

21.2.22
p 26/28
33p

Automatización de equipos y nuevas formas de contratación: Shell impulsa importantes cambios en la perforación de pozos petroleros

La mecanización y automatización de los equipos de perforación durante la década del 90 serán factores tan decisivos para la industria del petróleo como lo fue en la década del 80 el desarrollo de la perforación de pozos horizontales, de acuerdo con R.M. (Ric) Charlton, director de las operaciones de exploración y producción de Shell International Petroleum.

Charlton precisó, sin embargo, que la aplicación generalizada de estas nuevas tecnologías de perforación será tan importante como su desarrollo. El dirigente de Shell formuló estas apreciaciones en la conferencia anual de perforación auspiciada conjuntamente por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de Estados Unidos y la International Association of Drilling Contractors. La conferencia se realizó en Houston, Texas, a comienzos de marzo pasado.

Las compañías que integran el grupo Shell, además están impulsando nuevos tipos de contratos de perforación, fundados en la introducción de incentivos y la contratación de servicios integrados con empresas de perforación y compañías de suministros de servicios para pozos petroleros. Esta nueva política de contratación apunta fundamentalmente a

reducir los costos de perforación, tradicionalmente uno de los componentes más importantes de los programas de explotación de yacimientos. "Tradicionalmente, nos ocupábamos de 'alquilar' el equipo de perforación, con su personal incluido, para cada uno de los servicios que necesitábamos, mientras asumíamos la responsabilidad de supervisar la totalidad del trabajo", explicó Charlton. "Pero ahora, y ante la necesidad de seguir operando en condiciones de rentabilidad frente a un entorno de precios bajos del petróleo, y en permanente fluctuación, nos ha obligado a redimensionar y reevaluar esas prácticas convencionales de trabajo".

Charlton precisó que la automatización del equipo de perforación aportará sustanciales ventajas para la industria petrolera debido a que provocará una reducción de los costos operativos, permitirá ahorro de espacio y peso en las plataformas de perforación, reducirá las exigencias de mano de obra y -simultáneamente- incrementará las condiciones de seguridad y reducirá el daño ecológico provocado por la actividad de perforación.

Puntualizó que, en el pasado, se realizaron no pocos intentos de automatizar las operaciones de perforación, aunque con éxito limitado. Ahora, sin embargo, se dispone de sistemas y equipos desarrollados para otras industrias, pero no resultaran de aplicación positiva en las áreas de perforación.

"Tengo conocimiento de, por lo menos, dos proyectos globales de automatización, como dos prototipos de equipos de perforación, que comenzarían a ope-

rar a fines de 1990. Estos dos equipos se están desarrollando en Estados Unidos. Pero en Europa hay otros 3 similares, también en etapa avanzada de diseño y construcción".

"Los nuevos equipos automatizados, explicó Charlton, introducen conceptos totalmente nuevos en la operativa de perforación, diseñados para automatizarla integralmente. No se trata, simplemente, de automatizar el instrumental disponible".

Un objetivo de la automatización de los procesos de medición durante la perforación, por ejemplo, apunta a la introducción de sensores de seguridad de fondo de pozo, fundamentalmente orientados a la detección de escapes de gas o alteraciones de la presión de gas. Estos sensores deberán realizar todas las operaciones convencionales y de emergencia que se efectúan en el equipo de perforación según las variaciones que se van detectando en el comportamiento del gas de reservorio.

"El paso siguiente hacia la automatización integral, indudablemente serán los sistemas de inteligencia artificial operando también en fondo de pozo. Estos sistemas deberán registrar y procesar la información del pozo en perforación para, a partir de los resultados del procesamiento, controlar la actividad de todo el sistema mecánico en operaciones", dijo Charlton.

Señalo también el directivo de Shell que considera esencial la cooperación entre empresas operadoras y contratistas de perforación para la investigación y el desarrollo de programas específicos que apunten la implantación

de nuevas tecnologías de perforación. Precisó algunos ejemplos de convenios formalizados por empresas del grupo para el desarrollo de estas nuevas tecnologías, entre los que mencionó el programa Sedco-Forx. para sistemas flotantes de perforación en aguas profundas, el vigente con la Deutsche Tiefbohr AG para la automatización de operaciones específicas del equipo y el vigente con Eastman Christensen Co. para el desarrollo de trépanos stratapx, nuevos motores para el manejo de lodos especiales y herramental para el ensanchamiento de perforaciones.

Con referencia a las nuevas modalidades de contratos de perforación que están impulsando las compañías del grupo Shell en todos los países donde actúan, "Ric" Charlton puntualizó que se pueden lograr, a partir

del contrato primario de perforación, mejores niveles de eficiencia en servicios previos a la operación del equipo, como obras civiles y de ingeniería para la locación, transporte del equipo y suministro de materiales. "Además, pensamos que, en un entorno apropiado, si la perforación del pozo se realiza por suma fija y bajo el control total o parcial del contratista de perforación se logrará una mayor efectividad operativa".

Empresas del grupo Shell ya están realizando operaciones de perforación en base a contratos de este tipo en Omán, mientras que en el Mar del Norte y en Tanzania introdujeron cláusulas con incentivos especiales para los contratistas.

"Cuando tenemos un control directo de supervisión a partir de contratos de este tipo estamos

en condiciones de imponer nuestros propios estándares sobre los procedimientos utilizados en cada operación", explicó Charlton. Los convenios que está formalizando Shell, con cláusulas de incentivación, exigen al contratista el cumplimiento cabal de todas las especificaciones y normas pautadas por la compañía operadora.

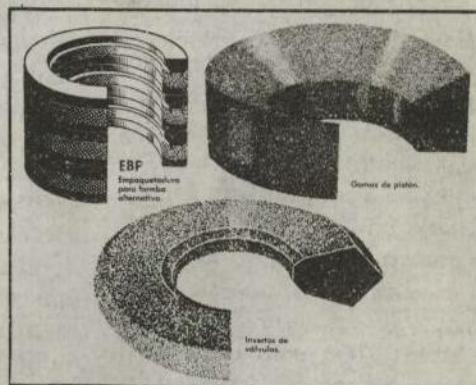
El rol del supervisor del contrato, en y durante la perforación, pasa entonces de la anterior supervisión directa del trabajo y del equipo al de "gerente del proyecto de perforación", según explicó el directivo de la Shell en Houston. Simultáneamente el documento contractual de perforación adquiere mayor relevancia, al definir los estándares y las normas a las cuales habrá de adaptarse la perforación contratada.



*Si no se distrae,
pronto lo verá.
Petrotecnica
está cambiando.*

SIHER

supply petroliero rubber parts



REPUESTOS Y
ACCESORIOS PARA
BOMBAS Y EQUIPOS
DE EXPLORACION,
PERFORACION,
CEMENTACION Y
PRODUCCION.

Pipe Wipers Blowout
Preventers Packer Parts
Casing Protectors
Stripper Rubbers Swap
Accessories Oil Saver
Rubbers Rod Guide
Tubing Guide

Superí 845 (1766) Tablada - Bs. As.
Tel.: 652- 1272/3915/6692 Fax.: (541) 655-4770

"Estamos preparando a nuestros supervisores de perforación para que asuman con eficiencia este cambio del rol," dijo Charlton. "Esperamos que los contratistas se preparen también para asumir el desafío del trabajo que les estamos ofreciendo".

Recuperación asistida por vapor: Indonesia pasa al frente

Desde comienzos de 1990 Indonesia se ha convertido en el más importante productor mundial de petróleo extraído con tecnologías de recuperación asistida por inyección de vapor. La producción del yacimiento Duri, en Sumatra Central, a cargo de Caltex Pacific de Indonesia (CPI), promedió en enero pasado 151.000 barriles/día superando ampliamente la producción del que hasta entonces era el principal proyecto de recuperación terciaria por inyección de vapor, en Kern River California, donde se extraían 125.000 barriles/día.

La producción del yacimiento Duri promedió 90.000 barriles/día en 1989. Se estima que superará los 160.000 barriles diarios en 1990 y que llegará a los 300.000 barriles por día en 1994.

El yacimiento de Duri está localizado en la provincia de Riau, en Sumatra Central, es el segundo reservorio de Indonesia por la cuantía de sus reservas, que superan los 5.000 millones de barriles como "comprobadas" y los 6.500 millones de barriles como "potenciales". Sin embargo, y debido a la alta viscosidad del petróleo, hasta hace poco tiempo la compañía Caltex no había logrado índices de recuperación satisfactorios. La compañía comenzó a desarrollar el yacimiento en 1956 cuando sólo podía recuperar el 7 por ciento de las reservas

in situ utilizando técnicas convencionales de extracción. Desde comienzos de la década del 60 comenzó a funcionar en el yacimiento Duri un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua y en 1967, se inició otro proyecto de recuperación asistida por inyección cíclica de vapor. En 1975 se iniciaron las pruebas piloto del proyecto de recuperación directa por vapor, lo que permitió elevar la tasa de recuperación del petróleo contabilizado como reserva al 55 por ciento. Pero la producción se redujo a 40.000 barriles diarios, mientras restaban, teóricamente, 2.250 millones de barriles sin recuperar en el reservorio.

Ahora el campo de Duri tiene una expectativa de producción por 50 años adicionales, con una tasa de recuperación esperada máxima de 300.000 barriles por día. La inyección de vapor programada se realizará en dos fases. Durante la primera, entre 1984 y 2001, que se desarrollará en 12 etapas, se perforarán 4.445 pozos nuevos, de los cuales 1.270 serán destinados a la inyección de vapor y 3.175 a la producción de petróleo. La productividad proyectada resulta superior a la obtenida actualmente en el campo norteamericano de Kern River, donde se necesitaron 2.640 pozos de inyección de vapor y 6.300 de producción para extraer 125.000 barriles/día, contra los 300.000 que habrá de producir el campo de Duri.

Los dirigentes empresarios indonesios estiman que el campo de Duri logrará excelentes niveles de rentabilidad, particularmente originados en los niveles de eficiencia desarrollados para el proyecto.

Aproximadamente una quinta parte del petróleo extraído en Duri se utilizará para accionar los 324 generadores de vapor instalados para la primera fase del proyecto. En la Planta de Energía

de Duri se construirán, además, cuatro unidades de recuperación de calor de los gases de combustión utilizados para accionar los generadores. Este reciclaje de energía permitirá ahorrar más de 7 millones de barriles de petróleo durante los primeros 20 años de operación del sistema. Otros 14 millones de barriles de petróleo se habrán de ahorrar a través de dispositivos para recolección de agua recalentada en otros sistemas en operaciones a cargo de la CPI y que será bombeada hacia el campo de Duri.

Estos ahorros pueden parecer modestos comparados con el volumen global de reservas recuperables en Duri. Pero incrementan sustancialmente la rentabilidad del proyecto de recuperación asistida debido a que una parte del costo operativo del programa se origina en el combustible para la generación de vapor. Esto significa, también, que si el precio del crudo pesado llegara a disminuir en el mercado internacional, también se achicarían los costos operativos del proyecto de Duri.

La producción incremental lograda en el yacimiento, junto con una extracción adicional de 150.000 barriles/día en el campo de Minas, también operado por CPI (donde se aplican tecnologías de recuperación secundaria) permitieron revertir la tendencia declinante de la producción nacional de petróleo en Indonesia, país exportador de crudo e integrante de la OPEP.

El crudo originado en Duri aportará otros beneficios a la economía local. Se considera muy probable que una parte sustancial del petróleo a extraer del yacimiento de Sumatra se refine en el país. Dos de las nuevas refinerías proyectadas, fueron diseñadas para procesar entre 160.000 y 180.000 barriles/día de los 300.000 que producirá, en el mediano plazo, el campo de Duri.