

Paralelamente, México requerirá maquinaria para expandir sus industrias caracterizadas por el uso intensivo de mano de obra.

En pocas palabras, la imagen de un Tío Sam, con el sombrero en la mano, suplicando a México que abra las llaves del petróleo y el gas natural, son simplemente una representación errónea de la verdadera situación. Ambos gobiernos, el de México y el de los Estados Unidos, tendrán que trabajar juntos durante un buen número de años si es que ambas naciones desean lograr los beneficios de sus respectivos recursos.

Las actuales tendencias del intercambio comercial bilateral cambiarán y ambas naciones deben comprender que las aflicciones a corto plazo producidas por esos cambios pueden redundar en beneficios mutuos. Los objetivos que a largo plazo tiene previsto México para su bienestar y los deseos de Estados Unidos por trasladar sus vitales líneas de abastecimiento de petróleo del Golfo Pérsico al Golfo de México, requieren seguramente el trabajar juntos por el beneficio de todos.

El futuro de la producción petrolera de Arabia Saudita

*Informe al Subcomité de Política Económica Internacional
del Comité de Relaciones Exteriores del Senado
de los Estados Unidos de América*

PREFACIO

Es esencial para la formulación de una política energética realista por parte de los Estados Unidos, el tener una comprensión precisa de los hechos respecto a las capacidades y limitaciones futuras de la producción petrolera. Con ese objetivo en mente, el grupo de trabajo del Subcomité de Política Económica Internacional del Comité de Relaciones Exteriores del Senado de los Estados Unidos de América, ha llevado a cabo a lo largo del año pasado un estudio intensivo de las consideraciones técnicas y financieras que han de jugar un papel rector en la determinación de los niveles de producción que pueden esperarse de los campos petroleros de Arabia Saudita. Esta nación, como poseedora de las reservas petroleras más grandes del mundo, desempeña un papel fundamental en los cálculos de la energía mundial.

La investigación y este informe en particular se concentran sobre las consideraciones esencialmente técnicas, conservacionistas y financieras que están afectando la producción petrolera de Arabia Saudita. Esas consideraciones han tenido un efecto significativo sobre los planes para reducir

los niveles presentes y futuros de la producción y capacidad de los yacimientos sauditas.

Otros factores diferentes a los ya anotados han desempeñado y probablemente seguirán desempeñando un significativo papel en las decisiones finales tendientes a determinar el nivel de la producción petrolera de Arabia Saudita. Los hechos descubiertos a lo largo de la investigación y asentados en este informe demuestran la existencia de factores técnicos y de otro orden, que indican que las predicciones optimísticas sobre una alta expansión de la producción petrolera son, en el mejor de los casos, problemáticas, y no pueden ser abiertamente sustentadas como un elemento en la formulación de la política energética de Estados Unidos para las próximas dos décadas.

Introducción y Resumen

La producción petrolera de Arabia Saudita ha sido reconocida como un elemento crítico en la definición del futuro de la oferta petrolera.* Históricamente, el mundo ha dependido de Arabia Saudita para mantener un margen de capacidad ociosa que pueda ser utilizada en cualquier momento de demanda creciente, o bien guardada en caso de que baje la demanda. En la mayoría de los casos, durante los últimos cinco años, Arabia Saudita ha sido capaz de jugar ese papel. Sin embargo, cuando Arabia Saudita ha alcanzado los límites de su capacidad plena de producción —mientras la demanda se mantenía fuerte— el resultado ha sido una caída temporal de la oferta y una importante alza de precios. Por ejemplo, en diciembre de 1978 Arabia Saudita no tenía capacidad ociosa en su producción y poco pudo hacer para moderar las alzas de precios acordados por la OPEP para 1979. En el primer trimestre de 1979 el país se encontraba produciendo, casi a niveles de plena producción, aproximadamente 9.8 millones de barriles diarios, para compensar así la pérdida de la oferta del petróleo iraní. Sin embargo, en el periodo previo de la crisis iraní, y teniendo una capacidad ociosa de 2.0 a 2.5 mbd, Arabia Saudita no fue capaz de cubrir la brecha causada en los niveles de la oferta por la suspensión de exportación iraní de 4.5 a 5 millones de barriles diarios (mbd) hasta que Irán reanudó sustancialmente sus exportaciones.

Aún estimando que Arabia Saudita tiene acumuladas las reservas conocidas más fabulosas de petróleo en el mundo actual, hay consideraciones técnicas, económicas y de orden conservacionista que afectarán el futuro de las decisiones sobre la producción. Esas tres consideraciones defini-

* La producción de la Zona Neutral actualmente de casi 0.3 mbd no ha sido considerada como parte de la producción saudita a lo largo de este análisis.

rán, en gran parte, los parámetros de decisión; pero no predicen, sin embargo, cuál de los niveles de producción sería el más deseable o el más probable.

Fallar en el entendimiento de esos parámetros que gobiernan las decisiones sobre el futuro de la producción, induciría a los Estados Unidos a interpretarlas erróneamente o bien volver a depender irracionalmente de volúmenes infinitos de petróleo saudita como el satisfactor de sus necesidades de energía.

Este informe detalla los parámetros técnicos, económicos y conservacionistas que afectarán las decisiones sobre el futuro de la producción petrolera de Arabia Saudita. El efecto que sobre las decisiones de producción pueda tener la inquietud saudita respecto a la erosión que la inflación ocasiona a sus ingresos petroleros, así como también la expansión óptima que pueda alcanzar el proceso de industrialización dadas las realidades sociales y económicas, están fuera del alcance de este Informe. Tampoco se pretende en este trabajo evaluar factores políticos, diplomáticos y de seguridad, que pudieron tener fuerte conexión en las decisiones respecto a futuros niveles de producción.

Basados en información reunida por el Grupo del Comité a lo largo del año pasado, se hace evidente que los Estados Unidos no deben fincar sus planes de energía en la premisa de que Arabia Saudita como proveedor residual, producirá suficiente petróleo como para surtir las necesidades de Estados Unidos o de la economía mundial en las próximas dos décadas, a las tasas anticipadas de consumo petrolero. Las metas de producción petrolera saudita a largo plazo han sido fijadas en 12 millones de barriles diarios. Tres consideraciones pueden demorar o hacer cambiar esta decisión. En primer lugar tasas tan altas de producción requieren grandes inversiones de alto costo y podrían no ser mantenidas durante largo tiempo por el gobierno saudita. En segundo lugar hay, actualmente, ciertas restricciones técnicas para el incremento de producción en algunos campos petroleros específicos. En tercer lugar hay una fuerte corriente conservacionista del recurso energético en Arabia Saudita.

La decisión saudita de fijar la producción en 12 mbd estuvo significativamente influenciada por la conclusión de que tasas más altas de producción requerirían costosísimas inversiones y que podrían no ser sostenidas por un periodo aceptable al gobierno. El nivel de producción petrolero que puede ser sostenido hasta un punto que empieza a declinar hacia niveles más bajos es conocido como "plateau".*

* Una manera de medir tiempos en niveles estables de determinada producción y que sirve para facilitar el planeamiento de recursos diversos.

El "plateau" que la ARAMCO* usa ahora como base para sus planes indica que una tasa de producción de 12 (mbd) podría sostenerse por 15 a 20 años, antes de declinar irreversiblemente. Este periodo es considerado como incómodamente corto por el gobierno saudita. Tasas más altas de producción como 16 (mbd), podrían ser sostenidas por poco tiempo antes de que la producción empiece a declinar. Más aún, el panorama de nuevos descubrimientos petroleros en el país es bastante incierto. Adicionalmente, problemas técnicos han venido complicando la administración de los campos petroleros desde comienzos de los años setentas.

Tomando en cuenta todos esos factores, los Estados Unidos serían imprudentes si decidieran fincar sus planes en los proyectos sauditas de incrementar su producción a tasas superiores a 12 mbd. La meta saudita de lograr una capacidad de producción de 12 mbd para 1987 es una variación importante de los planes, mismos que preveían alcanzar una capacidad de 16 mbd para 1983.

El grupo investigador del Comité no encontró ninguna evidencia de que las metas de producción a largo plazo hayan sido definidas por el gobierno saudita como un medio de expresar su descontento o para cambiar las políticas que naciones consumidoras tienen sobre el Medio Oriente, incluyendo a los Estados Unidos.

Las restricciones futuras de la capacidad de producción petrolera en Arabia Saudita añaden una urgencia sin precedentes a los esfuerzos que tanto Estados Unidos como otras naciones consumidoras deben desarrollar para diseñar políticas energéticas más efectivas. Un planeamiento nacional podría mitigar o alternar las dificultades inherentes a un periodo de transición hacia una economía menos dependiente del petróleo. Los Estados Unidos están rápidamente acercándose a esa meta, previéndose que lo logrará a finales de los años ochenta, cuando la capacidad mundial para producir petróleo es probable que sea rebasada por la creciente demanda petrolera.

La capacidad productora de petróleo en Arabia Saudita

En el comienzo de los años setentas la ARAMCO tuvo la intención de instalar una capacidad de producción para niveles tan altos como 20 mbd para comienzo de los ochentas. Conforme el tiempo pasaba y la demanda crecía lentamente, la meta fue disminuida a 16 mbd que se pensó se alcanzaría en 1983. Pero en octubre de 1977 Arabia Saudita dispuso cam-

* The Arabian American Oil Company (ARAMCO) es actualmente una empresa propiedad del gobierno saudita y cuatro empresas petroleras americanas —Exxon, Texaco, Mobil Oil y Standard Oil Company of California (SOCAL). El gobierno es dueño del 60% y las compañías americanas del 40% restante.

biar esa meta e impuso restricciones financieras que diferían hasta después de 1986 el tiempo cuando este nivel de producción sería alcanzado. La meta para un futuro no definido ha sido fijada en 14 mbd como capacidad física de producción o bien sólo en 12 mbd como capacidad máxima sostenida.*

Para propósitos de planeamiento, el concepto de "capacidad máxima sostenida" es el más relevante, ya que expresa la cantidad de petróleo que puede producirse en un periodo más estable.

El fondo de esta disminución de las metas futuras de producción, ha sido la resolución de Arabia Saudita de mantener la producción de sus campos petroleros a niveles sostenidos por un periodo tan largo como sea posible. Esta decisión de limitar la producción a largo plazo a 12 mbd estuvo influenciada por el hecho de que tasas de producción más altas no podrían ser sostenidas por mucho tiempo y por los problemas técnicos que han venido afectando la administración de los campos petroleros.

Arabia Saudita ha enunciado frecuentemente su inquietud porque la riqueza petrolera se mantenga disponible para las futuras generaciones. En un discurso del 19 de abril de 1978 el Príncipe Fahd, reenfatizó la importancia que los sauditas asignan a este legado:

Arabia Saudita ha trabajado y sigue trabajando con sinceridad y buena fe, para proveer niveles apropiados de producción petrolera y de gas, como una expresión de sus sentimientos de responsabilidad para con la comunidad internacional, pero nuestros sentimientos de responsabilidad para nuestras futuras generaciones, también nos reclama una cuidadosa consideración y el establecimiento de un balance bien calculado entre el presente y el futuro.

El mensaje del Príncipe Fahd a las naciones consumidoras fue el de que deben reducir sus patrones de consumo y encontrar fuentes alternativas de energía. El legado, a las futuras generaciones, obviamente será tan grande como le permita una tasa de producción sostenida por un largo periodo antes de que decline. Como operador petrolero, Arabia Saudita escogería

* La capacidad física de producción se refiere a la capacidad total instalada de petróleo y gas separando las plantas, oleoductos y terminales; la capacidad física actual es de aproximadamente 12.8 mbd. La capacidad máxima sostenible representa la capacidad de producción a su más alto nivel que puede ser físicamente sostenida durante varios meses, usualmente o seis o más meses; aproximadamente 9.8 mbd fue la cifra estimada en ese sentido para el primer trimestre de 1979. La capacidad máxima de producción sostenida, toma en cuenta la experiencia en el manejo operacional de todo el sistema de producción y es generalmente el 90 a 95% de la capacidad física de producción. Pero no necesariamente significa que es una tasa prudente de producción que marque el punto en donde los pozos petroleros puedan dañarse. "Surge capacity" representa el nivel al que puede producirse por corto tiempo (máximo algunas semanas).

una tasa de producción sostenida (plateau) que optimice el valor de los ingresos y el rendimiento de los yacimientos. El tiempo que pueda sostenerse una tasa de producción dependerá del monto de las reservas, el nivel de producción consistente con la práctica prudente de producción y del nivel de capital invertido.

Hace algunos años Arabia Saudita estuvo bajo la premisa de que tasas de producción de 20 mbd podrían ser sostenidas hasta finalizar este siglo. Ahora está basando sus cálculos en que tasas de 12 mbd habrían de sostenerse en igual periodo. Un factor clave en la modificación de los cálculos para el planteamiento del desarrollo petrolero, podría estar ligado a la constante disminución de los tiempos alcanzados en cada "pico sostenido" de producción diaria.

En el caso de Arabia Saudita la extensión y nivel de producción "plateau" para todo el país, representa la combinación de tasas de diferentes campos petroleros. Debido a que es improbable que dos o más campos tengan siempre la misma posibilidad de mantener tasas de producción "plateau" iguales para un mismo periodo de tiempo, los campos petroleros tienen que ser desarrollados de modo que la producción esté cuidadosamente planeada a intervalos para mantener una producción "plateau" constante para todo el país. De modo que, cuando el más prolífico de los campos alcanza su límite y punto para iniciar su declive, el campo de más pequeña producción debe recibir costosas adiciones de capital para incrementar su capacidad y compensar la pérdida del primero. En un momento dado, los nuevos campos se ven incapacitados de reponer la producción de los viejos campos. En ese momento la tasa de alta producción sostenida (el "plateau") del país entero comienza a declinar.

En los estadios iniciales de producción petrolera las compañías tales como la ARAMCO, diseñan un perfil de producción para todo el país usando el método conocido como "short hand", para evitar la complejidad e incertidumbre de un plan a muy largo plazo. El método consiste en seleccionar metas de producción y computar el tiempo que podría mantenerse antes de alcanzar una tasa preseleccionada que relaciona las reservas petroleras totales con la producción anual propuesta —una relación 20:1 o 15:1 es usualmente escogida para tal fin. Cuando las reservas y la tasa de producción declinan hasta ese punto, la experiencia mundial ha revelado que la tasa ideal de producción (plateau) para todo el país ya no puede ser mantenida por más tiempo a menos que se den nuevos descubrimientos o reservas adicionales. La ARAMCO ha usado este método en sus esfuerzos iniciales por diseñar perfiles de producción.

Para computar el punto en que eventualmente puede declinar la producción, el referido método es menos seguro o menos preciso que el método de predicciones del modelo de depósitos. Esto es porque el primero

comienza con una estimación de reservas y mecánicamente computa el momento de declinación. Sin embargo el "modelo de depósitos" —usando datos físicos e históricos del rendimiento de los pozos predice tanto el tiempo de declinación como la cantidad de petróleo finalmente recuperada.

Actualmente los modelos de depósitos más sofisticados son los aplicados a los campos petroleros de Ghawar, Abqaiq, Berri y Safaniya.* En consecuencia, el margen de error en la predicción del tiempo de declinación es mucho menor al aplicarse a cuatro campos que representan el 61% de las reservas probables de ARAMCO, que al aplicarse para determinar el tiempo de declinación para todo el país. A mediados de 1973, el gobierno saudita expresó a la ARAMCO su confianza de que la producción petrolera no declinaría por un largo tiempo y le indicó que lograr una tasa de producción de 20 mbd sin desperdiciar la riqueza nacional, ni dañar sustancialmente las reservas requeriría un gigantesco programa de exploración. También expresó su temor de que los campos de Abqaiq estaban siendo sobreexplotados, lo que funcionarios de la ARAMCO negaron.

A finales de 1973 ARAMCO había fijado dos niveles de producción máxima sostenible, 20 y 25 mbd suponiendo que no se incrementarían, por descubrimientos adicionales, las reservas existentes de 245 miles de millones de barriles (el rango más alto de la categoría de reservas posibles). Perfiles de producción basados en esos supuestos mostrarían que los niveles de producción máxima se sostendrían por 15 y 18 años, una vez que esos niveles fueran alcanzados entre inicios y mediados de los años ochentas.

El asunto de los niveles máximos sostenidos y los tiempos de declinación de la producción, reapareció en 1977. Un nivel de 12 mbd suponiendo reservas de 245 miles de millones fue analizado. El análisis concluyó que tal nivel podría ser sostenido durante 15 años —de 1985 al año 2000— antes de que empezara a declinar.

Un importante y nuevo factor apareció en los trabajos de cálculos: la siempre creciente cantidad de infraestructura requerida nuevamente para mantener altos niveles sostenidos de capacidad de producción. Dentro de siete años, después que el nivel ideal de 16 mbd fuera alcanzado, se requerirían fuertes inversiones adicionales a la capacidad instalada, solamente para mantener el nivel. Después de 13 años una capacidad física para producir 21 mbd tendría que lograrse para tasas de producción de 16 mbd.

Poco tiempo después, en 1977, se trabajó una estimación de cuántos años podría sostenerse un nivel de producción de 12 mbd. Basado en reservas posibles de 225 a 245 miles de millones de barriles, se encontró que esta tasa, más baja que las anteriores, podría mantenerse durante 36 años hasta

* Estos cuatro campos representan el 87% de la capacidad máxima sostenida de 9.8 mbd durante el primer trimestre de 1979.

el año 2014, si se construyera una capacidad física para producir 16 mbd y eventualmente se ampliara a 18.5 mbd. En el año 2025, suponiendo, el nivel de producción bajo el caso de 12 mbd, sería de 8 mbd, siguiendo comparativamente la tasa de diferencia de 4 mbd en el caso que fuese 16 mbd.

A finales de 1977 las cantidades de fondos disponibles en fuentes internas significaron una restricción para la ARAMCO, al mismo tiempo que se tomaba la decisión de disminuir las metas de producción a largo plazo. La decisión estuvo basada aparentemente en el hecho de que la ARAMCO no podría sostener una producción de 14 mbd sin tener que recurrir a una ampliación física de la capacidad de producción, que sólo sería usada por cuatro o cinco años. Así una capacidad instalada para 20 mbd sería necesaria para permitir por largo tiempo una producción de 16 mbd. Después que el gobierno tomó la decisión de bajar las metas de producción a largo plazo y de limitar los fondos disponibles, la ARAMCO dispuso en el verano de 1978 elaborar nuevos perfiles de producción. Estos, proyectaban expectativas menores de producción, así como los niveles en que éstas eran sostenibles. En parte fueron el resultado de suponer menores reservas explotables, al cambiar con fines de planeamiento, las categorías establecidas para definir las reservas, pasándolas de "posibles" a "probables".

ARAMCO ha establecido categorías de reservas petroleras definiéndolas según el grado de certidumbre en la recuperación de cada campo petrolero,* inclinándose a usar para fines de planeamiento la categoría de "probable" estimada en 177.6 miles de millones de barriles, más que continuar usando la de "posible" de 248 miles de millones de barriles porque cree que aquélla refleja con mayor precisión la cantidad de petróleo que puede recuperarse de los yacimientos. Si esas estimaciones resultaran más tarde conservadoras, entonces los niveles máximos sostenidos que se hubiesen fijado a la producción serían sostenibles por más tiempo del indicado en el plan.

Aun si esos nuevos perfiles de producción no eran conocidos a finales de 1977, cuando se tomó la decisión de limitar las metas a largo plazo, el cambio de los niveles máximos sostenibles de producción ha venido a reforzar la decisión de reducir el ritmo de crecimiento de la capacidad productiva. Si los perfiles adaptados por la ARAMCO fuesen correctos, Arabia Saudita podría ahora adoptar una tasa de 12 mbd para 15 a 20 años, de

* Las categorías son: 1] probadas, 2] probables y 3] posibles. Los términos reflejan las distintas expectativas de las cantidades últimas que pueden ser recobradas en cada campo petrolero, de la más cierta (la probada) hasta la menos cierta (la posible). Las categorías sólo se refieren a los campos conocidos y no al petróleo que no se ha descubierto. Es una práctica normal de las compañías, en sus prácticas de planeamiento, el usar diversas categorías de reservas.

1985 a 2000-2005. Una tasa de 16 mbd, a alcanzarse en 1990, podría sostenerse sólo por 2 a 7 años antes de su declinación en el periodo 1992-1997.

El momento en que Ghawar, el campo petrolero más grande del mundo con el 10% de las reservas mundiales, empieza a declinar, es consignado como el factor individual más importante en el diseño de un perfil de producción para toda Arabia Saudita. Ghawar aporta actualmente más del 50% de la capacidad nacional y el 37% de sus reservas. Bajo cualquier consideración que se haga sobre gastos de capital y niveles de producción, es claro que Ghawar empezará a declinar en un periodo relativamente corto.

Si suponemos 1) un nivel de producción "plateau" combinado de 6 mbd para Abqaiq (.7 mbd) y Ghawar (5.7 mbd) que es el nivel actual de producción de esos campos, 2) un incremento de las inversiones más allá de lo actualmente planeado, 3) una tasa de explotación acorde con la estimación de reservas probables y 4) ningún descubrimiento significativo de nuevos yacimientos, ni avances tecnológicos especiales en las técnicas de explotación, entonces la producción agregada de esos dos campos, Abqaiq, Ghawar empezará a declinar para 1993 y ambos representan cerca del 60% de la capacidad actual sostenible de la ARAMCO.

Arabia Saudita no extendería el nivel de producción máxima sostenible de Ghawar más allá de unos pocos años, removiendo las limitaciones de fondos disponibles para las inversiones. Medidas que pueden tomarse para extender el nivel de producción máxima sostenible, incluyen perforaciones adicionales, instalación de equipo artificial para llevar la presión y expansión de facilidades físicas para el tratamiento de aguas saladas e impedir la corrosión. A una tasa de 5.3 mbd, la producción de Ghawar incluiría significativas cantidades de petróleo de las áreas de Ain Dar/Fazran (1.0 mbd). Shedgun (1.255 mbd) Uthmaniyah Norte (1.9 mbd) y Uthmaniyah Sur (.4 mbd).^{*} Si se suponen inversiones más altas que las actuales y se dan los niveles de producción antes anotados, entonces el campo de Ain Dar/Fazran declinaría a partir de 1922; Shedgun 1922; Uthmaniyah Norte en 1989 y Uthmaniyah Sur en 2004. Si no hubiese limitaciones financieras, los niveles de producción podrían sostenerse un poco más: Ain Dar/Fazran para 1995; Shedgun 1995; Uthmaniyah Norte 1996 y Uthmaniyah Sur 2016.

En los últimos años, parte de la producción del sur de Ghawar podría compensar la caída de producción de los campos del norte. Sin embargo, sólo se espera un máximo de 1.3 mbd de los campos sureños de Ghawar, los de Hawiyah y Haradh.

^{*} El promedio de producción de esas áreas del Ghawar en 1977 fueron: Ain Dar 1.3 mbd, Shedgun 1.25; Uthmaniyah Norte 1.65 y Uthmaniyah Sur .4 mmbd.

Otros campos importantes también empezarán a declinar en corto plazo. Abqaiq, con el 8% de la capacidad total actual y 4% de las reservas "probables", puede sostener una tasa estable de .65 mmbd hasta 1989, bajo ciertas limitaciones en sus inversiones y hasta para 1991 si no se dan esas limitaciones. El promedio de producción en 1977 fue para este campo de .85 mmbd.

El campo Berri contiene el 6% de la capacidad actual e igual porcentaje de las reservas. Una vez que alcance su nivel máximo sostenido de 0.65 mmbd empezará a declinar en 1987, si se dan ciertas limitaciones en las inversiones y en 1989 si no se dan esas limitaciones. El promedio de producción en Berri para 1977 fue de .67. El campo Safaniya, el tercero de los campos petroleros más grandes del mundo, declinaría en 1994 a tasas propuestas para su principal depósito de 1.575 mbd después de un periodo de 11 años de producción máxima sostenida. No se sabe si este nivel podría mantenerse más allá de lo previsto, con aplicación de nuevas inversiones. El promedio de producción de Safaniya para 1977 fue de 1.05 mbd.

Estos cuatro campos arriba mencionados aportan el 61% de las reservas probables de la ARAMCO y el 87% de la capacidad de producción sostenible para el primer trimestre de 1979, calculada en 9.8 mmbd.

Aún bajo supuestos optimistas respecto a los niveles de inversión, todos esos campos con las tasas actuales de producción declinarán antes de que termine el presente siglo.

De esta manera, si Arabia Saudita deseara incrementar su capacidad o bien sostener la capacidad actual más allá de 1990, necesitaría desarrollar campos adicionales a esos cuatro. Una alternativa a ello sería ampliar la capacidad productiva de Uthmaniyah Norte de 1.9 a 2.6 mmbd. Pero ese incremento llevaría a la declinación del yacimiento en 1987 mientras que bajo menor producción declinaría entre 1992 y 1996.

Reservas

Una vez que la ARAMCO ha acumulado información adicional sobre los yacimientos petroleros y analizado su comportamiento histórico, existen posibilidades de hacer estimaciones más precisas sobre la cantidad de petróleo que puede ser explotada. Este continuo avalúo ha llevado a estimaciones decrecientes de las reservas.

La cantidad de petróleo que físicamente se encuentra en los yacimientos constituye el límite teórico de cuánto petróleo puede ser producido. Pero en la práctica, sólo un cierto porcentaje de ese petróleo, conocido como "petróleo in situ", puede ser llevado a la superficie. Las características de los

depósitos y las técnicas de producción tienen un impacto sustancial en las cantidades relativas de petróleo que puede finalmente ser explotado.

La cantidad de "petróleo en sitio" en los yacimientos ya descubiertos está sujeta a pequeñas disputas entre los geólogos de la ARAMCO; sus estimaciones al respecto son de que existen 530 miles de millones de barriles. Cuánto de esa cantidad sería realmente explotada es una cuestión sujeta a mayor discusión.

El petróleo recuperable, no el petróleo en sitio, es lo que se considera como reservas petroleras. La ARAMCO está manejando actualmente la cifra de 248.1 miles de millones como reservas "posibles", 177.6 miles de millones como "probables" y 110.4 miles de millones como "probadas". Ninguna de esas categorías de reservas incluye expectativas acerca de futuros descubrimientos. La estimación más conservadora de las cantidades recuperables, es la categoría de reservas "probadas", que equivale a 31% del petróleo en sitio de todo el país, aunque las tasas de explotación varían en cada yacimiento. La estimación más especulativa en la categoría de reservas "posibles", representa un 52% del petróleo en sitio. Reservas "probables" representa una explotación equivalente al 38% del petróleo en sitio.

El uso de avalúos de las reservas posibles para describir con mayor veracidad las cantidades explotables de petróleo, se remonta al año 1973, cuando, a mediados del mismo, se presentó la discusión sobre el sensible tema de las reservas y su agotamiento en el contexto de un análisis sobre el comportamiento de las reservas y el agotamiento de los depósitos petroleros del país. La ARAMCO enfatizó el carácter "conservador" de sus estimaciones sobre las reservas y los tiempos que la producción a altos niveles podría ser sostenida (i.e. 20 mbd). Sugirió que probablemente las exploraciones incrementarían significativamente las reservas.

Los temores sauditas de que sus recursos petroleros serían agotados a corto plazo contribuyeron a sensibilizar la decisión.

El enfoque de las compañías petroleras en ese momento combinaba los cuatro diferentes tipos de petróleo crudo —usualmente tratados por separado— porque la producción de los crudos ligeros habría alcanzado su nivel óptimo sostenible en 1978, a tasas anticipadas de producción para esa fecha. Esto habría significado que Ghawar —el más grande campo petrolero del mundo— habría alcanzado su nivel óptimo sostenible para 1978. Las compañías decidieron entonces usar, en vez de cifras para cada campo individual, cifras agregadas para todo el país. Este enfoque puso en relevancia el crecimiento de las reservas a lo largo del tiempo, incluyendo predicciones optimistas de nuevos descubrimientos derivados de las exploraciones, más que enfatizar los niveles óptimos sostenibles de la producción. Más aún, se decidió usar la categoría de reservas "posibles", con un rango de 195 a 245 miles de millones de barriles.

En noviembre de 1973, la ARAMCO elaboró perfiles de producción de 20 y 25 mbd, empleando cifras de reservas posibles por un monto de 245 miles de millones de barriles. Esto se mantuvo hasta los primeros meses de 1978, cuando tuvo lugar la reevaluación de las cifras de reservas nacionales.

En marzo de 1978 los ingenieros analistas de depósitos adelantaron que las bases de planeamiento de las reservas debían cambiarse, de "posibles" a "probables". Mientras que la alta gerencia había mantenido el criterio conservador del estimado de las reservas "posibles", consideraciones técnicas sugirieron que el uso de la categoría de reservas probables era un criterio más realista para los yacimientos conocidos.

La evidencia de una cantidad menor de reservas que las consideradas previamente como "posibles", se fundaba en el comportamiento histórico de la producción de Ghawar, el más grande centro productor de ligeros en Arabia Saudita: los pozos petroleros se estaban contaminando con agua salada antes de lo previsto por los modelos de depósitos y la presión era cada vez más difícil de restablecerse.

Sobre esas bases, la alta gerencia de las compañías que conformaban la ARAMCO concluyeron que las instalaciones físicas recolectivas de gas en los campos del norte de Ghawar operarían de 5 a 9 años a su máxima capacidad antes de que la producción de petróleo empezara a declinar en el área. Esta información fue dada al gobierno saudita en abril de 1977. Tan sólo un poco antes las compañías habían presentado al gobierno estudios que mostraban volúmenes adecuados de gas hasta para el año 2000. El cambio de disponibilidades de gas se debió en parte a más bajas estimaciones de las reservas. Poco tiempo después de recibido el informe el gobierno tomó la decisión de usar la categoría de reservas "probables" como base de planeamiento de todos los proyectos de desarrollo petrolero.

Las cifras finales de las reservas petroleras especialmente para los campos menos desarrollados en la producción de medianos y pesados, pueden ser revisados bien arriba o abajo de las cifras "probables" de la ARAMCO, cuando se cuente con datos sobre campos petroleros individualmente considerados. Sin embargo, en materia de planeamiento se está procediendo en todos los casos, como si las reservas probables fueran las que se esperan recuperar o explotar de los yacimientos existentes. Mientras las compañías que usan el modelo de depósito para Ghawar proyectan un nivel de explotación entre reservas posibles y probables, la ARAMCO ha concluido con las evidencias actuales, que las reservas probables de 177.6 miles de millones de barriles son las estimaciones más realistas de la cantidad final de petróleo recuperable. La evidencia que apoya el cambio a reservas probables viene principalmente del estudio de los campos del norte de Ghawar, área en la cual puede obtenerse mayor precisión en las estimaciones de reservas.

El cambio de posible a probable en un periodo de cinco años implica, desde el punto de vista de planeamiento, una significativa reducción de 71 miles de millones de barriles de petróleo. Esta cantidad es mayor a las reservas probables o probadas de cualesquiera de los siguientes grandes productores de petróleo: Irán (60 mm), la URSS (40 mm), Estados Unidos (30 mm), México (30 mm) o China (20 mm). En la medida en que esta modificación en los cálculos es vista por los funcionarios sauditas como asociada a un decrecimiento en las reservas, contribuirá a reforzar las tendencias hacia un lento agotamiento de los recursos petroleros.

Sólo en Ghawar, la diferencia entre reservas posibles y probables —17 miles de millones de barriles— es más grande que lo que tienen como reservas probadas o probables Canadá o Venezuela.

Nuevos descubrimientos en Arabia Saudita

Para el periodo de ocho años, 1970-1977, la cantidad de nuevo petróleo descubierto, el cual se clasificará eventualmente como "reserva" comprobada, se espera no sea igual a la producción acumulada en ese periodo. En otras palabras, aparentemente la ARAMCO produce más petróleo en los campos ya existentes que el que encontraría en nuevos yacimientos. De los ocho años en sólo tres de ellos la ARAMCO descubrió nuevos campos cuyas reservas probadas excedieron la producción total de esos años. La mayoría de los reajustes que anualmente hace ARAMCO de las cifras de reservas, resulta de adiciones de campos ya conocidos, más que de nuevos descubrimientos. Los reajustes son hechos frecuentemente en el tamaño del campo petrolero o en la tasa proyectada de recuperación, si se obtienen nuevas informaciones confiables.

En 1977 la ARAMCO agregó a las reservas probables un total de 3.4 miles de millones, mientras produjo un total de 3.3 miles de millones. De esas reservas adicionales sólo 136 millones de barriles provinieron de nuevos descubrimientos. Sin embargo, revisiones o ajustes al tamaño de los campos petroleros aportaron 1.0 miles de millones de barriles. Cambios en las tasas esperadas de explotación de los campos existentes, aportaron 2.2 miles de millones de barriles.

Algunos ejemplos adicionales sirven para mostrar las discrepancias que hay al igualar incrementos en las estimaciones de reserva publicadas con nuevos descubrimientos. En 1970 no se descubrió ningún nuevo campo petrolero, pero la ARAMCO informó de un gran incremento neto en las reservas probadas solamente a base de revisiones y ampliaciones en campos existentes. En 1975 la ARAMCO descubrió tres nuevos grandes yacimientos, incrementando sus reservas en cerca de 7 mmb muy arriba de los 2.5 mm.

producidos. Sin embargo, las reservas "probadas" de los tres yacimientos descubiertos fueron sólo de 500 millones de barriles; los 6.5 mmb restantes fueron de revisiones y ampliaciones en viejos yacimientos.

El pronóstico para futuros descubrimientos en Arabia Saudita es incierto. Los propietarios de las compañías petroleras no creen que existan vastos yacimientos por descubrirse. Una compañía cree que hay reservas potenciales no descubiertas de 33 mmb en toda Arabia Saudita. Los accionistas petroleros se sentirían afortunados, dicen, si entre 1975 y 1980 lograran mantener reservas adicionales probadas de 5 mmb como resultado de nuevos descubrimientos.

Problemas Técnicos

Las bajas presiones en los depósitos más grandes de los yacimientos sauditas —el de Ghawar— finalmente corregida luego de seis años de esfuerzos y la inquietud acerca de los niveles de producción en los otros dos yacimientos, Abqaiq y Berri, parecen haber reforzado objetivos conservacionistas del gobierno de Arabia Saudita.

Si se usa como medida de referencia la práctica frecuentemente aceptada como prudente por la industria de producir cuando los niveles de presión en los depósitos están arriba del punto crítico de saturación del gas, habría que reconocer que los campos de Ghawar han sido producidos a niveles de presión mucho más bajos en algunas de sus áreas. Si para juzgar las prácticas de producción aplican los criterios más conservadores establecidos por el gobierno en 1973 (y aceptados por las compañías, esto es, que debe producirse cuando la presión está por encima del "bubble point") los resultados son que en Ghawar se ha estado produciendo sin dar cumplimiento a tales mandatos. La mayoría de las áreas de Uthmaniyah y Shedgum han tenido presiones por debajo del bubble point durante largos periodos. Las compañías niegan haber sobreproducido los campos y que tales limitaciones técnicas vayan a impedir a Arabia Saudita alcanzar una capacidad de producción a niveles por encima de 12 mbd.

Los standares de presión en los depósitos, las limitaciones a la producción en campos individuales o áreas dentro de las mismas y aún la limitación para producir sólo 65% de livianos en relación al total de crudos producidos, son reglas establecidas por el gobierno que tienen su base en consideraciones fundamentalmente de carácter técnico.

La conclusión del gobierno de que Ghawar ha sido sobreproducido ha llevado a la imposición o reafirmación de normas de producción tendientes a prevenir daños a los depósitos petroleros.

Los problemas técnicos son relevantes en la definición de los niveles de producción saudita. En primer lugar, problemas técnicos no resueltos como

el de la baja presión de los depósitos, limitan potencialmente la capacidad actual para producir el petróleo. En segundo lugar, una constante baja de presión puede resultar en una pérdida permanente de las reservas petroleras. En tercer lugar, el gerente del depósito puede limitar las tasas de producción de campos petroleros específicos a niveles máximos preseleccionados con el objeto de asegurar la mayor recuperación final. Arabia Saudita ha impuesto tales limitaciones a largo plazo en los campos de Abqaiq y Berri. En cuarto lugar, de persistir, los problemas técnicos pueden terminar por impedir la expansión futura de la capacidad de producción; al menos hasta que sean resueltos. (El Apéndice A contiene más información detallada que permite una mejor comprensión de los asuntos técnicos). (El Apéndice B detalla las dificultades técnicas afrontadas por Arabia Saudita de 1973 a diciembre de 1976).

Actualmente los antiguos problemas con los niveles de presión en los depósitos petroleros han sido controlados. Salvo pequeñas excepciones, las normas que regulan los niveles de presión están diseñadas para prevenir la recurrencia de esos viejos problemas y no para reflejar problemas actuales.

Avances y dificultades técnicas recientes

1) Diciembre 1o. de 1976 a octubre 1o. de 1977

El 15 de diciembre de 1976, los ministros de la OPEEC reunidos en Doha, Qatar no lograron concertar un acuerdo sobre nuevos niveles de precio para los crudos y los ligeros árabes. Todos los productores de la OPEEC excepto Arabia Saudita y los Emiratos Árabes Unidos, acordaron un alza de precios del 10% el 1o. de enero y un 5% adicional para el 1o. de julio de 1977 respectivamente, para un incremento total de 12.7% para todo el año. Arabia Saudita y los Emiratos decidieron subir los precios en sólo 5% para todo el año.

Se predijo que los precios tan altos propuestos por otros miembros de la OPEEC los llevaría a no poder mantenerse dentro del mercado ya que Arabia Saudita elevaría su capacidad de producción a 11.8 mbd para bajar los precios del mercado. Arabia Saudita produciría hasta el límite de su capacidad de producción si el mercado podía absorberla. Sin embargo, se hizo evidente que la capacidad "pico" de la ARAMCO era de 9.3 mbd en enero de 1977, ni con mucho parecido a la cifra de 11.8 mbd, más que todo debido a problemas técnicos de presión en los depósitos, número inadecuado de pozos, dilaciones en la entrega de equipos y limitaciones en la capacidad de almacenamiento.

La mayor parte de los primeros cuatro meses de 1977 la producción co-

riente de la ARAMCO estuvo al nivel de la capacidad máxima sostenible estimada previamente. En enero por ejemplo la capacidad sostenible era de 9.3 mmbd y la producción real de 8.4; en febrero la capacidad sostenible era de 9.6 y la producción real de 9.5; en marzo la capacidad sostenible era de 9.7 y la producción real por igual cantidad; en abril la capacidad sostenible era de 9.8 mientras que la producción real fue de 10.0 mmbd. Cuando la producción empezó a esos niveles, las instalaciones de superficie empezaron a sufrir trastornos. Finalmente de haber alcanzado el nivel de 10.0 mbd por un solo mes, Arabia Saudita cedió y subió los precios en un 5% para nivelarse al precio impuesto en enero por la OPEP. Los productores miembros de esa organización, como una concesión acordaron suspender el alza de precios estimada para el mes de julio.

La falta de capacidad ociosa para explotar sus márgenes frenó al gobierno en sus esfuerzos por moderar los precios. Previo a la escisión de precios, la ARAMCO había venido produciendo a un ritmo de 8.3 mbd y de 8.8 mbd para diciembre de 1976. Esto le dejaba un margen de capacidad de ampliación en la producción de 1.0 a 1.5 mbd para los tres primeros meses de 1977. Para noviembre de 1976 la ARAMCO creía que su capacidad sostenible era de 11.2 mbd. Pero en realidad lo que eso representaba era el nivel de capacidad física de producción. Inadecuadas presiones en los depósitos petroleros de Ghawar jugaron un papel importante en la caída de su capacidad de producción.

La cronología de los eventos fue la siguiente: Después de la Reunión de Qatar, Arabia Saudita tomó la decisión de hacer todo lo imposible por reducir la brecha entre capacidad sostenible y la capacidad física, concentrándose primero en la producción de pesados, luego de medianos y al final en la de todo el petróleo crudo. Todos los límites que el Ministerio de Energía había impuesto previamente por razones técnicas a las tasas de producción en Abqaiq, Berri y Ghawar fueron suspendidos temporalmente.

ARAMCO tuvo que hacer todos los esfuerzos necesarios para maximizar la producción. Creyó que su capacidad sostenible para 1977 sería de 9.8 mbd para el primer trimestre; 10.6 al final del segundo, 11.5 del tercero y 11.9 del cuarto.

En el primer mes de producción a todo vapor, la tasa de producción cayó a 8.4 mbd debido a dificultades en la programación de almacenaje y problemas en el Puerto de Inagmah acentuadas por la dureza del invierno. La producción se elevó a 9.5 mbd para febrero y alcanzó un pico de 10.0 mbd en abril. En marzo el primero de los incendios en los campos de Abqaiq, atribuido a la corrosión de los oleoductos, causaron una marcada caída en la producción que bajó a 8.3 mbd para ese mes. En junio fue revisado el

nivel de capacidad sostenible y reducido a 10.8 mbd para finales del tercer trimestre y 11.1 al final del cuarto y 11.2 mbd para el año de 1978.

Cuando la producción regresó a 9.6 mbd en julio, la disputa de los precios con la OPEC había sido resuelta.

Los altos niveles de producción alcanzados en los primeros meses de 1978 no ayudaron a la presión de los depósitos petroleros de Ghawar. Cuando se supo a mitad de 1977 que desde comienzos del año la presión de la mayoría de los depósitos de Uthmaniyah había estado debajo del "bubble point", estando en algunas áreas tanto como 300 libras por pulgada cuadrada (psi), debajo de ese nivel, Arabia Saudita paró la producción de todos los pozos ubicados en las áreas donde la presión fuera mayor a 200 psi debajo del "bubble point".

Arabia Saudita también dispuso que no debía permitirse que las presiones declinaran más allá de 100 (psi) o más, bajo el "bubble point". Esas restricciones a la producción fueron aún más intensificadas por un acuerdo entre la ARAMCO y el gobierno por el cual se deberían mantener las presiones en los depósitos de los principales campos productores de petróleo liviano, como los de Ghawar y Abqaiq, a los niveles prevalecientes a comienzos de 1977. Esta limitación junto con la pérdida de velocidad y rendimiento del programa de inyección de agua marina, que debió ser sustituido por la decreciente disponibilidad de agua salobre, llevaron a las compañías a revisar significativamente hacia abajo sus anteriores esfuerzos respecto a la capacidad de producción de ligeros tipo Arab para 1978. Adicionalmente, la producción de los ligeros tipo Arab, sería más tarde restringida por la falta de facilidades para separar los corrosivos del agua salada del petróleo crudo al menos hasta la instalación de esos se diera facilidades en 1979.

En julio de 1977, el gobierno llegó a la conclusión de que la sobreproducción en algunos de los campos productores de livianos, había causado daños irreparables y reducido las cantidades recuperables. Poco tiempo después los niveles de producción fueron severamente reducidos a niveles admisibles en los campos de Ghawar, Abqaiq y Berri. La capacidad sostenible en Uthmaniyah la más prolífica región productora en Arabia, fue bajada de 2.14 a 1.755 mbd, debido a la declinación en las disponibilidades de agua necesaria para mantener la presión y, además, por el deseo de que, en todos los depósitos del campo, la presión regresara al "bubble point" o a puntos más altos, tan pronto como fuera posible. El gobierno redujo la capacidad de producción sostenible en Shedgum en 60 000 barriles diarios para llegar a 1.32 mbd, en Berri en 10 000 bd para 0.75 mbd y en Obqaiq por 150 000 bd para 0.9 mbd a fin de mantener las presiones actuales. Los niveles de producción estaban dependiendo de las condiciones de la presión

en los depósitos. Esto significó que la capacidad de producción sostenible de la ARAMCO se fijase en 10.4 mbd para el tercer trimestre de 1977.

2) De octubre de 1977 al presente

Un funcionario saudita se refirió públicamente a la meta gubernamental elaborada a finales de 1977 que estableció una capacidad futura sostenible en 12 mmbd e indicó que una tasa de producción sostenida de 16 mbd podría no ser lograda por razones técnicas: la tasa de agotamiento de los depósitos sería muy alta, y asentó que Arabia Saudita no tenía la capacidad técnica para producir arriba de 12 mmbd, a menos que se produjeran nuevos descubrimientos. Uno de los dueños de la ARAMCO anotó que el funcionario se veía inclinado a creer sinceramente que la tasa de producción de 12 mbd tenía realmente limitaciones técnicas, aparentemente basado en estudios que había tenido a la vista y que fueran realizados por la ARAMCO.

En enero de 1978 la ARAMCO reconoció que tasas de 15 mbd o mayores a ésta, eran imposibles a menos que el gobierno de Arabia Saudita les permitiera cambiar el sistema de inyección de agua salada usada para mantener la presión en los depósitos. Actualmente el agua se inyecta en la superficie del campo, más que directamente a lo largo del mismo. El gobierno cree que tal sistema de inyección dañaría los niveles de recuperación final y ha rechazado su aplicación.

A finales de 1977, el problema de la presión continuó afectando adversamente la capacidad sostenible establecida por la ARAMCO, y obligó al gobierno a imponer límites de producción por debajo de la capacidad productiva en algunas áreas de Ghawar. La disminución del nivel de producción en Ghawar Sur se requirió debido a que una área de persistente baja presión, no respondía tan rápido como era deseable a los altos niveles de inyección de agua. En el caso de Shedgum, la producción bajó debido a que la presión declinaba a pesar de altos niveles de inyección de agua registrados en el último trimestre del año. Por la inadecuada inyección de agua, la esperada producción en los campos Berri cayó por debajo de .65 mbd, y poder así restituir la presión de los depósitos en el área central del campo.

En la primavera de 1978, la ARAMCO estimó que la presión finalmente rebasaría el "bubble point" en todas las áreas de Shedgum y Uthmaniyah, un poco después de terminado el año 1978. Las presiones habían caído debajo del "bubble point", en esos campos, en 1972 y 1973, respectivamente.

Como parte de su revisión a los planes de producción a largo plazo, el gobierno impuso normas rigurosas para el manejo de los depósitos petroleros, que afectaron a la ARAMCO en sus futuras prácticas de producción. Las

cantidades relativas de producción de livianos Arab tuvo que ser controlada. En febrero de 1978, se decretó que los petróleos livianos sólo podían constituir un máximo de 65% del total de las exportaciones de crudos. El gobierno dejó bien claro que su política a largo plazo sería inducir la producción de livianos Arab en relación a los porcentajes de éstos en las reservas totales.

En abril de 1978 se impuso un reglamento que controlaba las cantidades absolutas de producción de livianos. La producción de los tres campos productores de livianos y que aportan el 95% de la capacidad sostenible de esa calidad —Ghawar, Abqaiq y Uthmaniyah— fue limitada a no más de 6 mmbd, a menos que niveles más bajos aún que éste, fueran obligados por una práctica adecuada en el manejo de los depósitos. Las reglas deseadas para el manejo de los depósitos fueron bien especificadas. Todos los proyectos destinados a mantener o expandir la producción debían diseñarse para maximizar las existencias recuperables en los depósitos, bajo las condiciones usadas en los campos productores de petróleo de primera clase. Sólo se aplicaría el sistema de inyección de agua en la periferia de los campos y las presiones debían ser mantenidas arriba del "bubble point".

Como resultado de cambios en los patrones de inversión causados por limitaciones financieras la capacidad sostenible a finales de 1978 fue estimada en aproximadamente 10.1 mbd, aun cuando algunos días llegó a 10.5 mbd. Sin embargo, a esos niveles la presión empezó a bajar en Abqaiq. De hecho, una tasa de 10.1 mbd estaba, aparentemente, por encima de la capacidad sostenible para esos campos. Para los tres primeros meses de 1979 el nivel de capacidad sostenible de producción de la ARAMCO andaba por el orden de los 9.8 mbd.

En enero de 1979, el gobierno limitó a la ARAMCO a un promedio de producción mensual de 9.5 mbd para los tres primeros meses. Hay evidencias que indican que ese es el nivel deseado por el gobierno de Arabia Saudita para conservar sus recursos petroleros. Una tasa de 9.5 puede representar el máximo de producción de la ARAMCO, consistente con la limitación del 65% para la producción en los campos productores de livianos Arab.

La capacidad sostenible en otros campos es aproximadamente de 3.3 mbd, lo cual bajo la regla del 65%, permite una producción máxima de 6.2 mbd de petróleo liviano Arab. Adicionalmente, y debido a que la capacidad de producción sostenible de la ARAMCO parece menor a 10.0 mbd para los tres primeros meses de 1979, el límite puede representar la percepción del gobierno de que es su capacidad sostenible, aun si no impusiera topes a la producción.

Cualquiera que fuese hoy su nivel de producción al tiempo en que se dio la Reunión de la OPEC de diciembre de 1978 en Abu Dhabi, la ARAMCO estaba produciendo al límite de su capacidad sostenible. Este hecho fue conocido por los miembros de la OPEC y bajo tales circunstancias la habilidad de Arabia Saudita para moderar los precios propuestos por OPEC fue severamente limitada. Como resultado la OPEC estuvo en capacidad de elevar los precios base del petróleo crudo en un 14.5% para el año 1979.

Limitaciones de autofinanciamiento

Arabia Saudita estableció que todas las inversiones destinadas a mantener o expandir la capacidad productiva en el sector petrolero, debían provenir de fondos generados internamente. Antes del 1.º de enero de 1979, en que la OPEC subiera los precios, la ARAMCO estimó que esa regla sobre inversiones permitiría sólo .50 cts., por barril para reinversión, algo así como 1.7 miles de millones de dólares por año. El alza de precios implementada luego por la OPEC podría haber modificado tales cálculos.

Debido a los costos crecientes, asociados tanto con los proyectos destinados a mantener la capacidad de producción (tales como sostener la presión en los depósitos petroleros o la separación de agua salada corrosiva del crudo) como a los destinados a expandir la producción especialmente en los más pequeños y alejados campos petroleros, las limitaciones de autofinanciamiento atrasarán seriamente a la ARAMCO en la conquista de una meta de producción de 12 mbd.

La estimación de la ARAMCO, previa a la crisis iraní, era que la capacidad de producción sostenible alcanzaría sólo 10.8 mbd para 1983. Esta producción reflejaba una baja en las expectativas de crecimiento de la capacidad productiva. Antiguamente las metas de producción de la ARAMCO habían sido esencialmente "flexibles". En noviembre de 1973, ARAMCO estimó perfiles de producción que alcanzaban tasas de capacidad de producción sostenida de 20 y 25 mbd. En marzo de 1974 la ARAMCO planeó tasas por encima de 16 mbd para 1979, y de la cual por lo menos 10.0 mbd serían de livianos Arab, localizados en su mayoría en Ghawar. Estuvo bajo consideración de los dueños de la ARAMCO un plan para elevar la capacidad física de producción tanto como para poder producir 19.4 mbd para fines de 1980, pero fue abandonado por demasiado ambicioso.

Desde finales de 1973, la demanda disminuyó tanto por el alza de precios operados por la OPEC como por la recesión que padecían las naciones consumidoras. Para octubre de 1976 las metas (de capacidad física) habían sido bajadas a 16.0 mbd para alcanzarse en el periodo 81-82. La capacidad

de producción sostenible fue proyectada ligeramente reducida a 15.2 mbd en 1982. De este total, más de 8.3 mmbd de capacidad física de producción (7.8 mmbd de capacidad de producción sostenible) fue planeada para los campos productores de livianos Arab. La diferencia entre capacidad física y capacidad sostenible fue primeramente debida a las restricciones técnicas que el gobierno impuso a la producción en los campos de Abqaiq y Shedgum. Pero en noviembre de 1976, sólo fueron aprobados algunos de los proyectos propuestos para alcanzar esos niveles. Como resultado no se hizo ningún compromiso o promesa para la meta de 16.0 mmbd.

En febrero de 1977 fue presentada una propuesta para alcanzar una capacidad física de 16.1 mbd en los finales de 1982. Aunque se llegó a un acuerdo tentativo para realizar el programa propuesto y se dieron indicaciones de que los fondos respectivos serían presupuestados para tal fin, la decisión última fue dejada pendiente para posteriores discusiones con el gobierno.

Ya para octubre de 1977, las compañías pudieron ver que el sistema de asignación de fondos a los proyectos basados en recursos exclusivos de la ARAMCO se volvería prontamente inadecuado. El proyecto para colectar masivamente el gas, diseñado para propiciar el uso productivo del gas natural asociado al petróleo crudo, había visto aumentar su costo de 4 a 14 miles de millones de dólares al tiempo que su nivel de operación disminuyó para prevenir mayores incrementos en los costos. Más aún, los costos para mantener y ampliar la capacidad productiva del petróleo fueron creciendo significativamente. Para abril de 1977 las compañías estaban conscientes de que el gobierno tendría que proveer fondos suplementarios. Para octubre de 1977, la ARAMCO planeó una capacidad física de 16.1 mbd en 1983 (una capacidad sostenible equivalente a 15.5 mbd). Una caída de la capacidad de producción del petróleo crudo, indicó que habría que instalarse una capacidad física de 9.2 mbd (9.0 mbd de capacidad sostenible) en los campos productores de livianos Arab.

Sólo el campo de Ghawar aportaría 7.5 mbd de esa capacidad de producción de livianos. Los crudos pesados habrían aportado una capacidad física de 3.2 mbd (3.1 de capacidad sostenible), con el campo de Safaniya como responsable de más de las dos terceras partes de la capacidad total de crudos pesados.

Para finales de 1977, la decisión era bien clara: la ARAMCO financiaría todo el desarrollo de los crudos con fondos autogenerados. Más adelante se estipuló que aun cuando esos fondos permitieran instalar una mayor capacidad de meta para un futuro indefinido sería de sólo 14 mbd. Meses más tarde esa meta fue clarificada para significar un máximo de 12 mbd de capacidad sostenible.

Mientras el proyecto para aprovechar el gas sería financiado separadamente por el gobierno, los gastos para el programa petrolero se derivarían aproximadamente del 5% de los ingresos netos de la ARAMCO; el saldo de los ingresos brutos se sujeta al impuesto saudita sobre ganancias brutas y gastos de operación.

Las compañías sintieron que el plan de los 16.1 mbd no debería ser abandonado. Y tenían razones para sostener tal criterio: 1) el plan proveería de altas tasas de retorno de la inversión y representa el negocio que mejor conoce el gobierno; 2) que reducir la capacidad de producción limitaría las opciones del gobierno y su flexibilidad para responder a los inesperados cambios en la demanda; 3) que a nivel mundial se daría en los años ochenta una escasez de 2 mbd aun si el total de producción de Arabia Saudita fuese de 16 mbd; 4) que la limitación financiera incrementaría la vulnerabilidad de la ARAMCO frente a diversos problemas asociados con el atraso de proyectos para separar del petróleo los corrosivos del agua salada y para sustituir agua salada por agua de acuíferos; y 5) que de seis a siete y no cuatro a cinco por ciento de ingresos brutos serían necesarios para lograr una capacidad sostenida de 14 mbd.

En enero de 1978, la ARAMCO preparó siete programas alternativos para el desarrollo petrolero, intentando maximizar la capacidad productiva sostenible, mediante el diferimiento de algunos proyectos y el financiamiento externo de otros. Sólo uno de los planes reunía el doble propósito establecido: ser totalmente autofinanciable y que los proyectos más importantes no fuesen diferidos (el caso de la instalación del sistema de inyección de agua marina de Ain Dar y Shedgum). Este plan permitiría alcanzar una capacidad sostenida de 11.4 mbd en 1982 y 11.6 mbd para el periodo que va entre 1985 y 1997. Una descripción del plan puede verse en el cuadro siguiente:

PLAN DE ENERO DE 1978
CRUDOS TOTALES
(mbd a niveles de medio año)

Año	Producción	Capacidad máxima sostenible	Capacidad física
1978	8.5	10.1	12.5
1979	8.5	10.7	12.8
1980	8.5	10.7	12.9
1981	8.5	11.2	13.1
1982	8.5	11.4	13.1
1983	8.5	11.4	13.1

El significado preciso de una meta de 14 mbd fue dado en la primavera de 1978. En marzo la ARAMCO estaba manejándose con la cifra redonda de 12 mbd de capacidad sostenible, reiterándola públicamente en mayo. Mientras 14 mbd representaba la capacidad física, significaba de hecho un tope de 12 mbd de capacidad sostenible.

Al siguiente esfuerzo de planificación de la ARAMCO presentado en junio de 1978, resultó una propuesta para alcanzar una capacidad sostenida de producción de 10.7 mbd en 1983. La capacidad sostenible de livianos fue puesta en 6.4 mbd. La capacidad de producción de livianos fue reducida al 60% del total de la capacidad sostenible en 1983, aunque esto estaba bien por encima de la tasa aproximada del 49% de reservas de livianos del total de las reservas.

El plan fue rechazado en julio argumentándose que un plan de desarrollo severamente limitado de fondos, debería basarse en supuestos financieros más conservadores. La tasa de producción supuesta en el plan de junio, así como sus expectativas del capital disponible, fue considerada demasiado optimista para fines de planeamiento. A corto plazo hasta 1981, ARAMCO basaría su plan en un nivel de producción de 7.4 mbd para promover un margen de seguridad financiera.

En octubre de 1978, una posición más conservadora resultó en un nuevo plan (con ingresos proyectados basados en predicciones de producción más conservadoras). Este plan, que en lo esencial se mantiene hoy en día, perfila una capacidad de producción sostenible de 10.8 mbd en 1983 y 11.2 mbd en 1987. La capacidad sostenible de crudos livianos Arab, los que cuentan por aproximadamente 49% de las reservas probables actuales es limitada al 63% del total de la capacidad sostenible en 1983 y 57% en 1987. La capacidad sostenible de crudos medianos Arab (22% de las reservas actuales) sube de 11% de la capacidad total sostenible en 1978 a 19% en 1987. La cantidad relativa de capacidad sostenible para los crudos extralivianos y crudos pesados permanece esencialmente estable a una tasa de 6% y 18% respectivamente.

Dejada de lado la limitación financiera, bajo este plan sería factible físicamente una capacidad adicional simplemente con realizar perforaciones en más pozos, principalmente en el norte de Ghawar. En cualquier año entre 1980 y 1983 y por una sola vez este procedimiento significaría un incremento en la capacidad sostenida de .8 a 1.0 mbd. Sin embargo, cualquier capacidad adicional por encima de esa cantidad requeriría la construcción de facilidades y la instalación de equipo adicional —para separar el agua salada y facilitar la inyección de agua— cuya realización se llevaría de 2 a 4 años desde el momento en que se toma la decisión. Bajo el actual plan, la flexibilidad de ARAMCO para expandir la capacidad a

corto plazo, está severamente limitada. Una explicación más detallada de los costos de mantenimiento y expansión de las facilidades físicas de producción se encuentra en el Apéndice C.

La demanda del petróleo saudita

Arabia Saudita es universalmente reconocida como el país que posee las reservas petroleras más grandes del mundo, poseyendo reservas probadas y probables por 177.6 miles de millones de barriles.

En los años recientes Arabia Saudita ha intentado actuar como suplidor "residual", balanceando los incrementos en la demanda con alzas en la producción, mientras reduce la producción cuando decae la demanda. Sus enormes reservas, amplia capacidad y relativamente escasas necesidades de ingresos le han permitido a Arabia Saudita asumir ese papel.

Los expertos advierten en la Arabia Saudita la fuente primaria para incrementar la oferta de petróleo necesaria para satisfacer la demanda futura. Mientras los miembros de la OPEC alcanzan más y más sus capacidades máximas sostenibles, se vuelve claro que Arabia Saudita es el único productor que puede aún incrementar significativamente su capacidad. Debido a que se percibe la posición de Arabia Saudita como proveedor los analistas frecuentemente estiman la probable demanda futura del petróleo saudita determinando la diferencia entre la demanda mundial proyectada y la oferta mundial que estará disponible de otras fuentes adicionales a las de Arabia Saudita. Esta diferencia se convierte en la demanda por petróleo saudita. Debido a que la demanda de petróleo está sujeta a numerosas variables, la demanda de petróleo saudita calculada de este modo es esencialmente derivativa y no puede aseverarse con alto grado de certidumbre.

Muchos expertos que han analizado la demanda de petróleo saudita han concluido que más de 12 mbd le serán requeridos en 1990, a menos que cambien las políticas energéticas en los países consumidores o los precios suban exageradamente. El cuadro siguiente sintetiza algunas de esas estimaciones de demanda por petróleo saudita (cifras en millones de barriles diarios).

En el último año, el gobierno de Arabia Saudita ha urgido a los Estados Unidos y a otras naciones consumidoras que ahorren petróleo. Les ha indicado su criterio de que el mercado petrolero será extremadamente difícil en los años 80's según la producción proyectada por Arabia Saudita a 12 mbd, a menos que disminuya la demanda. El 29 de agosto de 1978 Shaykh Ahmad Zaki Yemani Ministro Saudita de Petróleo y Riquezas Minerales, previno que "si los Estados Unidos y las otras naciones industriales fracasaban en reducir su consumo energético y si la tasa de consumo petrolero

<i>Estimación</i>	<i>Fecha de avalúo</i>	<i>Demanda de petróleo de la OPEC</i>	<i>Demanda de petróleo de Arabia Saudita</i>	<i>Año en que se alcanza la demanda</i>
CIA	Abril 77	47-51	19-23	1988
Petroleum Industry Research Foundation	Mayo 78	51.7	23	1990
		43.3	17	1990
		39.8	13	1990
Standard of Indiana	Agosto 78	38.0	12.5	1985
		41.0	15.0	2000
Exxon	Agosto 78	— —	17.1	1990
Texaco	Diciembre 78	— —	18	1990
Aramco	Junio 78	— —	14.0	1985
Workshop on Alternative Strategies at the Massachusetts Institute of Technology	1977	— —	20.0	1990
Congressional Research Service	Noviembre 77	— —	16.5	1985
			20.0	1990

continuaba creciendo, nosotros creemos que muy pronto veremos una escasez de petróleo comparada con la demanda. Esta escasez será "grande". Porque muchas variables influyen en la predicción de volúmenes precisos de oferta y demanda, el ministro saudita rehusó especificar una fecha para que tal escasez se produjera, pero recalcó que "cada experto en energía petrolera sabe que la cantidad de petróleo que nosotros tenemos hoy en el mundo es insuficiente para satisfacer la demanda mundial por energía a las tasas de consumo actuales y las que habrán de darse en el futuro".

La oferta petrolera de otros países

Salvo Arabia Saudita, los demás países del Medio Oriente no esperan incrementar su capacidad productora de modo significativo en la próxima década. Un factor crítico tomado en consideración para llegar a esta conclusión es el de que para 1990 todos los países petroleros del Medio Oriente excepto Kuwait, Abu Dhabi y Arabia Saudita, alcanzarán, según esperan los expertos, una tasa de correlación entre reservas y producción de 15 a 1 para las reservas conocidas, relación muy cercana a la tasa de producción máxima, dada una cantidad de reservas en un país. Esta correlación o relación es una guía para estimar cuándo la capacidad de producción máxima sostenible empezará a declinar, concepto que no debe confundirse con el

de producción máxima sostenible (production plateau). Un país puede sostener su "production plateau" sólo en la medida en que puede mantener su relación reserva/producción en 15 a 1. Cuando esta relación es alcanzada, la producción generalmente empieza a declinar. En este sentido, para 1990 la producción de todos los países del Medio Oriente, salvo los tres mencionados, empezará a declinar. A los niveles de producción anticipados, previos a las crisis iraní, la producción "pico" de las reservas conocidas habría declinado en Irán para 1985 y en Irak para 1988. Las últimas proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos son las siguientes:

	<i>Producción de Arabia Saudita</i>	<i>OPEC incluyendo Arabia Saudita</i>	<i>Producción mundial (mundo libre)</i>	<i>Demanda del mundo libre</i>
1985	10-12	37-39	61-65	58.3-65.5
1990	12-17	37-43	62-71	61.0-82.1

La infusión de producción creciente en los dos más prominentes nuevos productores de petróleo, México y Gran Bretaña, será de gran ayuda pero probablemente insuficiente para impedir la prevista escasez petrolera.

Una producción significativa de los yacimientos por descubrirse es improbable antes de 1985, debido al tiempo requerido para desarrollar o explotar las reservas descubiertas. Por ejemplo, México, con descubrimientos iniciales en 1972, se espera produzca 2.2 mbd en 1980, tan sólo 1.7 mbd arriba del nivel de producción de 1971, fijado en .5 mbd.

La producción en el Mar del Norte, actualmente de casi 1.7 mbd debe alcanzar su pico en 1986 a un optimista nivel de 4.0 mbd y declinar a 3.7 mbd para 1990.

La producción mexicana, actualmente de 1.5 mbd, podría crecer con mucho hasta 4.5 mbd para 1985 aunque lo más probable es que para ese año produzca 3.5 mbd.

A menos que el crecimiento de la demanda se suavice en el interior, para 1990 la capacidad física de producción de petróleo podría resultar en una insuficiente oferta para satisfacer la demanda a los precios actuales. Precios más altos o estrictas políticas de consumo por parte de los países consumidores, parecen ser requeridos para racionar la limitada oferta. Las naciones consumidoras podrían comenzar una fiera batalla económica y política por conseguir la escasa oferta, volviendo tirantes las relaciones entre los aliados de occidente y entre países ricos y pobres.

La economía mundial podía tomar el rumbo de una nueva recesión, con implicaciones adversas al nivel de vida de los habitantes de todo el mundo.

APÉNDICE A

Antecedentes técnicos

Las dificultades técnicas han estado fundamentalmente concentradas en el asunto de las presiones de los depósitos y en los niveles apropiados de producción. Para comprender los importantes elementos envueltos en el debate técnico, se requiere una comprensión general de la producción en los campos petroleros. Aunque no todos los campos petroleros son iguales, los principios aplicables a Ghawar pueden ser generalizados en lo principal a los otros campos petroleros de Arabia Saudita.

En Ghawar, el petróleo y el gas estaban mezclados en solución bajo inmensas presiones de 3 200 libras por pulgada cuadrada conforme avanzaba la producción; la presión fue disminuyendo hasta que empezó a acercarse el "bubble point", un nivel de presión en el cual el gas y el petróleo empiezan a separarse. Mientras se alcanza ese punto, la decreciente presión de los depósitos es el mecanismo primario para sacar el gas y el petróleo a la superficie; una baja de presión, más allá del límite permisible, podría redundar en la pérdida de petróleo; este petróleo que de otra manera sería producible, se queda en los depósitos y prácticamente ya no puede económicamente ser recuperado.

Para evitar que la presión baje de los niveles deseados, se le inyecta a los depósitos agua salada o fresca para que artificialmente reponga el petróleo ya extraído. La ingeniería pretende llenar el vacío dejado por la explotación del petróleo, con adecuadas inyecciones de agua; en Ghawar es necesario inyectar al menos 1.5 barriles de agua por cada barril adicional de petróleo producido. Si el vacío no es llenado artificialmente la presión caerá a altos niveles de producción si el influjo de agua no es suficiente para llenar el vacío dejado por la extracción.

El nivel de presión que debe ser mantenido en los depósitos petroleros está sujeto a discusión. Algunos expertos mantienen que un campo debería ser producido al nivel del "bubble point" o por encima de él, que es en todo caso la presión a la cual el gas se separa del petróleo pero sin cambiar de sitio dentro del depósito. Desde 1973 Arabia Saudita ha establecido que el "bubble point" es el punto mínimo de presión para la producción. En ello han estado de acuerdo las compañías petroleras. Sin embargo, otros ingenieros señalaron que la presión en los depósitos puede muy bien caer por debajo de ese nivel —"bubble point"— punto justo arriba del nivel de saturación crítica del gas que es un punto de presión al cual el gas, ya separado del petróleo en el "bubble point", comienza a mudarse, a cambiar del sitio que ocupaba cuando estaba asociado al petróleo. Las compañías han usado esta teoría cuando se les discute el hecho de que ellas no

han practicado medidas para mantener la presión en los depósitos arriba del "bubble point" en todas las áreas de Ghawar. En Ghawar la presión del punto de saturación crítica del gas es aproximadamente de 115 a 165 libras por pulgada, un promedio más bajo que el del "bubble point", aun cuando en algunas áreas del campo podría haber presiones por la saturación crítica del gas sustancialmente mayores a ese promedio. La mayoría de los expertos creen que en campos como el de Ghawar, caben medidas prudentes en el manejo de los depósitos, lo que indica que los niveles de presión deben mantenerse arriba del punto de saturación crítica del gas, como máximo. Sin embargo, otros técnicos señalan que debido a la enorme distancia entre el punto donde se inyecta el agua y el punto donde se requiere mantener la presión (pasa de 6 millas en algunas partes de Ghawar) es muy riesgoso planear producir esos campos a niveles de presión cercanos al punto de saturación crítica del gas, ya que las presiones no pueden ser mantenidas en la práctica a lo largo de todo el yacimiento.

La filtración de agua salada es un fenómeno esperado en los campos petroleros ya maduros. La formación de agua salada se asienta primero en las orillas de los campos petroleros, juntándose con el agua salada de inyección artificial necesaria para mantener la presión, avanzando hacia los pozos bajo explotación en la medida en que el petróleo es producido. Eventualmente estas aguas extremadamente saladas, se mezclan con el petróleo y son producidos junto con él. Para evitar el daño que producirían en las refinerías y otros equipos esos crudos con un contenido mayor a 10 partes por millón de sólidos, los pozos así contaminados son confinados, en algunos casos hasta que hayan sido reparados o en otros hasta que les haya sido aplicado el equipo desalinizador adecuado. A corto plazo el cierre de esos pozos limita la capacidad de producción durante el tiempo en que se realizan los trabajos de corrección o desalinización. La controversia sobre la filtración de agua salada se refiere no tanto al fenómeno en sí como en cuanto al tiempo en que se produce. Cuando se da el fenómeno antes de lo previsto en los modelos de depósitos de las compañías, ello se considera de algún modo como una evidencia de que los pozos están sobreexplotados. Una salinización prematura ha sido también citado por ingenieros de una compañía como una evidencia de que las reservas "posibles" estimadas para Ghawar son optimistas.

APÉNDICE B

Bases o antecedentes históricos de las dificultades técnicas Periodo previo al embargo petrolero de 1973

Las inquietudes de Arabia Saudita respecto a las condiciones de sus yaci-

mientos petroleros, data de épocas anteriores al embargo petrolero árabe de octubre de 1973. Durante ese periodo la ARAMCO fue incapaz de cumplir con el programa de inyección de agua para mantener la presión. La insuficiencia creó caídas de presión en Ghawar, lo que a juicio del Gobierno habría eventualmente lesionado la prevista capacidad de recuperación final de esos campos. Preocupado por proteger sus yacimientos, el Gobierno de Arabia Saudita al menos desde 1973 ha impuesto reglas sobre los métodos y niveles permisibles de producción.

A comienzos de los años 70 la producción de la ARAMCO creció vertiginosamente pasando de 3.2 mbd en enero de 1970, a 8.3 mbd en septiembre de 1973. En ningún otro país la producción creció tanto y tan rápidamente. Inicialmente, la ARAMCO logró esto con mínimo costo y esfuerzo. Sin embargo, acercándose 1973, fue sometida a intensas presiones para que acelerara su capacidad y su producción, pero tuvo dificultades para equiparar los incrementos de capacidad con los de demanda. Entre agosto y diciembre de 1972 las compañías subieron sus predicciones de demanda esperada para 1973 de petróleo producido por la ARAMCO más del 10%, de 7.145 mbd a 7.878 mbd.

Al mismo tiempo entre 1972 y 1973 la ARAMCO expandió rápidamente su capacidad; su más grande yacimiento, Ghawar, estaba alcanzando su nivel de presión al cual había planeado empezar a inyectarle presión artificial: el "bubble point". Las operaciones efectuadas para inyectar presión artificial necesaria para estabilizar la presión arriba del "bubble point" mientras se incrementaba la producción, se retrasaron en relación al programa calendario. Hubo dilaciones en su terminación; además, problemas de inicio y dificultades para encontrar fuentes adecuadas de agua, afectando adversamente su pronta realización.

A pesar de esas dificultades con el proyecto de inyección de agua la producción de Ghawar creció rápidamente, lo que fue posible en parte por la apertura de nuevos pozos. La producción en los nuevos pozos sustituyó y rebasó la baja de producción en los pozos existentes, resultado de la disminución de presión en los depósitos. Para marzo de 1973, se había perdido 0.8 mbd de capacidad por baja de presión. Para julio de 1973, los nuevos incrementos en la capacidad de producción de los campos de Uthmaniyah empezaron a estrecharse e inclusive llegaron a no permitir los niveles de producción previstos, también por baja de presión en los depósitos. Así, los incrementos de producción no respaldados por una adecuada inyección de agua que permitiera mantener la presión de los depósitos, terminó provocando una rápida caída en los niveles.

El plan de ARAMCO en los comienzos de 1972 fue incrementar gradualmente el nivel de inyección de agua en el norte de Ghawar de 1.8 mbd

de agua a 8.1 mbd de agua terminado el año 1974, considerándola una cantidad adecuada para respaldar incrementos de producción de petróleo por aproximadamente 5.4 mbd. Sin embargo, en el tercer trimestre de 1973 la ARAMCO estaba produciendo 4.2 mbd de petróleo y sólo inyectaba 2.6 mbd de agua.

El fracaso de los esfuerzos realizados para mantener la presión en los depósitos de Ghawar se originó en diversas causas. Había escasez de agua salada de los acuíferos, fluido escogido en Arabia Saudita para inyectar presión. La perforación de pozos para inyectar el agua tenía problemas. Así también, las prevenciones sobre contaminación de arena y corrosivos, estaban atrasados. Los equipos de bombeo para la inyección del agua no fueron puestos en operación como estaba previsto.

El gran incremento de producción de ARAMCO entre mayo de 1972 (5.4 mbd) y septiembre de 1973 (8.7 mbd), estaba reunido principalmente en dos grandes campos petroleros de Arabia Saudita, Berri y Ghawar. Pero en ambos campos los planes de inyección de agua de ARAMCO estuvieron retrasados. La producción en Berri, en el verano de 1972, saltó de 300 a 600 miles de barriles diarios y la inyección de agua sólo se volvió importante hasta el verano de 1973. Pese a incrementos en la inyección de agua, las presiones en los depósitos de Berri declinaron a comienzos de 1974. En el área Shedgun de Ghawar, la producción petrolera pasó a finales de 1972 de 1.1 mbd a 1.2 mbd mientras que niveles adecuados de inyección de agua no fueron alcanzados sino hasta comienzos de 1974, momento en que las presiones comenzaron a estabilizarse. La producción en Ain Dair se incrementó de 0.75 a 1.0 mbd en el último trimestre de 1972 mientras que adecuadas inyecciones de agua sólo se dieron en el último trimestre de 1973. La producción en los campos del norte de Uthmaniyah crecieron más dramáticamente aún, pasando de 0.5 a 1.9 mbd en los primeros seis meses de 1973. Las tasas de inyección no alcanzaron el ritmo de producción sino hasta el segundo trimestre de 1974, cuando las presiones comenzaron a estabilizarse. Berri y Ghawar aportaron más de 5.2 mbd de la producción total de 8.3 mbd lograda por ARAMCO en septiembre de 1973.

Muchos expertos creen que la producción por debajo del punto de saturación crítica del gas, causará daños en la recuperación final del petróleo. De acuerdo con esta teoría, las tasas de producción de septiembre de 1973, en las áreas de Shedgun y Uthmaniyah, de Ghawar, que promediaron 3.2 mbd en el último trimestre de 1973, estuvieron cerca de dañar los depósitos petroleros. A pesar del plan de ARAMCO de producir siempre en todos los campos petroleros al "bubble point" o encima de él, grandes áreas petroleras estaban produciendo debajo de ese nivel para el 10 de octubre de 1978. Las presiones han caído incluso a tasas de 10

psi mensuales en algunas áreas. En Shedgun y Uthmaniyah hay áreas que estaban produciendo debajo o cerca del punto de saturación crítica de gas.

El incremento en la producción originó preocupaciones en el Gobierno Saudita. En abril de 1973, la ARAMCO advirtió que estaba creciendo entre los ministros sauditas el sentimiento de que era necesario limitar la producción, algunos "porque sentían que se estaba desperdiciando la riqueza nacional" y otros "porque decían que ello estaba sirviendo a los Estados Unidos para continuar su actual política de respaldo a un Estado enemigo", ARAMCO fue urgida a que si deseaba alcanzar un eventual nivel de producción de 20 mbd, "para evitar críticas de que se estaba derrochando la riqueza nacional y dañando los depósitos petroleros, sería absolutamente esencial tener un gigantesco programa de exploraciones". El ministerio del ramo denunció que los yacimientos de Abqaiq estaban siendo sobre producidos, cargo que la ARAMCO negó vigorosamente.

En julio de 1973, el gobierno reiteró su preocupación por los niveles de producción en los campos de Abqaiq y urgió a la ARAMCO a que incrementara la producción de pesados y medianos y redujera la de los livianos. Para lograrlo la ARAMCO fue instada a que iniciara la instalación de capacidad productora en los campos que no estaban produciendo para obtener una producción de los diferentes tipos de petróleo crudo más de acuerdo a las reservas existentes. Era el prelude de las actuales normas que limitan la producción de crudos livianos a un máximo del 65% del total de exportaciones de crudos. Un funcionario saudita también expresó que la producción actual de 8.5 mbd reactivaría o enardecería las tendencias conservacionistas en las altas esferas sauditas.

Una combinación de incentivos comerciales parecería dictar que los campos productores de crudos livianos deben ser al presente desarrollados y producidos junto con otros campos que serían explotados posteriormente.

Primero porque las compañías podrían incrementar la producción de livianos, a bajo costo. Segundo, las refinerías estaban diseñadas para procesar primariamente crudos livianos y costosos ajustes tendrían que ser hechos a los mismos para procesar crudos pesados y medianos.

En el verano de 1973 un estudio cuestionó la viabilidad de incrementar la producción en los campos de Abqaiq más allá de su producción actual de 800 mil barriles diarios. Como resultado, las compañías comprendieron que había serios cuestionamientos a la aprobación para que se duplicara la capacidad de Abqaiq a 1.6 mbd para el fin de 1976. Uno de los accionistas de la compañía indicó que la preocupación saudita respecto a Abqaiq era sólo la primera indicación de que el gobierno limitaría las tasas de producción en campos individualmente especificados. El asunto de esa posible limitación se volvió sensitivo debido a las condiciones en que se

desarrollaba la producción en Shedgun y Uthmaniyah. Poco después, la aprobación para el primer incremento del plan de expansión de Abqaiq fue denegada.

Aun antes del embargo de 1973 fuertes tendencias conservacionistas se hicieron evidentes en el seno del gobierno saudita. En varias ocasiones, por ejemplo en agosto de 1973, la ARAMCO fue advertida de las preocupaciones gubernamentales al respecto. Los sentimientos conservacionistas continuaron aun después de restaurada la producción, pasado el embargo. Ese sentimiento no se limitaba al comportamiento técnico de la explotación petrolera, sino que también incluía cierta aprehensión al modelo de desarrollo nacional.

ARAMCO tomó en serio la posibilidad de que la producción fuera cortada y comenzando septiembre preparó una estimación de las consecuencias que ello tendría en sus estados financieros globales. El análisis de ARAMCO se basó en tres posibles situaciones: una proyección de 7.2 mbd para 1973; una de 9.4 mbd (capacidad aproximada de exportación de crudos) y 7.8 mbd como caso intermedio paralelo del promedio esperado de producción para 1973).

El 28 de agosto de 1973, surgió un desacuerdo en relación a los incrementos de producción en Abqaiq señalándose que no se permitiría elevar la producción por encima de los niveles actuales, hasta en tanto no se terminaran estudios sobre esos campos. La inquietud se fincaba en que ningún incremento en las tasas de producción arriba de la capacidad de los depósitos, debía afectar la cantidad de petróleo que pudiera ser finalmente recuperado de los mismos.

Alguna vez en octubre de 1973, la producción de Berri fue limitada a .64 mbd, límite que fue impuesto varias veces en los años siguientes y hasta hoy en día.

Octubre 17 de 1973 a marzo 10. de 1974

El 17 de octubre de 1973, primer día del embargo petrolero, la ARAMCO empezó a cortar la producción del promedio de 8.3 en septiembre a 6.1 mbd en noviembre. El gobierno ordenó el corte de producción actuando en conjunto con los países árabes miembros de la OPEC en su esfuerzo de forzar a Israel a retirarse de los territorios ocupados. El corte de producción tuvo lugar un día después que la OPEC incrementó los precios en un 70%, de un precio para crudos ligeros de \$3 011 a \$5 119. A partir del 17 de enero de 1974, el precio se volvió a disparar llegando a \$11 651.

La producción prevista por la ARAMCO para octubre, noviembre y diciembre de 1973 fue 8.8 mbd, 9.1 mbd y 9.2 mbd, respectivamente. Al 10

de septiembre de 1973 la ARAMCO redujo sustancialmente sus expectativas de disponibilidad de petróleo respecto las cantidades planeadas para octubre y noviembre. La reducción fue causada en parte por "pérdidas inesperadas en el potencial de los pozos petroleros" de Air Dar y las áreas de Uthmaniyah en Ghawar y Berri provocadas por pérdidas de presión en los depósitos. Parece que la ARAMCO había llegado al límite de su capacidad sostenible sin alcanzar su nivel de demanda aun antes de que el embargo petrolero fuese planeado.

Muchos insisten en que la producción por debajo del nivel crítico de saturación del gas es dañina para la recuperación del petróleo. En el momento del embargo ciertas áreas de Ghawar se encontraban produciendo a ese punto o debajo de él. Las caídas de presión, se observaron aún a niveles de producción más bajos que los esperados para el último trimestre de 1973. Si la ARAMCO hubiese sido capaz de cumplir su calendario original de producción planeado para el último trimestre, más allá de los bajos niveles durante el embargo, las presiones hubiesen sido más bajas aún para el 1o. de enero de 1974, de lo que fue realmente el caso.

En el área de Shedgun, la baja de producción ocurrida en octubre no fue suficiente para estabilizar la presión en los depósitos. Las presiones que habían venido declinando en esa área antes del embargo a tasas de 10 psi mensuales continuaron declinando a tasas de 5 psi por mes, aun con el corte de producción del embargo, ya que las cantidades de agua inyectada fueron insuficientes para reemplazar el petróleo producido. Aun en Uthmaniyah donde la inyección de agua creció dramáticamente al mismo tiempo que la producción era cortada, las presiones continuaron bajando en algunas áreas del campo durante varios meses hasta que fue restituida. El 1o. de enero de 1974 tanto Shedgun como North Uthmaniyah estaban produciendo, en su mayoría, con presiones debajo del "bubble point".

En el primer trimestre de 1974, a medida que la producción de ARAMCO estaba volviendo a los niveles de septiembre de 1973,* los niveles de producción en los campos, individualmente considerados, fueron controlados muy de cerca. En febrero de 1974 los esfuerzos de las compañías concentradas en la perforación de pozos en las áreas de Berri y Ghawar fueron cuestionados, llegándose a la conclusión de que si las reservas petroleras en las áreas resultaban deterioradas posteriormente, las reducciones en la producción podrían no facilitar la conservación de los recursos petroleros nacionales.

En marzo de 1974, la producción en Abqaiq fue cortada de .95 a .8 mbd

* La producción de septiembre de 1973 fue de 8.3 mbd. Misma cantidad que desde entonces funciona como tope de producción. Debido a la crisis iraní, ese límite fue alzado temporalmente a 9.5 mbd para el primer trimestre de 1979.

para conservar los depósitos y mantener su productividad a los mejores niveles de eficiencia, por el mayor tiempo que fue posible. ARAMCO fue forzada a actuar en esa consideración con el objeto de prever daños posteriores en esos depósitos, lo que podría ocurrir en el futuro.

En esas circunstancias la ARAMCO procedió a revisar significativamente el programa de desarrollo petrolero, enfatizando el plan de desarrollo de los campos productores de crudos pesados y medianos y reduciendo el ritmo de desarrollo de los campos productores de livianos. Se dio alta prioridad al incremento de capacidad en nuevos campos. El razonamiento era de que explotando todos los campos, habría menos posibilidad de que uno en particular, como Ghawar, fuese agotado aceleradamente por elevados niveles de producción.

Mayo de 1974 a diciembre 1o. de 1976

Para abril de 1974, se advertía desde un punto de vista técnico que algunos campos petroleros no soportarían más incrementos en su capacidad de producción percibiendo que había una presión que hacía necesario observar muy de cerca esos campos para evitar daños graves que pudieran afectar adversamente la vida productiva de los depósitos y la cantidad recuperable en los mismos.

Tal conclusión estaba basada en la evidencia manifestada en varios importantes campos petroleros: los depósitos podrían no continuar siendo producidos a la capacidad prevista para ellos. Una notable baja en las presiones de los depósitos, era citado como ejemplo. Adicionalmente, había otros problemas derivados del incremento de producción, tales como un alza en la relación agua/petróleo, lo que era consecuencia del rápido desplazamiento de agua que empezaba a invadir los pozos petroleros, así como un incremento en la relación de gas/petróleo.

En base a esos resultados y sus implicaciones, era claro que los planes debían ser revisados para incluir en el desarrollo números cada vez más grandes de "monto petrolero" en varios de los campos. Al mismo tiempo los depósitos aún no explotados y los recientemente descubiertos, debían ser desarrollados dentro del marco de un calendario específico. En conexión con esto, el intervalo entre el descubrimiento de petróleo comercialmente explotable en su "monto petrolero" y el comienzo de su producción, no debía exceder un periodo de 24 a 30 meses salvo casos excepcionales.

Se sentía que era necesario empezar la preparación de tal programa y la preparación de un plan de producción comprensivo que incluyera el gran número de "mantos petroleros" para asegurar así la explotación integral y óptima de todos los depósitos.

En junio de 1974 la ARAMCO analizó la situación de los depósitos de Abqaiq, Berri y North Ghawar, y concluyó que las presiones habían caído debajo de los niveles planeados en Ghawar y que continuarían cayendo por un tiempo de seis meses a un año más (para estabilizarse en Shedgun a comienzos de 1975 y en Uthmaniyah hasta mediados de 1975). Haciendo notar que ambas zonas estaban especialmente sufriendo limitaciones de producción, la ARAMCO indicó en su análisis que todas sus prácticas de explotación eran consistentes con el afán de maximizar la recuperación final del petróleo.

Las restricciones más significativas fueron mantenidas. El límite de .8 mbd impuesto al campo de Abqaiq se ha mantenido hasta el presente, salvo por un breve periodo a comienzos de 1977 durante el alza de precios dispuesta por la OPEP.

El desenvolvimiento de los campos de Berri ha sido observado cuidadosamente. El tope de producción de .65 mbd se volvió permanentemente a partir del 10. de agosto de 1976, como medida de protección a los depósitos, aunque se aflojó un poco cuando se dio el alza de precios de la OPEC. Los límites o topes de producción, así como la aplicación de normas para mantener la presión en los depósitos, reflejan inquietudes técnicas. Se temía que altas tasas de producción podrían dañar la recuperación final en los campos de Berri.

Límites de producción en las áreas individuales de Ghawar fueron impuestos en 1975 y 1976 para procurar la restauración de los niveles de presión en la zona norte y para evitar la caída de presión en la zona sur. Los campos de Shedgun continuaron siendo un foco de atención principal con una restricción en su producción a 1.2 mbd. Límite que ARAMCO deseaba colocar al nivel de la capacidad física de producción ubicado en 1.435 mbd, y lo que logró temporalmente en junio de 1976. Para julio de 1976 el límite de producción alcanzó un nivel intermedio de 1.32 mbd sostenido hasta el final del año.

En otras áreas de Ghawar, se impusieron límites de producción como resultado de problemas con la inyección de agua. Durante 1975, algunas áreas del sur de Ghawar fueron restringidas a niveles de producción por debajo de la plena capacidad física mientras se evaluaba el comportamiento del acuífero usado para la inyección de agua. En diciembre de 1975 la ARAMCO estaba insegura de la fecha en que se lograría una producción restringida de .4 mbd, debido a que había problemas con los sistemas de inyección de agua.

Dificultades en el suministro del agua continuaron causando serios problemas en los campos de Uthmaniyah. Para destinar el agua fresca a actividades agrícolas, el gobierno ha restringido el tipo de agua disponible

para tareas de mantenimiento de las presiones en los depósitos a aquellos de una salinidad mayor de 4 000 partes por millón de sólidos. Al bajar la oferta de este tipo de agua salada, la ARAMCO se vio impedida de lograr sus metas de inyección. Como resultado de ello la ARAMCO notificó a sus socios en enero de 1976, que la cantidad de crudos livianos que podría esperarse para 1976 sería de sólo 6.5 mbd, nivel por debajo de los 7.0 mbd que habían pronosticado. La causa era el problema de inyección de agua en Uthmaniyah. La ARAMCO creyó también que ese sería el promedio de producción (6.5 mbd) hasta tanto empezara a funcionar el sistema de inyección de agua marina a mediados de 1978. Ese nivel sigue siendo hasta hoy el promedio de producción (diciembre de 1978).

Por lo menos en tres ocasiones durante 1975 y 1977 el gobierno reenfatizó su propósito de tener bajo desarrollo tantos campos petroleros como fuese posible. De acuerdo con ello la ARAMCO tuvo que tomar en consideración que la producción podría bajar si fuese necesario en los campos altamente desarrollados y más viejos (Abqaiq, Air Dar, Berri, Shedgun y Uthmaniyah) y en contraparte expandir los planes de producción petrolera en campos remotos, no explotados aún. A comienzos de 1976, el gobierno reiteró su deseo de que se procediera con el desarrollo de nuevas y remotas áreas petroleras cuyos depósitos no habían sido explotados o sólo escasamente explotados, de manera que todos ellos pudieran estar integrados a la producción para 1980-1981. La ARAMCO fue advertida de que debía moverse hacia un mejor equilibrio entre las tasas de producción y las reservas existentes de distintos tipos de crudos. En febrero de 1977 se encontró que el plan de la ARAMCO para 16.1 mbd de petróleo crudo, no estaba suficientemente evaluado desde el punto de vista de los aspectos técnicos, referidos a los depósitos de gas y petróleo y las tasas óptimas de producción, como para garantizar una explotación racional máxima de las reservas petroleras. Por lo tanto la política gubernamental ya referida fue reafirmada en abril de 1977.

APÉNDICE C

Costos de expansión y mantenimiento de las facilidades físicas de producción

Una segunda inquietud evidenciada en la decisión de fijar como límite final de producción la cantidad de 12 mbd, es la del impacto de los incrementos de costos para mantener los niveles existentes en la capacidad productiva así como en la construcción de nuevas instalaciones para ampliar esa capacidad. Los costos se habían disparado dramáticamente desde los

tiempos (comienzos de los 70) cuando para ampliar la capacidad sólo era necesario abrir nuevos pozos y conectarlos al oleoducto. Como el gobierno asumió el papel de propietario de los bienes de producción, también era responsable de las inversiones de capital para mantener y/o expandir la capacidad de esos bienes de producción.

El incremento de los costos no es tan grande si se juzga con los estándares de la industria petrolera. Por ejemplo en 1977, los costos anticipados para expandir la capacidad física de producción de 11 mbd a 16 mbd estaban calculados en aproximadamente 11.4 miles de millones de dólares actuales o \$2 280 por barril de capacidad. En los mares del norte (Gran Bretaña) el costo para instalar nueva capacidad será del orden de los \$7 000 a \$10 000 por barril de capacidad (tres a cuatro veces mayor). Sin embargo, los costos absolutos de mantenimiento y expansión de la capacidad deben ser evaluados en relación a los usos alternativos que el gobierno puede darle a esos fondos de capital. En este contexto, los ingresos actuales del petróleo deben ser usados e invertidos para cuando los ingresos petroleros declinen. La inversión alternativa de ampliar la capacidad es entonces la inversión en otros sectores productivos capaces de generar ingresos al gobierno saudita una vez que el petróleo se haya agotado.

El costo absoluto del mantenimiento y expansión de la capacidad productiva del petróleo debe ser también evaluado en función de las expectativas de vida de esas instalaciones. A mayor incremento de la capacidad, el lapso de tiempo al cual esa capacidad es usable tiende a ser significativamente menor. A una capacidad de 16 mbd, el equipo existente tendría que ser "desechado" después de cinco años, a medida que los campos individuales alcancen su agotamiento y reinstalarlos en otros campos implique altos costos, justamente sólo para mantener la capacidad de 16 mbd. El gobierno saudita ha reiterado en varias ocasiones que no tiene interés en instalar nueva capacidad que sería prematuramente desechada cinco años después. Esta fue la principal razón que respaldó la decisión gubernamental de imponer la regla del autofinanciamiento a las compañías petroleras.

Costos de mantenimiento de la capacidad de producción de crudos

A medida que las operaciones de producción alcanzan niveles elevados de desarrollo, su complejidad y sus costos se incrementan dramáticamente. Inicialmente cuando la ARAMCO empezó las operaciones en sus primeros campos petroleros, los incrementos de producción no generaban complicaciones ni costos elevados. Pero cuando empezaron a declinar las presiones y éstas bajaron del "bubble point" se empezó a requerir equipo de mantenimiento.

Hay dos aspectos asociados al asunto del mantenimiento de las presiones en los depósitos. Primero, en la medida que más campos van alcanzando estadios elevados de producción mayores son los volúmenes de equipo necesario para mantenimiento de la presión y mantener así la capacidad de producción; segundo, debido a la baja disponibilidad de agua salada en los acuíferos, la ARAMCO se ha visto obligada a sustituirlo por agua marina, como recurso para el mantenimiento de la presión. Ambos factores elevaron significativamente el costo asociado a las operaciones de mantenimiento de las presiones en los depósitos.

El proyecto para usar agua marina para inyección es un proyecto complejo y costoso en su implementación. El agua de los montos acuíferos puede ser inyectada directamente en los depósitos petroleros sin necesidad de tratamiento previo. El agua marina es inyectada mediante filtros para eliminar las partículas nocivas. El costo excesivo de construcción de equipos de filtración y los de su operación, han elevado los costos de las actividades de mantenimiento de la presión.

El costo de las instalaciones para inyección de agua requerida para respaldar la capacidad existente es aproximadamente de 1.5 miles de millones o \$280 por b/d de la capacidad existente de petróleo, haciendo el costo, por barril de capacidad, del proyecto de inyección, casi equivalente al costo de instalar toda la capacidad original de producción de petróleo crudo.

A medida que el campo envejece, el petróleo producido incluye cantidades crecientes de agua salada. Por ser corrosiva, ésta debe ser removida y evitarse así los daños a las refinerías y otros equipos. En Arabia Saudita, el agua subterránea que es producida asociada con el petróleo en los estadios superiores de producción, es extremadamente salina. Así, por pequeñas que sean las cantidades de agua salada, vuelven el petróleo crudo muy contaminado como para exportarse. En algunos casos el corrosivo del agua salada puede ser eliminado taladrando o barrenando nuevamente el pozo. En algunos campos petroleros sauditas, como Ghawar, la salinización actual se debe al desplazamiento del agua de la periferia. Sólo la instalación de equipo de desalinización, que es un procedimiento normal en ciertos estadios del desarrollo del campo, puede evitar el cierre del pozo para luego reiniciar su producción. El costo del equipo requerido para desalinizar y mantener la capacidad de 9.2 mbd es de \$1.5 mm, o \$165 por b/d de capacidad.

Costos de expansión de la capacidad de producción

Tomando como referencia el año de 1977, la capacidad física instalada

para producir 11.1 mbd significó una inversión en construcción y mantenimiento, de \$5.0 mm o \$455 por b/d de capacidad.

Si la ARAMCO quisiera incrementar la capacidad física a 16 mbd, necesitaría hacer una inversión adicional de \$11.4 mm o \$2 280 por barril de capacidad, lo que es un incremento sustancial en el costo promedio de la nueva capacidad. Esta cifra es tan sólo un promedio; los costos para algunos campos llegan a ser tan altos como decir \$3 000 por barril de capacidad. En los años cincuentas y sesentas, los dueños de las compañías construyeron refinerías diseñadas para procesar crudos livianos. Si éstas tuvieran que procesar otro tipo de crudos, sin costosas modificaciones, se verían forzados a operar a bajos niveles y producirían una menor variedad de productos refinados. Los crudos livianos se encuentran predominantemente en los grandes yacimientos de Abqaiq y Ghawar. Históricamente, esos campos con las cantidades de sus depósitos y su favorable ubicación central, podrían haberse expandido a muy bajos costos y con una mínima inversión inicial. En el pasado, las compañías dueñas de la ARAMCO habían pedido producir los campos de crudos livianos y extralivianos a las más altas tasas posibles debido a los incentivos comerciales de tales calidades.

Los incrementos de capacidad en la mayoría de los casos se encuentran en los campos de crudo medianos y pesados. Debido a que esos campos son pequeños en relación a los grandes productores de livianos, y además están localizados en áreas remotas, su costo de explotación será sustancialmente mayor.

APÉNDICE D

Tipos de crudos producidos en Arabia Saudita

Los campos petroleros sauditas producen cuatro tipos o líneas de crudos. Esas líneas representan varios grados en las "gravidades" del petróleo crudo como medidas de la viscosidad del petróleo. A mayor "gravidad" mayor valor para el refinador, porque contiene altos porcentajes de productos derivables como la gasolina, sin necesidad de costosos equipos adicionales de refinación.

En Arabia Saudita, el crudo dominante es el liviano, que constituye el 49% de las reservas petroleras. Se halla principalmente en Ghawar, el campo más grande del mundo, con aproximadamente el 10% de las reservas mundiales, y también en los campos de Abqaiq.

Los crudos pesados constituyen aproximadamente el 22% de las reservas Safaniya, el tercero más grande de los campos petroleros del mundo,

tiene la mayor porción de las reservas de crudos pesados en Arabia Saudita.

Los crudos medianos constituyen aproximadamente el 22% de las reservas y se localizan en varios campos, de los cuales los más importantes son Marjan y Zuluf y el de Kurais. Los crudos de mayor gravedad son los extralivianos y se encuentran principalmente en dos campos, Berri y Shaybah. Los extralivianos constituyen sólo el 7% de las reservas petroleras sauditas.