



Mercado internacional del petróleo

Tendencias dominantes e impacto sobre la actividad de la región

Por *Nicolás Verini*, director del Instituto del Gas y del Petróleo (UBA)

El aumento del precio del crudo a niveles por encima de los us\$65 provocará problemas a los países importadores de la región como Uruguay, Brasil y Chile. Los grandes países exportadores, como Venezuela y México, aprovecharán esta coyuntura. Este nivel de precios deberá alentar a las compañías a invertir en la Argentina, que se encuentra en una situación crítica por la preocupante caída de la producción y de las reservas.

Los especialistas que trabajan en la industria de la energía no dudan en afirmar que el precio del petróleo puede seguir escalando desde los us\$65, y puede llegar rápidamente al horizonte de los us\$70 el barril en un plazo relativamente corto y seguir acelerándose hasta alcanzar la marca que parecía imposible de los us\$100 si la demanda no se cubre en breve término. En la actualidad, el precio del barril del crudo está todavía lejos del pico al que llegó en 1979 de us\$80-82 con la crisis iraní, si tenemos en cuenta la inflación y la evolución del dólar, pero es indudable que se acerca peligrosamente. Lejos estamos de la época en que la *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) luchaba para mantener la brecha entre los us\$18 y los us\$25 el barril, para la canasta de crudos de su producción, recurriendo a los recortes de las cuotas para sostener el precio, disciplinando a los miembros discolos del club de exportadores como Nigeria e Irak, mientras algunos productores que estaban fuera del cartel como Rusia, México, Noruega, Reino Unido, Egipto, Malasia o Brunei luchaban para incrementar sus exportaciones, practicando inclusive precios diferenciales para conquistar una porción de la entonces superabundante torta del mercado petrolero. “Altri Tempi”, como diría Verdi, el autor de *La Traviata*.

Ahora nadie sabe dónde se va a detener el precio del crudo, que sea estable, poco volátil y predecible. Cuando arrancó el movimiento alcista desde los us\$25 el barril, el tope era de us\$30, después fue us\$40, cuando se estabilizó fluctuando en esos valores, la frontera era de los us\$50, ahora estamos acercándonos a los us\$70, la incertidumbre es cada vez mayor y nadie con sensatez puede predecir, de acuerdo a los fundamentales de la industria, cuál va a ser el precio en el que se va a estabilizar, que es lo que la industria necesita para poder pensar sus planes de inversión en exploración, producción y refinación a corto y mediano plazo, ya que el largo plazo en términos de reservas y producción puede ser una quimera.

La escalada de precios verificada durante todo el año 2005 fue catalizada por las incertidumbres en la producción y en la inseguridad del aprovisionamiento, la estagnación del nivel de las reservas mundiales, el crecimiento de la demanda mundial, la aparición de las diosas de los vientos Katrine, Emily, Irene, Denisse transformadas en huracanes a repetición en el golfo de México, parando la producción *offshore* y la refinación, los conflictos en Nigeria y la situación de inestabilidad en Irak. El precio del crudo vuela y sube cada día dólar a dólar, como si en los mercados del *New York Mercantile Exchange* o en el *International Petroleum Exchange* de Londres se tratara de batir la marca récord como hace un garrochista, que salta impulsándose centímetro a centímetro por la conquista de la altura para alcanzar la gloria olímpica. ¿La gloria olímpica serán los us\$100 el barril?

Veamos cuáles fueron y son las razones que han posibilitado que el precio del crudo continúe su suba, en un mercado caracterizado por una gran volatilidad, incertidumbre y especulación. Una explosiva combinación de variables como el incremento de la demanda, la inseguridad en el aprovisionamiento, los problemas operativos y de capacidad de procesamiento en las refinerías, las catástrofes meteorológicas y las tensiones políticas y militares en el Medio Oriente.

Si analizamos el problema desde el lado de la oferta, la



Nicolás Verini

OPEC –que controla el 40% de la producción mundial de petróleo– ha confirmado que garantizará el aprovisionamiento al mercado con 27,5 millones de barriles/día, hasta fines del año 2005, sin contar con la seguridad del petróleo iraní, pero no ha asegurado un considerable aumento de la producción de sus yacimientos, cuando es previsible que para el último trimestre del año el mercado le demande a la OPEC un volumen de treinta millones de bbl/d.

Sabemos que han sido Rusia, México y la OPEC, junto a la nueva producción de Angola y el petróleo del Caspio, los que últimamente han sostenido el crecimiento de la producción a escala mundial y lo han hecho a la máxima capacidad posible.

El mercado petrolero ha sufrido las mermas de la producción del mar del Norte, la irregular oferta de crudo por parte de Nigeria, una declinación de la producción de México debido a que el yacimiento gigante de Cantarell (que sólo representa el 60% de la producción mexicana con dos millones de bbl/d) ha llegado al máximo de su producción. La producción rusa que no crece al ritmo esperado, ya que este año aumentará el 3,5% contra el doble que venía creciendo en los últimos años. Indonesia, que era un exportador, se ha convertido en un importador neto.

Pero los temores del mercado se centran en los tres grandes productores del golfo: Arabia Saudita, Irak e Irán. Las amenazas de atentados en Arabia Saudita después de la muerte del rey Fahd, como los ocurridos en el centro petrolero de Al Jobar en el año 2004 por la apertura a la influencia de los Estados Unidos, el cierre de la embajada norteamericana por la amenaza de atentados terroristas, junto a la inauguración de la conferencia contra el terrorismo en Riad, pusieron en la mira al primer productor mundial de crudo y transmitieron los temores que tiene el mercado por la futura seguridad de los aprovisionamientos.

Arabia Saudita es el primer productor mundial con 9,8 millones de bbl/d, es el país que cuenta con la cuarta parte de las reservas mundiales. Para la tranquilidad de los países importadores, el reino no puede dejar de producir a la máxima capacidad por varias razones: cumplir con la cuota OPEC y ser el productor *swinger* de la organización; sus compromisos políticos-militares con los Estados Unidos; su

alto grado de endeudamiento sumado a la situación interna del reino que, por una parte, sostiene el dispendioso estilo de vida de unos cien mil príncipes varones que se reparten entre sí los ingresos petroleros del Estado y que han disparado el endeudamiento del país y, por el otro, un 20% de la población se encuentra desempleada, marcando la necesidad de contar con los ingentes medios financieros que le permita el saneamiento de su economía.

El problema que tiene Arabia Saudita es también de financiamiento, ya que deberá invertir más de cincuenta mil millones de dólares en exploración para mantener el actual ritmo de producción y poder cumplir con sus expectativas de producir 12,5 millones de bbl/d en 2010, ya que los gigantescos yacimientos que posee están en la fase de producción máxima sustentable y posiblemente comenzarán a declinar. El 90% de la producción de Arabia Saudita proviene de cinco campos gigantescos, algunos de los cuales, como el de Ghawar, tienen más de cincuenta años. Los dos más grandes, Ghawar y Safaniya, han representado el 50% de la producción, y hoy Ghawar todavía produce cinco millones de bbl/d y representa el 60% de la producción saudita.

Después de la guerra con Irak, la cuota de producción de Irán ha ido en continuo aumento y actualmente es de 4,1 millones de bbl/día, siendo después de Arabia Saudita el principal productor del golfo Pérsico. Otro foco de tensión que captó el mercado y volvió a disparar el precio del crudo fue la decisión de Irán de reiniciar su programa nuclear de enriquecimiento de uranio que, como se sabe, tiene aplicaciones tanto civiles como militares, pero que cuenta con la desaprobación de la Comunidad Europea y de los Estados Unidos, a pesar de que el proyecto es legal bajo el Tratado de No Proliferación de armas nucleares (TNP) ratificado por Irán.

La conversión de uranio que Irán aceptó suspender –junto a otras actividades nucleares sensibles– han sido reiniciadas y esto ha provocado la ira de los Estados Unidos, cuya estrategia apunta a que el plan iraní sea debatido en las Naciones Unidas, para que el país asiático reciba sanciones y no se descarta que pueda ser invadido como sucedió con Irak, ya que el presidente George W. Bush desde Texas ha amenazado a Irán con abrir un nuevo frente bélico de incalculables consecuencias.

Cualquier proceso de desestabilización que se produzca en Arabia Saudita o en Irán, que son los principales productores de la OPEC, afectará a toda la región y fundamentalmente las zonas de producción y los puntos neurálgicos por donde se transporta el crudo rumbo a los mercados internacionales como el estrecho de Hormuz, entre Omán e Irán en el golfo Pérsico, por donde pasan dieciséis millones de bbl/día, el paso de Bah al Mandal, en la entrada del mar Rojo con 3,3 millones de bbl/d y el canal de Suez, por donde se transportan cuatro millones de bbl/d, lo que estrangularía parte de los suministros vitales que reciben los grandes países importadores como los Estados Unidos, Japón, China y la Comunidad Europea desde el Medio Oriente.

Esta situación, sumada a la de Irak, provocaría una estampida de precios cuyos niveles serían difíciles de predecir. Una crisis generalizada de suministros de crudo y de transporte también puede afectar el comercio internacional por otros pasos marítimos del mundo, como el estrecho del Bósforo, por donde pasan tres millones de bbl/día, el estre-

cho de Málaga, que abastece Singapur, y el mercado del *Far East* hacia China, donde pasan doce millones de bbl/d. El único paso marítimo importante que quedaría invulnerable sería el canal de Panamá, que transporta un millón de bbl/d por su proximidad con los Estados Unidos.

De concretarse esta situación, valorizaría los crudos producidos en el África atlántica de Nigeria, Angola y el Congo, y los del Mediterráneo de Argelia, Libia, Egipto y Siria, los de Rusia y el Caspio, que se exporta por el nuevo oleoducto por terminal de Ceyhan de Turquía.

El reciente rechazo por parte de los sunitas al proyecto de la Constitución en Irak, donde se discute si ese país debe adoptar la forma de Estado federal o centralizado, si la nación debe ser árabe o islámica, el problema más importante que encierra este conflicto es la distribución de la riqueza petrolera, lo que en buen romance significa qué grado de independencia y libertad tendrán las regiones donde se encuentran los yacimientos petroleros de Kirkuk (Kurdos) en el norte y de Rumailia, Alwaz, Zubair en el sur (Chiitas), y las alianzas tejidas con las compañías petroleras de los países de la coalición que en la actualidad ocupan militarmente Irak, lo que en definitiva serán los que condicionaran, posiblemente, la futura producción petrolera de ese país estratégico del golfo Pérsico que tiene la segunda cantidad de reservas más grande de petróleo del mundo.

Por el lado de la demanda, se verifica que los Estados Unidos presenta una fuerte demanda energética en todos sus sectores, consume el 25% de la producción mundial de crudo, es el país que tiene sólo el 3% de las reservas mundiales e importa más del 50% del crudo que consume. La producción de petróleo de los Estados Unidos en agosto del año 2005 está en los niveles más bajos de la historia, con 5,3 millones de bbl/d y las importaciones de crudo han superado los 10,7 millones de bbl/d y ha debido importar, además, 2,15 millones de bbl/d de productos como gasolinas, JP-1, fueloil, gasoil, propano/propileno. La demanda interna subió a 22,3 millones de bbl/día, con un total neto de importaciones de 12,4 millones de bbl/d. La importación de productos se vincula con la falta de capacidad de refinación y la cultura del derroche que tienen los norteamericanos, que no cambia ni se frena aun frente al precio récord del galón de gasolina, ya que han aumentado el consumo aun en el mes de agosto y las ventas de vehículos sigue creciendo, sobre todo los modelos de las 4 x 4, de gran consumo de combustible.

A esta coyuntura se suma la demanda de Asia, que crece en forma sostenida en la última década: en 1994 consumían 17,2 millones de bbl/d, en 2004 el consumo superó los 23,5 millones de bbl/d. Producían 7,2 millones de bbl/d en 1994, en 2004 siguen produciendo 7,9 millones de bbl. Esta región –constituida por países gigantescos como China e India, junto con los cuatro “tigres”, Malasia-Singapur, Corea del Sur, Taiwán y Hong Kong– junto a Japón, Indonesia, Tailandia, Brunei y Australia se han constituido en un nuevo polo de consumo energético tan importante que devora más petróleo que los Estados Unidos y Europa, la cantidad de 23,4 millones de bbl/d. Las previsiones de consumos se duplicarán en los próximos diez años.

China, que es uno de los responsables del aumento de la demanda de crudo con un 6,7% este año, frente al 15,4% de 2004, ha desempeñado un importante rol por los actua-



los niveles de precios internacionales, ya que la demanda china es de tres millones de bbl/día, pero en los próximos diez años igualará a la demanda actual de los Estados Unidos con once millones de bbl/d. Este aumento de consumo energético es el producto de la experiencia histórica iniciada en 1978 con las reformas económicas, cuyo PBI se duplica cada ocho años, con un crecimiento del 9% anual sostenido, experiencia inédita en la historia contemporánea por su continuidad y sin aparente límite en el consumo de energía, ya que involucra el desarrollo de un mercado futuro de 1300 millones de personas.

El planeta tendrá próximamente 6500 millones de habitantes, casi el 40% estarán en la India y en China y sus necesidades energéticas serán enormes. Es una población doce veces más grande que los Estados Unidos.

Europa y Eurasia (incluida Rusia y las ex repúblicas) consumían en 1994 19,7 millones de bbl/d y en 2004 sufrió un ligero incremento del 1,8%, alcanzando los veinte millones de bbl/d, manteniendo la presión sobre los precios, ya que son dependientes en un 80% del petróleo del mar del Norte, de Rusia, África atlántica y mediterránea y del golfo Pérsico.

Falta de capacidad de refinación y conversión

Otras de las razones que empujaron los precios del crudo es la falta de capacidad de refinación y de conversión. En los últimos diez años no se han construido refinerías capaces de tratar crudos pesados y agrios para obtener productos livianos que requiere el mercado en cantidad y calidad. En los Estados Unidos la capacidad de refinación instalada en 1994 era de 15,45 millones de bbl/día para un consumo de 17,7 millones; en 2004 la capacidad de refinación instalada es de diecisiete millones y el consumo es de 22,3 millones de bbl/d. Existe un déficit de capacidad, que a veces no se vincula al aprovisionamiento de petróleo sino a la imposibilidad de refinarlo en relación a la calidad de sus grados API, contenido de azufre y rindes, incapaz de cumplir con los requerimientos de la demanda generando los clásicos "cuello de botella" en la preparación de los combustibles estacionales (gasoil, fueloil, diesel o naftas, gasolinas, JP-1), lo

que genera tensiones en el mercado de productos con aumento de precios y alta volatilidad.

Existen incompatibilidades entre las capacidades de producción de crudo pesado y de alto azufre y las capacidades de refinación de crudos livianos, el resultado es la falta de refinerías sofisticadas que se construyeron en los últimos años. No sólo falta capacidad de refinación sino que faltan refinerías dotadas de los últimos avances tecnológicos de conversión y de tratamiento de los productos. La situación actual en materia de conversión instalada se contradice con la necesidad de contar con componentes aptos que provienen de los procesos de alquilación (25%), del *reforming* catalítico (25%), de la isomerización (7%), *topping*-nafta (19%), del *cracking* catalítico (14%), más etanol (10%), para elaborar gasolinas requeridas en la costa este, en línea con las disposiciones de reducción del nivel de azufre y de aditivación con MTBE, de reducción de CO₂, las normas de la *Comission of Energy Policy* y de lo dispuesto por los estados de California, Nueva York y Connecticut.

Las futuras regulaciones impuestas por la *European Auto Oil Programme* (AOP II) para la limitación de azufre y aromáticos en los fueloil y gasoil representarán un cambio de escenario importante para las actuales refinerías europeas, lo que exigirá grandes inversiones para poder cumplir con las especificaciones de calidad y las futuras demandas de hidrógeno en las refinerías, la utilización de tecnologías avanzadas en catálisis, el uso de catalizadores de última generación y los procesos de hidrogenación de productos por el procesamiento de crudos pesados y de alto tenor de azufre.

Impacto sobre la actividad regional

El aumento del precio del crudo por encima de los us\$65 provocará problemas a los países importadores de la región como Uruguay, Brasil y Chile. Esta coyuntura la aprovecharán los grandes países exportadores como Venezuela y México.

Este nivel de precios deberá alentar a las compañías a invertir en la Argentina, que se encuentra en una situación crítica por la preocupante caída de la producción y de las reservas. En 1999, la Argentina tenía reservas por 490 millones de m³ de petróleo y, desde entonces, se inició una declinación llegando a 370 millones de m³ en el año 2004, según cifras no confirmadas por la Secretaría de Energía. No sólo declinó la producción sino que la misma productividad de los pozos, que pasó de 10m³/d a 6,5m³/d. Al mismo tiempo, la actividad exploratoria en 1995 perforó 164 pozos, en 1998 sólo 64 y en 2004 apenas veintinueve en las cinco cuencas sedimentarias actualmente productivas. La caída de la producción de niveles récord de 48 millones de m³ en 1998 a cuarenta millones en 2004 marca una declinación importante y alerta sobre un futuro no promisorio para la Argentina, si no incorpora rápidamente nuevas reservas y demuestra que es un país geológicamente sustentable para la exploración y producción de nuevos hidrocarburos. Si no hay inversiones en exploración, la Argentina podría convertirse a corto plazo en un importador de petróleo, que será un bien escaso, que deberá ser utilizado en forma inteligente, teniendo en cuenta que la participación de los hidrocarburos representa el 88% de la matriz energética. Es muy probable que en el futuro su precio sea alto y es poco probable que se

vuelva a los precios de la década del '90, por lo que este nivel de precios debería impulsar una acción agresiva de las compañías para buscar nuevas reservas.

Brasil, el gigante de América latina, cuenta con reservas probadas de 1500 millones de toneladas de petróleo, producto de su intensa búsqueda en el *offshore* profundo, donde detenta varias marcas mundiales de profundidad y de producción y su relación de R/P es de veinte años. Durante el año 2004, su producción promedio fue de 1540 miles de bbl/d y en junio de 2005 batió el récord mensual con una producción de 1750 miles de bbl/d superando en 26.000bbl el nivel de mayo. El promedio de lo que va del año es de 1634 miles de bbl/d, que representa un 11,5% superior a 2004. El consumo de 2004 fue de 1830 miles de bbl/d, lo que significa que necesitó importar aproximadamente 300.000bbl/d. El incremento de la eficiencia operacional de las plataformas y los nuevos descubrimientos lo acerca a un próximo autoabastecimiento, independizándolo de las importaciones, que ayudará a que la balanza petrolera no sea una traba para su desarrollo económico a futuro, si el mismo es sustentable. Las importaciones de gas desde Bolivia y la construcción de siete nuevos gasoductos, con la que duplicará su red de transporte de gas natural, permitirá movilizar las grandes reservas descubiertas últimamente y aumentar el consumo del gas que reemplazará los combustibles líquidos o la electricidad.

Así como Brasil es el gigante geográfico y económico, Venezuela es el gigante en materia de reservas probadas de petróleo de América del Sur; cuenta con doce mil millones de toneladas de petróleo y una relación de R/P de setenta años, lo que la acerca a los niveles de reservas de los países del golfo Pérsico. Llegó a producir 3,5 millones de bbl/d en 1998, después de la crisis de 2003 tocó niveles de 2,5 millones y durante el año 2004 produjo un promedio de 2,98 millones de bbl/d. Consume sólo 577.000bbl/d y el resto lo exporta a los Estados Unidos y Europa. Pertenece al cartel de la OPEC y es uno de los países más entusiastas, junto a Brasil y la Argentina, en promover la explotación conjunta de los recursos hidrocarburíferos. La creación de Petrosur consolida una alianza estratégica de los países más grandes e importantes de la región definiendo la necesidad de tener una organización formal que asegure la coordinación y arti-

culación de políticas de energía incluyendo petróleo y gas natural, combustibles no renovables, electricidad, uso eficiente de la energía y cooperación tecnológica y apunta a la explotación conjunta de gas natural en el *offshore* de la Argentina como primer paso de integración energética.

La Argentina compra fueloil a Petróleos de Venezuela (PDVSA) y últimamente Venezuela ha propuesto un acuerdo estratégico que incluye la venta de crudo venezolano a Uruguay, que importa 30.000bbl/d para ser refinado en la refinería de La Teja, cuya capacidad de refinación es de 50.000bbl/d.

Venezuela inició en la década de los años '90 los acuerdos de integración vertical con refinerías de Europa y de los Estados Unidos, con el objetivo de procesar los crudos venezolanos y poder acceder a esos mercados participando en el negocio del *downstream*. En la actualidad, PDVSA es dueña de ocho refinerías en los Estados Unidos y de CITGO, que tiene trece mil estaciones de servicio, plantas de almacenamiento y además se integra con el refino en la refinería Isla de Curacao.

La asociación de Petrobras y PDVSA para construir una refinería en Pernabuco, con una capacidad de refinación cercana a los 250.000bbl/d, estará diseñada para procesar crudo pesado de Venezuela y marca la tendencia que será necesario desarrollar en el futuro, ya que los descubrimientos de los nuevos yacimientos son, en general, de crudos pesados y de alto contenido de azufre y no necesariamente dulces y *swett*. Esta nueva unidad de refinación permitirá disponer de combustibles líquidos para el mercado de Brasil y, eventualmente, para exportación.

La experiencia más notable de Venezuela, asociado con petroleras privadas, es la explotación de crudos pesados de la faja del Orinoco, que transforma los crudos extra pesados en un crudo sintético liviano de buena calidad comparable al Forcados de Nigeria de 32° API y que contiene menos de 0,1% de azufre, que son exportados a los Estados Unidos, a Europa, a la región de Asia-Pacífico y a América latina.

Como país exportador y segundo proveedor de crudo a los Estados Unidos, la escalada de precios favorece a Venezuela por el ingreso de importantes cantidades de divisas, reservas internacionales que puede disponer por ley y que ha anunciado que invertirá en la Argentina, Uruguay,

Paraguay y Brasil al inaugurar la rueda de negocios con Uruguay en Caracas.

Las restricciones en las exportaciones de gas natural a Chile, que importa veintidós millones de m³/d de la Argentina, ha hecho reconsiderar al sector industrial y eléctrico la necesidad de diversificar la matriz energética apuntando al aprovisionamiento desde nuevas fuentes de gas natural. Una fuente alternativa a las importaciones de gas desde la Argentina es Camisea en Perú, con el proyecto de construcción de un gasoducto que conectaría la ciudad peruana de Pisco con Arequipa y Tacna y luego se vincularía con los centros chilenos de Arica, Antofagasta y Tocopilla. Chile también estudia la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL en la bahía de Quinteros, terminal que podría recibir GNL desde Trinidad y Tobago, Nigeria, Australia, Algeria, Brunei, Malasia y, en un futuro, de Perú o Bolivia, si estas plantas de licuefacción de gas natural se construyen. Chile importa 232.000 bbl/d de petróleo de la Argentina a través del oleoducto desde la Cuenca Neuquina.

La construcción de un futuro “anillo energético”, que englobaría a países como la Argentina, Chile, Brasil, Bolivia, Perú, Paraguay y Uruguay para el gas natural, podrá ser realidad cuando Camisea –e, inclusive, Bolivia– puedan disponer de las reservas probadas, capaz de hacer sustentable el proyecto, evaluar su costo y definir cuál va a ser el precio del gas.

Esto representa todo un desafío para la integración energética de la región, que deberá tener en cuenta la madurez de los mercados, la cantidad de reservas probadas puestas en juego en contratos de exportación a largo plazo, el desarrollo del mercado interno y el financiamiento del sistema de transporte; teniendo en cuenta, además, los posibles escenarios de los mercados futuros de la energía, vista la matriz energética de cada país.

Es posible que los precios actuales del petróleo recorten el crecimiento económico mundial en un 0,8% en el año 2005 y se amplíen las diferencias entre los países ricos y emergentes, según declaraciones de Fatih Birol de la Agencia Internacional de la Energía.

Tal vez ha llegado la hora de considerar al gas y al petróleo un bien escaso y que debe ser utilizado en forma inteli-

gente en los próximos cincuenta años, comenzando por reducir y optimizar su utilización a escala mundial y, sobre todo, en las regiones que son grandes consumidoras de energía como Europa, los Estados Unidos, Canadá, China y Japón que, en conjunto, se devoran 57 millones de bbl/d sólo de petróleo, que representa el 72% del consumo mundial. El propio primer ministro japonés Koizumi ha iniciado una campaña para disminuir el 15% del consumo energético en Japón, país que importa el 98% de la energía que consume y cuya factura petrolera le duele demasiado, ya que es un país desarrollado que importa *commodities* y exporta productos tecnológicamente avanzados con alto valor agregado. Es posible que lo logre, ya que sus habitantes pertenecen al país más disciplinado del mundo. ■

Nicolás Verini es ingeniero químico e ingeniero en Petróleo. Cursó estudios de especialización en el Instituto Enrico Mattei del ENI en Economía de la Energía, en el Instituto Francés del Petróleo sobre Economía Petrolera y Comercio Exterior y sobre Refinación y Optimización Energética en ONUDI-ACTIM.

Se desempeñó en YPF. Fue gerente de Comercio Exterior, jefe del Departamento de Operaciones con Combustibles y coordinador del contrato NEUBA.

Ejerce la docencia como profesor titular de la cátedra de Comercio Internacional de Hidrocarburos y como profesor de Economía del Petróleo y Gas, Ingeniería de Productos del Petróleo y Gas Natural y Comercialización Interna de Crudos y Derivados de la carrera de Especialización en Gas y en Petróleo en el Instituto del Gas y del Petróleo de la UBA.

Además, es profesor invitado de la Universidad Católica Argentina, Facultad de Ciencias Físico Matemáticas e Ingeniería, en los cursos de Especialización en Petróleo y Gas Natural y de la Scuola Superior de Hidrocarburos Enrico Mattei del EniCorporate University de Italia. Además, fue consultor de la Organización Federal Provincias Productoras de Hidrocarburos (OFEPHI) y de la compañía Total Austral SA.

Actualmente es director del Instituto del Gas y del Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la UBA y consultor.

Bibliografía

- “A Step-Out iso-Paraffin Alkylation Technology”, en *World Refining*, enero-febrero de 2005.
- Belzer, J., “Optimised Hydrogen Production, A Key Process Becoming Increasingly Important in Refineries”, en *Petrole et Techniques*, N° 47.
- DW-World DE, www.dw-world.de/articles.
- EIA.DOE.GOV/Pub/Oi_Gas/Petroleum/United States of America
- “El alza del crudo recortará el crecimiento de la economía mundial”, en *Economía y Negocios, La Nación*, 16 de agosto de 2005.
- Energía y Negocios*, mayo-junio y agosto de 2005.
- Gires, J. M., “Sincor: Quand les extra-lours se font légers”, en *Petrole et Techniques*, N° 47.
- Oil & Journal Latinoamérica*, enero-febrero de 2005.
- “Reserves, Production and Consumption in the World”, en *BP Statistical Review of World Energy*, junio de 2005.
- Sprott CA, E. y Solunac CFA, S., “Spott Asset Management”, Toronto, julio de 2005.
- “The Future of Energy”, ExxonMobil’s View, 2005.
- Verini, N., “Nuevas tensiones en los precios del petróleo”, en *Tecnoil*, septiembre de 2005.
- “World Refineries Capacities”, en *BP Statiscal Review*, 2005.