

Contacto SPE

Publicación de la SPE-Argentine Petroleum Section

Número 15, Diciembre de 2001 - Editor Responsable: Daniel Avagnina, Publicity Committee Member

SUMARIO

Almuerzos Técnicos:

El Gas en Bolivia 1

Tecnología: **Análisis de testigos empleando resonancia magnética nuclear** 2

Encuesta salarios 2001 4

Educación:

BECAS SPE Argentina 5

Ingeniería en Petróleo, ¿grado o posgrado? 5

Software: **Sahara 3.0 - Visualización, Análisis y Seguimiento de Reservoirs** 6

Encuesta SPE 2001 8

Almuerzos Técnicos

El Gas en Bolivia

Continuando con los habituales almuerzos mensuales, el martes 18 de septiembre a las 12:15 hs se realizó en el club Americano una charla técnica de sobremesa a cargo del Sr. Hugo Peredo Román que se tituló "El Gas en Bolivia". El disertante es Ingeniero Geólogo egresado de la Universidad de Ginebra, Suiza, y actualmente se desempeña como Presidente Ejecutivo de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos. A continuación se resume del contenido de su presentación.

A partir del año 1990 la producción de gas en Bolivia estaba estancada y sin perspectiva de nuevos mercados. Teníamos un contrato con la Argentina para venta de gas que finalizaba en abril de 1992, luego este contrato se extendió por algunos años más. Hasta el año 1996 se realizaron inversiones discretas porque no se ofrecía incentivo suficiente. Pero a partir del año 1997 comienzan a aumentar las inversiones que se ubicaron en el orden de los 500 M\$US anuales, la cual para la economía boliviana es una cifra muy importante.

El gobierno de Bolivia decidió que debía continuar en actividad la empresa estatal YPFB, pero con cambios en sus funciones. Por lo tanto le delegó mediante la ley de capitalización del upstream, aprobada por el Congreso Nacional en 1996, la responsabilidad de fiscalizar la inversión privada.

Esta ley introduce profundos cambios en la forma en que el estado se relaciona con las empresas privadas a través de YPFB como instrumento. Por ejemplo, con la ley anterior se realizaba un control de las inversiones con participación en las decisio-

Ing. Hugo Peredo Román

Hugo Peredo Román es ingeniero geólogo graduado en la Universidad de Ginebra, Suiza, especializado en economía petrolera y economía industrial en Francia e Italia. Estuvo a cargo de las negociaciones de Venta de Gas Natural a la República Argentina desde 1973. En 1978 fue nombrado Director General de Negociaciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), la empresa petrolera estatal de Bolivia. De febrero de 1990 a agosto de 1991 se desempeñó como Asesor de la Comisión de Energía del Honorable Senado Nacional. Desde esa fecha hasta junio de 1993 cumplió las funciones de Subsecretario de Energía e Hidrocarburos de Bolivia, siendo luego nombrado Vicepresidente de Negociaciones Internacional y Contratos, posteriormente Presidente Ejecutivo de YPFB, cargo que actualmente ocupa.

nes técnico-económicas de los proyectos. En cambio actualmente YPFB recibe los anteproyectos, los analiza y sugiere alternativas a las empresas, pero no participa en las decisiones finales; sino que se limita exclusivamente a controlar que la inversión comprometida se realice.

El contratista tiene libre disponibilidad de su producción y es el responsable de el pago de los impuestos que se establecieron por ley, siendo YPFB el responsable de la fiscalización de la exploración y explotación (certificación de volúmenes producidos) y en un futuro cercano también responsable del control de la comercialización.

Los contratos se realizan por medio de licitación pública, y le permiten a los contratistas retener áreas descubiertas hasta 10 años si no hubiese mercados locales o medios de transporte para el gas. De esta forma se les permite, durante este período que se adiciona al lapso de 40 años de explotación, un plan de desarrollo de mercados y medios de transporte. **(Continúa en pag. 3)**



Análisis de testigos empleando resonancia ma

Dr. Carlos A. Martín – Consultor

MR Technologies S.R.L

Boulevard Ortiz de Ocampo 46

X5000FNN – Córdoba, Argentina

Tel./Fax: (+54351) 427-2205

E-mail: info@mrtechnologies.com.ar

La Resonancia Magnética Nuclear (RMN) es una técnica que ha demostrado gran utilidad en Ciencia de Materiales, en general, y, en particular, en lo que se refiere a la determinación de parámetros petrofísicos de interés para la industria petrolera. Magnetic Resonance Technologies S.R.L. (MR) es una empresa, recientemente creada, que dispone de moderno equipamiento, know-how y capacidad de desarrollo instrumental en el área de la RMN, con los cuales puede ayudar a la industria petrolera a resolver sus dudas y problemas, responder a sus preguntas, y realizar análisis y ensayos de su interés.

Particularmente, en esta publicación se describe brevemente la información que se puede obtener en testigos, tanto rotados como obtenidos de coronas, de perforaciones petrolíferas. El equipamiento que posee MR permite determinar, en dichos testigos, propiedades petrofísicas, tales como: porosidades total y efectiva, distribución de tamaño de poros, fluidos removibles e irreducibles, así como estimar la permeabilidad.

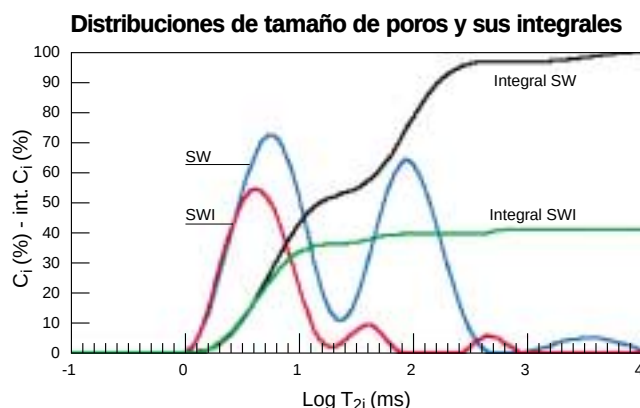
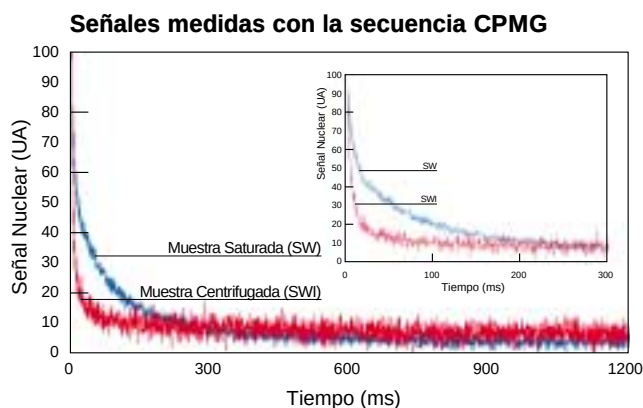
La RMN es una técnica experimental en la que se utiliza a los núcleos de los átomos de la muestra que se desea analizar, como sensores microscópicos, los cuales de esta forma permiten estudiar

diversas propiedades físicas y químicas de la muestra.

El testigo, convenientemente lavado y saturado con una solución salina de concentración adecuada, se coloca en un campo magnético estático y uniforme B_0 , el cual provoca una reorientación de los momentos magnéticos dipolares de los protones de la solución, dando origen a la magnetización M , la cual, en la situación de equilibrio, se orienta paralela a B_0 .

La acción de un campo magnético de radiofrecuencia B_1 aparta a M de su posición de equilibrio. Una vez cortado B_1 , y quedando M fuera de su posición de equilibrio, regresa, precesando alrededor de B_0 , generando la señal de RMN, en un proceso llamado relajación y que es caracterizado por dos tiempos: T_1 y T_2 , conocidos como los tiempos de relajación longitudinal y transversal, respectivamente.

Ajustando adecuadamente las condiciones experimentales se puede lograr que la contribución dominante a T_2 sea la debida a la interacción de los protones con las paredes de los poros. De esta forma, la señal que se detecta es la superposición de las señales provenientes de cada uno de los poros del testigo. Las Figuras a) y b) muestran las señales obtenidas, que pueden ser descritas como una suma de ex-



La figura a) muestra la señal de decaimiento del eco de espín en la secuencia CPMG tanto en la muestra saturada (trazo azul) como en la centrifugada (trazo rojo). El insert b) permite apreciar mejor el tramo inicial de los decaimientos. Las ordenadas están en unidades arbitrarias (UA). La figura c) muestra las distribuciones de tamaño de poros (C_i vs $\log T_2$) (trazos azul y rojo) correspondientes a los decaimientos en a). En tanto que los trazos negro y verde corresponden a las integrales de los trazos azul y rojo, respectivamente. De estos resultados se obtiene que la porosidad total (ϕ_0) del testigo analizado es 12.3%, la porosidad efectiva (ϕ_e) es 7.3%, los fluidos irreducibles (BVI) el 41%, y el $T_{2cutoff} = 10$ ms.

gnética nuclear

El Gas en Bolivia

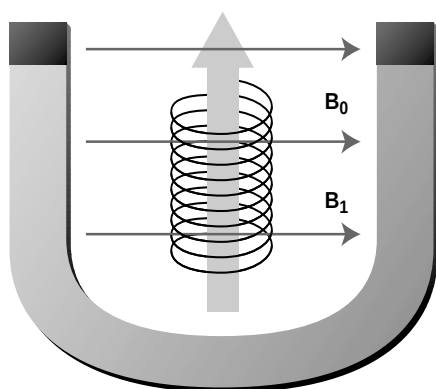
ponenciales decrecientes, donde las constantes de tiempo T_2 caracterizan el tamaño de los poros (estrictamente, su relación volumen/superficie), en tanto que la amplitud con que cada una de estas exponenciales contribuye, indica la abundancia del correspondiente tamaño de poro. De esta forma se obtienen las distribuciones, C vs. $\log T_2$, de tamaños de poros, que se muestran en la Fig. c), correspondientes al testigo en condición de saturación y centrifugado (ó, equivalentemente, con sus fluidos totales e irreducibles).

Comparando las amplitudes de las señales con las de una muestra de referencia se determinan las porosidades ϕ_0 y ϕ_e .

En resumen, la RMN en testigos permite, por lo tanto, determinar con precisión:

- La porosidad total.
- Las distribuciones de tamaños de poros y de granos.
- Los fluidos irreducibles.
- Estimar la permeabilidad relativa.
- La porosidad efectiva.
- Los fluidos móviles.
- El $T_{2\text{cutoff}}$.

En futuras publicaciones se presentarán otras aplicaciones de la RMN en el upstream.



El campo magnético B_0 polariza la muestra, produciendo la magnetización. El campo magnético de radiofrecuencia B_1 rota la magnetización.

(viene de tapa) En la actualidad se cuenta con 82 contratos de riesgo compartido, 38 de exploración y 44 de explotación, esto representa el 14% de la cuenca sedimentaria, por lo cual decimos que quedan muchas áreas para contratar. Se denominan contratos de riesgo compartido porque YPFB comparte el riesgo que las reservas que se buscan no se encuentren en el subsuelo, siempre nos referimos a reservas eventuales que podrían existir. El mes próximo se firmarán 4 contratos más licitados en agosto.

El contratista dispone de libertad para la comercialización de su producción de gas, salvo en lo referente al gas necesario para el consumo interno boliviano. Se pretende que el precio interno para el gas, se ubiquen por debajo del precio internacional. Desde el inicio de la libre competencia el precio del gas a disminuido un 50%; pero existe un desfase con referencia al precio de la energía eléctrica que aún no ha descendido.

Los productores gozan del derecho de construir y operar sus propios ductos con la sola obligación de realizar contabilidades separadas. Esto les garantiza el transporte de su producción y la de terceros, especialmente cuando no puedan llegar a acuerdos satisfactorios con las empresas transportistas.

Actualmente YPFB está tratando de fijar reglas de juego claras para incrementar la inversión en exploración, promoviendo las áreas disponibles y flexibilizando las condiciones operativas para monetizar las reservas.

Los 3 objetivos principales son: consolidar los mercados existentes, maximizar la ampliación de mercados y asegurar la credibilidad cumpliendo con los compromisos asumidos y garantizando la competitividad.

Actualmente se está abasteciendo de gas a la costa del sur de Brasil hasta San Pablo, pero no se está abasteciendo tierra adentro, nuestra percepción es que se justifica un ducto paralelo al costero, dedicado exclusivamente a la generación de energía eléctrica.

Nuestras expectativas son prudentes, creemos que este año estaremos suministrando a Brasil 10 MMm³/d y llegaremos a 40 MMm³/d en el 2004, esta es una suposición sólida pues se fundamenta en las 15 centrales termoeléctricas que se terminarán en el año 2003.

Además, estas ventas le garantizan a Bolivia que habrá suficiente materia prima (etano) como para instalar la Planta Petroquímica de la Frontera de 600 MT de polietileno año. Dicha planta integrará la región pues 500 MT año se enviarán a la costa de Brasil y 100 MT año llegarán al Pacífico. Este objetivo bi-oceánico impulsará la construcción de carreteras desde la frontera brasilera a Santa Cruz con salida al pacífico, lo cual supone una estrategia geopolítica brasileroboliviana.

También estamos trabajando en un proyecto ambicioso para el 2007, como es la línea de LNG al Pacífico de hasta 34 MMm³/d, para ello disponemos de las reservas, la voluntad política del ejecutivo y el apoyo del Congreso Nacional. Este es un proyecto que involucra a varios países y esta siendo negociado por un grupo político bajo la supervisión directa del presidente. La competencia es muy fuerte existen muchos rivales, pero tenemos ventajas competitivas y las vamos a aprovechar. Estamos buscando alianzas estratégicas desde enero de 1991 y nuestra regla fue siempre la credibilidad.

Ya realizamos una alianza hacia el Atlántico y ahora estamos trabajando para una alianza hacia el Pacífico que podría ser Chile-México-EEUU o Perú-México-EEUU. Analizando quienes disponen de gas para exportar en la zona vemos que estos países son Perú, Venezuela, Argentina y obviamente nosotros quienes consideramos que estamos en una posición competitiva ventajosa.

Realizamos un ejercicio de análisis de emergencia para suponer cual sería nuestra producción máxima dentro de 5 años, para nuestras reservas actuales y sin restricciones de inversión, y concluimos que nuestro potencial productivo sería de 154 MMm³/d.

Estimamos que si Argentina no descubre nuevas reservas de gas necesitará importar en el año 2006. No sabemos cuanto, pero si creemos que necesitarán comprar gas. A la Argentina siempre hemos exportado por lo menos 4 MMm³/d, lo consideramos un mercado maduro de 110 MMm³/d y pensamos que en el futuro podríamos incrementar nuestras ventas.

Las reservas de gas natural en Bolivia son propiedad del Estado y ascienden a 46.8 TCF como reservas probadas mas probables (P1+ P2) al 1 de enero de 2000 , sin incluir las reservas de Pluspetrol. Las expectativas son de incrementales 10 TCF para fin de este año debido a la nueva certificación de los campos San Antonio, Itaú II, Madre Jones y Jacobo. También se han incrementado las reservas de condensado probadas mas probables (P1+P2) que ahora ascienden a 850 MMbbl.

Por disposición legal las reservas en Bolivia son certificadas por terceros, de tal forma que se eligen las compañías certificadoras con el acuerdo de las compañías productoras, quienes tienen el derecho de impugnar la auditoría.

El sistema tributario boliviano es simple y está integrado por el 18 % por regalías en boca de pozo, el 25 % de impuestos a las utilidades, el 2.5 % por rendición de utilidades al exterior y el finalmente un impuesto adicional del 25 % sobre utilidades denominado surtax que permite descuentos por inversión y gastos administrativos. El objetivo del surtax es compartir utilidades que no estaban previstas.

Encuesta salarios 2001

La última encuesta realizada por la SPE local en noviembre de este año, permitió evaluar sobre una muestra total de 112 casos y diferentes categorías de consultas, los niveles salariales en la industria argentina del petróleo.

Sobre una muestra de 8 encuestados se obtuvo que el sueldo bruto promedio de un gerente de área (Upstream) en Capital Federal es de \$10.045, con una desviación estándar de 30,5 %. A este le corresponde un promedio de bonificación anual de \$35.751, para una desviación estándar de \$74,3 %. Solamente el 25 % de los encuestados (2 gerentes) recibe un adicional por vivienda de \$1.150 promedio, ninguno de ellos recibe adicional por zona o automóvil y el 50 % recibe tickets para comida por valor de \$293 en promedio.

De la misma forma se puede analizar y comparar el sueldo y los beneficios para gerentes de área (Upstream) en el interior del país. Sobre una muestra de 9 encuestados se determinó un sueldo bruto promedio de \$7.088, con una desviación estándar de 33 %. El promedio de la bonificación anual es de \$21.528 con una desviación de 60,3 %. El 77,7 % de esta muestra recibe adicional por vivienda que en promedio es de \$2.829, con una desviación de 155 %. El 88,8 % de los gerentes en el interior del país recibe adicional por zona cuyo promedio es de \$407, con una desviación estándar de 116 %. Además reciben tickets por comida por \$753, \$133 por automóvil y \$4.033 por pasajes de vacaciones.

Para completar el análisis en esta categoría, se detectó que el sueldo bruto de los gerentes de área de compañías de servicio, se ubicaron muy por debajo de sus pares del Upstream, con valores que van desde \$2.500 para el interior del país (1 encuestado); hasta \$3000 en Capital federal (2 encuestados) En el último caso se declaró percibir \$2.000 por vehículo y una suma similar por pasaje de vacaciones; en cambio para el interior se declaró la misma suma, pero en concepto de bonificación anual.

De la misma forma se compararon los sueldos brutos para las diferentes posiciones, considerando años de experiencia y lugar de trabajo; en las siguientes tablas se puede observar un resumen de los resultados. En el próximo número de Contacto, se publicará otro resumen correspondiente al resto de la información obtenida, referente a primas zonales, bonificaciones y otros beneficios, además se incluirá en formato Excel en la página Web del SPE el cuadro total de la información recopilada para quienes deseen hacer su propio análisis estadístico.

Jefe de Base o Sector

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital Interior	
Cantidad de datos	1	8	2	2
Bruto ± Desvest	\$5800	\$6645 ±17%	\$5150 ±40%	\$4094 ±0.002%

Ingenieros de 3 a 8 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	7	13	1	
Bruto ± Desvest	\$4288 ±15%	\$3367 ±16%	\$3700	

Ingenieros de 8 a 15 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	6	1	1	
Bruto ± Desvest	\$5522 ±18%	\$4587	\$5600	

Ingenieros mas de 15 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	8	5	1	
Bruto ± Desvest	\$8358 ±58%	\$5681 ±63%	\$7000	

Geólogos de 3 a 8 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	5	N/D	N/D	
Bruto ± Desvest	\$3079 ±18%	N/D	N/D	

Geólogos de 8 a 15 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	2	1	1	
Bruto ± Desvest	\$5525 ±12%	\$3800	\$2400	

Geólogos mas de 15 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	4	N/D	N/D	
Bruto ± Desvest	\$8234 ±33%	N/D	N/D	

Técnicos de 3 a 8 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	N/D	N/D	1	
Bruto ± Desvest	N/D	N/D	\$3000	

Técnicos de 8 a 15 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	N/D	N/D	1	
Bruto ± Desvest	N/D	N/D	\$1200	

Técnicos mas de 15 años de experiencia

	Upstream Capital	Upstream Interior	Compañías de Servicio Capital + Interior	
Cantidad de datos	1	1	N/D	
Bruto ± Desvest	\$3300	\$4000	N/D	

BECAS SPE Argentina

La Sección Argentina de la SPE, durante el presente año 2001, ha decidido entregar becas a estudiantes de ingeniería de la especialidad petróleo.

Las normas de selección de los beneficiarios de las presentes Becas son las siguientes:

1. Se entregará una beca para cada una de las tres Universidades Nacionales en las que se dicta la especialidad.

- Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.
- Universidad Nacional del Comahue.
- Universidad Nacional de Cuyo.

2. Los Directores de Carrera de cada una de las Universidades publicarán de manera eficiente esta oferta en sus respectivas Sedes durante un plazo no menor de treinta días corridos, recibiendo los correspondientes pedidos.

3. Transcurrido el plazo señalado anteriormente, todas las solicitudes deberán ser enviadas a la CD de esta Sección para su consideración, adjuntando en cada caso un certificado de notas y un muy breve perfil económico-familiar del postulante. Además cada Director de Carrera podrá seleccionar, con carácter informativo, los tres postulantes que a su criterio sean los merecedores de la Beca.

4. El criterio de selección incluirá tanto la excelencia académica cuanto las necesidades económicas del postulante.

Se excluyen taxativamente aquellos estudiantes que durante el presente año 2001 hayan recibido, o esperen recibir cualquier otro tipo de ayuda económica.

Resolución de la Comisión Directiva

En mérito a los antecedentes de los estudiantes de las carreras de Ingeniería en Petróleo de la Universidad Nacional de Cuyo y la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, la Comisión Directiva del SPE de Argentina ha dispuesto otorgar:

- 1) Una Beca de \$3000 (Pesos Tres mil) a Fabián Alejandro Giaccaglia, DNI 27.298.059.
- 2) Una Ayuda extraordinaria de \$1000 (Pesos Un mil) a Juan Ernesto Juri, DNI 28.411.324.
- 3) Una Ayuda extraordinaria de \$1000 (Pesos Un mil) a Roberto Ariel Lucero, DNI 25.292.393.
- 4) Una Beca de \$3000 (Pesos Tres mil) a Diego David Bravo, DNI 25.934.994.
- 5) Una Ayuda extraordinaria de \$1000 (Pesos Un mil) a Edilberto Mercado Alcocer, DNI 93.608.830.
- 6) Una Beca de \$3.000 (Pesos Tresmil) a Alfredo Daniel Rojo, DNI 25.374.342.
- 7) Una Beca de \$1000 (Pesos Unmil) a Gustavo Adolfo Fica, DNI 25.655.339.

También se comunica que invitaremos a las compañías que trabajan en la Industria Hidrocarburífera a ofrecer pasantías a los suscriptos, en mérito a sus antecedentes.

Esperamos continuar con esta relación fructífera con las universidades mencionadas, a las cuales se enviará a la brevedad los Libros que el SPE les donó; para el uso de estudiantes y profesores.

Ingeniería de Petróleos: carrera de grado o de postgrado?

Otra opinión sobre el tema tratado en Contacto SPE N° 14

Escribe: Marite Pizzuolo de Sarmiento

Ingeniera de Petróleos egresada de la Universidad Nacional de Cuyo, postgraduada en Higiene y Seguridad de la Universidad Tecnológica Nacional y Consejería y Desarrollo Tecnológico, Universidad Nacional de Cuyo. En actividad académica desde 1985, Universidad Nacional de Cuyo (Fac. de Ingeniería). En esta Facultad: Miembro del Consejo Directivo (6 períodos), miembro del Instituto de Hidráulica, Comité Directivo de Editorial Universitaria, docente de la Maestría Ingeniería Ambiental y actual Directora del Departamento Extensión Universitaria. Colabora en la Gerencia de Proyectos Especiales de Tecpetrol S.A.

En la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Cuyo desde 1940 hasta la fecha se capacitan profesionales para la industria petrolera con niveles de excelencia. Existen en la actualidad 4 carreras de Ingeniería: Petróleos, Industrial, Civil y Mecatrónica, 6 postgrados y maestrías.

Ante la pregunta de la conveniencia de Petróleos como carrera de grado, la Facultad adhiere a la postura de continuar ofreciendo esta posibilidad y al mismo tiempo pone a disposición de sus graduados la oportunidad de continuar su capacitación a través del Master de Petróleos.

La demanda de la industria en cuanto a Ingenieros de Petróleos es efectiva y constante, al punto tal que los estudiantes son contactados por empresas productoras y de servicios antes aún de graduarse, cuando cursan el último año.

Para los jóvenes esta carrera tiene el atractivo de una rápida inserción laboral,

algo muy codiciado en los tiempos que corren.

Para la industria el atractivo se encuentra en que, el joven profesional ya trae un conocimiento previo, porque durante el cursado ha tomado paulatinamente contacto con las diferentes áreas de trabajo como Refinación, Producción, Geología, Reservorios y luego de un corto entrenamiento, se integra en forma rápida y efectiva a la tarea específica.

La permanencia de la carrera de Ingeniería de Petróleos como tal dependerá de la necesidad que esta industria tenga de estos profesionales.

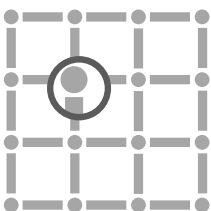
Para mantener vigente nuestra propuesta habrá que trabajar activamente, la relación de la Universidad con las empresas y los egresados, generando un espacio de participación que permita ir adecuando permanentemente los contenidos curriculares a fin de adecuarlos a la dinámica de la industria petrolera.

Sahara 3.0

Visualización, Análisis y Seguimiento de Reservoirios

- Interfaz gráfica de alta performance.
 - Bases de datos de producción.
 - Simulador de mallas de inyección de agua.
 - Análisis declinatorio.
 - Mapeo, volumetrías y operaciones de grillas.
 - Control de gestión.
-
- Versiones y manual en español e inglés.
 - Soporte telefónico y por e-mail.
 - Unidades métricas, de campo y sistema internacional.
 - Importación y exportación a los formatos estándar de E&P.
 - Windows 95, 98, NT, 2000.

Sahara



Interfaces S. A.

Av. Pte. R. Sáenz Peña 1142 - 2º B
C1035AAT Buenos Aires, Argentina
Teléfono: (54-11) 4382-5394
Sahara@interfaces.com.ar
www.interfaces.com.ar

Sahara fue concebido para asistir a los usuarios en la obtención de una mayor comprensión del comportamiento del reservorio.

Mediante las herramientas de cálculo incluidas en el sistema, el usuario puede obtener rápidamente una variedad de resultados útiles para el análisis y el seguimiento del reservorio.

Su interfaz gráfica se caracteriza por su alta interactividad y su gran velocidad en el acceso a la información.

Prestaciones

- Base de datos de producción.
- Simulador de mallas de inyección.
- Análisis declinatorio.
- Pronósticos de producción.
- Mapas de burbujas.
- Mapas 2D y 3D.
- Cortes estructurales.
- Esquemas de pozos con pases, perfiles y ensayos.
- Mapeo, operaciones de grillas y volumetrías.
- Interfaz gráfica de alta performance.

Importación y exportación

El sistema fue diseñado para importar y exportar en forma directa los archivos de las aplicaciones estándar de E&P más una variedad de archivos ASCII.

En Sahara puede cargarse la siguiente información:

- Coordenadas de pozos.
- Datos de reservorio.
- Datos PVT y petrofísicos.
- Tablas de pases de capas.
- Historia de producción e inyección.
- Historia de punzados, reparaciones y ensayos.
- Mapas, líneas e isolíneas.
- Perfiles.

Mapeo

El módulo de mapeo permite generar mapas a partir de variables definidas mediante sus coordenadas espaciales y el tiempo.

Por ejemplo puede obtenerse un mapa isopáquico, para una o varias capas, a partir de los datos de espesor en los po-

zos, o un mapa de isoacumuladas para cualquier fase a cualquier fecha.

Operaciones de grillas

Pueden definirse ecuaciones para generar nuevas grillas como operaciones entre grillas y variables.

Por ejemplo puede obtenerse un mapa de petróleo in situ mediante una ecuación que opera con las grillas de espesor, porosidad y saturación y el factor de volumen de petróleo.

También se incluyen una serie de ecuaciones estándar predefinidas.

Volumetrías

Esta herramienta puede ser utilizada para calcular el volumen y área de un mapa para una determinada capa o grupo de capas.

Alocación de producción

Mediante una serie de algoritmos en función de los datos disponibles, pueden obtenerse prorrateos de producción e inyección y sus acumuladas por capa.

Datos de pozos

En el caso de pozos nuevos infill o para completar información en los pozos existentes del proyecto, pueden utilizarse herramientas que toman la información de los mapas existentes o mediante algoritmos de mapeo que utilizan la información de los pozos vecinos.

Imágenes

Todas las gráficas de Sahara pueden ser grabadas como archivos Metafiles, impresas o copiadas al clipboard para ser pegadas en cualquier otra aplicación.

Creación de variables

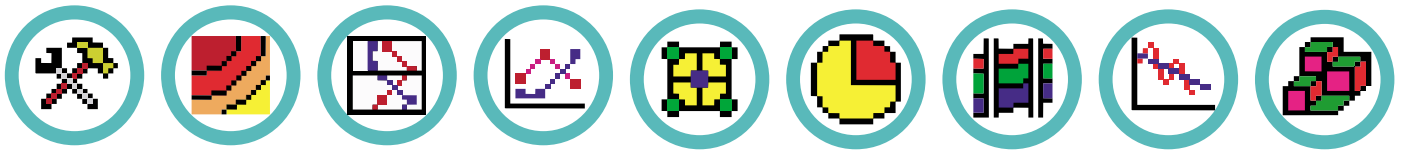
Mediante ecuaciones de usuario pueden definirse nuevas variables.

Las ecuaciones podrán incluir datos de producción, grillas y datos a nivel de pozo y capa.

Simulador de mallas de inyección

Sahara incluye un simulador de mallas de inyección que puede ser utilizado para obtener un ajuste histórico a nivel de pozo y corridas de pronóstico.

El simulador opera con las ecuaciones de Flujo Segregado, Buckley Leverett,



Craig Geffen y Morse, o curvas empíricas adimensionales de N_p vs W_i o W_{or} vs N_p .

Las mallas de inyección pueden diseñarse para cada capa independientemente y pueden ser variables en el tiempo, para reflejar la realidad de la operación del campo. De este modo puede obtenerse una excelente descripción de detalle de las condiciones históricas de operación, que incluyen completaciones, conversiones y reparaciones para los pozos inyector y productores.

Los resultados generados por el simulador pueden ser vistos como perfiles de producción para cada pozo, malla y capa.

También pueden obtenerse curvas con los volúmenes porales inyectados, factores de recuperación y balances de producción inyección en función del tiempo.

Pueden representarse vistas 3D mostrando las conexiones entre productores e inyector y gráficos vectoriales de las variables calculadas.

Mediante el simulador pueden generarse muy rápidamente diferentes alternativas de mallas y perfiles de inyección para obtener análisis de sensibilidad frente a diferentes escenarios. Estos análisis permiten muy fácilmente optimizar los proyectos de recuperación secundaria.

Los tiempos demandados para la preparación de datos y la obtención de resultados son del orden de los minutos. Esta es la razón por la cual esta herramienta no sólo es útil para la optimización de los proyectos, sino que también permite analizar en tiempo real las típicas situaciones que se presentan en el campo como anticipación de problemas de canalización o identificación de conexiones entre pozos que afecten las respuestas.

Pueden definirse múltiples escenarios, con diferentes esquemas de inyección y diferentes modelos de ajuste en cada uno, para obtener comparaciones entre ellos.

Cortes estructurales

Sahara permite muy fácilmente obtener cortes estructurales, definiendo su traza sobre el mapa con el mouse.

El sistema puede mostrar los pozos incluidos en la traza del corte, los nombres de las capas, sus correlaciones, los perfiles seleccionados para cada pozo y sus ensayos.

Análisis Declinatorio

Se dispone de los métodos clásicos de ajuste para las fases de producción y sus relaciones en el tiempo: exponencial, armónica, hiperbólica, hiperbólica con n dato y definida por el usuario, en el cual se pueden ingresar los parámetros que caracterizan un ajuste.

Pozos tipo y en tiempo cero

Pueden definirse bandas adyacentes sobre el eje x con el propósito de ajustar el comportamiento de pozos o grupos de pozos, eventualmente llevados a tiempo cero.

Mapas de burbujas

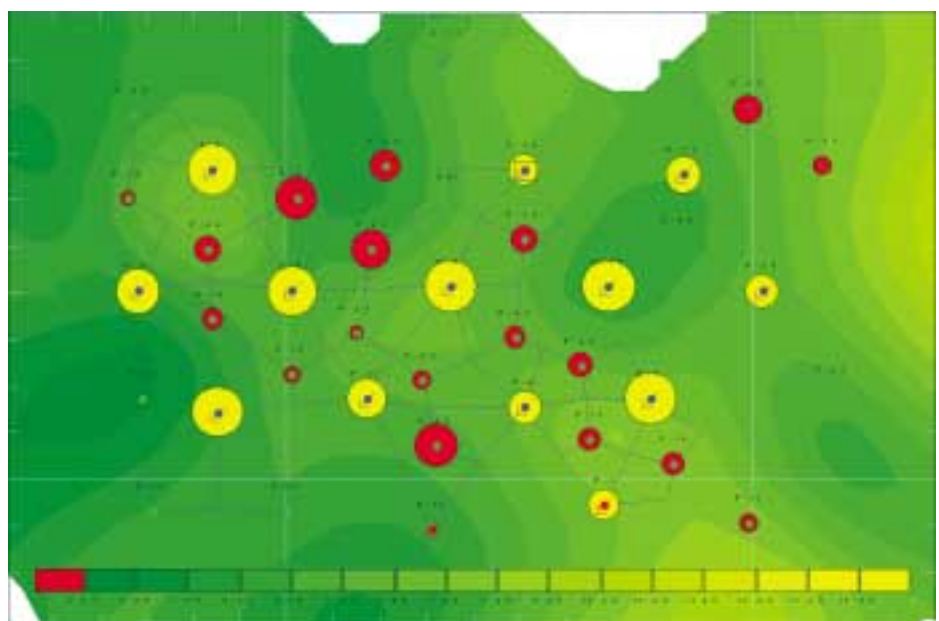
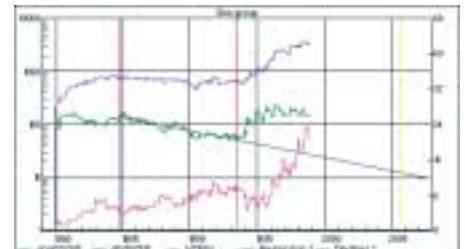
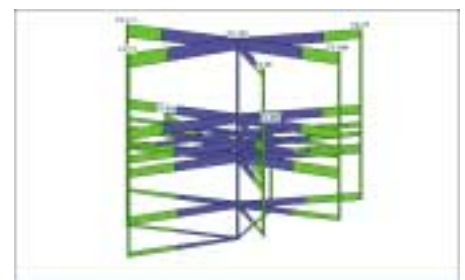
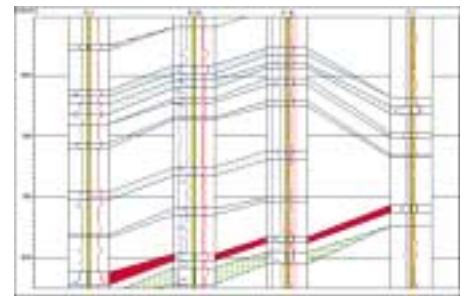
Todas las variables de un proyecto pueden ser vistas como mapas de burbujas por pozo, capa o a nivel de reservorio.

Además desplazando la barra de fechas con el mouse puede animarse esta información. Esto es muy útil para observar los cambios instantáneos de caudales y acumuladas en el tiempo lo cual es muy importante para entender el comportamiento del reservorio.

Perfiles

Los archivos de perfiles pueden ser cargados en formatos LAS o ASCII.

Los registros pueden mostrarse en diferentes tracks, con escalas y opciones de backup para cada uno.



Encuesta SPE 2001

La Comisión Directiva realizó recientemente una encuesta de opinión entre sus socios. Las preguntas y los resultados obtenidos se detallan a continuación.

1) Patrocinar temas de Investigación de la Industria del Petróleo:

	Votos	%
a) con inversión	50	40,3
b) sin inversión	50	40,3
c) no patrocinar	23	18,5
d) no opina	1	0,8
Total:	124	100

2) Otorgar Becas a estudiantes de Ingeniería en Petróleo de Universidades:

	Votos	%
a) del Estado	38	34,9
b) Privadas	24	22,0
c) Ambas	41	37,6
d) No otorgar becas	4	3,7
e) No opina	1	0,9
f) Otra	1	0,9
Total:	109	100

3) Organizar un Concurso Estudiantil anual para estudiantes de Universidades Argentinas sobre temas de la Industria del Petróleo y el Gas:

	Votos	%
a) Si, en Buenos Aires	27	25,2
b) Si, en las respectivas Universidades con Ing. En Petróleo	70	65,4
c) No	9	8,4
d) No opina	1	0,9
Total:	107	100

4) Otorgar Becas a docentes para asistir a los Cursos de la SPE:

	Votos	%
a) Si	70	69,3
b) No	26	25,7
c) No opina	4	4,0
d) Otra	1	1,0
Total:	101	100

5) Continuar dictando Cursos

	Votos	%
a) Sólo a condición de que den ganancia	8	7,5
b) Sólo si se autofinancian	72	67,9
c) Continuarlos aunque den pérdida	26	24,5
Total:	106	100

6) Considerar la adquisición por parte de la SPE de Argentina de una oficina propia:

	Votos	%
a) compra	24	23,8
b) Alquiler	16	15,8
c) Continuar en el lugar donde se encuentra	44	43,6
d) No opina	15	14,9
e) Otra	2	2,0
Total:	101	100



V CONGRESO DE EXPLORACION Y DESARROLLO DE HIDROCARBUROS

Hotel Torres de Manantiales

Mar del Plata, Bs.As, Argentina

29 de Octubre al 2 de Noviembre de 2002

"INTEGRACIÓN, EL GRAN DESAFÍO"

Organizado por Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

Comisión de Exploración

El programa a tratarse en el Congreso comprende las cuencas productivas y aún no productivas de la República Argentina y cuencas productivas de países vecinos de América del Sur, con especial énfasis en:

- Estudios regionales
- Evaluación de formaciones
- Exploración
- Modelado geológico de yacimientos
- Ampliación de la frontera exploratoria
- Perforación horizontal y desarrollo de reservas
- Objetivos exploratorios no tradicionales
- Reactivación de campos maduros
- Geoquímica y sistemas petroleros
- Caracterización de reservorios
- Desarrollo de reservas
- Recuperación asistida
- Areniscas de baja porosidad y permeabilidad
- Análisis de riesgo
- Teledetección y métodos geofísicos potenciales
- Problemática legal
- Gerenciamiento ambiental

Simposios y Jornadas

- "Rocas reservorios de las cuencas productivas de Argentina".
- "La sísmica 3D en la exploración y desarrollo de nuevas reservas".
- "Jornada de Geotecnología"

Mesa redonda

- "El rol de la Exploración en el contexto actual de la Industria; incentivos para su dinamización".

7) Ofrecer cursos básicos gratuitos en el interior del país dictados por profesionales locales

	Votos	%
a) Sí	66	62,9
b) No	38	36,2
c) Si no tiene costo y es marginal		0,0
d) No opina	1	1,0
Total:	105	100

8) Realizar una encuesta anual de salarios

	Votos	%
a) Si	81	77,1
b) No	22	21,0
c) No opina	2	1,9
Total:	105	100

9) ¿Continuar publicando Contacto?

	Votos	%
a) Ampliando el contenido	29	28,4
b) Publicando sólo en la página Web	41	40,2
c) De la misma forma en la que se ha publicado hasta el presente	29	28,4
d) No opina	3	2,9
Total:	102	100



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