el encuentro se realizó en el Hotel Sheraton Libertador ubicado en Av. Córdoba 690 y asistieron al mismo 23 profesionales, que aportaron un marco enriquecedor a la presentación.

El Ing. Caligari planteó el interés de la temática a abordar el desarrollo doméstico de los recursos no convencionales *shale* y *tight* teniendo en cuenta la fuerte dependencia de la matriz energética con los hidrocarburos. Plateando la excepcional calidad del recurso y que el acceso fluido a las tecnologías específicas son fortalezas claras para los desarrollos, aunque los desafíos a enfrentar no son menores. La presentación fue particularmente referida a los desarrollos en Vaca Muerta. Se revisaron las características diferenciales de los



Conferencia David Anderson.



Conferencia Alejandro Luppi.

Lineamientos para fracturas hidráulicas

Los Molles Tight Gas

S. PICHON (SCHLUMBERGER SPE), G. WEBER, F. HERRERO, S. MARIA, L. MASCHIO (PLUSPETROL), G. CAVAZZOLI (SCHLUMBERGER SPE). TRADUCCIÓN DE MARCELO RUIZ DE OLANO

Introducción

Bajo la tendencia actual de la energía mundial, los reservorios tight y extra-tight se han convertido en objetivos atractivos. Estas formaciones con tan baja transmisibilidad requieren tratamientos con fracturas hidráulicas para su terminación, usualmente multietapas, para asegurar tasas de producción rentables. En este tipo de formaciones, el número y el tamaño de los tratamientos de las fracturas hidráulicas se han convertido en los parámetros clave para la terminación.

La formación Los Molles es una formación de arenas entre tight y extra tight y cientos de pies de espesor en la cuenca neuquina. A pesar de su vasta extensión, su potencial de producción todavía debe evaluarse y entenderse. Se inició una campaña evaluación de varios pozos verticales para ponderar mejor el potencial de los Molles.

El objetivo de este trabajo es usar la información disponible para guiar los diseños de terminación en términos de número y volumen de los tratamientos de fracturas hidráulicas a desarrollar.

Metodología y análisis

La metodología propuesta usa los datos de producción (tasas de producción y presión en boca de pozo) así como también información de la terminación. Dado el limitado número de pozos durante la etapa de evaluación, la integración y el procesamiento apuntan a evaluar la producción por etapa de fractura para incrementar los puntos de toma de datos y apoyar las tendencias estadísticas. El análisis se realizó en 3 pozos, totalizando 15 etapas de fractura.

Índice de cálculo de producción en pozos y por etapa

Con el objetivo de comparar directamente entre pozos, se consideró el índice de producción (tasa aplicada por cada *drawdown*). Para evaluar la caída de presión del reservorio compatible con el nivel de producción, el siguiente proceso itera-

tivo se propuso para los cálculos del transiente de *drawdown*:

- 1) Asumir un *drawdown* constante a través de la historia de producción.
- 2) Definir el radio de drenaje basado en un balance de materia y propiedades petrofísicas del reservorio.
- 3) Explícitamente calcular la presión del transiente de reservorio usando el radio de drenaje definido en el paso anterior.
- 4) Comparar el transiente con *drawdown* originalmente asumido hasta llegar a una solución (procediendo con otro método de iteración).

Una vez que se evaluó a nivel pozo, se realiza la evaluación por etapa usando perfiles de producción en cada pozo. Finalmente, de 3 pozos se derivan un total de 15 transientes de producción independientes.

Modelo de índice de la producción dependiendo de la terminación

Dado que la formación de Los Molles es un ambiente de micro a nanodarcys, la terminación debe realizarse con fracturas hidráulicas para obtener producción. Independientemente del espesor significativo, surgen las siguientes consideraciones en términos de la estrategia de terminación general para optimizar la producción y en última instancia, la rentabilidad del proyecto.

- Número de etapas de fractura
- Volumen de cada etapa de fractura

Tomando en cuenta la cantidad total de agente de sostén por etapa como indicador del volumen del tratamiento por fractura hidráulica, se compara el índice de producción por etapa con la cantidad total de agente de sostén por etapa del tratamiento por fractura hidráulica.

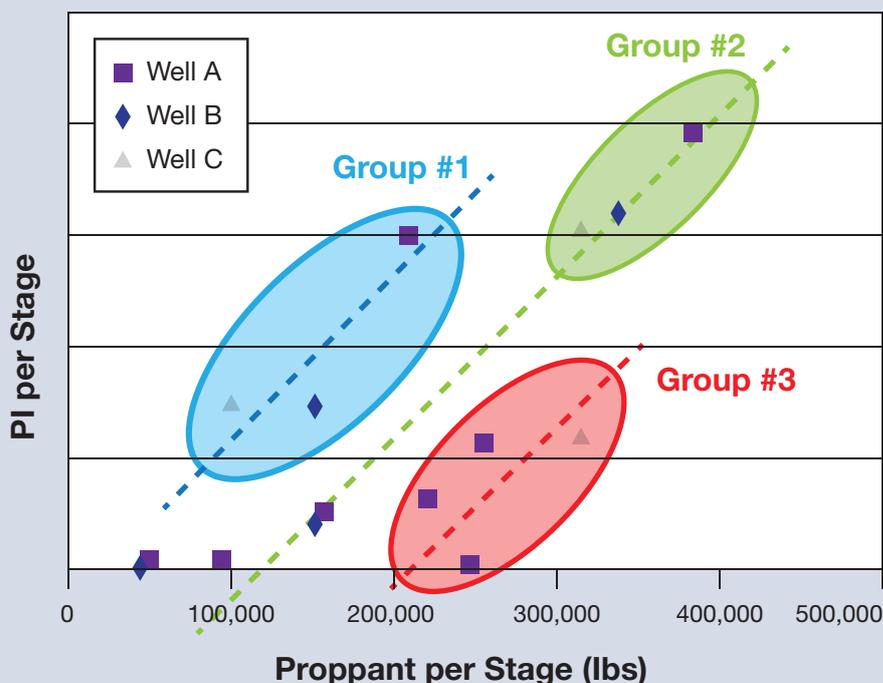


Figura 1: Índice de Producción Vs. Volumen de Agente de Sostén, definición de los grupos.

multi-etapa basado en producción en

En la **figura 1** se pueden observar tres tendencias diferentes y distintivas:

- **Grupo #1:** El mayor Índice de producción para cualquier volumen de agente de sostén, ubicado en Los Molles inferior.
- **Grupo #2:** Índice intermedio de producción a través de todo el rango de agente sostén, ubicado en Los Molles intermedio.
- **Grupo #3:** Limitado a la inexistencia de producción, incluso en los volúmenes más altos de agente de sostén, ubicado en Los Molles intermedio a superior.

En esta etapa, se deberían tener los datos geológicos de entrada para refinar aún más el análisis. El análisis preliminar mostrado en el Grupo #1 está ubicado en la sección baja de Los Molles, mientras que el Grupo #3 se encuentra principalmente en la sección alta de la formación.

Una vez establecidos los tres diferentes grupos, se definen curvas tipo para evaluar el índice de producción de transiente en función del volumen del agente de sostén para cada grupo.

Escenarios de terminación

Dada la cantidad de información disponible de la etapa de evaluación, se tomaron las siguientes consideraciones:

- Pozo vertical
- Drawdown constante de 2.000 psi
- Total de agente de sostén por pozo 700.000 lb

Con el propósito de crear un lineamiento para las terminaciones, se consideraron los 3 escenarios resumidos en la **figura 2:**

- **Escenario #1:** Los Molles inferior (Grupo #1) como principal objetivo, menor

cantidad de etapas de fractura, mayores volúmenes tratamiento de fractura.

- **Escenario #2:** Caso intermedio con objetivos en Los Molles inferior e intermedio.
- **Escenario #3:** Estrategia enfocándose en cubrir todo el espesor de inferior, intermedio y superior Los Molles, mayor cantidad de etapas de fractura, menor volumen de tratamiento de fractura.

La producción de los pozos se comparó para los tres escenarios en la figura 2 y muestra que el escenario #1 supera significativamente los otros dos. Bajo todas las consideraciones tomadas en el proceso, sería beneficioso enfocar la estimulación en Los Molles inferior (descrita como Grupo #1), limitando el número de etapas pero incrementando el volumen de los tratamientos de fractura.

Conclusiones

- Integrando los datos de producción y terminación disponibles a través de la normalización del índice de producción se puede obtener un modelo del número y el volumen por etapas de fractura.
- Los Molles posee diferentes respuestas a los tratamientos de fractura hidráulica. La mayor respuesta (mayor índice de producción por volumen de agente de sostén ubicado en la formación) se encuentra en la sección baja de la formación.
- Evaluar los diferentes escenarios de terminación enfocando la estimulación en Los Molles inferior y reducir el número de etapas de fractura pero aumentar el volumen, parece ser el mejor enfoque.
- El presente trabajo es una fuente de información adicional y apunta a poder combinar diferentes flujos de trabajos de geología para reducir la incertidumbre y acelerar el desarrollo en la etapa de evaluación.

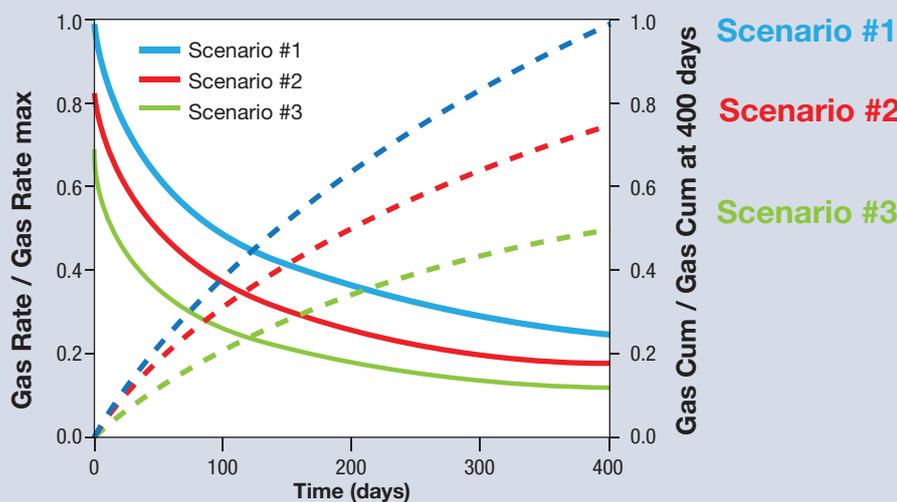


Figura 2: Escenarios propuestos y producción calculada.

Reconocimientos

Los autores quieren reconocer a la SPE Argentina por la posibilidad de esta publicación junto a Pluspetrol y Schlumberger por su apoyo en este proyecto.

Nos importa el crecimiento de nuestro país.

En PAE, estamos presentes en las cuatro principales cuencas de la Argentina. Allí desarrollamos yacimientos de gas y petróleo convencional y no convencional.

En el último año:

- Invertimos 1.500 millones de dólares.
- Incrementamos la producción de hidrocarburos y el nivel de las reservas.
- Generamos trabajo para 13.000 personas.

Nos importa Argentina. Por eso, hacemos.

Pan American
ENERGY

www.pan-energy.com



Argentine Petroleum Section

Society of Petroleum Engineers
ARGENTINE PETROLEUM SECTION

Maipú 645 4°A. (1006) Buenos Aires

Tel: 4322-1079 / 4322-3692

E-mail: info@spe.org.ar • Homepage: www.spe.org.ar