

Contacto SPE



Publicación de la SPE-Argentine Petroleum Section

Número 14, Agosto de 2001 - Editor Responsable: Daniel Avagnina, Publicity Committee Member

SUMARIO

Carta del Presidente	1
Comisión Directiva (2001/2002).	1
Almuerzos Técnicos: Actividades exploratorias en el margen continental argentino	2
Almuerzos Técnicos: Programa tentativo de distinguished lecturers 2001	3
Educación: Ingeniería en Petróleo, ¿grado o posgrado?	4
Tecnología: Sistemas Integrados de Producción de Subsuelo (SIPS)	6
Eventos: 7th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (LACPEC)	8
Cursos 2001 de la SPE	8

Comisión Directiva (2001/2002)

En la asamblea general ordinaria realizada el pasado 20 de abril de 2001 se eligió la Comisión Directiva para el periodo 2001-2002 que será presidida por Miguel Laffitte y estará conformada por los siguientes socios:

Section Chairperson
Miguel A. Laffitte

Section Secretary
Alberto Khatchikian

Section Treasurer
Guillermo Teitelbaum

Section Vice-chairperson
Daniel Rosato

Continuing Education Committee Chairperson
Enzo Pellegrini

Student Chapter Liaison
Enrique Lagrenade

Program Committee Chairperson
Hugo Carranza

Program Committee Member
Miguel A. Lavia

Membership Committee Chairperson
Jorge Albano

Scholarship/Carreers Committee Chairperson
Carlo Ollier

Scholarship/Carreers Committee Member
Norberto Galacho

Publicity Committee Chairperson Web Tig
Eduardo Barreiro

Publicity Committee Member
Daniel Avagnina

Directors
Alfredo Viola
Jorge Buciak

Technology Transfer Committee Chairperson & Publications Mentor
Guillermo García Alvarez

Carta del Presidente

La decisión de los integrantes de la Comisión Directiva, luego de un periodo floreciente para la Institución como fue el anterior ejercicio 2000-2001, es volcar todo sus recursos y experiencia en "sembrar" con vista a la formación de nuevas generaciones de profesionales petroleros en la Argentina, la meta es buscar las formas de alentar a los jóvenes universitarios a integrarse a nuestra industria, revirtiendo así la tendencia de los últimos años.

Son tiempos de desafíos, nuestro valor como profesionales esta dado por nuestra capacidad de cambio y la capacitación continua, la comunicación en todos los planos y modos, la integración con nuestros colegas, para ello nada mejor que una organización como el SPE, de elevados y nobles

finés, con enormes recursos humanos y bibliográficos, que puestos a disposición de todos los que quieran acompañarnos pueden lograr vencer la desorientación, la falta de valores y rescatar la dignidad de nuestras profesiones.

Los invito a construir nuevos caminos, las herramientas están en nuestras manos.

Miguel Angel Laffitte
Chairperson
SPE-Argentina



Miguel Angel Laffitte - Curriculum Vitae

- Nacido en Zapala, provincia del Neuquén
- Ingeniero Químico de la Universidad Tecnológica Nacional
- Ingeniero en Petróleo de la Universidad de Buenos Aires
- Treinta años en la Industria Petrolera

(1970-1978) YPF Investigación & Desarrollo

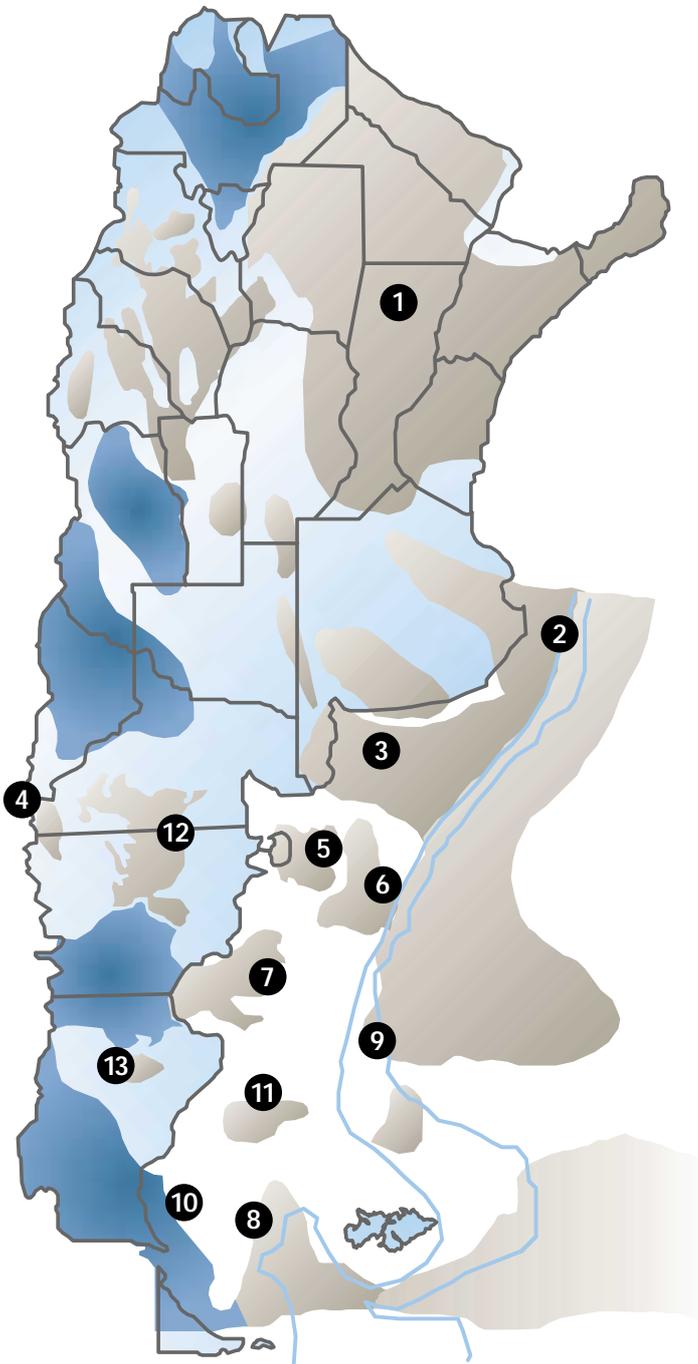
(1978-1989) INLAB S.A.

(1989-1990) Western Atlas División Core Lab

(1990-2001) Bridas
Pan American Energy

Actividades exploratorias en el margen continental argentino

En la presentación que brindó Mateo Turic en el almuerzo técnico organizado por el SPE-A en el Club Americano el 28 de junio de 2001, se desarrolló un completo panorama de la búsqueda de hidrocarburos. Abarcando desde la primer perforación exploratoria del margen continental en 1969 en la Cuenca del Salado, hasta las más recientes en Malvinas y la Cuenca Marina Austral. Se explicaron los distintos conceptos y modelos utilizados en cada cuenca a medida que fueron evolucionando las ideas y sobre todo la información disponible para elaborar las diversas hipótesis exploratorias.



24 cuencas sedimentarias

- Cuencas productivas
- Cuencas no productivas

	MM Acres	M Km ²
Onshore	358	1.449
Offshore (hasta <200m)	98	396
Total	456	1.845



Mateo Turic Curriculum Vitae

Mateo Turic es Asesor en Exploración de Pioneer Natural Resources Argentina desde enero de 2001.

Previamente Mateo trabajó por algo más de 36 años en YPF (hoy Repsol - YPF) ocupando diversos cargos técnicos y gerenciales, entre ellos el de Jefe de Geología Costa Afuera entre 1979 y 1982, participando en toda la campaña exploratoria llevada a cabo por la plataforma General Mosconi.

Fue Gerente General de Exploración de YPF entre 1987 y febrero de 1999 y Director de Exploración y Producción de YPF Brasil desde marzo de 1999 hasta octubre de 2000, fecha en que se desvinculó de Repsol - YPF.

Hasta 1995 integró como experto en exploración y producción de hidrocarburos el equipo de la Cancillería argentina, conformado para discutir con su contraparte británica el tema de la exploración petrolera en aguas vecinas a las Islas Malvinas.

El margen continental argentino, incluyendo la plataforma, el talud y la elevación continental (continental rise) tiene una superficie de más de 3.000.000 de km² y ha sido estudiado con variable intensidad en las diferentes cuencas, principalmente por métodos geofísicos. A junio de 2001 se cuentan unos 300.000 km de líneas sísmicas y 182 pozos exploratorios (incluyendo los 6 pozos perforados en la cuenca de Malvinas Norte).

Ante cifras tan bajas en semejante extensión es lícito considerar a todo el margen continental argentino como en un estadio de muy baja madurez exploratoria, más aún si se toma en cuenta que 108 de esos 182 pozos fueron perforados en la cuenca Marina Austral, frente a las costas de Tierra del Fuego y la boca del Estrecho de Magallanes. Estos dos sectores pueden sí ser calificados como de moderadamente maduros a los efectos de la exploración costa afuera.

Otra circunstancia a destacar es que la exploración petrolera costa afuera no ha tenido un ritmo sostenido a través de los años, tampoco se ha desarrollado igualmente en todas las cuencas. Esto se puede atribuir a muy diversos factores, entre los cuales probablemente la falta inicial de éxitos relevantes sea uno de los más importantes.

Sin embargo, nuestro margen continental, por su extensión y muy baja densidad de exploración constituye, junto con la faja plegada y sectores profundos de las cuencas Neuquina y del Golfo de San Jorge, una de nuestras fronteras exploratorias más promisorias.

En efecto, a pesar de falta de éxitos iniciales de relevancia y la muy baja madurez exploratoria hay sectores que a la luz de las exploraciones pasadas hoy se pueden considerar como más prospectivos, porque incluso ahora se dispone de tecnología adecuada y económicamente eficiente para operar en profundidades de agua del orden de los 2000 m (ténga-

se en cuenta que, con excepción de algunos pozos perforados en Malvinas Norte, son escasos los pozos perforados en la plataforma continental argentina que superan los 100 m de profundidad de agua).

Para las cuencas ubicadas al norte del Golfo de San Jorge (como la del Colorado), los sectores más prospectivos son aquellos donde se presume que existen sistemas deposicionales extendidos con rocas madre/reservorio bien desarrolladas y de probable origen marino. Esto parece ser de esperar en posiciones de quiebre de plataforma y tercio superior del talud, en aguas cuyas profundidades van de 200 a 1500 metros.

Las cuencas al sur de la del Golfo de San Jorge, presentan un panorama que para Mateo Turic es más prometedor inmediatamente al norte del Banco Burdwood y al sudoeste de las islas Malvinas, en razón de contener por lo menos dos sistemas petroleros integrados y vastas extensiones inexploradas.

Todo lo comentado se inscribe indudablemente dentro de un marco de muy alto riesgo geológico, no obstante lo cual representan la mejor alternativa exploratoria de nuestro margen continental de acuerdo con los conocimientos y datos hoy disponibles.

Otros sectores, como la Cuña Cretácica del Talud, Cuenca de Malvinas Oriental, etc. podrían ser objeto de actividades exploratorias en búsqueda de hidrocarburos, pero en estos casos serían para bien entrado el Siglo XXI, tal vez en su segunda mitad, a causa de mucha mayor profundidad de agua, ubicación geográfica remota, geología posiblemente menos favorable, etc.

Finalmente, quisiera mencionar expresamente que traducir ideas y proyectos en acciones concretas requiere ineludiblemente de la ayuda de una legislación que contemple las dificultades de este tipo de desafíos.

Pozos exploración cuencas no productivas y costa afuera

Cuenca	Pozos	
	On	Off
1. Chacoparanense	36	
2. Del Salado	8	4
3. Del Colorado	9	18
4. Nirihuau	5	
5. Península Valdez	1	
6. Rawson		1
7. Golfo San Jorge		26
8. Malvinas		18
9. Malvinas Norte		6
10. Austral		108
11. San Julian		1
12. Cañadon Asfalto	2	
13. El Tranquilo	1	
Total	62	182

Programa Tentativo de Distinguished Lecturers 2001

Agosto - Jueves 23

Ing. Ernesto P. Badaraco
*El Futuro de la Generación
 Termoeléctrica en Argentina:
 Previsiones sobre Consumo de
 Combustible.*

Mediados de setiembre

Ing. Hugo Peredo VP YPFB
*Reservas de Bolivia:
 Qué se hizo para pasar de 8 a 46
 TCF en tres años*

Mediados de octubre

Edward Hanzlik
*Heavy Oil - It's not just Steam
 Injection*

Mediados de noviembre

Dave Marschall
*HBVI: An NMR Method to
 Determine BVI as a Function of
 Reservoir Capillarity*

Ingeniería en Petróleo, ¿grado o

Escribe: **Enrique Rost**

Existen varias razones por las cuales siempre se ha discutido sobre la conveniencia de dictar la carrera de Ingeniería en Petróleo en la modalidad de posgrado. Lo cierto es que no ha podido llegarse a una posición consensuada entre los actores institucionales nacionales y seguramente seguirá así todavía. Pero veamos cuáles son los argumentos que, en mi opinión, tienen mayor relevancia en las dos direcciones.

En principio, existe un aspecto académico básico que atenta contra la consideración de esta carrera como actividad de posgrado, y es que el título de Ingeniero en Petróleo (y sus equivalentes) está reconocido por el Ministerio de Educación de la Nación como título de grado, con alcances profesionales –o sea, incumbencias, que definen el campo profesional en el ámbito nacional– debidamente establecidas. Las universidades que dictan la carrera otorgan el título en calidad de tal.

Los estudios de grado, acláremoslo debidamente, y eso ha sido reafirmado en las actuaciones académicas de todas las Facultades de Ingeniería del país a través del CONFEDI, son formadores generalistas: se acentúa en una sólida formación básica y conocimientos tecnológicos básicos. Se completa luego con el llamado ciclo profesional, donde encuadran las asignaturas formativas propias del campo de la rama de la ingeniería de que se trate. En el caso de Ingeniería en Petróleo son las asignaturas Perforación, Producción, Reservorios y Geofísica y alguna otra que cada Universidad agrega para que el egresado amplíe su banco de conocimientos profesionales.

Los títulos de posgrado, en cambio, son específicamente diplomas académicos, y no se reconocen para ellos por parte del Ministerio incumbencias profesionales. Tanto los programas que conducen al título de Especialista como las maestrías (con título de Magister o Master) son extensiones que acreditan por parte del interesado un entrenamiento especialmente orientado a un tema específico, dentro del amplio abanico de temas que puede abarcar la rama de la Ingeniería correspondiente, con algún desarrollo práctico innovativo, preferentemente científico en el caso de la maestría. Para hacerlo más claro, podemos decir que sería el caso de un Ingeniero en Petróleo especializado en perforación horizontal, o en ca-

racterización de reservorios mediante trazadores, por nombrar un par de ejemplos que se me ocurren ahora.

El título de doctor es el más alto de los de posgrado, y es eminentemente científico, pues acredita un entrenamiento en técnicas de desarrollo del conocimiento tecnológico, ya sea básico o aplicado. La elaboración de una tesis de doctorado, según se reconoce prácticamente en todo el planeta y en todas las disciplinas, involucra o debe involucrar necesariamente un aporte relevante al ensanchamiento de la frontera cognoscitiva.

Haciendo un paréntesis, creo importante comentar que la maestría es mayormente considerada, como ocurre en nuestro país y en EE.UU., un título intermedio entre el profesional y el de doctor, ambos de índole científica. España, en cambio, ha adoptado una tesitura netamente profesional para este título. La maestría en este caso se desarrolla con estudios y elaboración de tesina que abarcan en total una cuarta parte, o a lo sumo la mitad, de la duración de la modalidad tradicional, concretamente seis a doce meses contra dos años mínimo (los programas de doctorado, incluso en España, abarcan típicamente cuatro años). En Argentina existe actualmente la tendencia, cada vez mayor en algunas disciplinas universitarias, a adoptar el concepto español. Esto por cierto, nos hace pensar a muchos académicos acerca de cuál será la forma más elegante de hacer diferencia formal entre un título de maestría y otro, pues requieren de esfuerzos muy desparejos para obtenerlos, y se tiende a hablar de diferencia de calidad.

Volviendo a nuestro tema, se debe decir que no obstante, los impulsores de la idea del posgrado cuentan con buenos argumentos en su favor. Uno es que, como se puede constatar enseguida al analizar las incumbencias profesionales, el área de ejercicio de la profesión resulta tremendamente limitado

cuando se la compara con las de otros títulos de Ingeniería. Es así que un ingeniero de una rama diferente a la de petróleo, puede en poco tiempo, uno o dos años de acuerdo a la intensidad de los estudios, cubrir las asignaturas específicas del área (es decir, las del ciclo profesional, que ya mencioné).

Esto incluso puede ser considerado ventajoso tanto para el propio interesado, que viene con una formación fuerte en áreas como mecánica, química, industrial, etc., como para la misma empresa que lo contrata. No es sorprendente entonces que muchas compañías no hagan una marcada distinción de preferencia, al tomar a un reciente graduado de ingeniería de otra especialidad, pues prefieren "hacerlo" (que es el término vulgar de formarlo) de acuerdo a su propia escuela en las tareas específicas de su actividad.

Cuando existía la estatal YPF, todos los recién graduados al momento de ser contratados, eran obligados a aprobar los estudios de la especialidad en la UBA (nótese que aquí se usa el equivalente de especialidad al de rama de la ingeniería, por eso quizás también la tendencia a confundirse con la de especialidad de posgrado, es decir que lleva al título de especialista, para hacer más vistoso el juego de palabras). Esto era así, incluso para egresados de la carrera de petróleo de otras universidades porque se realizaba dentro de un convenio de colaboración interinstitucional que no preveía excepciones. Y creo yo que quizás aquí está el motivo original de la idea de ingeniería en petróleo como posgrado, porque es común escucharle decir a los egresados de esos estudios que "hicieron la especialidad de petróleo" en calidad de tal. Es decir, que se entienden especialistas por haber aprobado estudios adicionales o posteriores a los que hicieron para otorgárseles el título de grado.

Los defensores de la idea del posgrado tienen otro argumento importante: es la baja demanda que tiene la carrera por parte de los interesados en estudios universitarios, mayormente los egresados de la escuela media. De hecho, es sabido que esto ocurre actualmente en la mayoría de los países del orbe, todas las ramas de ingeniería son poco solicitadas, sin entrar en discusión acerca del porqué a pesar de ser carreras relacionadas directamente a la producción, digamos generadora de la riqueza de las naciones. Pero el número de ingresantes a la carrera de petróleo es notoriamente inferior al de las otras ramas, especialmente electrónica o in-

posgrado?

dustrial que son las preferidas en casi todos los lugares. Y se teme que esto atente contra la economía de la Universidad.

Pero hay que decir que esta es sólo una primera apariencia. Nadie hace números, por ejemplo, respecto de cuánto le reporta a la Nación un ingeniero de la especialidad durante toda su vida profesional (un tipo de cálculo que en realidad no se hace, o nadie se anima a hacer o decir, con ninguna disciplina universitaria), en devolución de la inversión efectuada durante sus estudios. ¿Le interesa o le conviene al Estado tener ingenieros en petróleo, dependientemente de su costo pero considerando enfáticamente lo que reporta luego?

En todo caso, además, el gasto correspondiente como carrera de grado es casi el mismo sino mucho menor (de acuerdo a cómo se implemente), al de desarrollar la especialidad como posgrado. Y esto es así porque las asignaturas básicas y tecnológicas básicas, las que están fuera del ciclo profesional y que representan el 70% de la duración de la carrera, son comunes a las de las otras carreras de ingeniería. Los alumnos comparten el dictado de esas asignaturas con los alumnos de las otras ramas que son mecánica, industrial, química (en mayor parte) y las demás. Esta ha sido la razón principal por la que la Universidad Nac. de la Patagonia S. J. Bosco ha podido mantener el dictado de la carrera durante todos estos años, a pesar del bajísimo número de alumnos que se ha tenido (paradójicamente ante la característica principal de la ciudad de asentamiento de la Facultad de Ingeniería, Comodoro Rivadavia, netamente petrolera).

Pero por lo menos para nosotros, la cosa es clara en este aspecto: si a una persona, luego de cumplir con los requisitos exigidos, le otorgamos el título de Ingeniero en Petróleo, estamos acreditando su formación en el nivel de grado, como ocurre con las otras ingenierías. Si una persona desea hacer la carrera y ya cuenta con el título de ingeniero de otra especialidad, el trámite normal es reconocerle como aprobadas las asignaturas comunes y exigirle las que son propias del ciclo profesional y, una vez superadas, otorgarle el título con los alcances profesionales que le corresponden.

De implementarse un posgrado, deberíamos hacerlo con base en una estructura que incluya un cuerpo de científicos formados desarrollando tecnología en el área, como debidamente corresponde académicamente para ser reconocidos por los pa-

res. Esto es enfatizado por el Ministerio de Educación, en mi opinión muy pertinente, que se atiene a un programa actualmente en funcionamiento de calificación –llamado de acreditación– de posgrados. El resorte ejecutivo de este programa es la Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria (CONEAU). Es importante saber también, ya que hablamos de esto, que actualmente se encuentra en marcha la implementación de un programa nacional de acreditación de carreras de ingeniería (de grado).

Para acreditar un programa de posgrado la reglamentación de la CONEAU exige contar con docentes con un nivel acorde. Pero, además de que no contamos con esa capacidad, pues nuestros profesores son profesionales expertos del área petrolera que no han trabajado en el campo científico –y esto no los inhabilita para ser formadores de ingenieros, es decir a nivel de grado– hay que contemplar que el costo sería también muy superior al de la carrera de grado, como lo puede indicar enseguida cualquier allegado al campo científico, por las características de las actividades de investigación y desarrollo, tanto por lo que involucra la formación de recursos humanos propios como el funcionamiento de laboratorios y proyectos de investigación.

Por otro lado, hablando en detalle y para enfatizar las diferencias, el conjunto de cursos dictados en el programa de posgrado debería abarcar temas específicos, acotados, con mayor profundidad o nivel, como quiera llamársele, que los al-

canzados en las asignaturas de grado. Es la presencia de este tipo de cursos especiales la que confiere al programa la calidad de posgrado. Este aspecto es para mí fundamental al momento de distinguir entre estudios de grado y de posgrado. El otorgar la etiqueta de posgrado a un curso de grado por el mero hecho de ser dictado a personas ya graduadas, es un sitio común en el que se cae en muchas disciplinas, mayormente por lo que he podido ver, por ausencia de recursos de la cantidad y calidad necesarias. No digo que no se pueda hacer, porque siempre se acepta que alguna asignatura de grado sea incluida para complementar la formación de graduados de otras disciplinas, pero si todos los cursos de un programa son de esta índole, comienzan las dudas respecto de su nivel o calidad como tal.

Ya para finalizar, y en función de lo comentado antes, quiero decir que prefiero acudir al sentido común. Primero está el hecho de que la carrera está reconocida dentro de las que otorgan formación de grado, por lo tanto deberíamos respetarla como tal. La pretensión de elevar su rango al de posgrado va a encontrar fuertes escollos que incluso pueden atentar contra su integridad y continuidad. Y después, debe contemplarse que hablamos del tipo de título que representan o defienden los colegios o asociaciones profesionales, como lo hace muy bien la SPE con la Ingeniería en Petróleo. Es en el marco común, legal y social, de todas las ramas profesionales que la carrera debe encontrar (o mejor, seguir manteniendo) su identidad y pertinencia.

El Ing. Enrique Rost es Ingeniero Químico egresado de la Universidad Nacional de la Patagonia y Magister en Ingeniería Química de la Universidad Nacional del Sur.

Desde 1981 se desempeña como docente con dedicación exclusiva en el área de Ingeniería Química de la Universidad Nacional de la Patagonia S. J. Bosco.

Fue Vicedecano de la Facultad de Ingeniería de esta Universidad entre 1992 y 1995. Ha sido también miembro del Consejo de Ciencia y Técnica de la misma Universidad en varias oportunidades y desde 1995 actúa en el Consejo de Ciencia y Tecnología de la Facultad de Ingeniería.

Cuenta con antecedentes de investigación en el área de la petroquímica y de microbiología industrial. Revista como Investigador categoría B en el Programa Nacional del Docente Investigador. Actualmente es Profesor Titular de la asignatura Operaciones Físicas I, de la carrera de Ingeniería Química, que se dicta con el nombre de Fluidodinámica Aplicada para la carrera de Ingeniería en Petróleo.

Desde 1995 es Jefe del Departamento de Industrias, que agrupa las cátedras profesionales de las carreras de Ingeniería en Petróleo, Ingeniería Química e Ingeniería Industrial.

Sistemas Integrados de Producción de Subsuelo (SIPS)

El Sistema Integrado de Producción de Subsuelo (SIPS), es una alternativa innovadora frente a las instalaciones convencionales de superficie, utilizadas para la producción de gas y petróleo. Este novedoso sistema ha sido desarrollado por Schlumberger – Reda Production Systems.

El SIPS integra las funciones principales de una instalación convencional en una unidad que involucra: test manifold, separador, tanque, dosificación de químicos, deshidratación, bombeo, control, telesupervisión, y sistemas auxiliares.

Funcionalmente el SIPS combina las características de un separador altamente eficiente con las de un tanque de almacenamiento. Básicamente consiste en un depósito subterráneo realizado mediante tecnología de perforación convencional.

La implementación de este nuevo sistema puede reducir significativamente los costos de facilities (CAPEX y OPEX) para desarrollo de campos nuevos, expansión de instalaciones de campos existentes y desarrollo de campos marginales.

Este competitivo diseño presenta importantes ventajas en comparación con los sistemas de producción convencionales, tanto en desarrollos offshore como inland, algunas de las cuales se enumeran a continuación:

- Menor riesgo ambiental
- Menor tiempo de construcción y montaje.
- Facilidad de abandono de instalaciones.
- Mejor eficiencia de separación.

Este sistema es muy conveniente para su utilización en zonas de alta sensibilidad ambiental. En general, se puede predecir igual o menor riesgo ambiental que el adjudicado a un pozo productor.

Los tiempos de construcción y montaje se reducen en un 50% respecto de un sistema convencional, mejorando el cash-flow del proyecto y permite comenzar la producción de un proyecto nuevo con menor demora, a partir de que el primer pozo fue completado. En adición, el SIPS puede ser construido con el mismo Rig de perforación contratado para perforar los pozos de producción; lo cual contribuirá a un ahorro adicional en los cos-

tos de desarrollo del campo.

Las dimensiones de este pozo-tanque-separador son diseñadas estableciendo el volumen de almacenamiento óptimo en función del caudal de líquido producido. De esta forma se asegura un tiempo de residencia adecuado para una eficiente separación de los fluidos.

De acuerdo con los requisitos de separación impuestos por el diseño, la eficiencia de la separación de fluidos puede aumentarse mediante la utilización de pre-separadores mecánicos de gas-petróleo (ciclones). Este dispositivo adicional mejora también la eficiencia de separación gravitacional agua petróleo que tiene lugar en el tanque del SIPS.

El sistema se completa con la incorporación de bombas ESP, para evacuar el líquido almacenado en el pozo-tanque. La transferencia de fluido a tanques de almacenamiento en superficie puede realizarse mediante una bomba para petróleo mas agua. O también pueden utilizarse dos ESP y un detector de interface, con lo cual la bomba inferior se encarga de evacuar el agua y la superior de bombear el petróleo a sendos tanques de recepción.

La vida útil de las ESP del sistema se estima será igual, por lo menos, a la vida útil de las ESP utilizadas en pozos productores del campo.

Las mediciones pueden realizarse utilizando medidores multifásicos o mediante la incorporación de un separador de test convencional. Quedan así definidas las funciones principales del sistema, a saber:

- Separación gas-petróleo-agua.
- Almacenamiento.
- Bombeo de transferencia.
- Medición, control y tele-supervisión.

La adecuación de las variables geométricas que pueden definirse en su construcción, le confieren al SIPS una alta versatilidad de diseño. El aumento de su área

de sección transversal reduce la velocidad ascensional del gas mejorando la eficiencia de separación y la profundidad del pozo incrementa la capacidad de almacenamiento y el tiempo de residencia.

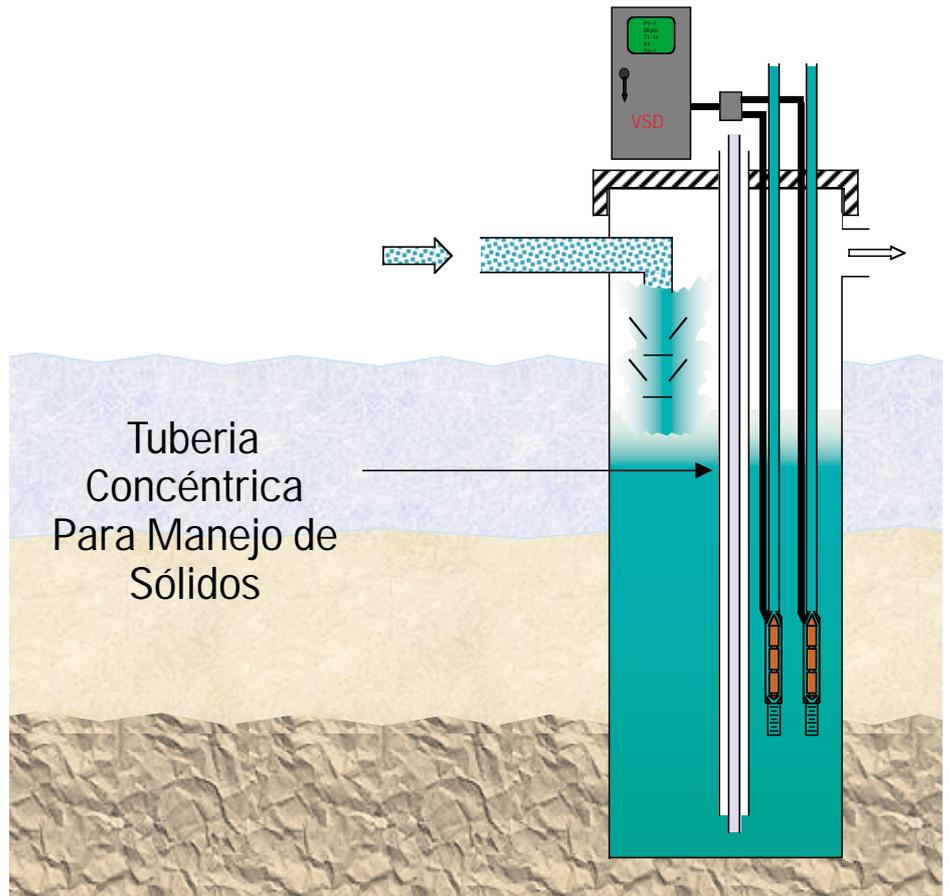
Debido a que los fluidos se almacenan en forma subterránea, las pérdidas de calor se minimizan. Esta característica es muy importante en aquellos casos que se requieren procesos de calentamiento para la producción de petróleo.

El SIPS se ha concebido como un sistema de bajo mantenimiento. El casing presenta la misma expectativa de vida útil que el casing de un pozo productor convencional. En el caso de fluidos corrosivos el casing puede ser recubierto y se pueden adicionar protecciones catódicas para una mejor preservación. Para su limpieza se ha previsto una tubería concéntrica por la cual se baja un coiled tubing para remover los sedimentos que se depositan en el fondo.

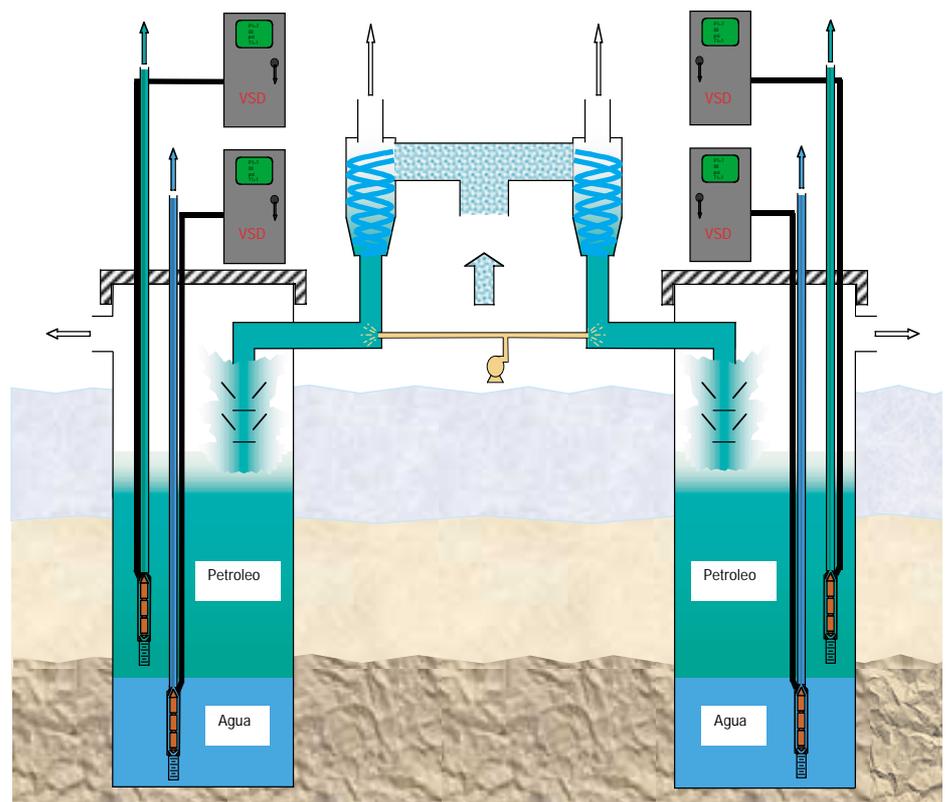
Los cambios en los caudales de producción de los pozos productores pueden ser automáticamente compensados por el controlador de velocidad de la ESP. Dicho controlador mantendrá el nivel de fluido constante de acuerdo con el caudal de entrada al sistema. Esto evita el bombeo en batches que se produce en los sistemas convencionales, el cual tiende a sobrepresurizar las líneas de conducción.

Para operar el sistema las presiones pueden ajustarse mediante controladores de presión convencionales o mediante el uso de control remoto a través de enlace satelital.

Olegario Rivas
 New Business Development
 Support – NSA
 Schlumberger – REDA
 Production Systems
 orivas@slb.com



Instalación Sencilla "SIPS-S"



Instalación Múltiple "SIPS-M" - Separación de Agua

7th Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference (LACPEC)

La SPE sección Argentina tuvo el honor de organizar del 25 al 28 de marzo de 2001 en el Sheraton Hotel & Towers, el VII encuentro bienal para profesionales y empresas de la industria del petróleo y gas. Cabe recordar que el LACPEC es el encuentro regional más importante patrocinado por la SPE-I y realizado en los diferentes países del Caribe y América Latina.



El evento incluyó la presentación de 240 trabajos técnico inéditos, conferencias plenarios, un concurso estudiantil, almuerzos con disertantes distinguidos y la realización de una exposición industrial y comercial con más de 30 stands de las más importantes empresas. Además fueron realizados 7 cursos cortos de actualización, dictados por instructores de primer nivel y reconocida experiencia. Estos cursos de 1 y 2 días de duración de desarrollaron durante el fin de semana previo al Congreso y estuvieron orientados a los profesionales de Exploración y Producción.

Los recursos para la organización de estas actividades se obtuvieron de la recaudación en concepto de inscripciones y del aporte de las empresas del sector. Por primera vez en este tipo de eventos, los sectores del Upstream y Downstream se integraron en el mismo Congreso. Las sesiones plenarios y los almuerzos contaron con la participación de distinguidos disertantes de renombre internacional.

El espacio destinado a la exposición comercial debió ser ampliado para satisfacer la demanda de las empresas interesadas. En el 1º piso del Hotel Sheraton, se dispusieron de cuatro salones para exposición simultánea de trabajos técnicos, y un

salón para la realización de los almuerzos, y espacios para la exhibición comercial.

Los resultados de este LACPEC con un total de 715 personas acreditadas demuestra el éxito internacional alcanzado por el evento. Los detalles estadísticos de este evento con 580 participantes, 25 disertantes, 30 moderadores y 10 invitados pueden observarse en los gráficos.

Finalmente, el VII LACPEC ofreció una excelente oportunidad para intercambiar nuevas tecnologías, enterarnos sobre experiencias novedosas, y contactar a profesionales y empresas de la de la industria.

La organización estuvo a cargo de un Comité Organizador presidido por Ruben Patrity y coordinado por Daniel Rosato. El Sub Comité Técnico estuvo coordinado por A. Paradiso en el Uptream y E. Barreiro en el Downstream. Se designó un Comité Honorario integrado por la Secretaría de Energía, OFEPHI, ARPEL (José Felix García García), ASTRA (José María. Ranero Diaz), CHEVRON (R. Young), IAPG (Oscar Secco), Pan American Energy (Alejandro Bulgheroni), Perez Companc (Oscar Vicente), Pluspetrol (Luis Alberl Rey), Repsol-YPF (Roberto Monti), Shell (David Beer), Tecpetrol (Marcelo Martinez Mosquera) y TOTAL (Philippe Boisseau).

Cursos 2001 de la SPE

Curso:	Instructor:	Fecha:	Lugar:
1. Sand Control	Mc Kinzie (OGCI)	5 - 9 Nov	Hotel Austral - Moreno 725 - C. Rivadavia
2. Simulación y Análisis de Redes de Gas	Andrzej Osiadacz	5 - 7 Nov	UADE - Lima 717 - Bs. As.
3. Aplicaciones de Análisis Transitorio	Andrzej Osiadacz	8 - 9 Nov	UADE - Lima 717 - Bs. As.
4. Pozos Horizontales:			
Comportamiento de Yacimiento	Farouq Ali	12 - 16 Nov	UADE - Lima 717 - Bs. As.

Los cursos se dictarán en los horarios de 8:30 a 12:30 hs. y 14:00 a 17:30 hs.

En todos los casos se realizará **traducción simultánea**. Se entregarán Certificados de las Instituciones proveedoras (OGCI y NAIT).



Society of Petroleum Engineers
ARGENTINE PETROLEUM SECTION
 Maipú 639, P.B. (1006) Buenos Aires
 Tel: 4322-1079 / 4322-3692
 E-mail: info@spe.org.ar • Homepage: www.spe.org.ar