



EL REEMPLAZO DE LOS YACIMIENTOS GIGANTES, UN PROBLEMA A CORTO PLAZO

El Presidente de la compañía British Petroleum - Robert Norton- presentó en la reciente reunión anual de geofísicos que se realizó en San Francisco, Estados Unidos, sus puntos de vista sobre las perspectivas de la industria del petróleo en la actual coyuntura económica mundial. Éste es el resumen de lo expuesto.

El tema principal de mi exposición habrá de girar en torno al actual equilibrio entre oferta y demanda de petróleo en el mundo, el rol que cabe a los yacimientos más grandes en asegurar la persistencia de ese equilibrio y la necesidad que afronta la industria de ampliar la exploración hacia áreas de creciente complejidad y más difíciles. Sin embargo, no puede pasarse por alto la situación petrolera mundial inmediata. El conflicto entre Irak y Kuwait hizo desaparecer del mercado unos cuatro millones de barriles por día de petróleo. Es posible que la inestabilidad persista durante meses --y tal vez más tiempo todavía-- en un área crucial para el suministro regular de petróleo a los mercados mundiales.

Esta situación no debería ser motivo para que la industria se distraiga en relación con los problemas de largo plazo que debe afrontar, especialmente teniendo en cuenta que el sector upstream necesariamente opera con baches de tiempo más prolongados que el resto de la industria.

En los últimos cuatro años, la industria hubo de planificar sus actividades en los marcos de precios muy bajos. Ahora deberá planificar --e invertir-- en los marcos de una mayor inestabilidad.



LOS PROBLEMAS MAS ALLA DE LA POLITICA

Uno de los peligros reales originados en la crisis

actual es que se la perciba exclusivamente de un problema político. En los últimos cuatro años alguna gente se familiarizó de tal manera con una situación de abundancia, sobreoferta y bajos precios que parece dispuesta a creer ahora que la solución de la crisis del Golfo permitiría revertir el precio del petróleo a niveles inferiores a los u\$s 20.- por barril, vigentes antes de agosto de 1990.

Se precibe que el petrolero ha pasado a ser un mercado similar a los otros: volátil pero condicionado por un cierto nivel de sobre oferta suficiente para superar cualquier tendencia a un aumento del precio real del producto en términos permanentes. La capacidad de producción supera a la demanda y entre los productores no hay consenso suficiente para controlar la oferta, sostiene --en resumen-- esa creencia. La demanda crece pero en poco tiempo resulta equilibrada por una mayor oferta. Se producen crisis pero surgen otros países productores con capacidad suficiente para forzar una reducción del precio.

Algunos definen estos razonamientos como la explicación racional de mercados que funcionan eficientemente. Pero, ¿significa todo esto que hemos llegado al fin de la crisis del petróleo? Estimo todo lo contrario.



LAS OSCILACIONES DE LA DEMANDA

La demanda mundial de energía creció un tres por



ciento anual desde comienzos de la década del '80. La demanda de petróleo, que se mantuvo estática durante una década, creció 1,8% anual entre 1983 y 1989 y un poco más del 2% entre 1986 y 1989.

No resulta igual el crecimiento de la demanda de petróleo y de la demanda de energía. La demanda de petróleo creció durante los últimos seis años a un promedio del 0,6% en Europa Occidental y en torno al 2% en Estados Unidos y Japón. En los países recientemente industrializados del sudeste asiático la demanda de petróleo creció un 7% anual, duplicándose en diez años. El consumo per cápita en esta región sólo equivale a la décima parte del consumo norteamericano. Puede preverse entonces, un crecimiento acelerado de la demanda en esta región, impulsado por el crecimiento demográfico que, con índices del 1,5% al año, triplica al de Europa Occidental y Estados Unidos.

Entre 1980 y 1984, la energía atómica aportó el 42% del suministro energético incremental del mundo, mientras que en el mismo período disminuyó la

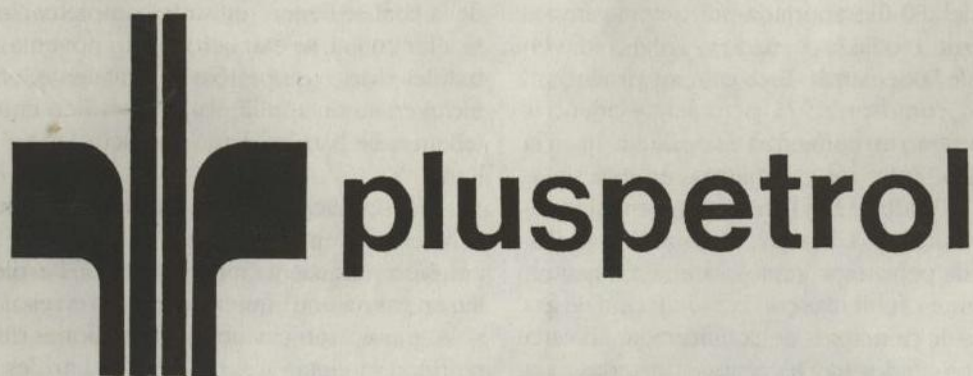
participación del petróleo en la matriz de oferta. Pero la demanda de petróleo volvió a crecer en términos absolutos entre 1985 y 1989.

La demanda de petróleo está creciendo a velocidades desproporcionadas en áreas de acelerado crecimiento de la actividad económica general y de la demanda global de energía. Las fuerzas en movimiento son demasiado complejas para formular pronósticos globales de ese crecimiento pero un desarrollo económico mundial del 2% al año podría añadir doce millones de barriles diarios a la actual demanda de petróleo para el año 2000.



LAS DIMENSIONES DE LA OFERTA

Nuestros mejores cálculos indican que la producción de la OPEP al 2 de agosto pasado orillaba los veinticinco millones de barriles diarios de petróleo



LA RIOJA 301 (1214) C.P. - TE.: 93-5011 / 19



crudo y condensado. Estimamos que la OPEP, en setiembre, pudo reemplazar más de dos de los cuatro millones de barriles diarios de producción que salieron de la oferta por el embargo contra las exportaciones de Irak y Kuwait. En los próximos doce meses se podrá restaurar fácilmente el equilibrio a partir de la reactivación de pozos y un limitado programa de inversiones para movilizar algunos yacimientos. Pero este análisis da por supuesto que todas las adiciones a lograr son incrementales de los niveles de producción ya existentes. No es éste el caso. Los campos petroleros en los países de la OPEP, el Mar del Norte, África y otras regiones llegan a un pico de producción y después declinan. Y es la declinación productiva de los campos petroleros más grandes donde se origina el más serio impacto sobre el mercado mundial.



LOS YACIMIENTOS MAS GRANDES

Aproximadamente el 80% de las reservas mundiales de petróleo se concentran en trescientos cincuenta grandes yacimientos, con reservas que superan los quinientos millones de barriles de petróleo. Y el 40% del petróleo originalmente in situ se ubica en veinticinco de esos campos petroleros, cada uno de los cuales tiene más de diez mil millones de barriles. A nivel mundial, la tercera parte de la producción de petróleo de la década del '80 fue aportada por treinta campos que respondieron a todas las variaciones registradas en la fluctuación de la demanda. Esos campos producían, en 1989, tanto como en 1975 pero hay evidencias ciertas que muestran un comienzo de declinación en la mayoría de ellos. Entre los yacimientos en esta situación se cuentan Prudhoe Bay, en Alaska, Samotlor, en la Unión Soviética, y Ghawar, en Arabia Saudita. Algunos campos petroleros iraníes, también gigantes, comienzan a tener problemas con la producción de gas y dan muestras de principios de conificación. En cada uno de los casos citados hay técnicas sofisticadas para enfrentar los problemas pero que no son suficientes para revertir el proceso de declinación productiva.



LA DECLINACION MUNDIAL

La experiencia indica que durante su etapa de declinación, los campos petroleros en explotación

mantienen una relación constante entre reservas y producción. Aplicado este concepto al "campo petrolero mundial", el análisis indica que se está llegando a la culminación de la capacidad productiva y que inevitablemente se llegará, en poco tiempo más, al máximo de extracción.

En el corto plazo resulta posible, a través de técnicos de sobreexplotación, incrementar la producción de algunos campos. Pero sólo a partir de abultadas inversiones se pueden mantener abultados índices de producción en el largo plazo o poner en producción otros yacimientos gigantes, descubiertos por exploración.

El retorno a la actividad de los campos petroleros de Kuwait e Irak cambiará la escala temporal pero no altera los fundamentos de este análisis.

Para mantener o incrementar la producción será necesario encontrar los yacimientos que reemplacen a los actuales gigantes en explotación.



EL REEMPLAZO DE LA PRODUCCION MUNDIAL ACTUAL

Durante la década del '70 se consiguió reemplazar con nuevos aportes de reservas la producción obtenida pero desde comienzos de la década del '80 se fue ampliando progresivamente la brecha entre producción y nuevas reservas. La producción más reciente, y de la cual se tienen registros completos, indica que, a nivel mundial, se extrajeron unos noventa millones de barriles diarios de petróleo equivalente, en los que se incluyen sesenta millones de petróleo crudo y treinta millones de barriles diarios de petróleo en gas equivalente.

Eso significa que, en los últimos cinco años, se extrajeron ciento diez mil millones de barriles de petróleo y cincuenta mil millones de barriles de petróleo en gas natural equivalente. Pero en esos cinco años, sólo se ubicaron cincuenta mil millones de barriles de petróleo y treinta y tres millones de barriles de petróleo en gas equivalente, lo que significa que la tasa de reemplazo de hidrocarburos llegó escasamente al cincuenta por ciento.

Alaska y el Mar del Norte son las únicas provincias productoras realmente nuevas, ubicadas en los últimos veinte años. Las razones de estos magros resultados hay que buscarlas en el nivel --y más importante todavía-- en los lugares donde se concentró la explo-



ración de petróleo. Entre la década del '70 y la siguiente, se duplicó la cantidad de pozos exploratorios perforados pero se redujo a la mitad el número de descubrimientos. La exploración, entonces, estuvo concentrada en áreas petroleramente maduras.

Sólo dos empresas consiguieron reemplazar, por descubrimientos, el 100% de las reservas que consumieron; las otras lo consiguieron a través de la adquisición de reservas ya descubiertas. Las operaciones a corto plazo realizadas en los años recientes no hicieron más que postergar y empeorar la solución de un problema de largo plazo.



LAS PERSPECTIVAS DE LA DÉCADA DEL '90

Se suponía que la del '90 sería una década sin crisis petroleras. Se estima que el perfil de producción de los yacimientos en explotación en el mundo puede pro-

longarse a los actuales niveles durante un tiempo relativamente largo todavía. Quedan todavía enormes reservas y recursos. Hay, por lo menos, un billón y medio de barriles equivalentes de petróleo en reservas comprobadas y probables, entre las que deben incluirse volúmenes sustanciales de recursos, como serían las reservas gasíferas en zona remota todavía no explorada suficientemente (en Alaska, por ejemplo) así como pequeñas acumulaciones de petróleo.

Para la industria petrolera debería convertirse en prioridad el desarrollo de ese importante potencial de reservas. Más allá de esta realidad quedan todavía volúmenes sustanciales de petróleo y gas natural por descubrir. Nuestras estimaciones más optimistas sugieren que restan unos ochocientos cincuenta mil millones de barriles de petróleo equivalente, incluyendo, quizás, entre ellos, unos trescientos setenta y cinco mil millones de barriles de petróleo puro.

De las mil trescientas cuencas sedimentarias reconocidas, quedan por explorar seriamente todavía unas

OCCIDENTAL



ARGENTINA



trescientas cincuenta. De acuerdo con los datos estadísticos históricos, se estima que una de cada doce de esas cuencas debe tener un yacimiento supergigante con reservas superiores a los mil millones de barriles de petróleo, y una de cada cinco un yacimiento gigante con más de doscientos cincuenta millones de reservas.



LA EXPLORACION DE AREAS DIFICILES

La primera dificultad que se presenta para la exploración de áreas consideradas difíciles es lograr el acceso a ellas. Muchas de las trescientas cincuenta cuencas no exploradas fueron hasta ahora inaccesibles por razones políticas antes que técnicas, aunque ahora se considera posible acceder a regiones que, hasta hace sólo doce meses, estaban prácticamente vedadas a cualquier actividad exploratoria.

El cambio principal se produjo, evidentemente, en el mundo comunista. La paciencia resulta ahora una virtud cardinal y la carrera ya iniciada por adjudicarse esas áreas puede demostrar una vez más que la tortuga sigue siendo más eficiente que la liebre en la consecución de sus objetivos.

El cambio político está afectando también a otras áreas e instituciones. Empieza a quebrarse la, hasta ahora, impenetrable barrera entre industria privada y la OPEP, junto con otros países productores, con sus compañías petroleras nacionales.

Aunque el interés nacional sigue desempeñando un rol importante y debe ser respetado, las compañías petroleras nacionales quieren desarrollar sus actividades más allá de sus fronteras, para utilizar los conocimientos y aptitudes que lograron en sus propios países y conseguir franjas propias del mercado internacional.



LA ALIANZA ESTRATEGICA

Se fortalecen las expectativas en favor de "alianzas estratégicas" que apunten la cooperación entre el sector público y empresas petroleras privadas, borrando fronteras artificialmente creadas. Una alianza estratégica se interpreta como una combinación de las aptitudes y recursos de dos empresas para el logro de un objetivo común. No estoy pensando en tipo alguno de cartel que limite la competencia y pretenda controlar un segmento particular del mercado en beneficio de

un reducido número de participantes.

En esta industria una alianza debería:

- Combinar la capacidad técnica de una parte para operar en un área particular con las posibilidades de acceso de la otra al área donde se necesita el empleo de esas aptitudes.
- Combinar recursos en condiciones de ser desarrollados con los fondos financieros para lograr ese desarrollo.
- Permitir a ambas partes compartir los riesgos de un proyecto que, por razones de escala o dificultades importantes, supere la capacidad individual de cada uno de ellos por separado.
- Unificar todos esos elementos mencionados en distintos tipos de acuerdos beneficiosos para ambas partes, con mayor potencial del que aseguran los "joint venture" (empresa conjunta) integradas de acuerdo con prácticas convencionales.



MEDIO AMBIENTE, TECNOLOGIA

Hay muchos elementos del entorno político en que debe actuar la industria petrolera que están cambiando positivamente pero otros se están complicando.

El gran público y los legisladores no perciben mayores diferencias entre una y otra empresa cuando se trata de analizar la actitud de éstas ante el medio ambiente. No es éste un problema para los "lobbies": la tecnología permite ahora la exploración y el desarrollo incluso en áreas de gran sensibilidad ecológica.

Las técnicas de aerofotografía y el uso de sensores remotos reducen los requerimientos de perforación. La perforación horizontal posibilita el desarrollo de campos petroleros utilizando menos plataformas y permite que la perforación se desarrolle a cierta distancia de las áreas que se consideran más sensibles y vulnerables.

La tecnología puede también contribuir a afrontar los costos que supone cumplir con la nueva legislación ecológica. En Alaska la industria encontró métodos para moler el cutting originado en la perforación, lo que eliminó la necesidad de grandes (y caras) piletas especiales.

Las mejoras tecnológicas logradas en perforación horizontal y dirigida permitieron también reducir las dimensiones del diámetro de perforación. Esto significa menores costos y menos agresión al medio ambiente.



OTRAS DIFICULTADES



La tercera área de dificultades corresponde a los problemas técnicos propiamente dichos, como la perforación y el desarrollo de yacimientos bajo espejos de agua superiores a los mil metros, el tratamiento de instalaciones que deben funcionar en zonas de témpanos, la identificación por adelantado y antes de la perforación de áreas remotas y de muy difícil acceso en zonas terrestres.

Si el precio del barril de petróleo se mantiene a treinta dólares, algunas soluciones al problema del futuro abastecimiento serían más fáciles de lograr de lo que parecían hace tres o seis meses. Pero nadie puede invertir confiadamente en proyectos que sólo resulten viables si los precios se mantienen a los niveles alcanzados en esta coyuntura de crisis prebélica.

Todavía el petróleo a obtener de terrenos de difícil acceso, áreas remotas o aguas muy profundas y que demanda la utilización de tecnologías de punta y de alto costo debe competir con el que se puede producir a cinco dólares por barril. La actividad de algunos productores mantiene el precio del petróleo por encima de este último nivel pero nunca deberíamos olvidar que esos cinco dólares por barril marcan el piso a partir del cual es viable la economía petrolera.

El rol de la tecnología consiste en reducir costos y lograr que tanto la exploración como el desarrollo resulten viables. Los sensores remotos, por ejemplo, permiten el logro de ese objetivo reduciendo los costos de exploración al disminuir sensiblemente la cantidad de pozos necesarios para explorar nuevas provincias petroleras. Nos posibilitan operar con reducidos presupuestos en áreas de gran potencial.

La década del '90 será el tiempo de enfrentar y superar dificultades. Lo difícil, en última instancia, no es más que una palabra para definir algo que todavía no hemos logrado.

FRANCESES E ITALIANOS DESARROLLAN PLATAFORMA DE PRODUCCION TOTALMENTE AUTOMATIZADA

En 1993 comenzará a operar la primera

plataforma central de producción "off shore" de petróleo totalmente automatizada.

Ste. National Elf Aquitaine, de París, invirtió 34,5 millones de dólares en el proyecto de Platino para desarrollar los componentes claves de un sistema totalmente automatizado. El programa se desarrolló a partir de estudios de confiabilidad de equipos ya en uso y el desarrollo y ensayo de nuevas herramientas.

Los trabajos para el diseño del sistema de producción totalmente automatizado se iniciaron en 1986. El objetivo apuntaba a reducir los costos operativos ampliando el concepto de plataforma satélite desarrollado para perforación y las primeras etapas de los procesos de producción a un centro de producción global a escala que sólo deberá ser visitado para tareas de inspección y mantenimiento una o dos veces por año.

Pierre Lefevre, gerente del proyecto Platino, informó que los ensayos pilotos del sistema que permitirán optimizar los procesos de control y confiabilidad de las instalaciones, llegaron ahora a la etapa en la cual se puede considerar comercialmente disponible una plataforma de producción off shore totalmente automatizada para dentro de 3 años.

El proyecto fue parcialmente financiado por la Comunidad Económica Europea. La compañía italiana estatal AgipSpA, que opera plataformas automáticas en el Mar Adriático, se sumó también al proyecto piloteado por los franceses. La Elf, a su vez, está negociando también la posible participación de British Petroleum Exploration. Los primeros trabajos desarrollados con el proyecto Platino demostraron que serían necesarios programas pilotos para ensayar equipos mejorados para la activación de pozos, sistemas de producción, sensores, maquinaria rotativa, sistemas de control de procesos, mantenimiento, seguridad y vigilancia.

LOS ENSAYOS DE CAMPO



Ya se realizaron costa afuera de Gabón los primeros ensayos de un sistema de gas lift totalmente automatizado, provisto de una válvula para el control automático del flujo de gas, un regulador de producción en cabeza de pozos, sensores, controlador programable de fallas tolerables y software específico para todas las operaciones. El sistema permitió incrementar considerablemente la producción de petróleo y redujo en un 25 por ciento el consumo de gas de alta presión.





Para la primera parte de 1991 se ha programado un segundo ensayo piloto para optimizar la distribución de gas en los pozos petroleros que ya operan con gas lift. Esta operación también se realizará costa afuera de Gabón.

En el área de bombeo de pozos, los estudios procuraron identificar componentes poco confiables en varillas de bombeo. Se elaboraron componentes de reemplazo que ahora deberán ser sometidos a ensayo. También se seleccionó una bomba sumergible de alta confiabilidad.

Desde octubre de 1989 opera sin inconvenientes un programa piloto para mejorar la confiabilidad de un sistema de seguridad en pozos de petróleo costa afuera de Gabón. También se seleccionó y utilizó un sistema optimizado para la recuperación de fluidos asociados al gas de producción.

Se completó un ensayo piloto global de un equipo para el tratamiento de agua de inyección, incluida la arquitectura de distribución del sistema de control y equipos alternativos.

Para el manipuleo de agua de purga en instalaciones costa afuera, se desarrolló un prototipo que deberá ser ensayado en 1991 en pozos costa afuera del Congo. Los estudios previos realizados demostraron que los separadores convencionales de petróleo y agua pueden cumplir con las especificaciones establecidas por el proyecto Platino.

Se patentó un sistema automatizado de paso de chanchos para la limpieza de cañerías que unen plataformas centrales de producción con plataformas satélites.



SENSORES DE PLATAFORMA

El proyecto Platino también se dedicó a investigar los sensores convencionales utilizados en plataformas de producción offshore. Se descubrió que el 60 por ciento de las fallas advertidas en estos sistemas

son de origen humano; el 30 por ciento debe atribuirse al "packaging" de que están provistos los sensores y el 10 por ciento a las células de medición de los mismos sensores. Se pudieron diseñar mejoras a corto plazo de los sensores utilizados, pero se advirtió que la solución óptima a los problemas detectados reside en la utilización de sensores ópticos. Los sensores de presión y temperatura en fondo de pozo ensayados,

no cumplieron con las especificaciones establecidas por el proyecto Platino debido al pobre desempeño de los componentes eléctricos a temperatura por encima de los 80-90 grados centígrados.

En colaboración con la compañía Agip se desarrolló un sensor óptico de fondo de pozo que está ahora en ensayos. A fines de 1991 se instalará un primer sistema piloto de sensores ópticos de este tipo en un pozo de Agip. El sistema desarrollado incluye la unidad de superficie, cable de fibra óptica, conector y sensor. A partir de reiterados ensayos de equipos rotativos se demostró que la confiabilidad de éstos en instalaciones costa afuera es inferior a la que se obtiene en equipos terrestres y que las fallas se originan en los componentes periféricos de estas instalaciones: instrumentos, lubricación, refrigeradores y filtros. En bombas y compresores, los problemas más advertidos fueron las pérdidas de presión.

Los estudios desarrollados por el programa Platino demostraron que no se pueden utilizar, en sistemas de producción totalmente automatizados, instrumentos accionados a presión de aire, que debe suprimirse todo tipo de lubricación externa y evitar también el uso de compresores recíprocos. Para 1992 se estima posible disponer de un compresor centrífugo de alta velocidad. También se desarrollaron tecnologías de bombeo que hasta ahora no se aplican en la industria petrolera.

Las compañías Elf y Agip están desarrollando conjuntamente un programa piloto para el control de procesos basado en un sistema experto y específicamente orientado al tratamiento de crudo. Para comienzos de 1992 se estima posible instalar in situ una unidad de separación desaladora y estabilizadora de crudo. También se desarrolló otra unidad para deshidratación de gas.

En las áreas claves de seguridad y vigilancia, el sistema de control y seguridad desarrollado por el proyecto Platino está siendo comparado con dos sistemas independientes similares.

Se ha evaluado un sistema de vigilancia autónomo, independiente del sistema de seguridad y control que habrá de utilizarse. El objetivo de ese segundo sistema es identificar, localizar y evaluar derrames de líquidos, polución marina, intrusión humana en el sistema, pérdidas y explosiones. La primera de estas unidades de reaseguro será instalada en los próximos meses en una plataforma de producción.