

TECNOLOGÍA DE ALTA MAR EN EL UMBRAL DE UNA NUEVA ERA

Rune Strömquist



La tecnología de sondeo y extracción de petróleo y gas en alta mar tiene actualmente dos prioridades fundamentales:

- Reducir las diferencias de costes entre la extracción en alta mar y en tierra.

- Obligación de hacer todo lo posible para reducir al mínimo el impacto medioambiental de este sector.

La tecnología y los conocimientos técnicos no sólo se encuentran ya en un nivel muy alto sino que avanzan más rápidamente que nunca. El reto es utilizar la tecnología de la forma más efectiva posible.

Serán vencedores quienes tengan capacidad para mirar adelante y ser proactivos, conformando su propio futuro mediante la creación de nue-

vos mercados y nuevas tendencias comerciales. Invertir y utilizar el capital humano y el conocimiento intelectual será decisivo para el éxito.

Los retos para 2005

La mayor parte del petróleo y gas extraídos del fondo del mar procede de campos petrolíferos planificados y desarrollados en circunstancias de altos precios y situados en aguas relativamente poco profundas de no más de 500 metros.

Las últimas tendencias aparecidas en este campo (especialmente las fluctuaciones de los precios del petróleo) indican que el sector deberá estar preparado para salir adelante en unos mercados inestables, trabajando en yacimientos más complejos, aguas ultraprofundas y campos más pequeños y marginales.

El petróleo extraído del fondo del mar tiene que competir en el mercado con el extraído en tierra y esto exige reducir tanto la diferencia de costes respecto de la extracción terrestre como el impacto medioambiental de la extracción en alta mar (Fig. 1). En otras palabras:

- Necesitamos un acceso seguro y económico a los campos petrolíferos situados en aguas profundas.

- Debemos mejorar de forma significativa la recuperación total de hidrocarburos y los porcentajes de recuperación.

- Debemos reducir de forma substancial los niveles de inversión y los costes de explotación. Para ello, los largos enlaces submarinos son una solución muy prometedora.

En las zonas consideradas *maduras* podemos responder a estos retos utilizando la infraestructura existente de forma más efectiva que hoy en día. El desarrollo de la tecnología de extracción submarina controlada a distancia y el transporte a larga distancia de los fluidos extraídos de los pozos permitirá conectar yacimientos distantes a una infraestructura existente o incluso directamente a tierra (Fig. 2)

Al mismo tiempo, las tasas de producción de los pozos submarinos crecerán hasta un nivel similar al de los pozos en tierra mejorando incluso sustancialmente la recuperación total.

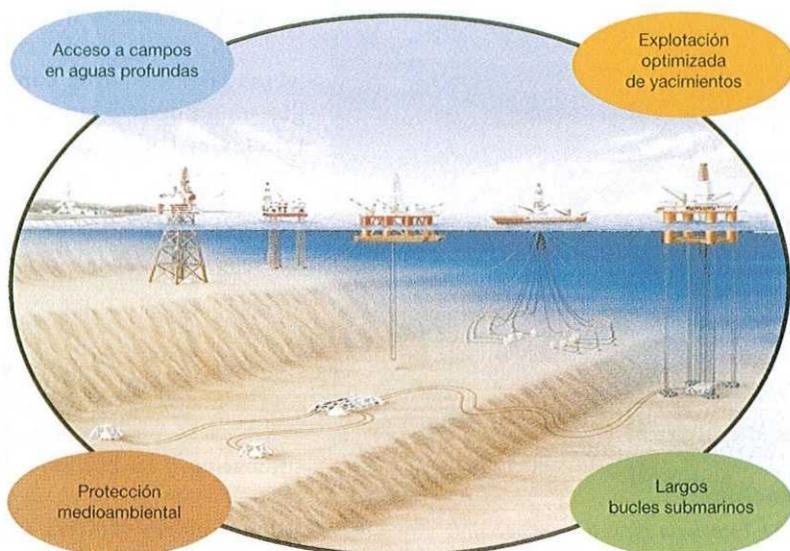
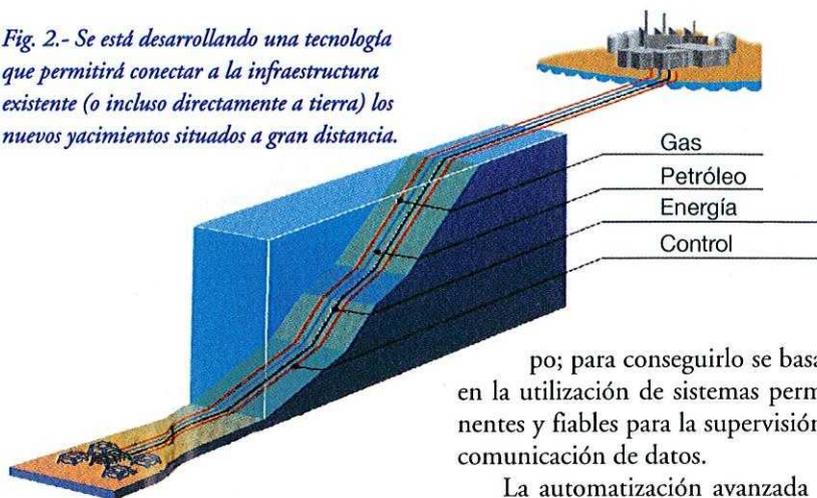


Fig. 1.- Los retos más importantes son reducir la diferencia de costes entre la extracción de petróleo y gas en tierra y alta mar, y reducir el impacto medioambiental de la extracción en alta mar.

Fig. 2.- Se está desarrollando una tecnología que permitirá conectar a la infraestructura existente (o incluso directamente a tierra) los nuevos yacimientos situados a gran distancia.



Las tecnologías emergentes cambiarán el futuro

Las tecnologías para aumentar la recuperación son probablemente las más importantes para hacer más competitiva la extracción en alta mar.

Una de las razones de la menor recuperación en los pozos submarinos es el coste de intervención en el pozo. Por lo tanto, es necesario reducir este coste utilizando sistemas de instrumentación y control instalados permanentemente y buques y equipos más ligeros y baratos.

La revolución de la tecnología de la información también introducirá cambios de otros tipos en el sector del petróleo y del gas. Se iniciarán nuevos desarrollos de campos petrolíferos según un yacimiento modelo a partir de la selección del mejor plan de desarrollo considerando la totalidad del ciclo de vida. Durante la explotación se dispondrá de un modelo completo con el yacimiento, caudal de fluidos, rendimiento del proceso y todos los demás parámetros necesarios para optimizar la explotación del campo petrolífero. El modelo aprenderá por sí mismo, mejorando a lo largo del ciclo de vida de dicho cam-

po; para conseguirlo se basará en la utilización de sistemas permanentes y fiables para la supervisión y comunicación de datos.

La automatización avanzada de los campos de petróleo y gas dará lugar a una producción mayor y más estable en cada pozo así como a una extracción más temprana de una cantidad mayor de petróleo.

Una buena base para la optimización de la producción es una tecnología inteligente del pozo, según la cual un sistema eficiente supervisará todos los parámetros clave de la extracción, pudiendo utilizar válvulas reductoras situadas en el fondo de pozo para controlar a distancia el caudal procedente de las diferentes zonas de un pozo multilateral (Fig. 3). Se podrá extraer petróleo de varias zonas a la vez y, si es necesario, se podrán cortar las zonas que producen demasiada agua. Según una estimación realista, las mejoras potenciales de la recuperación de petróleo en los

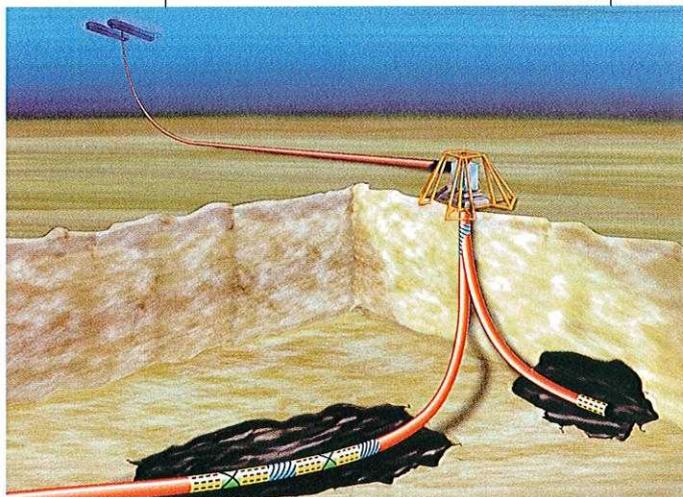


Fig. 3.- Tecnología eficaz de pozo operando en diferentes zonas de un pozo multilateral.

pozos submarinos permitirán pasar del 30-35% actual hasta el 50-60%.

La reducción de los costes de explotación será posible gracias a la mejora de los métodos sísmicos para la toma de datos, de los métodos de su interpretación y de la presentación de los modelos con la tecnología CAVE. En algunas zonas veremos pozos de sondeo de menor diámetro, perforados con plataformas más económicas y provistas de equipos más ligeros, y también pozos de exploración perforados con la intención de convertirlos más tarde en pozos de extracción.

Sin embargo, las mejoras más importantes se producirán en el control de la producción de los yacimientos, que adoptará diferentes formas:

- Sísmica 4C/4D, que tiene en cuenta el desarrollo a lo largo del tiempo y utiliza ondas transversales para detectar las superficies de contacto entre petróleo y agua.
- Medición durante la perforación con el objetivo de situar los pozos de extracción de forma más precisa.
- Supervisión permanente microsísmica, con especial atención a los microterremotos continuos (Fig. 4). Esto permitirá conseguir extraer mayor cantidad de petróleo del pozo.

También puede conseguirse un ahorro sustancial prescindiendo de los nuevos sistemas flotantes o plataformas lo que nos confronta con el reto de conseguir transportar a largas distancias el fluido extraído. Como respuesta a este reto, se están desarrollando nuevas tecnologías que tienen como objeto:

- El aseguramiento del flujo.
- La distribución submarina de energía eléctrica.
- El procesamiento submarino y en el fondo del pozo.
- La maquinaria rotativa submarina.

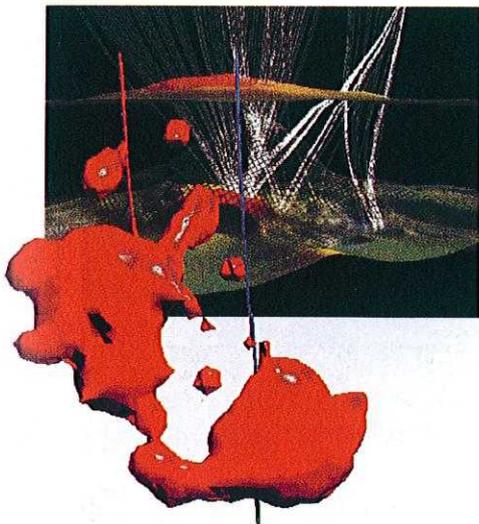


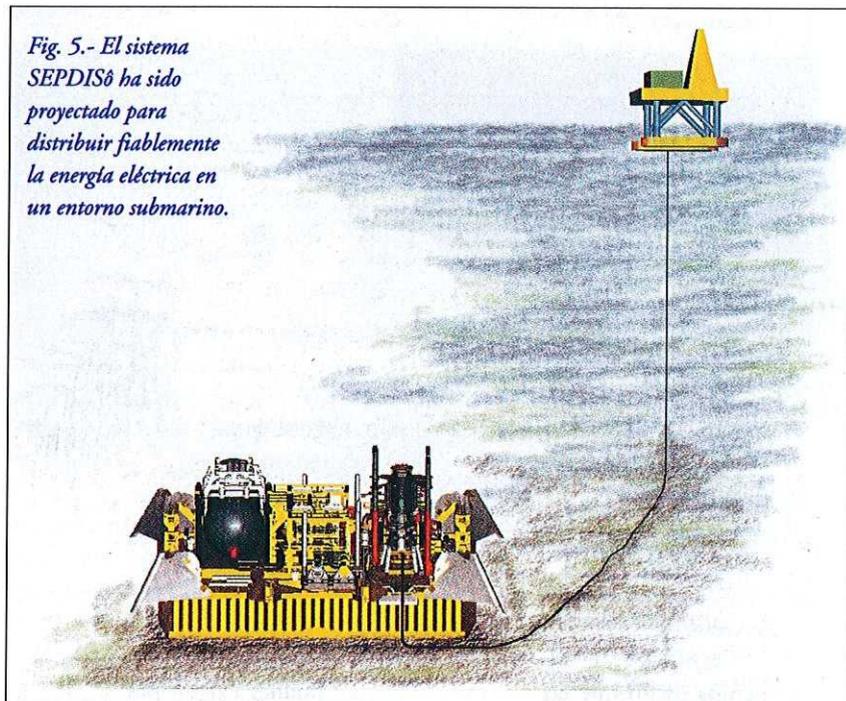
Fig. 4.- Imagen de un yacimiento obtenida mediante monitorización microsísmica.

Conseguir que estos desarrollos se hagan realidad depende en cierto grado de que el sector abandone su tendencia al conservadurismo. Antes de presentar algunos ejemplos de los dos últimos puntos objeto de desarrollo, consideraremos el aseguramiento del flujo y de la distribución submarina de energía eléctrica.

Asegurar el flujo tiene como objetivo:

- Evitar/controlar los depósitos de parafinas e hidratos o de otras sustancias.

Fig. 5.- El sistema SEPDISó ha sido proyectado para distribuir fiablemente la energía eléctrica en un entorno submarino.



- Optimizar las condiciones de flujo.
- Reducir al mínimo la contra-presión del flujo.
- Reducir al mínimo los tiempos de parada del sistema.

Esto podría resumirse con la siguiente frase: "Más petróleo, más barato y más rápido".

La transmisión y distribución submarina de energía eléctrica, entre plataformas y entre alta mar y tierra, es fundamental para conseguir el "grado cero de instalaciones de superficie" y requisito previo para reducir el consumo de energía en alta mar y, por lo tanto, la contaminación (Fig. 5)

En el fondo del mar, la energía eléctrica se utiliza básicamente para accionar la maquinaria rotativa y en segundo término para el calentamiento y la separación. En la superficie, la red de energía eléctrica ayudará a reducir drásticamente la necesidad de disponer de una turbina de gas en cada instalación y permitirá transmitir la energía eléctrica desde y hasta tierra. La nueva generación de la tecnología de corriente continua de alta tensión, conocida con el nombre de "HVDC Light", hará visibles estos objetivos.

Para 2005, el sector del petróleo y gas podrá suministrar energía eléctrica hasta 2.000 metros o más de profundidad y distancias que cubren la mayoría de los nuevos yacimientos. Cuando se instale el sistema "HVDC Light", la distancia dejará de ser un problema.

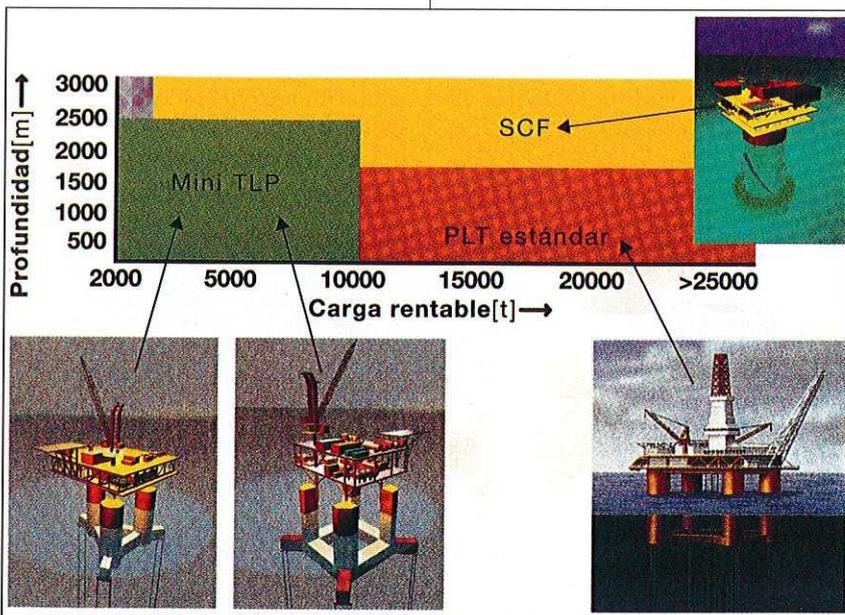


Fig. 6.- Cartera de sistemas flotantes para aguas profundas
SCF Flotadores de una sola columna
TLP Plataformas con patas bajo tensión

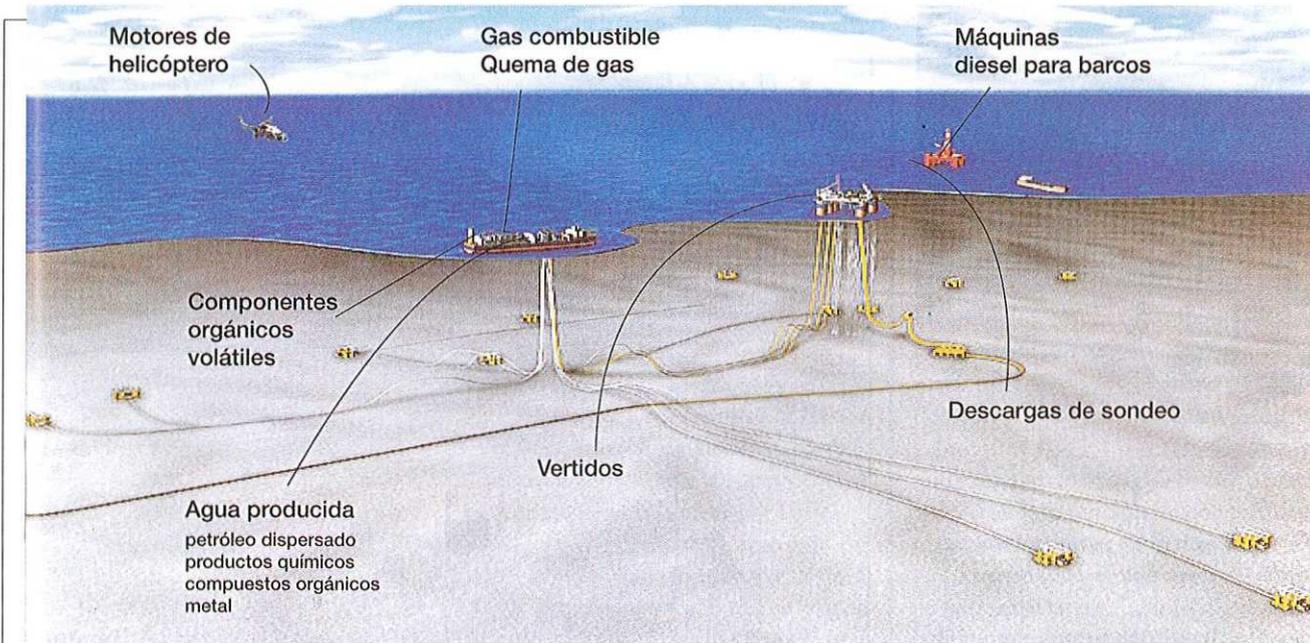


Fig. 7.- Fuentes de contaminación de un campo petrolífero en alta mar.

Ya hemos dicho que las soluciones submarinas pueden ser consideradas viables para cualquier profundidad de agua, pero para muchos campos petrolíferos los "árboles" en seco seguirán siendo una opción. La decisión a favor de "árboles" en húmedo o en seco dependerá del propio yacimiento y de la experiencia de la empresa explotadora.

Aunque los buques FPSO podrán seguir surcando las olas para las soluciones de árboles en húmedo, existe suficiente margen para los perfeccionamientos y nuevas ideas, tanto de la forma de los cascos como de los tubos elevadores.

Actualmente se comercializan nuevas formas de cascos para las soluciones con árboles en seco. Y es evidente que el mercado demanda sistemas flotantes apropiados para pozos en seco en aguas profundas y soluciones para el almacenamiento. Para que los costes se mantengan en un nivel bajo (algo que se considera necesario) veremos soluciones normalizadas para unas condiciones climáticas, profundidades de agua y condiciones de carga determinadas (Fig. 6)

Los mayores retos de la perforación en aguas profundas están relacionados con la columna de agua, la presión y el propio yacimiento. Las

profundidades exigen por sí mismas utilizar tubos elevadores de gran longitud, con aplicación de grandes cargas y uso de equipos grandes y caros. Todas las operaciones de perforación son costosas y necesitan tiempo. En el lado del yacimiento, la presión del lodo dentro de un tubo elevador de gran longitud puede fracturar y arruinar el pozo.

Se están desarrollando nuevos métodos de perforación que darán solución a estos problemas de aguas profundas. Un ejemplo es la llamada **perforación de doble densidad**, en la que la presión del yacimiento se equilibra con una bomba de lodos situada en el fondo marino y no con la co-

lumna de lodo en el tubo elevador. Algunas empresas consideran también la posibilidad de situar en el fondo del mar un equipo completo de perforación accionado a distancia.

Problemas medioambientales

En la Fig. 7 se presentan las fuentes típicas de impactos medioambientales en los campos petrolíferos en alta mar. Poder reducir al mínimo la contaminación y mitigar las consecuencias de la misma será condición necesaria para la explotación sostenible de los yacimientos de petróleo y gas.

Una de las fuentes se ve claramente en la imagen de nuestro plane-



Fig. 8.- Imagen nocturna del planeta, desde satélite. Las luces en África, Siberia y Oriente Medio están producidas por la combustión de gas en antorchas.

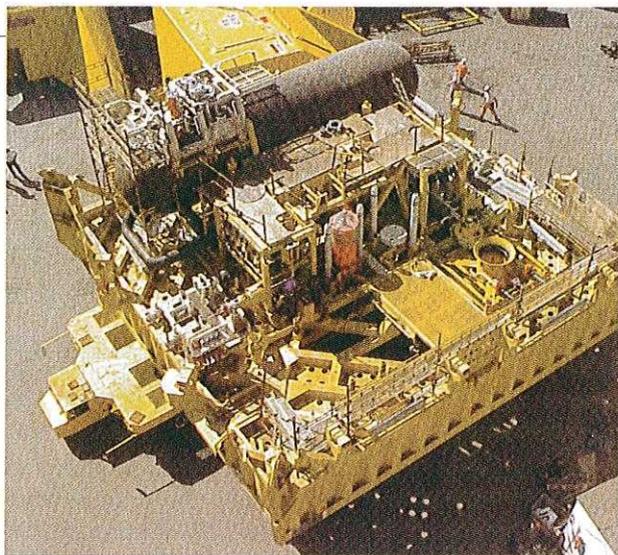


Fig. 9.- SUBSIS, primer sistema submarino mundial de separación e inyección, en preparación para el proyecto piloto Troll. Este proyecto es un joint venture constituido por Norsk Hydro y ABB.

ta tomada desde un satélite (Fig. 8). Era previsible que se vieran muchas luces en la parte Este de los EE.UU., Japón y Europa Central donde existen grandes aglomeraciones urbanas, pero lo alarmante es que las luces de África, Siberia y Oriente Medio no se deben a la iluminación eléctrica, sino que están producidas por la combustión de gas en las antorchas. Se trata de una de las mayores fuentes de emisiones de CO₂ y es un caso claro en que una inversión moderada ayudaría mucho a conservar el medio ambiente.

La gestión del CO₂ resultante de la extracción de petróleo y gas en alta mar incluye tres importantes estrategias de ataque:

- Mejores sistemas de combustión en las turbinas de gas y en las centrales de ciclo combinado. El ciclo combinado con aire es el estándar comercial actual, la sustitución del aire por oxígeno o hidrógeno necesitará una serie de desarrollos previos.

- Separación y eliminación del CO₂ antes o, más frecuentemente, después de la combustión. Ya se dispone de membranas de separación a escala de laboratorio y existen otros métodos de separación aunque todavía no sean económicamente viables. Es de prever que, durante los próximos tres a cinco años, se producirá un gran avance en este campo.

- Vertido o deposición del CO₂. Hay varios métodos aunque existe cierta incertidumbre sobre sus efectos

a largo plazo y su estabilidad.

La retención de gas y la deposición del gas asociado es uno de los grandes problemas del desarrollo de campos petrolíferos marginales situados lejos de la

infraestructura existente. Quemar dichos gases en una antorcha no es ecológicamente aceptable, el transporte puede ser demasiado caro y la reinyección puede no ser siempre viable.

Ya es posible convertir el gas en líquido transportable pero sólo en grandes instalaciones a escala mundial. Cuando seamos capaces de construir instalaciones de conversión pequeñas, ligeras y financieramente viables en un contexto de precios de 20 dólares por barril, gran cantidad de campos petrolíferos marginales serán, de pronto, económicamente atractivos. Sin embargo, no es probable que esto ocurra antes de cinco años. Debido a que las reservas de gas son mucho mayores que las de petróleo, también observaremos que se

consumirá más gas como combustible, para fabricar productos químicos y para generar energía. Las instalaciones de conversión de gas a líquido a escala mundial tienen posibilidades de convertirse en un nuevo e importante sector económico.

Las centrales eléctricas de carbón quedarán desfasadas y serán sustituidas por modernas centrales de ciclo combinado, que utilizarán gas como combustible, en beneficio de la Sociedad y del ambiente.

La solución intermedia

Este futuro ya está aquí y vamos a presentar un ejemplo real de cómo pueden conectarse campos petrolíferos satélite a sistemas flotantes de extracción existentes sin tener que disponer de una gran red de instalaciones de superficie. El campo en cuestión se encuentra en el sector británico del Mar del Norte; la solución tradicional en este caso necesitaría tres nuevas tuberías de descarga y grandes modificaciones del sistema flotante.

La solución alternativa utiliza la tecnología de separación submarina y de reinyección de agua y está homo-

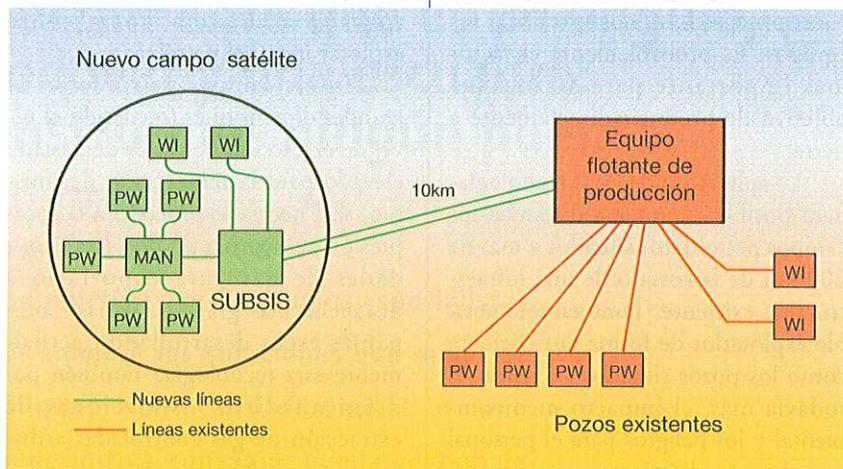


Fig. 10.- Sistema flotante de extracción con procesamiento en el fondo marino

PW Pozos de extracción
MAN Distribuidor
WI Inyección de agua

Fig. 11. Procesamiento en el fondo del mar, la solución completa.

logada como parte del Proyecto Piloto Troll1 (Fig. 9). Además de necesitar sólo dos nuevas tuberías de descarga y muy pocas modificaciones en superficie (Fig. 10) la alternativa supone también alcanzar mayores tasas de extracción y un pico de producción más temprano. Sus mayores ventajas son:

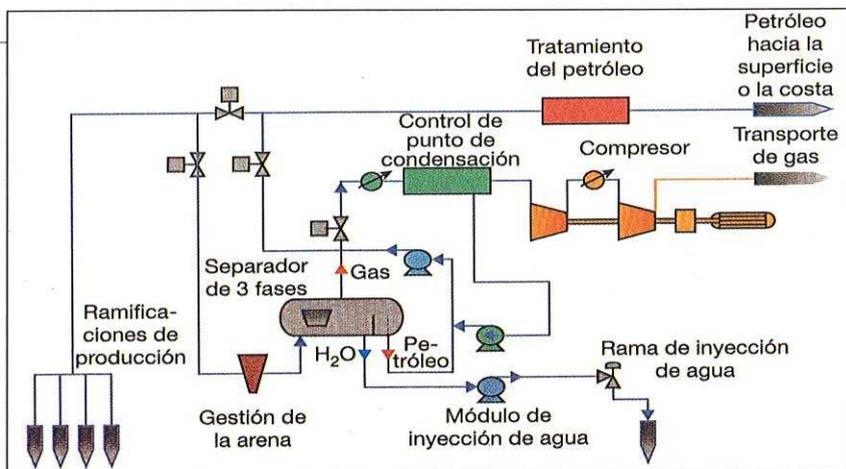
- Una sola tubería de descarga del fluido extraído de 10" en lugar de dos tuberías.
- Modificaciones bastante menores en el sistema flotante.
- No es necesario llevar el sistema flotante a un dique seco.
- Arranque de la extracción y punta de producción en un plazo más corto.
- Mayor producción total.

En resumen, esto puede dar lugar a un aumento del valor neto actual de inversión de más del 60%.

La solución completa

Para 2005 también será posible tener un campo petrolífero en alta mar y suministrar el fluido producido directamente a tierra, sin necesidad de plataformas o flotadores, con un coste de aproximadamente 6-10 dólares/barril. Sin embargo, antes de que esto sea realidad será necesario hacer pruebas *in situ* para verificar los equipos. Es probablemente el factor más importante para alcanzar el objetivo de producir directamente a tierra.

La aplicación de estas tecnologías hará posible explotar a distancia los campos petrolíferos situados a más de 200 km de la costa o de una infraestructura existente. También será posible explotarlos de forma tan eficiente como los pozos situados en tierra. Y, todavía más, el impacto medioambiental y los peligros para el personal se reducirán drásticamente. La principal ventaja de esta solución es que no será necesario transportar el agua a la plataforma ni devolverla para inyectarla. Se necesitarán menos tuberías



as de descarga, la contrapresión será menor, la recuperación de petróleo aumentará, el consumo de energía se reducirá y se simplificará el problema de los hidratos, de modo que se precisarán menos productos químicos.

Cuando la tecnología SUBSIS/ proyecto piloto Troll se esté aplicando plenamente, el paso siguiente será incluir instalaciones para la compresión submarina y reinyección del gas húmedo, bien de forma separada o mezclada con agua (Fig. 11). También se efectuará una elevación de la presión para transportar el petróleo a mayores distancias.

La reinyección del gas tiene dos finalidades:

- Resolver el problema del gas retenido permitiendo iniciar antes la producción sin instalaciones de exportación de gas.
- Manteniendo una presión aceptable en el yacimiento, es posible explotar mejor el petróleo.

En los campos petrolíferos de grandes dimensiones (o cuando el nivel de extracción de gas es demasiado elevado para la reinyección del mismo) será necesario proceder a la compresión submarina de mayores cantidades de gas para exportarlo a distancias más grandes. Varias Compañías están desarrollando actualmente esta tecnología. También podrían añadirse instalaciones de extracción de gas controladas a distancia.

Considerando todos estos desarrollos, ¿cuál será la posición de este sector dentro de cuatro años? Se han realizado varias predicciones:

- Los costes de inversión se reducirán en un 30-50% debido a la utilización de la infraestructura existente, la demanda de nuevas plataformas será menor y una parte del procesamiento se efectuará en el fondo del mar antes del transporte a tierra para su procesamiento final.

- Las menores necesidades de personal y la mayor sencillez de los sistemas de alta mar reducirán los costes de explotación y mejorarán la seguridad. El ahorro potencial es del 30-60%.

- Los pozos inteligentes, el procesamiento submarino y unos equipos de intervención más ligeros harán que aumente enormemente el porcentaje de recuperación de petróleo de un pozo submarino, que llegará a ser del orden del 60%.

- El impulso a la producción hará que se extraiga más petróleo en menos tiempo.

- Los bloques constructivos submarinos normalizados, los sistemas flotantes menos complejos y la utilización de la infraestructura existente reducirán el tiempo de desarrollo en un 30-50%.

- Será viable reducir el impacto medioambiental en más del 50%.

Todos estos puntos son tecnológicamente posibles pero será imprescindible que la industria del petróleo y las Compañías extractoras cooperen para conseguir objetivos comunes. Esta premisa guiará el desarrollo de la tecnología durante los próximos años y proporcionará a los clientes las ventajas competitivas que les permitan tener éxito comercial. ■