

¿Por qué bajó la producción de petróleo?

La producción de petróleo de 1999 fue de 127.412 m³/día lo que representó una caída del 5,4% con respecto al año 1998 que fue de 134.652 m³/día. Mientras tanto, la producción de gas natural —que viene teniendo un crecimiento sostenido— en 1999 fue de 116.213 m³/día lo que representó un aumento del 9,8% con respecto al año anterior (105.851.000 m³/día).

A la luz de estos indicadores, la redacción de *Petrotecnia* consultó a distintas fuentes para tener un panorama más preciso del comportamiento de los mismos y de las perspectivas que se presentarán en los próximos años. Reflexionan: Daniel Montamat, secretario de Energía; Osvaldo Calcagno, consultor y Saúl Ziporovich, consultor.

¿Por qué cayó la producción de petróleo en la Argentina?

Por Daniel Montamat,
secretario de Energía de la Nación

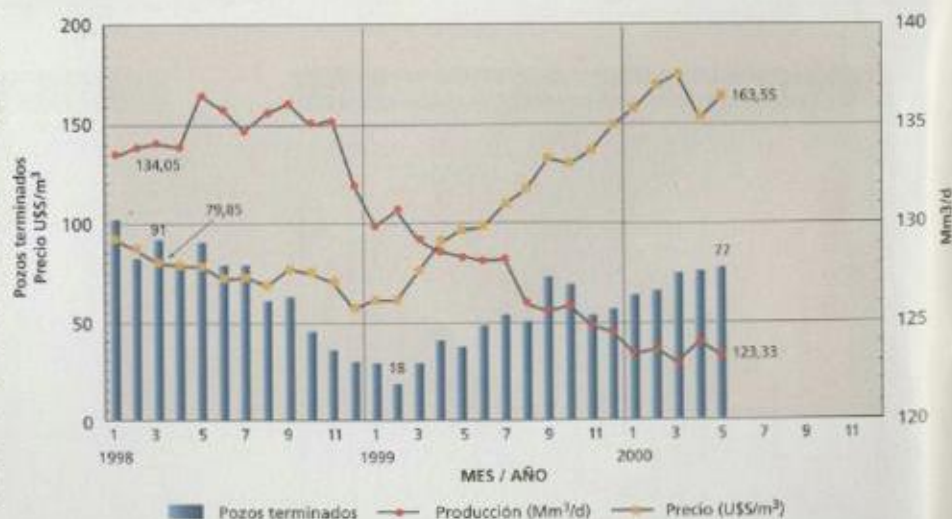


Para evaluar el comportamiento de la producción de petróleo en la Argentina durante el último tiempo es necesario repasar lo acontecido con los precios del petróleo en el mercado internacional. Ello obedece a que en nuestro país la industria de los hidrocarburos está desregulada y existen precios libres. Los precios del petróleo están alineados con los del mercado internacional, por lo que sus variaciones se reflejan en el mercado doméstico. Así, cuando el precio internacional del crudo aumenta, sube también el local. In-

versamente, cuando baja, el precio del crudo en el mercado interno se reduce. Cualquiera sea el caso, un cambio de tendencia en los precios genera, entre otros efectos, un reacomodamiento de la actividad perforatoria, afectando consecuentemente el nivel de producción.

Si nos remitimos a principios de 1998 (ver gráfico 1), el precio (promedio) del crudo nacional era de 91,91 U\$S/m³ y el nivel de perforación superaba ligeramente los 100 pozos mensuales, permitiendo una producción de 133,44 Mm³/día. Un año más tarde, el precio del metro cúbico del crudo nacional, en sintonía con los valores en el mercado internacional, se cotizaba en torno a los 60 dólares. La actividad perforatoria registraba también una fuerte caída, que llegó en febrero del '99 a un piso de sólo 18 pozos terminados. Pero la producción de ese segundo mes, 130,63 Mm³/día, si bien era menor que un año antes, no estaba en el nivel que podría esperarse con una actividad de

Gráfico 1. Pozos terminados, producción media diaria y precio del crudo nacional. Período 1998/2000



¿La producción de petróleo del 98 en el 2000?

Por Osvaldo Calcagno, consultor

perforación tan reducida. Resulta claro que los bajos precios del petróleo durante el período desalentaron las inversiones en nuevos pozos de desarrollo, así como en la reparación de los pozos existentes, y que los efectos no se evidenciaron inmediatamente en los niveles de producción debido a la inercia inherente a la naturaleza de los pozos, pero sí lo hicieron con el correr de los meses.

El segundo mes de 1999 marca un punto de inflexión en la curva de precios, comenzando desde entonces un crecimiento sostenido que llevó los valores del crudo local hasta el máximo registrado en marzo de este año, que fue de 175,1 US\$/m³. Desde marzo de 1999 empezó también a crecer la actividad perforatoria, pero con una intensidad que resultó insuficiente como para compensar la caída de producción verificada, produciéndose en este caso un efecto de retardo debido a los tiempos que involucran la puesta en producción de cada pozo, por lo que la tendencia decreciente se sostuvo hasta enero de 2000. A partir de ese mes puede decirse que la producción prácticamente se estabiliza, oscilando en valores levemente superiores a 123 Mm³/día, registrándose durante mayo, con un precio promedio del crudo nacional de 163,56 US\$/m³ y 77 pozos terminados, una producción de 123,33 Mm³/día.

Un escenario internacional de precios de petróleo elevados, aun con una expectativa de aumento de producción propuesto recientemente por Arabia Saudita, de 500.000 barriles diarios que, de concretarse, podría hacer que los precios se mantuvieran dentro de una banda de 22 a 28 US\$/b; inversiones en desarrollo de yacimientos programadas por las compañías para el 2000 por 1567 millones de dólares (un monto que supera los US\$ 970 millones invertidos el último año y los US\$ 1537 millones de 1998); y el hecho de que el parque de equipos perforadores esté trabajando casi a pleno, hacen prever que hacia fines del corriente año volvamos a tener un nivel de perforación próximo a los 100 pozos mensuales, con un nivel de producción similar al del promedio del año 1999, esto es de 127-128 Mm³/día.

El Dr. Ricardo Gruneisen no se cansaba de repetir que el aumento de la actividad de perforación era la llave para obtener aumentos de la producción nacional de petróleo, para alcanzar primero el autoabastecimiento y después obtener saldos exportables. Y tenía razón, ya que aquellos eran tiempos en que casi toda la producción de petróleo era primaria.

Posiblemente, Don Ricardo nunca esperó ver a su país orillar los 50 millones de m³/año de producción con más de 100 millones de m³/día de gas "de regalo". Hace 25 años la Argentina producía 23 millones m³/año de petróleo y 28 millones de m³/día de gas. Entonces se construía el gasoducto Norte y comenzaba la importación de gas boliviano; había aparecido Caimancito en el Norte; Padula señalaba que no todo era estructural en Neuquén; ni soñar con Loma La Lata; aparecía Puesto Hernández; también Puesto Rojas, con Pedro Lesta muy contento; se había rastreado bastante en la Cuenca San Jorge, pero Amoco e YPF seguían perforando y la Cuenca globalmente seguía produciendo más y más; ¿y el Sur?... Otro mundo, por donde había pasado la Tennessee y allá estaba YPF. Tiempos de un solo dueño, de precios oficiales donde YPF siempre perdía, de los contratos de producción con cláusula de reajuste.

Llegamos así a la revolución del 90 (la de 1990, la petrolera) y son estos últimos años los que interesan. La estancia se divide en parcelas de distintos dueños, se liberan los precios y el comercio del petróleo. Cada dueño cuida su quinta (y sus quintitas) y está en cada uno de ellos ganar o perder. Y vender el crudo, a presente o a futuro, y cuidar costos; ¿qué era *benchmarking* hace unos años? Se puede vender a La Plata o a las Islas Kuriles; se sigue por los diarios o por Internet el precio del WTI (o Brent); se piensa antes de vender ¿con o sin seguro de precio? La industria se estabiliza en unos pocos años bajo reglas de juego distintas.

Dígame que 1995 representa el comienzo de la última etapa, la de hoy. Reconoz-



camos también que no todo está hecho y que falta pasar las pinceladas finas, que ya se darán. Por otra parte, el paso del tiempo dio a los operadores herramientas nuevas en el campo para explorar, desarrollar y producir, y en el escritorio para analizar. Hoy hay sísmica 2D y 3D, pozos verticales y horizontales; se perfora me-

jor, como dijo Joseph Zaba en su artículo de despedida "ya se reemplazarán mis AIB sobre los que tanto he trabajado"; se produce un 35% del petróleo por recuperación secundaria y otros 4,2 millones de m³ del total son condensados; se mide lo producido con LACTs que rechazan el petróleo fuera de especificación.

¿Por qué bajó la producción argentina? La producción de petróleo, solamente la de líquidos porque la de gas sigue en aumento. La respuesta es obvia: como efecto directo de la decisión de los operadores de restringir sus inversiones ante el derrumbe de los precios internacionales de petróleo en 1998. Las inversiones en perforación y las aplicadas a la exploración como se nota por el número de pozos perforados, utilizando ese parámetro como indicador. Con el gas no pasó nada porque su precio local se mantuvo, recién ahora se va a regionalizar y ya veremos dónde va a estar el centro fijador de su nivel. No es el tema central bajo análisis.

Todo lo anterior es simplemente narrativo sin analizar si la producción de crudo bajó lo que era dable esperar, si los niveles de extracción son recuperables y si aparece alguna conclusión útil para el futuro, para cuando la situación se repita.

En la tabla se resumen algunos elementos básicos para este análisis en el período 1995-1999. En el gráfico 2, para el período agosto de 1996 a marzo de 2000, se muestra la evolución mensual de producción primaria y secundaria, la del precio WTI de petróleo, y la del total de pozos perforados, indicándose separadamente el número de pozos exploratorios.

De la tabla se puede señalar, en cuanto a la variación de la producción de 1999 con respecto a la de 1998:

Resumen de la actividad upstream. Quinquenio 1995-1999

	1995	1996	1997	1998	1999	2000 (4m)
PRODUCCIÓN						
Producción de petróleo total, miles de m ³	41.944	45.576	48.403	49.148	46.500	14.953
Producción de petróleo primaria, miles de m ³	30.338	30.188	29.227	29.403	25.860	8.235
Producción de condensados, miles de m ³ (est.)	3.044	3.456	3.707	3.863	4.242	1.336
Producción de petróleo secundaria, miles de m ³	8.462	11.932	15.313	15.882	16.398	5.352
Producción de gas natural, millones de m ³	30.441	34.560	37.074	38.630	42.419	13.664

POZOS EN PRODUCCIÓN						
Pozos en producción efectiva petróleo, Diciembre	12.537	13.283	14.004	14.027		
Pozos inyectores de agua, Diciembre	2.150	2.831	3.145	3.477		
Pozos en producción efectiva de gas, Diciembre	630	697	679	755		

PERFORACIÓN						
Equipos de perforación activos, Diciembre	75	60	60	28	40	51 (marzo 2000)
Total pozos perforados, número	1.742	1.588	1.265	907	538	275
Metraje total perforado, miles de metros	3.162	2.722	2.047	1.614	1.061	531
Pozos exploratorios, número	161	105	86	75	33	16
Pozos avanzados, número	161	144	110	101	44	31
Pozos en desarrollo, número	1.420	1.339	1.069	736	461	228
Pozos terminados petrolíferos, número	1.297	1.413	1.112	787	428	224
Pozos terminados gasíferos, número	74	55	38	54	66	27

PRECIOS DE CRUDO ARGENTINO						
Enero, promedio, US\$/bbl	15,17	16,44	23,00	14,61	9,64	24,98 (enero 2000)
Julio, promedio, US\$/bbl	15,58	19,17	17,24	11,54	17,29	24,37 (abril 2000)

Fuente: Secretaría de Energía

Producción total: - 5,4%
 Producción primaria: - 12,0%
 Producción condensados: + 9,8%
 Producción secundaria: + 3,2%

Lo cual indica que los 3,5 millones de m³ de producción primaria perdidos entre 1998 y 1999 (ver tabla) resultan del insuficiente número de pozos incorporados, aunque 0,9 millones de esa pérdida se compensará con la mayor producción de condensados y el aumento de la producción secundaria. *Prima facie*, los dichos

de R. Gruneisen ahora son ciertos para el 56% de la producción de petróleo, la primaria. Si se mantiene el ritmo de ocupación de unos 50 equipos de perforación (51 en marzo de 2000) se estabilizaría la producción por primaria y se mantendría la tendencia levemente ascendente de la producción total insinuada en los primeros meses del corriente año. Es dable pensar que afirmado el precio del crudo, e incrementado el número de equipos de perforación al nivel de 1997 (promedio

anual, 57,4 equipos) la tendencia levemente creciente se mantendría, llegando a producir un total entre 45,3 y 45,5 millones m³/año, o aproximadamente 2% menos que en 1999.

Las cifras indican que se mantendría la perforación de objetivos gasíferos, alentada por la expansión de los mercados doméstico y de exportación, la buena relación precio-costo del gas, de los cuales el factor precio se mantiene estable solamente acomodándose a las diferencias de



Avanza volando

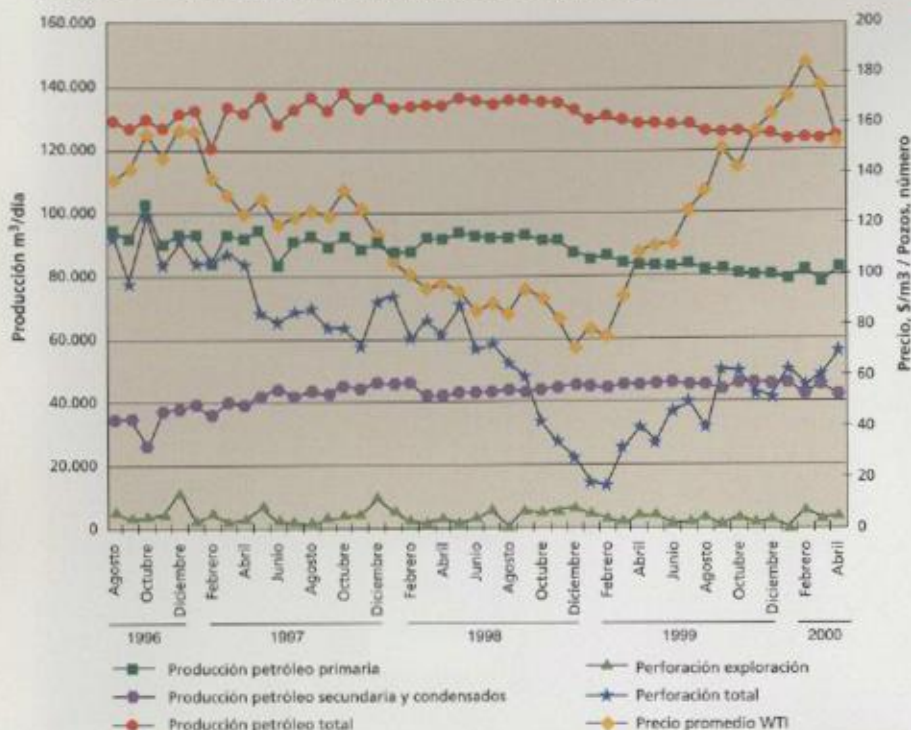


Hangar TAPSA / Plataforma Industrial N° 2
 Aeropuerto Internacional de Ezeiza

Tel.: [011] 4480-0011 - Fax: [011] 4480-9050 - Fax Administración: [011] 4480-0552
 Fax Operaciones: [011] 4480-0946 - Fax Mantenimiento: [011] 4480-9713
 Casilla de Correo N° 22 - [1802] Provincia de Buenos Aires.

Bases: Mendoza, Malargüe, Salta, Tartagal, Neuquén, Cutral-Có, Cdo. Rivadavia

Gráfico 2. Producción, perforación y precio del petróleo



costo de transporte a mercados, en un comienzo de competencia entre Cuencas. El costo del gas no debería variar sensiblemente en el corto plazo.

Siendo previsible que en el corto plazo no se produzca a nivel internacional otra ruptura como la de 1998, con el crudo WTI superando levemente los 20 US\$/barril, la actividad *upstream* recuperaría su ritmo normal, la producción total de petróleo de 2001 superaría los 46,5 millones de m³ extraídos en 1999, acercándose luego nuevamente a los 50 millones no soñados por Gruneisen por la contribución de los tres componentes de la canasta: la

producción primaria, como queda dicho; la de condensados, al aumentar aún más la producción de gas y la de recuperación asistida, merced a la incorporación de nuevos proyectos. No se pronosticaría un proceso violento.

Se aprovecha la oportunidad de disponer de las cifras básicas que se acompañan para señalar dos hechos ajenos al motivo básico de este corto trabajo:

a) que la perforación todavía no ha quebrado la barrera de los 2000m de profundidad del pozo promedio que se alcanzó en 1993, manteniéndose cerca de

1950m en el último año y medio, y b) que se llama la atención sobre la disminución de la perforación exploratoria en una tendencia que no hace prever que se recuperen los niveles de 1996 y anteriores. Entre los operadores de *upstream* tradicionales tampoco hay indicación visible de que a corto plazo se encaren proyectos sobre objetivos nuevos, distintos a los conocidos. Tampoco entre los que operan áreas exploratorias. Es evidente que la actividad exploratoria en la Argentina compite hoy con la de otros países de Latinoamérica, circunstancia que se ha afirmado últimamente y ha captado mayor interés de los operadores locales. Hace 4-5 años se preveía que en el mediano plazo, coincidente con el presente, se estarían perforando unos 125 pozos de exploración anuales como parte de un programa de perforación más intenso que el llevado a cabo en definitiva.

En muy breve resumen:

Como la experiencia es que a los ciclos de anomalías de precios sigue otro de relativa estabilidad es de pensar que en los años 2000, 2001 e inmediatamente posteriores se mantendrá la producción de petróleo en los niveles actuales o algo superiores. Quizás sea dable pensar que la competencia latinoamericana en la exploración de hidrocarburos amerita la concesión de algunos incentivos adicionales a la actividad exploratoria: en suma, revitalizar en Plan Argentina, con el mediano-largo plazos en vista.

*El trabajo en equipo
La constante superación
El esfuerzo permanente*

*Hacen que el grupo
valore sus logros
a cada paso*



Empresas del Grupo Medaño

"La curación demora más"

Por Saúl Ziporovich, consultor



La producción argentina de petróleo alcanzó un máximo de 135.440m³ por día, casi 852.000 BOPD, en el tercer trimestre de 1998. Desde entonces comenzó una pronunciada declinación que aún no se ha revertido: la producción del tercer trimestre de 1999 fue de 126.548m³ por día, es decir un 6,5% inferior a la del mismo trimestre del año anterior. La tendencia continúa, ya que la producción del primer trimestre de 2000 fue de 123.582m³ por día (unos 777.300 BOPD), es decir, un 2,3% inferior a la del tercer trimestre de 1999.

El comienzo de la declinación, en el cuarto trimestre de 1998 coincide con la época en que se alcanzó el mínimo en los precios internacionales del crudo (diciembre de 1998). Desde entonces los precios han ido en continuo ascenso, pero la producción argentina, evidentemente, no acompañó ese aumento y no muestra aún signos de comenzar a hacerlo.

La caída de los precios y la consecuente pérdida de ingresos para los productores provoca el cierre de pozos que se tornan no económicos (efecto inmediato sobre la producción), la disminución de la inversión en perforación de desarrollo (efecto a mediano plazo, pero bastante rápido en el caso de nuestros yacimientos de la cuenca del Golfo de San Jorge, por ejemplo, por su característica de rápida declinación), y la restricción en las inversiones en exploración, tanto en sísmica como en perforación (efecto a más largo plazo, por la caída en la incorporación de nuevas reservas).

La primera de las medidas mencionadas, la del cierre de pozos, puede ser revertida, aunque parcialmente, en un tiempo más o menos corto. En cuanto a la segunda, la perforación de menor cantidad de pozos de desarrollo, toma un tiempo mucho mayor. Esto puede comprobarse observando la evolución del número de pozos de desarrollo petrolíferos perforados en el país: de 916 en el año 1997 (76 por mes), pasamos a 629 en 1998 (52 por mes), a 390 en 1999 (32 por mes) y a un promedio de 43 por mes durante los primeros cinco meses de 2000. Vemos que recién este año comienza a revertirse la caída de más de un 50% experimentada en 1998 y 1999. Creo que la demora en la reacción, a pesar de que los precios comenzaron a aumentar a principios de 1999 y llegaron a niveles comparables a aquellos anteriores a la caída hacia fines del mismo año, es atribuible a la falta de confianza en que los precios pudieran seguir manteniéndose en valores que permitieran una operación rentable sin que volvieran a repetirse en el futuro inmediato episodios como el de 1998.

La última de las medidas, la falta de inversión en exploración, tiene efectos mucho más difíciles de revertir. El número de pozos de exploración perforados en 1997 fue de 92 (8 por mes), de los cuales 38 resultaron productivos de petróleo (no confundir con descubridores de nuevas reservas, que es otra cosa); en 1998 se redujeron a 59 (5 por mes) de los cuales 22

fueron productivos de petróleo; en 1999 se perforaron sólo 37 (3 por mes) de los cuales 20 fueron productivos de petróleo y en los primeros 5 meses de 2000 fueron

también 3 por mes. Vemos que el esfuerzo exploratorio se ha reducido en un 60%. Las consecuencias se van a ver en la falta de reemplazo de reservas durante 1999 y aun en 2000 y muy posiblemente también en 2001.

Para tratar de incentivar la exploración serían necesarias medidas de las que ya se ha hablado extensamente tales como tratamientos impositivos no discriminatorios, regalías diferenciales, etcétera.

En resumen, es como una enfermedad, uno se enferma de golpe, de un día para el otro, pero la curación demora más. ¿Cuánto más? Entre otras cosas depende de cuánto tiempo se deja pasar hasta comenzar el tratamiento y también de las energías (reservas) que tiene el paciente y de la eficacia de los medicamentos que se le proporcionen.

En cuanto a la producción de gas natural, la situación es muy distinta: no ha habido variación significativa en los precios, y una gran parte de la producción proviene de yacimientos de gas libre (no asociado) cuya producción no ha sido afectada por lo que analizamos más arriba.

Los pozos productores de gas terminados en 1997 fueron 40, en 1998 llegaron a 48 (4 por mes), en 1999 subieron a 66 (5 por mes) y en los primeros 5 meses de 2000 promediaron 7 por mes. No se nota ningún efecto causado por disminución de inversión.

**CRECIMIENTO CONSTANTE
EN LA
INDUSTRIA DEL PETRÓLEO**



25 de Mayo 555 piso 16° (1002) Buenos Aires Tel.: 4311-1304 / 4312-2705 - Fax: 4313-1714