

Perforación horizontal en USA: Prevén su difusión masiva

De acá a diez años entre el 30 y el 50 por ciento de los pozos a perforar en Estados Unidos —y en tierra firme— serán horizontales, según el Presidente de la compañía Oryx Energy, Robert Hauptfuhrer.

Oryx perforó unos 15 pozos horizontales en Estados Unidos y el dirigente de la compañía interpreta que la suya es la empresa que mayor cantidad de pozos de ese tipo realizó en el país. Los 12 pozos horizontales ya terminados se perforaron en las calizas de Austin, al sur de Texas y todos están produciendo más de 1.000 barriles/día (unos 160 m³), en contraste con la declinación permanente de producción que se advierte en pozos verticales perforados en las mismas calizas.

En 1990 la compañía Oryx perforará unos 105 pozos horizontales, 30 de los cuales serán sondeos de exploración, según informó Hauptfuhrer en una conferencia de prensa, en Washington, a comienzos de año. De los pozos programados para este año, 85 se habrán de perforar en el área de las calizas de Austin.

Los primeros pozos horizontales perforados por Oryx costaron hasta tres veces más que los pozos verticales convencionales. Hauptfuhrer señaló, que "nuestros costos en las calizas superan ahora en un 50 por ciento a los de pozos verticales pero obtenemos de tres a cinco veces más producción y reservas. Esto cambia sustancialmente la economía del negocio".

"No esperábamos incrementos tan pronunciados de la producción. Esta se incrementó, los costos de perforación se redujeron y se están demostrando muy efectivos algunos enfoques nuevos de los procesos de terminación de pozos".

Señaló también que "en 18 a 24 meses conseguiremos incrementar la producción en 15.000 a 20.000 barriles/día" en la misma región de Texas. Oryx produce actualmente 100.000 barriles de crudo. La compañía ingre-

só a la tecnología de perforación horizontal cuando comenzó a utilizar el centro tecnológico de la petrolera Sun Co, a la que posteriormente absorbió, en 1987, para convertirse en una de las petroleras más importantes de Estados Unidos. Entre las propiedades que pasaron a control de Oryx estaba el campo de 150.000 acres en Texas donde la compañía habrá de desarrollar buena parte de su programa de pozos horizontales.

Hauptfuhrer dijo también que el éxito de los pozos horizontales está más relacionado con la experiencia que se va adquiriendo a partir de procesos de ensayo y error que con el desarrollo de nuevas herramientas, aunque reconoció que nuevas técnicas, como los motores en fondo de pozo y mediciones y registros de datos sísmicos, desarrollados durante la última década contribuyeron al afianzamiento de la nueva tecnología.

"Creo que en este país hay entre 10 y 15 formaciones tal vez, hasta 20, que se podrán desarrollar con pozos horizontales. En algunas la experiencia resultará altamente productiva, en otras posiblemente no. Todo dependerá de la geología y de las dificultades de la perforación. Dentro de un año habremos recorrido un tramo importante de la curva de experiencia que debe acumular la industria para el dominio completo de esta técnica y tendremos una idea más cabal de su potencial. Pero la experiencia hasta ahora acumulada en materia de costos es muy positiva".

Señaló, finalmente, que la perforación horizontal no permitirá revertir la tendencia declinante de la producción de petróleo en Estados Unidos. Pero "dadas nuestras dimensiones, será muy importante el aporte de esta tecnología a la producción global del país".

Empresas internacionales investigan nuevas tecnologías de perforación

Veinticinco compañías petroleras internacionales integraron un grupo

de investigación especialmente dedicado a evaluar técnicas de perforación en distintas formaciones sedimentarias. Las investigaciones se desarrollarán en las instalaciones de la empresa Conoco Inc. en las cercanías de Newkirk, en el estado norteamericano de Oklahoma. El área se considera especialmente bien ubicada debido a la variedad de las formaciones geológicas a profundidades someras donde podrán realizarse los experimentos, según Roger Able, gerente general de Conoco.

El primer proyecto del grupo empresario propone estudiar una variedad de instrumentos de medición que permiten registrar parámetros de perforación, resistividad, porosidad neutrónica, densidad de lodo y otros datos imprescindibles para asegurar el cumplimiento de los objetivos de cada sondeo.

Compañías especializadas del sector servicios petroleros ofrecieron realizar demostraciones de herramientas ya en uso y prototipos de otras en desarrollo que resultan de particular interés para la perforación de pozos horizontales o con elevados ángulos de desviación.

En julio de 1990 Conoco perforará dos pozos como parte de un proyecto que se propone atravesar areniscas y calizas a 3.200 pies de profundidad, en formaciones con porosidad que oscila de 0 a 26 por ciento y de 0.5 a 200 ohm-m de resistividad. Los intervalos a perforar incluyen fracturas abiertas y lutitas orgánicas.

Cinco compañías especializadas en mediciones ya ofrecieron realizar demostraciones de herramientas de perfilaje, como parte de un programa adicional de investigación una vez que estén completas ambas perforaciones.

La compañía Conoco, que lidera este programa de investigación, se propone establecer un centro permanente de ensayos, al que tendrá acceso toda la industria petrolera, para que las empresas puedan cooperar en la adquisición e investigación de datos que eviten, a su vez, la duplicación de esfuerzos. El grupo de 25 empresas está integrado por petroleras de Estados Unidos, Francia, Gran Bretaña, Noruega, Japón e Italia.

Cuando esta convocatoria pueda reunir a un mínimo de 30 participantes, el costo del programa de investigación demandará el aporte de 30.000 dólares (norteamericanos) por empresa asociada.

Petrobrás instala sistemas de producción off-shore de nueva generación

Petróleo Brasileiro SA instalará este mes de abril un árbol de navidad de nuevo diseño para la producción de petróleo en zonas profundas de explotación off-shore. El nuevo diseño, realizado por técnicos e ingenieros de la compañía estatal, fue construido por CBV Industria Mecánica SA, de Río de Janeiro, de acuerdo con los términos de un contrato por 15 millones de dólares adjudicado por Petrobrás en 1987.

El árbol de navidad será instalado en el pozo Marimbá 3, bajo un espejo de agua de 400 metros. El pozo está ubicado en la cuenca de Campos, costa afuera de Río de Janeiro. El equipo está diseñado para operar a profundidades de hasta 1.000 metros de agua, pero las instalaciones de Marimbá 3 permitirán a Petrobrás ensayar la tecnología desarrollada en profundidades más someras para verificar, también, los sistemas de inmersión ideados para ubicar, en la locación prevista, el árbol de navidad de nuevo diseño.

El artefacto desarrollado tiene 9,2 metros de longitud y pesa 22 toneladas: será descendido al lecho submarino por una nave de posicionamiento dinámica y ubicado en el cabezal del pozo. Los técnicos utilizarán cámaras de televisión montadas en un vehículo submarino accionado a control remoto para supervisar los procesos de inmersión e instalación.

El árbol de navidad submarino es accionado hidráulicamente y manipulado también por control remoto mediante el uso de robots, que operan sin el auxilio de buzos y sin cables a superficie. El árbol de navidad diseñado incorpora las tecnologías y materiales de más reciente diseño para operar en zonas submarinas.

Petrobrás recibió el árbol de navidad a instalar en diciembre del año pasado. Es el primero de una partida de 10 artefactos similares. El objetivo fundamental de este desarrollo tec-

nológico apunta al futuro desarrollo de los campos gigantes de Marlim y Albacora. Las reservas del primero de esos campos fueron estimadas en 1.600 millones de barriles de petróleo, mientras que la de Albacora orillan los 7.000 millones de barriles. Ambos campos están ubicados bajo espejos de agua cuya profundidad máxima supera los 2.000 metros. Para 1991 Petrobrás ha programado tener en producción alrededor de 7 pozos del campo de Marlim, a profundidades entre 550 y 700 metros. Tanto el petróleo como el gas natural producidos a través de los árboles de navidad a instalar se movilizarán por ductos flexibles hacia una plataforma de procesamiento off-shore, desde donde los hidrocarburos serán posteriormente bombeados a una central de recolección en tierra o embarcados en buques tanque hacia la misma costa.

Ciencia para el petróleo: La inversión más urgente

La producción de petróleo en Estados Unidos cayó en 210.000 barriles/día en 1988, descendió otros 470.000 barriles por día en 1989 y se estima que en 1990 volverá a declinar en 300.000 barriles/diarios. En 1985 el Departamento de Energía asignó casi el 80 por ciento de los recursos financieros para investigación y desarrollo a programas científicos que apuntaban a mejorar los conocimientos básicos de las ciencias petroleras y sólo el 20 por ciento al desarrollo de tecnologías y conocimientos que permitan impedir el abandono de yacimientos no rentables y maximizar las tasas de recuperación de petróleo. Aunque en 1989 se incrementaron en un 50 por ciento los recursos para el logro de estos dos últimos objetivos, todavía la

asignación de recursos sigue reflejando un desequilibrio no compatible con las necesidades que plantea el entorno productivo en que deben actuar los investigadores científicos.

Estos fueron los conceptos básicos expresados por Henry Moore, subsecretario de Energía de USA a fines de enero pasado, cuando se estaba preparando el programa de estrategias de investigación en el área petrolera, a ser presentado ante el Congreso el 31 de marzo siguiente.

El Departamento de Energía se proponía solicitar la aprobación parlamentaria para destinar 40,7 millones de dólares a programas de investigación y desarrollo en el área petrolera y otros 13,7 millones de dólares para la producción de gas natural.

Las autoridades advirtieron ahora que durante buena parte de la década del 80, los programas del gobierno federal orientados a investigación desarrollo petrolero se focalizaban en proyectos que no producirían beneficios comerciales hasta comienzos del siglo XXI, para el caso de resultar positivos. Estudios más recientes demostraron que Estados Unidos, casi las dos terceras partes de los recursos hidrocarbúricos del país, equivalentes a 300.000 millones de barriles de petróleo, quedarán en el subsuelo una vez concluida la explotación de los reservorios. "Estos recursos no son recuperables a partir de las tecnologías actualmente disponibles", subrayó el estudio del mismo organismo oficial. "La producción de cualquier porcentaje significativo de este petróleo demandará precios adecuados del crudo y avances tecnológicos importantes en áreas relacionadas con la caracterización de reservorios y proyectos de recuperación secundaria y terciaria."

"La aplicación efectiva, en términos de costos, de tecnologías avanzadas dependerá en gran medida de la utilización de los pozos ahora en

Que gastará el Departamento de Energía en Investigación y Desarrollo

	Pedido año fiscal 1989	Año 1990 Pedido Ajudicado Millón \$	Año 1991	% cambio a 1990
Para petróleo no convencional...				
Petróleo liviano	16,7	14,2	22,5	-
Petróleo pesado	4,3	4,1	4,0	+15,0
Esquistos	2,6	0	0,9	-
TOTAL	23,6	18,3	27,4	-1,1
...Y gas no convencional				
Esquistos del Este	3,1	0,3	3,2	-15,6
Rocas compactadas del Oeste	3,3	0,3	3,5	-14,3
Investig. avanzada y tecnología	5,0	3,5	7,7	+3,9
TOTAL	11,4	14,1	14,4	-4,9

producción como puntos de acceso a los mismos reservorios que contienen los recursos no explotados. Pero los pozos están siendo cerrados y abandonados a un ritmo tal como para dificultar el posterior acceso a esos recursos remanentes".

El mismo estudio del Departamento de Energía registró las estadísticas de ocho Estados productores de petróleo y advirtió que el 30 por ciento de los recursos petroleros había sido abandonado antes de 1987. Para 1987, esa cifra se elevó en otro 40 por ciento.

Suponiendo que persista el actual precio del petróleo (en torno a los 20 dólares por barril) y que no se produzcan avances tecnológicos fundamentales, en 1995 los recursos remanentes de petróleo en los 48 Estados norteamericanos al sur de Canadá sumarán el 65 por ciento del petróleo original. Al comenzar el próximo siglo, esos recursos llegarán al 75 por ciento. Aún para el caso que el barril de petróleo se cotizara a 34 dólares (en valor constante), el 60 por ciento de los recursos petroleros norteamericanos ya descubiertos quedará en el subsuelo para el año 2000.

A partir de este cuadro de situación, el subsecretario Henry Moore precisó que el Departamento de Energía destinará más del 75 por ciento de los recursos de Investigación y Desarrollo, durante esta década del 90 para desarrollar un mejor conocimiento científico de los reservorios y mejorar las tecnologías de recuperación que permitan mantener en producción a los yacimientos marginales e incrementar sus niveles de producción.

"Nuestro programa no excluye la investigación básica y de largo plazo," dijo. Pero reconoce "la evidente realidad según la cual, si no disminuimos el ritmo de abandono de pozos y yacimientos y mejoramos las tecnologías de producción, no quedará mucha industria petrolera para beneficiarse de los resultados que logremos con la investigación pura".

Los 54 millones de dólares que el Departamento de Energía pedirá al Congreso para investigación y desarrollo de programas petroleros, durante el ejercicio 1991, superan en 10 millones de dólares a las partidas asignadas a igual fin en el ejercicio anterior.

A corto plazo el Departamento de Energía de USA tiene dos obje-

tivos: desarrollar información que permita una mejor caracterización de reservorios en todos los Estados productores y comenzar a trabajar con la industria para la aplicación más efectiva de técnicas de recuperación en los yacimientos más afectados por la declinación productiva. El mismo organismo ministerial programa también desarrollar una base global de datos de reservorio y mejorar las técnicas convencionales de producción de gas natural.

"A mediano plazo esperamos asignar mayor énfasis a técnicas de explotación de gas en reservorios no convencionales: recuperación en esquistos, arenas de alto nivel de compactación y acuíferos geopresurizados", explicó Moore. "Para el largo plazo seguiremos investigando técnicas de recuperación todavía en etapas especulativas de desarrollo, como la explotación de gas a grandes profundidades".

Shell comienza a ensayar nueva mezcla de metanol y nafta

A partir de mayo próximo Shell de Estados Unidos comenzará a vender en cuatro estaciones de servicio en California el combustible M85, una mezcla de metanol y nafta al 85 y 15 % respectivamente, de 102 octanos. El combustible será adquirido por Shell a la CEC (California Energy Commission), entidad con la cual suscribió un convenio de cooperación de 10 años de vigencia. La compañía petrolera interpreta que no se dispone de suficiente información sobre el efecto del metanol como combustible automotor. Esperan los directivos de Shell que el programa a desarrollar ayudará a responder muchos de "los interrogantes económicos, logísticos, sanitarios, técnicos de seguridad, ecológicos y de marketing asociados al metanol como combustible automotor", de acuerdo a precisiones aportadas por Q. P. Graves, vicepresidente de Shell para la región occidental de Estados Unidos.

La compañía, además, habrá de adquirir 10 vehículos accionados a "combustión flexible", que serán utilizados por empleados de la empresa que se desempeñan en el complejo de producción de Wilmington,

cerca de Los Angeles.

El programa de California es considerado por la Shell como un instrumento para obtener datos que permitan a la empresa evaluar un controvertido plan del gobierno del Presidente Bush para implantar el consumo obligatorio de metanol en las principales concentraciones urbanas de Estados Unidos. De acuerdo con la EPA (Environmental Protection Agency) el consumo de metanol permitiría reducir la carga de desechos contaminantes originados en la combustión de naftas y que están provocando elevados niveles de contaminación atmosférica en las grandes áreas urbanas.

Shell sostiene que los resultados hasta ahora obtenidos con el consumo de metanol no son concluyentes ni pueden apuntalar las hipótesis que presentan a este combustible como "no contaminante". El metanol, además, demanda un cuidadoso manejo, dada su naturaleza altamente tóxica. Ingerido directamente o absorbido a través de la piel, el formoldeído producido por la combustión del metanol, en dosis subletales es un depresivo del sistema nervioso central y puede producir ceguera.

Por otra parte, el metanol aporta la mitad de la energía que se obtiene con el consumo de igual volumen de nafta.

Shell participa de este programa a efectos de evaluar las perspectivas de comercialización del M85. En las carreteras de California ya están circulando unos 500 vehículos accionados por metanol y se estima que en 1992 la flota llegará a 5.000. La mayoría de estos vehículos corresponde a flotas de oficinas gubernamentales o de compañías privadas especializadas en el transporte individual de pasajeros.

Shell se comprometió a instalar, operar y mantener el equipamiento para el expendio de M85 y la CEC aportará el metanol, los tanques de almacenaje y los surtidores especiales para su expendio.

Sistema experto desarrollado para operaciones de refinación

Chevron Corporation desarrolló en sus instalaciones de refinación en Richmond, California, el prototipo de un sistema experto que servirá de

apoyo a las operaciones en planta y para entrenamiento del personal.

El sistema modeló las aptitudes desarrolladas por la experiencia en la toma de decisiones de operadores de planta. Bautizado OpAS (por Operator Advisor System), este nuevo desarrollo tecnológico permite la adopción de decisiones puntuales pero coincidentes con la estrategia global de producción de la refinería, minimizando las alteraciones de producción, mejorando la calidad de los productos y reduciendo sustancialmente los costos operativos. El OpAS también puede ser utilizado para el entrenamiento de operadores de planta.

El sistema puede operar en la línea de producción, dado que tiene acceso permanente a todos los procesos de la planta a través de conexiones seriadas con la computadora central de monitoreo de la refinería.

OpAS controla la información clave originada en los principales procesos de refinación y, a partir del código de instrucciones incorporado a la memoria, formular las correspondientes recomendaciones operativas necesarias para cumplir con los objetivos de producción. También está en condiciones de fundamentar las opciones establecidas para cada operación en base a formulaciones razonadas de cada decisión recomendada.

Las configuraciones clave del sistema desarrollado por la Chevron permiten una relación permanente entre el operador y la máquina y aseguran un mantenimiento sencillo y a bajo costo de la nueva herramienta.

La arquitectura del sistema, además, permite un fácil acceso a sistemas computarizados ya en uso en las salas de control de refinerías, como detectores de fallas en procesos e instrumentos, sistemas de control estadístico y cálculos de ingeniería de procesos. Aunque todavía en su etapa de desarrollo como prototipo el OpAS ya fue instalado en la planta de producción de lubricantes de la refinería de Chevron en Richmond y comenzó a funcionar en el sector de recuperación de gases.

La idea fundamental a partir de la cual se desarrolló el OpAS, ahora en funcionamiento, fue sistematizar y automatizar los conocimientos de operadores expertos e ingenieros de procesos para después permitir que esa información resulte utilizada por operadores con menos experiencia durante el desarrollo de las operaciones.

Uno de los principales beneficios

derivados de la instalación de este tipo de sistema experto resulta del aporte y sistematización de toda la experiencia de procesos acumulada por la empresa. La instalación del sistema obliga a quienes lo diagraman a recolectar y registrar toda la información disponible sobre el funcionamiento de la planta. Así, operadores e ingenieros están obligados a pensar sistemáticamente el funcionamiento de las instalaciones y las metodologías más viables para asegurar el mejor

rendimiento posible. La información electrónica recopilada con esta técnica viene a reemplazar los convencionales manuales de instrucción que se utilizan en cada planta. Consecuentemente, y en lugar de una recopilación de datos casi siempre inutilizables, el sistema informático desarrollado permite la actualización permanente de los datos básicos de funcionamiento de las instalaciones y operación de planta en base a criterios de optimización de la producción.

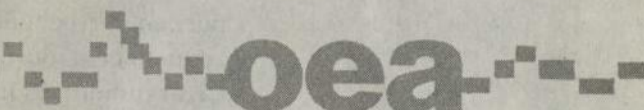
1990 UNA TRAYECTORIA PRODUCTIVA 1965

Hace 25 años que realizamos en el país un trabajo en profundidad.

Para brindarle a la industria petrolera argentina, la estructura, la tecnología y la inteligencia que necesita.

Allí yace la clave de nuestro éxito.

- ▶ Inspección no destructiva de materiales en la explotación petrolífera.
- ▶ Servicio de mediciones físicas en pozos de petróleo y/o gas.
- ▶ Servicio analítico de campo.
- ▶ Instalaciones para telemetría y/o telemando.
- ▶ Automatización de Plantas de despacho de combustibles.
- ▶ Construcción de conexiones premium para tubing.


Operaciones
Especiales
Argentinas S.A.