

Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico para la producción de gasolinas en México al 2030

Petroleum Refining and its Economic and Technological Impact for the Production of Gasoline in Mexico to 2030

Granados-Hernández Elías

Laboratorio de Ingeniería Ambiental

Centro Tecnológico Aragón

Universidad Nacional Autónoma de México

Correo: elias78@unam.mx

Bravo-Álvarez Humberto

Sección de Contaminación Ambiental

Centro de Ciencias de la Atmósfera

Universidad Nacional Autónoma de México

Correo: hbravo@unam.mx

López-Andrade Xicoténcatl

Laboratorio de Síntesis de Materiales

Centro de Física Aplicada y Tecnología Avanzada

Universidad Nacional Autónoma de México

Correo: xicotillo@gmail.com

Sosa-Echeverría Rodolfo

Sección de Contaminación Ambiental

Centro de Ciencias de la Atmósfera

Universidad Nacional Autónoma de México

Correo: rodsosa@unam.mx

Información del artículo: recibido: junio de 2011, reevaluado: agosto de 2012, aceptado: enero de 2013

Resumen

La importación de gasolinas en México se ha incrementado en los últimos años, y actualmente no se tiene la capacidad para cubrir las demandas de este combustible en los próximos 20 años. En este trabajo se analizaron diferentes proyecciones de refinación de petróleo que permitan abastecer el petrolífero en México hasta el año 2030, considerando cuatro tipos de refinerías, procesando los crudos puros de producción en el país y utilizando cuatro mezclas de los de mayor reserva, así como también considerando una importación o exportación del combustible para cubrir la demanda o una vez cubierta la demanda, respectivamente. La modelación se llevó a cabo analizando el volumen de crudo refinado y la inversión requerida, con base al tipo de refinería y en las unidades de proceso que caracterizan a la misma. Como se menciona al principio, existen diferentes proyecciones de refinación para satisfacer la demanda de gasolinas, pero considerando que la mayor producción de crudo en México es de tipo pesado, la proyección que se simula con este tipo de crudo requeriría un volumen mayor en las refinerías ya existentes en el país para atender dicha demanda. Por otro lado, considerando el tipo de refinería (de cuatro posibles), los volúmenes a refinar serían menores, siempre y cuando se utilizaran refinerías del tipo *muy complejas*, pero el costo de inversión de esta tecnología, sería mayor. Esto último, considerando que se construirán nuevas refinerías en un futuro no muy lejano para lograr satisfacer las demandas del combustible.

Descriptor:

- refinación de petróleo
- escenarios de demanda
- tipo de refinería
- unidades de proceso
- proyecciones de refinación
- tipos de petróleo crudo
- costos de inversión

Abstract

Gas imports in Mexico have increased in the last few years. Nowadays Mexico has no capacity to meet the demands of this fuel in the next twenty years. In this paper we analyze several oil refining projections that enable the oil supply in Mexico until year 2030, taking into consideration four types of refineries, processing the production of pure oils in the country, using four mixtures of the higher reserve, considering an import to meet the demand of fuel and once met consider exportation. Modeling was carried out analyzing the volume of refined oil and the required investment, based on the kind of refinery and on the processing units that characterize it. As it was mentioned before, there are different refining projections to meet the demand of gas, but considering that the main oil production in Mexico is heavy. The simulated projection with this type of oil would require a higher volume in the existent refineries in the country to meet that demand. Besides, considering the kind of refinery (out of four), the volumes to refine will be less, if very complex refineries are used. However, the cost of investment in this technology would be higher, considering that new refineries will be built in a near future to meet the fuel demands.

Keywords:

- oil refining
- demand scenarios
- refinery type
- process units
- refining projections
- crude oil types
- investment costs

Introducción

Hace algunos años que el sector de refinación de petróleo en México desafía situaciones complejas que no han permitido abastecer los productos refinados de mayor demanda en el país, debido principalmente a la falta de planeación que requiere este sector. Existiendo limitantes para financiar programas serios de expansión que incrementen el volumen de petrolíferos, como la gasolina, que presenta un consumo considerable en los últimos años, principalmente por el sector transporte.

Esta situación ha propiciado un incremento sustancial de las importaciones del combustible, representando un factor adicional de presión para Pemex Refinación por las implicaciones negativas que afectan su situación operativa y financiera. De esta manera, se imposibilita aún más el crecimiento con la infraestructura actual de producción, representando un factor de riesgo para la autonomía energética del país.

Del programa de reconfiguración del *sistema nacional de refinación* (SNR) que fue autorizado desde el año 1999, se consideró la necesidad de construir nuevas plantas de proceso, así como la ampliación y modernización de las mismas. Esto permitiría incrementar el volumen de proceso de crudo en 89 mil barriles diarios, "Mbd", y de 145 Mbd en la producción de gasolinas (PEMEX, 2004). Para 2008 y con base en la información de la Subdirección de Planeación, Coordinación y Evaluación de PEMEX Refinación, el costo de capital total de las seis refineries fue de 126,412 millones de pesos (PEMEX, 2010a).

Con base en esto y debido a que el problema persiste, el Estado Mexicano por medio de sus instituciones envió una propuesta que quedó integrada en el *Presu-*

puesto de Egresos de la Federación (PEF) para el año 2008 en el siguiente artículo:

Artículo Transitorio Décimo Noveno (Diario Oficial de la Federación, 2007):

Petróleos Mexicanos deberá elaborar y enviar a la Cámara de Diputados a más tardar el treinta de julio de 2008 un estudio de viabilidad y prefactibilidad para determinar la necesidad de construir una nueva refinería para el sistema nacional de refinación del organismo subsidiario PEMEX Refinación.

La nueva refinería deberá tener una capacidad de proceso de 300 Mbd, procesando crudo tipo Maya (pesado) con un sistema de configuración de coquización, produciendo 142 Mbd de gasolina y estimándose la inversión en 3447 millones de dólares (MMUSD) tomando en cuenta solamente las unidades de proceso (PEMEX, 2008).

Actualmente México cuenta con seis refineries (Minatitlán, Cadereyta, Madero, Salamanca, Salina Cruz y Tula) y tres tipos de petróleo reportados en documentos oficiales de PEMEX: Olmeca, Istmo y Maya (PEMEX, 2012). Para el año 2009 se utilizó solamente 84% de la capacidad nominal de proceso de crudo en las plantas primarias, refinándose 1294.9 Mbd de una mezcla de crudos (33.89% fue de crudo Maya). El rendimiento promedio de producción de gasolinas fue de 35%, produciéndose 455 Mbd de gasolinas (PEMEX, 2010b), existiendo un déficit de 344 Mbd del petrolífero con respecto a la demanda (SENER, 2009).

El rezago de la industria de refinación de petróleo en México es evidente. En el área de América del Norte las proyecciones de construcción de esta industria muestran a Estados Unidos como el país que más invertiría en la construcción y expansión de diferentes proce-

tos de refinación, contando hasta ese momento con un total de 132 refinерías. Canadá por su parte, también proyectó invertir en la construcción y expansión de los procesos de refinación, como en el proceso de coquización, con una capacidad de 124.3 Mbd para 2007, así como en unidades de destilación primaria, craqueo térmico, hidrocrqueo, hidrotratadores y reformadores, contando hasta ese momento con 21 refinерías. México por su parte, sólo planearía expender los procesos de isomerización con una capacidad de 12.5 Mbd y contando con sólo 6 refinерías (Oil and Gas Journal, 2004).

Además y de acuerdo a la prospectiva del mercado de petróleo crudo 2008-2017, del total disponible, lo que se destinará a proceso de refinación se incrementará de 54.6% en 2010 a 70.6% en 2017, incrementándose de 35.5% a 61.9% el proceso de crudo Maya y disminuyendo el proceso de crudo ligero istmo de 64.6% a 38%, respectivamente (SENER, 2011).

En este contexto, es necesario realizar proyecciones de refinación de petróleo crudo que modelen la utilización de diferentes tipos de refinерías con base en sus procesos característicos. También, dichas proyecciones deben de tender a incrementar el rendimiento de gasolinas para cubrir los posibles escenarios de demanda, simulando el rendimiento del combustible por tipo de refinерía y crudo procesado, así como la inversión requerida para cada tipo de refinерía propuesta.

Sin embargo, para producir las gasolinas que posiblemente se demandarán en los próximos años, se requieren grandes inversiones que permitan aplicar tecnologías de alta conversión que procesen el petróleo crudo de mayor reserva en nuestro país (Maya), obteniendo rendimientos superiores del petrolífero.

De esta manera, el objetivo principal de este estudio es conocer el impacto económico que se tendrá al proyectar diferentes consumos de petróleo crudo, aplicando distintas tecnologías de refinación para abastecer los posibles escenarios de demanda de gasolina en los próximos 20 años. De este modo, se trata de generar información que sea útil a las instituciones encargadas de la planeación y política energética del país.

Desarrollo

Para realizar las diferentes proyecciones en este estudio, se utilizó una hoja de cálculo en Excel, permitiendo manejar las variables en forma definida y obteniendo así un ambiente accesible de traducción de los datos, logrando conseguir resultados relevantes en el proceso de esta investigación. La figura 1 muestra el procedimiento para determinar las diferentes proyecciones de inversión que se llevaron a cabo para cada escenario.

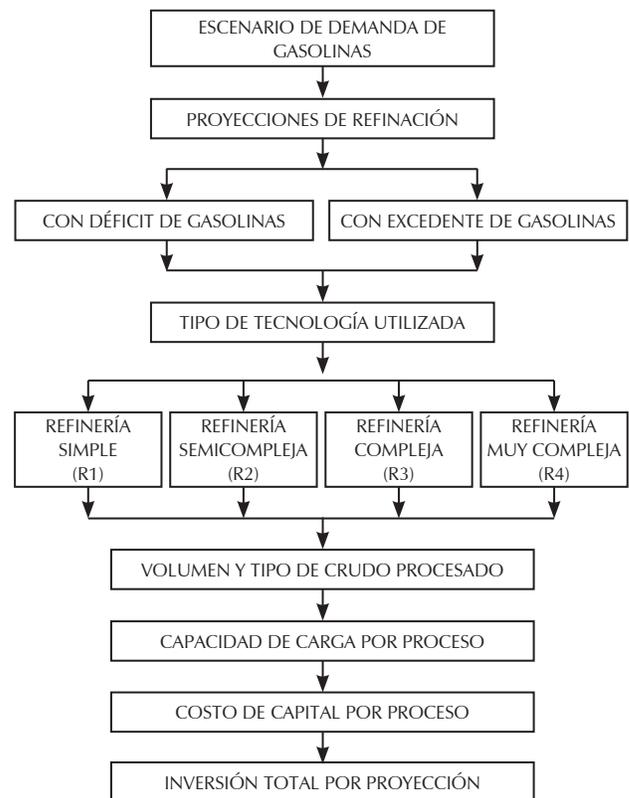


Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología para las diferentes proyecciones de refinación de petróleo para cada escenario de demanda

Demanda de gasolinas y sus escenarios posibles

Como se mencionó, la demanda de gasolinas en México se ha incrementado notablemente en los últimos años. En el 2000 se consumieron 572 Mbd del petrolífero (SENER, 2000) y para 2009 éste fue de 248 Mbd más (SENER, 2009). Con esta situación se han realizado diferentes investigaciones para crear escenarios posibles de consumo de combustible para los próximos 20 años y, para este análisis en particular, se emplearon los escenarios realizados por Bauer (2003). De los cuatro escenarios planteados por este autor, el primero se toma como referencia y fue establecido con base en la tendencia histórica anual del crecimiento vehicular (4.3%) en el periodo 1980-2000 y de 4% para una proyección en el periodo 2000-2030 (*Business-as-Usual*). Mientras que el segundo (C), tercero (B) y cuarto (A) escenarios fueron establecidos tomando en cuenta un crecimiento promedio anual del PIB de 3.7, 5.3 y 6.2%, respectivamente (2000-2030), utilizando la curva de Gompertz para obtener el número de vehículos como una función del ingreso *per cápita* (*Rapid Automobile*

Growth) y, en consecuencia, en función del año en que se alcanza dicho ingreso. Aunque Bauer toma en cuenta los datos obtenidos en el periodo 2000-2030, se utilizarán para este caso, sólo los datos comprendidos entre 2010 y 2030. Adicionalmente, se realizó una simulación Montecarlo con datos históricos de la demanda de gasolinas de 1965 a 2010, tomando dichos datos históricos como la variable dependiente y el PIB, el *índice nacional de precios al consumidor* (INPC) y la población total como variables independientes (INEGI, 2012). Esto se hizo con el fin de correlacionar los resultados obtenidos de esta simulación, con los que reporta Bauer.

Proyecciones de refinación de petróleo

Para realizar cada una de las proyecciones analizadas en este estudio se consideró primero la capacidad actual de producción de gasolinas en México para el año 2009, como se mencionó. Para construir cada proyección, se consideró la modularidad (periodos de cinco años) en la puesta en marcha de las refinerías, usando dos modalidades en la diferencia de consumo y producción de gasolinas: importando o exportando el combustible. Esto quiere decir, importar gasolinas en caso de no cubrir la demanda requerida, o bien, exportando los excedentes una vez cubierta la demanda del combustible (figura 2). Asimismo, se modeló utilizando los tres tipos de petróleo crudo en forma individual que se producen en el país (PEMEX, 2012), así como cuatro

mezclas de los crudos de mayor reserva (Istmo-Maya), en una relación de 70-30 (M1), 65-35 (M2), 50-50 (M3) y 44-56 (M4) por ciento en volumen, con un rendimiento de producción del combustible por tipo de crudo procesado y tipo de refinería, como se muestra en la tabla 1 (Baird, 1996). En esa tabla, la refinería simple (R1) para este estudio se llama en inglés *hidroskimming*, mientras que a la semi-compleja (R2) se conoce como *hydrocracking*, la compleja (R3) se llama *catalytic cracking* y la muy compleja (R4), *full conversión*.

Tabla 1. Rendimiento total de gasolinas

Tipo de crudo procesado	Tipo de refinería			
	R1	R2	R3	R4
	Rendimiento (% Vol.)			
Olmecca	21.4	33.1	47.2	54.5
Istmo	18.5	30.0	39.8	55.2
Maya	15.3	23.0	33.4	54.6

Fuente: Baird C.T. IV, 1996.

Mezcla 1 (M1)	17.5	27.9	37.9	55.0
Mezcla 2 (M2)	17.4	27.5	37.6	55.0
Mezcla 3 (M3)	16.9	26.5	36.6	54.9
Mezcla 4 (M4)	16.7	26.1	36.2	54.9

Nota: Elaboración propia con base en datos de Baird C.T. IV, 1996, multiplicando las diferentes relaciones de los crudos, para obtener cada una de las mezclas

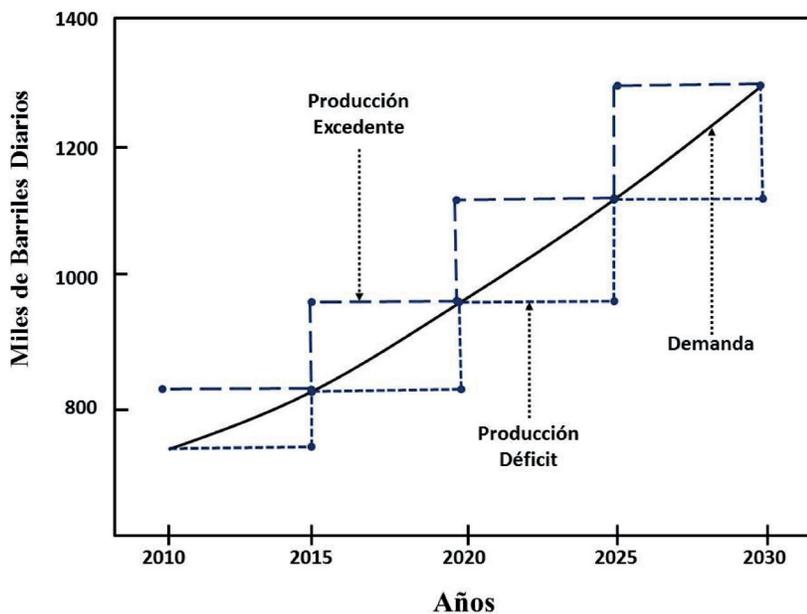


Figura 2. Patrón de demanda de gasolinas con déficit y excedente en la producción

El volumen de crudo procesado en cada proyección se determinó realizando la siguiente operación $u = \delta / \lambda \gamma$, donde:

- u es el volumen de crudo procesado,
- δ es la demanda de gasolinas (como se menciona al inicio del párrafo de demanda de gasolinas),
- λ es el rendimiento del petrolífero (tabla 1) y
- γ es la eficiencia de producción (considerada de 100%).

Para obtener los resultados con déficit de gasolinas, se toma la demanda del año correspondiente para cada escenario, y para obtenerlos con excedente, se toma el periodo de 5 años siguiente, como se muestra en la figura 2. Como ejemplo de los diferentes resultados, se presentan los obtenidos para el crudo tipo Maya en la tabla 2.

Se realizó el modelado utilizando los tres tipos de crudos puros, así como las mezclas de los de mayor reserva (Istmo-Maya). Todo ejemplo mostrado como resultado de aquí en adelante, se realizó considerando solamente la refinación de crudo Maya, ya que es el tipo de crudo de mayor reserva en México. Esto, independientemente de los resultados obtenidos con los otros tipos de crudos y mezclas que no se muestran en este artículo. Así, el primer resultado obtenido es el volumen de crudo y se presenta en la tabla 2.

El costo de capital para cada proceso modelado se consideró tomando como base dos factores. El primero, fue saber la tasa de operación de cada uno de los procesos más importantes y característicos de cada refinería simulada (tabla 3), considerando el volumen de crudo en el proceso de destilación atmosférica en cada proyección como 100%.

El segundo factor, fue saber la capacidad de carga del proceso de destilación atmosférica (DA), para que, con ese dato, se calcularan las capacidades de los demás procesos para cada escenario y por tipo de refinería modelada.

Así por ejemplo, de la tabla 3 se puede tomar el volumen de crudo del año 2010 para cualquier escenario y tipo de refinería y este valor será el que represente 100% de carga en la torre de destilación atmosférica (DA). Para obtener los volúmenes de carga que se obtienen en los demás procesos, el volumen de crudo en DA se multiplica por las diferentes tasas de operación que aparecen en la tabla 3.

Para fines prácticos, los valores de capacidad de carga que se muestran en la tabla 4 sólo son para valores con déficit de gasolinas. Este mismo procedimiento se puede realizar para cada año en particular, si así se desea.

Tabla 2. Volumen de crudo Maya procesado para cubrir los diferentes escenarios de demanda de gasolinas, dependiendo del tipo de refinería utilizada

Refinería	Escenarios	Proyecciones de crudo Maya procesado (Mbd)									
		Con déficit de gasolinas					Con excedente de gasolinas				
		2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
R1	BAU	1791	2497	3359	4418	5562	2497	3359	4418	5562	6706
	RAG-C	3582	5275	7235	9314	11026	5275	7235	9314	11026	12739
	RAG-B	5660	8725	11765	14124	15098	8725	11765	14124	15098	16072
	RAG-A	7190	11046	14222	15941	16007	11046	14222	15941	16007	16072
R2	BAU	1191	1661	2235	2940	3700	1661	2235	2940	3700	4461
	RAG-C	2383	3509	4814	6196	7336	3509	4814	6196	7336	8475
	RAG-B	3766	5805	7827	9397	10045	5805	7827	9397	10045	10693
	RAG-A	4783	7349	9462	10606	10649	7349	9462	10606	10649	10693
R3	BAU	820	1143	1538	2022	2546	1143	1538	2022	2546	3069
	RAG-C	1639	2414	3311	4263	5046	2414	3311	4263	5046	5830
	RAG-B	2590	3993	5384	6464	6910	3993	5384	6464	6910	7356
	RAG-A	3290	5055	6509	7296	7326	5055	6509	7296	7326	7356
R4	BAU	502	700	942	1239	1560	700	942	1239	1560	1880
	RAG-C	1004	1479	2029	2612	3092	1479	2029	2612	3092	3572
	RAG-B	1587	2447	3299	3960	4233	2447	3299	3960	4233	4506
	RAG-A	2016	3097	3988	4470	4488	3097	3988	4470	4488	4506
Fuente: Bauer (2003)											
	BAU	1722	2036	2424	2901	3487					
	RAG-C	1982	2518	3151	3836	4498					
	RAG-B	2611	3586	4586	5393	5842					
	RAG-A	3088	4339	5415	6021	6146					

Como se puede ver en las tablas 3 y 4, cada tipo de refinería consta de un número determinado de procesos característicos. Este tipo de procesos son los más importantes para cada tecnología aplicada, aunque no son los únicos. Se puede ver también en la tabla 4, cómo la refinería muy compleja abarca todos los procesos indicados en la tabla 3, de ahí su nombre.

Tabla 3. Tasa de operación por proceso y tipo de refinería de petróleo

Procesos de refinación	Tasa de operación por unidad de proceso (% vol)			
	Tipo de refinería			
	R1	R2	R3	R4
Destilación atmosférica (DA)	100	100	100	100
Hidrotratador de naftas (HN)	21	29	19	33
Reformador catalítico (RC)	16	27	15	28
Hidrotratador de destilados (HD)	18	13	12	12
Destilación al vacío (DV)	---	43	43	43
Craqueo catalítico fluido (CCF)	---	---	28	28
Alquilación (AQ)	---	---	4	7
Coquización (CQ)	---	---	---	15

Fuente: Baird, IV, 1996

Ahora bien, el costo de capital de cada proceso se obtuvo empleando la siguiente ecuación: $C_A/C_B = [Q_A/Q_B]^X$, donde C representa el costo en dólares, Q representa la capacidad de carga del proceso en Mbd y X es el factor de Lang o factor de costo (Maples, 2000). En este caso, los valores de C_A (costo actual) y Q_A (capacidad de carga base) se obtienen de la tabla 5, la cual toma en cuenta los factores económicos para la evaluación del costo de una refinería, considerando sólo algunos de los procesos más importantes y característicos para cada tipo de refinería en este estudio, y tomando una capacidad base de carga y un costo para cada proceso.

Para obtener el nuevo costo de capital para cada uno de los procesos, se despeja C_B de la ecuación mencionada y el valor de Q_B se obtiene de la tabla 4 dependiendo del tipo de proceso, escenario y refinería correspondiente.

Los resultados que se obtienen al hacer cada una de las operaciones para cada proceso se pueden observar en la tabla 6, en donde se muestra el costo de capital requerido para cada proceso, tomando como base los costos en dólares del año 1991 (lado izquierdo de la tabla).

Finalmente, para obtener los costos actualizados se utilizó la fórmula general de interés compuesto, que transforma un valor actual en un valor futuro: $VF = VA(1 + T)^n$, donde:

VF es el valor futuro de costo de capital,

VA es el valor actual de costo de capital,

T es la tasa de inflación y

n es el número de años transcurridos desde la publicación de los datos de inversión hasta nuestros días.

Al término $(1+T)^n$ se le llama factor simple de capitalización (Guzmán, 2010).

Para actualizar los costos los cálculos se dividieron en dos partes. La primera parte consta de cálculos que se realizaron de 1991 a 2010. En este caso, el valor actual (VA) es el que se tenía en 1991, mientras que el valor futuro (VF) es el que se obtendrá en 2010. Como los costos se obtienen en dólares, se tomó como base la inflación de Estados Unidos para cada año durante 20 años. Como esa inflación es variable cada año, se toma cada término $(1+T)$ como la inflación de cada uno de los años transcurridos hasta 2010, resultando entonces en una suma de los factores de inflación de cada año. En consecuencia, la ecuación se transforma de $VF = VA (1+T)^n$ en $VF = VA [(1+T_1) * (1+T_2) * \dots * (1+T_n)]$. Los datos obtenidos después de aplicar la ecuación con una nueva capacidad de carga, se muestran también en la tabla 6 (lado derecho de la tabla), en donde se puede ver la diferencia con los datos de 1991. Por otro lado, los datos de inflación en Estados Unidos para 1991-2010 se obtuvieron del United States Department of Labor (Bureau of Labor Statistics).

La segunda parte consta de cálculos que toman en cuenta tanto los costos en 2010 (valores actuales), como la capacidad de carga necesaria para años posteriores a 2010 (2015, 2020, 2025, 2030) para calcular el valor futuro. De esta forma, en la fórmula $C_B = C_A [Q_B/Q_A]^X$, para calcular el costo de valores posteriores a 2010, Q_B será la capacidad de carga correspondiente al año en que se quiera obtener el valor futuro (tabla parecida a la 4 con valores del año a calcular) y el valor de $C_A [Q_B/Q_A]^X$ (con C_A y Q_A tomados de la tabla 5) se multiplicará por el factor 1.661, el cual resulta al multiplicar la inflación de los años 1991 a 2010 $[(1 + T_{1991}) * (1 + T_{1992}) * (1 + T_{1993}) * \dots * (1 + T_{2010}) = 1.661]$. Con esto, se obtendrá un costo, tomando en cuenta tanto el año 2010 (valor actual), como la capacidad de carga del año en el que se calcula el valor futuro. Los resultados se representan de la misma manera que en la tabla 6 (lado derecho).

El valor obtenido de cada proceso, se multiplica por el factor $(1 + T)^n$ donde esta vez sí se considera un valor fijo de inflación para el año en que se pretenda calcular el valor futuro, y n tendrá valores de 5, 10, 15 ó 20. Para calcular la inflación futura, se graficaron los valores de inflación desde 1991 hasta 2010 (United States Department of Labor, 2010) y se obtuvo la curva que mejor se ajusta a los datos graficados. Dicha curva resultó ser una de tipo potencial con un valor de R de 0.323. Si bien el

Tabla 4. Capacidad de carga por tipo de proceso, tipo de refinería, procesando crudo Maya y considerando un déficit de gasolinas en el año 2010

Refinería	Escenarios	Capacidad de Carga (Mbd) para el año 2010							
		Procesos							
		DA	HN	RC	HD	DV	CCF	AQ	CQ
R1	BAU	1791	380	293	327	---	---	---	---
	RAG-C	3582	760	587	654	---	---	---	---
	RAG-B	5660	1200	927	1033	---	---	---	---
	RAG-A	7190	1525	1178	1313	---	---	---	---
R2	BAU	1191	350	321	150	515	---	---	---
	RAG-C	2383	700	642	301	1030	---	---	---
	RAG-B	3766	1106	1015	475	1628	---	---	---
	RAG-A	4783	1405	1289	604	2068	---	---	---
R3	BAU	820	160	120	97	354	232	35	---
	RAG-C	1639	320	240	194	709	464	69	---
	RAG-B	2590	505	380	307	1120	733	110	---
	RAG-A	3290	642	483	390	1422	931	139	---
R4	BAU	502	165	141	60	217	139	35	75
	RAG-C	1004	330	281	120	434	278	70	150
	RAG-B	1587	521	445	190	686	440	110	237
	RAG-A	2016	662	565	242	871	558	140	301

Procesos de Refinación	Capacidad Base	Costo año 1991	Exponente Lang
	(Q)	(C)	(X)
	Mbd	MMUSD	
DA	100	38	0.7
HN	30	16	0.6
RC	30	45	0.6
HD	30	25	0.6
DV	60	30	0.7
CCF	50	86	0.6
AQ	10	29	0.6
CQ	20	46	0.6

Tabla 5. Costos de capital con base a la capacidad base de los procesos característicos de refinamiento

Fuente: Maples, 2000

valor de R es bajo, fue la curva que mejor se ajustó considerando otras opciones de ajuste (lineal, logarítmica, polinomial, etcétera). Se realizaron entonces, extrapolaciones para cada uno de los años mencionados para obtener un valor fijo de inflación dada la imposibilidad de saber la variación de la misma a lo largo de varios años futuros. Lo descrito se puede observar en la figura 3. Estos valores de inflación sirven para calcular los costos de capital de los diferentes procesos a diferentes años en un futuro. Como ejemplo se muestran los costos que tendrían los diferentes procesos para el año 2030 en la tabla 7 comparando los mismos con los de la tabla 6 (lado derecho) para ver las diferencias en costos en un

intervalo de 20 años. En este caso, T tuvo un valor de 2.23 y n de 20. Los cálculos se pueden hacer para cualquier año que se desee, en particular en el intervalo 2010-2030.

El costo de inversión, es decir, el costo total para cada tipo de refinería y cada escenario en particular, se puede ver en la tabla 8 y como ejemplo se observa que dicho costo para el año 2030 de una refinería simple en el escenario BAU es de 3457 millones de dólares (con déficit de gasolinas), los cuales resultan de la suma horizontal de los costos de cada proceso en la tabla 7. Estos cálculos se pueden obtener para cada tipo de refinería y escenarios.

Tabla 6. Costo de capital para diferentes procesos de refinación en dólares de 1991 y actualizados al 2010, considerando déficit de gasolinas, procesando crudo Maya

Refinería	Escenarios	Costo de capital en dólares de 1991 (MMUSD)								Costo de capital en dólares del 2010 (MMUSD)							
		Procesos								Procesos							
		DA	HN	RC	HD	DV	CCF	AQ	CQ	DA	HN	RC	HD	DV	CCF	AQ	CQ
R1	BAU	286	73	177	105	---	---	---	---	478	122	295	175	---	---	---	---
	RAG-C	465	111	268	159	---	---	---	---	776	185	447	265	---	---	---	---
	RAG-B	641	146	353	209	---	---	---	---	1069	244	588	349	---	---	---	---
	RAG-A	758	169	407	241	---	---	---	---	1264	282	679	402	---	---	---	---
R2	BAU	215	70	187	66	135	---	---	---	359	117	311	110	225	---	---	---
	RAG-C	350	106	283	100	220	---	---	---	583	177	472	166	366	---	---	---
	RAG-B	482	139	372	131	302	---	---	---	804	232	621	219	504	---	---	---
	RAG-A	570	161	430	151	357	---	---	---	950	268	717	253	596	---	---	---
R3	BAU	166	44	103	51	104	216	61	---	276	73	173	84	173	360	102	---
	RAG-C	269	66	157	77	169	327	93	---	449	110	262	128	282	546	155	---
	RAG-B	371	87	206	101	233	431	122	---	618	145	344	168	388	718	204	---
	RAG-A	438	101	238	117	275	497	141	---	731	168	397	194	459	829	235	---
R4	BAU	118	44	114	38	74	159	61	102	196	74	190	63	123	265	102	170
	RAG-C	191	67	172	58	120	241	93	154	319	112	288	96	200	402	155	257
	RAG-B	263	89	227	76	165	317	122	203	439	148	378	126	275	529	204	338
	RAG-A	311	102	262	87	195	366	141	234	519	171	437	146	326	610	236	390

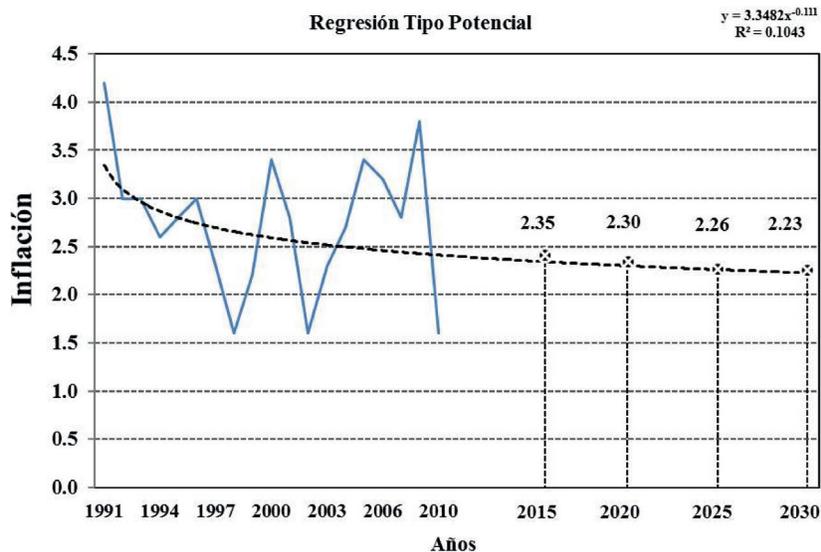


Figura 3. Datos históricos de inflación en EEUU y proyecciones para los años 2015, 2020, 2025 y 2030

Finalmente, cabe aclarar que en las tablas de resultados, a la refinería simple con un tipo de crudo puro (en esta caso, crudo tipo Maya) se le llama *proyección base* y se pone como ejemplo la figura 4 para el escenario BAU del análisis del proceso de los diferentes tipos de crudo y sus mezclas por tipo de refinería (vea también tabla 1). Como se puede observar en esa figura, la proyección base toma en cuenta sólo crudos puros y las

diferentes mezclas generan una gran cantidad de opciones, en crudo procesado y en los costos de inversión, tanto para un déficit como para un excedente de gasolinas. Para concluir, se muestra en la tabla 9 el volumen de crudo procesado y la inversión requerida para un análisis Montecarlo. Esta información se puede comparar con el mismo tipo de refinería del escenario BAU de las tablas 2 y 8.

Tabla 7. Costos de capital para el año 2030

Refinería	Escenarios	Costo de capital (MMUSD) para el año 2030							
		Procesos							
		DA	HN	RC	HD	DV	CCF	AQ	CQ
R1	BAU	1641	375	904	536	---	---	---	---
	RAG-C	2650	566	1363	809	---	---	---	---
	RAG-B	3302	684	1646	976	---	---	---	---
	RAG-A	3440	708	1705	1011	---	---	---	---
R2	BAU	1234	358	955	337	774	---	---	---
	RAG-C	1992	539	1440	507	1250	---	---	---
	RAG-B	2482	651	1738	613	1558	---	---	---
	RAG-A	2586	674	1800	635	1623	---	---	---
R3	BAU	950	223	530	259	596	1105	313	---
	RAG-C	1533	337	798	390	962	1666	472	---
	RAG-B	1910	407	964	471	1199	2011	570	---
	RAG-A	1990	421	999	488	1249	2083	590	---
R4	BAU	674	228	582	194	423	813	314	520
	RAG-C	1088	343	878	293	683	1226	473	784
	RAG-B	1356	415	1060	354	851	1480	571	947
	RAG-A	1412	429	1098	366	886	1533	592	981

Tabla 8. Costos de inversión para cada tipo de refinería y con diferentes escenarios en el intervalo 2010-2030 procesando solamente crudo tipo Maya

Refinería	Escenarios	Costos de Inversión (MMUSD) Procesando Crudo Maya									
		Con déficit de gasolinas					Con excedente de gasolinas				
		2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
R1	BAU	1070	1488	2015	2679	3457	1325	1803	2406	3110	3903
	RAG-C	1673	2414	3311	4344	5388	2149	2962	3900	4847	5917
	RAG-B	2249	3345	4538	5692	6608	2978	4060	5110	5944	6882
	RAG-A	2626	3897	5133	6158	6864	3470	4593	5528	6174	6882
R2	BAU	1122	1565	2124	2830	3657	1393	1900	2540	3290	4134
	RAG-C	1764	2552	3509	4612	5728	2272	3139	4141	5153	6298
	RAG-B	2380	3550	4827	6063	7042	3161	4319	5443	6335	7338
	RAG-A	2784	4144	5468	6565	7318	3690	4892	5894	6583	7338
R3	BAU	1242	1723	2327	3087	3975	1534	2082	2771	3576	4480
	RAG-C	1931	2777	3798	4972	6159	2472	3398	4464	5540	6755
	RAG-B	2586	3831	5185	6493	7533	3411	4639	5829	6776	7841
	RAG-A	3013	4455	5855	7016	7821	3967	5238	6299	7035	7841
R4	BAU	1183	1637	2205	2917	3748	1458	1972	2619	3371	4216
	RAG-C	1828	2619	3572	4665	5768	2332	3196	4188	5188	6318
	RAG-B	2438	3596	4853	6066	7033	3202	4342	5446	6327	7316
	RAG-A	2834	4172	5470	6547	7298	3715	4894	5878	6564	7316

Tabla 9. Volumen de crudo procesado e inversión requerida para el análisis Montecarlo utilizando crudo tipo Maya

Refinería	Escenario Montecarlo	Con déficit de gasolinas					Con excedente de gasolinas				
		2010	2015	2020	2025	2030	2010	2015	2020	2025	2030
		R1	Crudo Procesado (Mbd)	2268	2464	2980	3490	3993	2464	2980	3490
Inversión (MMUSD)	1243		1473	1861	2296	2785	1311	1665	2061	2505	2785

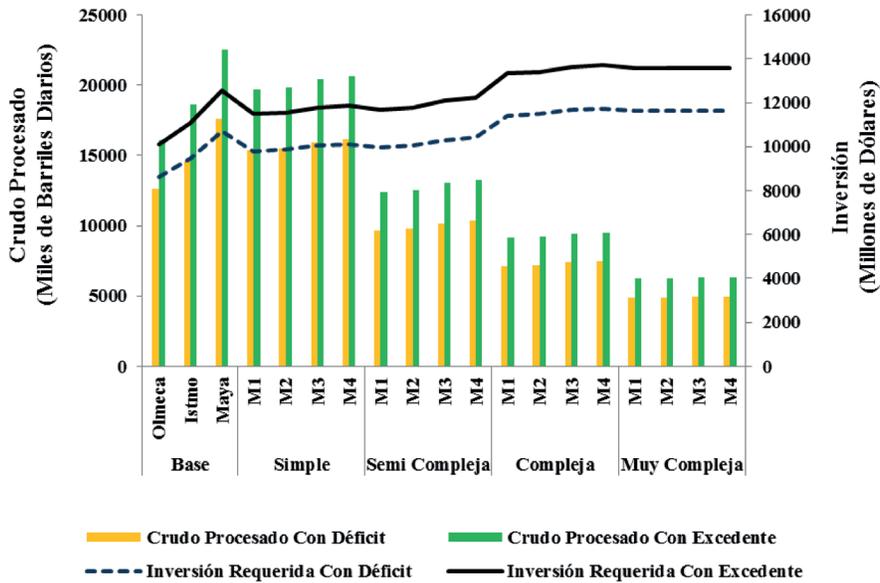


Figura 4. Proyecciones de crudo procesado e inversión requerida para las diferentes mezclas y crudos puros para un escenario BAU

Discusión y análisis de resultados

De la tabla 2 se puede ver, en primer lugar, que la división de los datos de cada uno de los años correspondientes a excedentes entre sus respectivos deficitarios, da siempre una proporción muy parecida que disminuye conforme se avanza de año y conforme el escenario de demanda aumenta ($A > B > C$). Esto mismo sucede para cada uno de los grupos de 20 datos que se quieran elegir para cualquier tipo de refinería sea con excedente o déficit de gasolinas. Esto quiere decir que conforme se proyecten los resultados a un año más alejado del actual, el volumen de crudo a procesar será muy parecido, independientemente de que se quiera tener un excedente o un déficit de gasolinas. Esto parece lógico, si consideramos que entre los escenarios de demanda de Bauer, el escenario RAG-A es el de mayor incremento del PIB y, por ende, en el que las personas tendrán un mayor ingreso para comprar un auto, pero también es el escenario en el que la cantidad de autos por habitante se mantendrá constante, o bien, no se incrementará. Por esta razón, en la figura 2 la pendiente de la curva de demanda de gasolinas disminuiría hasta ser casi horizontal conforme el escenario sea más alto, por lo que el excedente y el déficit del petrolífero será casi el mismo.

Por otro lado, también se puede ver que los grupos de 20 datos de la misma tabla, no coinciden en ningún caso con los reportados por Bauer. Esto parecería también lógico dado que Bauer no explica ni el tipo de refinería que pudiera utilizarse ni el tipo de crudo a refinar,

sino solamente la capacidad de compra de un auto por las personas según sus ingresos, el aumento en la demanda de gasolinas por el incremento del parque vehicular y la cantidad de crudo procesado para satisfacer dicha demanda de gasolinas. Por otro lado, si se hace la división de los grupos de 20 datos entre los reportados por Bauer, no se encuentra un patrón de repetición de datos, como sí sucedió en este análisis.

Comparando el lado derecho y el izquierdo de la tabla 6, se puede ver que el costo de capital actualizado en el año 2010 es 67% más alto que lo que era casi 20 años antes. Esto, independientemente del tipo de refinería utilizada y de los escenarios planteados. Se podría considerar un valor aceptable de incremento si se toma en cuenta que la inflación promedio sería 3.35% y que ésta es la inflación de Estados Unidos, la cual varía muy poco, en comparación con la de México.

En lo que respecta a la comparación de la tabla 6 (lado derecho) con la tabla 7, se puede decir que los costos de capital para cada uno de los procesos en el año 2030 varían entre el triple y 2.5 veces el valor que tenían en el año 2010. Esto ocurriría independientemente del tipo de refinería a utilizar, aunque sí varían a la baja conforme el escenario de demanda sea el de mayor incremento del PIB (RAG-A). Esto parece tener una explicación como la descrita en el primer párrafo, ya que si la cantidad de autos permanece casi constante, la demanda de gasolinas tendrá el mismo comportamiento por un periodo considerable y las unidades de proceso requeridas demandarán menos inversión por volumen, mantenimiento, instrumentación, etcétera.

De la figura 3 se puede decir que los valores para la inflación se justifican, ya que se toman en consideración varios factores. El primero, es que se toman datos históricos de inflación de 20 años atrás. Si bien existen datos de inflación de hace casi un siglo, se trató de evitar demasiado “ruido” en los mismos debido a los altibajos en momentos críticos de la economía estadounidense. Precisamente por esto, se eliminó el dato de inflación correspondiente al 2009, pues fue negativo por la crisis económica mundial que se originó ese año en particular. Se pensó que para proyectar datos de 20 años hacia adelante, serían suficientes datos de 20 años hacia atrás.

El segundo factor, es que los valores extremos de los datos históricos de la inflación no varían mucho entre sí. De los datos de inflación obtenidos del United States Department of Labor, el valor más grande es un poco más del doble del valor más pequeño (2.3 veces más). Por último, los valores obtenidos para la inflación en los años 2015, 2020, 2025 y 2030 en este trabajo, están en un intermedio entre los valores obtenidos en todo el periodo 1991-2010 de los reportados por el United States Department of Labor, lo cual es aceptable, dado que no se disparan hacia arriba o hacia abajo de manera extrema.

De la tabla 8 se puede decir que los costos de inversión, es decir, la suma de los costos de cada uno de los procesos que integran una refinería, comienzan a semejarse conforme avanza el año y conforme el escenario de demanda aumenta (RAG-A), no importando si es con excedente o déficit de gasolinas. Esto quiere decir que si se comparan uno a uno los valores de déficit con su contraparte de excedente, con su respectivo año y escenario, éstos serán casi iguales si tanto el año como el escenario aumentan. Esto es algo muy parecido a lo que se dijo antes. Las únicas excepciones son los costos de inversión del año 2010, en el cual conforme el escenario de demanda aumenta, los costos también aumentan. Todo esto es independiente del tipo de refinería a utilizar.

Del análisis de la figura 4 se pueden decir varias cosas. La primera es que la refinería llamada “simple” es la misma que la llamada “base”, solamente que en la “base” se pueden refinar crudos puros, mientras que en la “simple” se pueden refinar mezclas de crudos Istmo y Maya. En la gráfica de esta misma figura, las barras representan el crudo procesado que sería necesario, sumando solamente el volumen del mismo cada 5 años, de 2010 a 2030. Lo otro que se puede decir es que, conforme aumenta el grado de complejidad de la refinería, el volumen de crudo a procesar será menor, aunque los costos de inversión se incrementan (líneas punteadas).

Del análisis adicional que se realizó con la simulación Montecarlo, se encontró que la demanda de gasolinas en el periodo 2010-2030 es similar al escenario BAU propuesto por Bauer. Esto, considerando que el autor utilizó también datos históricos de la demanda del petrolífero de dos décadas, pero en este análisis se utilizaron datos de dos décadas y media anteriores a los utilizados por Bauer. Los resultados de esta simulación no se muestran en este estudio.

Conclusiones

De la discusión y el análisis se puede concluir en primer lugar, que si bien los resultados obtenidos se basaron en información que toma en cuenta algunas variables de importancia en cualquier economía, existen algunas reservas al respecto, ya que las economías y sus mecanismos internos son muy variables de un país a otro. Las diversas fluctuaciones y crisis económicas mundiales pueden desequilibrar los ingresos de las personas, por lo que los cálculos teóricos pudieran ser apenas una aproximación de lo que sucede en la realidad.

Los datos obtenidos en este estudio son algo diferentes a los obtenidos por Bauer (volumen de crudo procesado para cubrir la demanda de gasolinas) dado que este autor no indica ni el tipo de refinería ni el tipo de crudo a procesar. Aunque se tomó en cuenta alguna información de su trabajo, se trató de elaborar con mayor detalle la misma para dar una mayor variedad de opciones en los resultados, de tal manera que exista un mayor abanico de posibilidades para tomar decisiones en el momento de proyectar una refinería.

Los cálculos para encontrar los costos de inversión total para una nueva refinería, toman en cuenta solamente los procesos característicos que la integran. Los costos anexos que abarcan todas las conexiones periféricas y la infraestructura necesaria en los alrededores de la refinería, no se consideran en este estudio. También se puede ver claramente que las refinerías del tipo “muy compleja” son la mejor opción por su rendimiento en la producción de gasolinas y porque son independientes del tipo de crudo a utilizar, ya que si se comparan los diferentes datos obtenidos (en las diferentes proyecciones no mostradas en este documento) para el volumen de crudo a procesar en cualquier año, éste es casi el mismo sin importar si son crudos puros o mezclas de los mismos. Esto es importante, ya que para construir este tipo de refinerías no será necesario disponer de un tipo de crudo en particular. Por otra parte, la mayor cantidad de reservas de petróleo en México a mediano y largo plazo será del tipo pesado. Sin embargo, aunque este tipo de refinerías son las más recomendadas, también hay que pensar en el

costo de inversión de las mismas, el cual es mayor que para los otros tipos. Será necesario hacer un estudio de costo beneficio, para saber si la inversión inicial será sobrepasada por las ventajas que se tendrían al utilizar este tipo de refinерías.

El volumen de demanda de gasolinas y la calidad de la misma, dependerá de la estructura y complejidad de las futuras refinерías que permitan consumir el crudo de mayor reserva en nuestro país, y de esta manera, producir los combustibles en condiciones óptimas. Debido a que el consumo de gasolinas en México sigue creciendo, es prudente pensar que el petróleo seguirá siendo el energético primario para la producción de este combustible en los próximos 20 años, para entonces, las reservas de petróleo en nuestro país podrán disminuir o en determinado momento, crecer.

Para finalizar, en este estudio se realizó un análisis Montecarlo de correlación entre la demanda histórica de gasolinas con respecto a indicadores macroeconómicos que fueron relevantes para este análisis. Éstos fueron el tipo de cambio, *índice nacional de precios al consumidor* (INCP), *producto interno bruto* (PIB), balanza comercial y, adicionalmente la población del país. Para cada uno se realizó un estudio de correlación con la demanda de gasolinas. Luego del análisis se puede concluir que, de las variables analizadas, es conveniente relacionar a la demanda de gasolinas con el PIB, el INPC y la población, ya que con estas variables se obtiene la mejor correlación ($R^2 = 0.9769$). Para el último análisis de correlación, se utilizó el programa Crystal Ball, obteniéndose proyecciones de demanda de gasolinas semejantes al primer escenario propuesto por Bauer, pero los resultados no se muestran en este documento.

Referencias

- Baird C.T. *Handbook & Database of Petroleum Refining Yields*, HPI Consultants, INC, Arizona, USA, Dept. of Commerce Schedule B Commodity Number: 4901.99.0050, 1996.
- Bauer M., Mar E., Elizalde A. Transport and Energy Demand in México: the Personal Income Shock. *Energy Policy*, volumen 31 (número 14), noviembre 2003: 1475-1480.
- Diario Oficial de la Federación, 13 de diciembre 2007. Presupuesto de egresos de la federación para el ejercicio fiscal 2008 [en línea]. Disponible en: http://www.inali.gob.mx/pdf/PEF_2008.pdf.
- Guzmán C.A. Matemáticas financieras para toma de decisiones empresariales [en línea]. Disponible en: <http://www.negociosyemprendimiento.org/2009/04/e-book-matematicas-financieras-para-la.html>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) 2012. Banco de Información Económica [en línea]. Disponible en: <http://www.inegi.org.mx/sistemas/bie/>
- Maples R.E. *Petroleum Refinery: Process Economics*, 2a ed., Oklahoma, USA, PennWell Corporation, 2000, pp. 4- 386.
- Oil and Gas Journal, USA 102 (16). April 26 2004. *Worldwide Refinery Construction Projects*, Secretaría de Energía (SENER) 2011. Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2010-2025 [en línea]. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/>.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2003. *Metas programadas del programa de reconfiguración del SNR*. Respuesta a solicitud de información 1857600002904, septiembre 20, 2004 [Archivo de datos]. México DF, Pemex Refinación.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2008. Estudio de viabilidad para construir una nueva refinерía en México [en línea]. Disponible en: http://www.pemex.com/files/content/do_viabilidad_080730.pdf.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2010a. *Costo de capital de cada una de las seis refinерías*. Respuesta a solicitud de información 1857600005110, febrero 19, 2010 [Archivo de datos]. México DF, Pemex Refinación.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2010b. *Crudos y líquidos procesados. Producciones*. Respuesta a solicitud de información 1857600005110, febrero 19, 2010 [Archivo de datos]. México DF, Pemex Refinación.
- Petróleos Mexicanos (PEMEX) 2012. Anuario estadístico [en línea]. Disponible en: <http://www.pemex.com/files/content/Anuario%20Estadistico%202012.pdf>.
- Secretaría de Energía (SENER) 2000. Balance Nacional de Energía 2000 [en línea]. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/>
- Secretaría de Energía (SENER) 2009. Balance Nacional de Energía 2009 [en línea]. Disponible en: <http://www.sener.gob.mx/>.
- United States Department of Labor, Bureau of Labor Statistics, 2010 [en línea]. Disponible en: http://data.bls.gov/timeseries/ CUUR0000SA0?output_view=pct_12mths

Este artículo se cita:

Citación estilo Chicago

Granados-Hernández, Elías, Xicoténcatl López-Andrade, Humberto Bravo-Álvarez, Rodolfo Sosa-Echeverría. Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico para la producción de gasolinas en México al 2030. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, XIV, 04 (2013): 475-487.

Citación estilo ISO 690

Granados-Hernández E., López-Andrade X., Bravo-Álvarez H., Sosa-Echeverría R. Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico para la producción de gasolinas en México al 2030. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, volumen XIV (número 4), octubre-diciembre 2013: 475-487.

Semblanza de los autores

Elías Granados-Hernández. Realizó su licenciatura en ingeniería química, la maestría en química ambiental y el doctorado en ingeniería en la UNAM. Este último, con la especialidad en Planeación Energética y Contaminación Ambiental, en el Centro de Investigación en Energía (CIE). Desde hace casi 15 años se desempeña como académico en el Laboratorio de Ingeniería Ambiental del Centro Tecnológico Aragón de la UNAM, realizando investigación en el área de estudios energéticos y ambientales desde 1996. Ha sido profesor de asignatura, apoyando a las diferentes carreras de ingeniería de la Facultad de Estudios Superiores Aragón de la UNAM.

Xicoténcatl López-Andrade. Realizó la licenciatura en ingeniería química, la maestría en ingeniería ambiental y el doctorado en ingeniería de procesos, todo esto en la UNAM. Posteriormente, realizó un posdoctorado en Barcelona, España en un laboratorio de nanotecnología aplicado al área de Ciencias Ambientales. Durante 3 años trabajó en el programa de ingeniería química y química ambiental de la Facultad de Química de la UNAM realizando, entre otras actividades, muestreos isocinéticos en fuentes fijas de diferentes industrias. Ha sido profesor de asignatura en la carrera de ingeniería química de la Facultad de Química de la UNAM, así como en la Facultad de Ingeniería de la misma institución.

Humberto Bravo-Álvarez. Realizó su licenciatura en química en la UNAM, así como la maestría en química nuclear. Posteriormente, obtuvo el grado de doctor en ingeniería en la Universidad de West Virginia. Es investigador en el Centro de Ciencias de la Atmósfera (CCA) de la UNAM, donde se desempeña como jefe de la Sección de Contaminación Ambiental desde 1977. Su área de interés por más de 30 años ha sido la contaminación y la ingeniería ambiental. Ha sido profesor de asignatura en la maestría en ingeniería ambiental en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería (DEPFI) de la UNAM desde 1988. Es perito colegiado del Colegio Nacional de Ingenieros Químicos y de Químicos (CONIQQ) en protección ambiental, así como Qualified Environmental Professional (QEP) del Institute of Professional Environmental Practice.

Rodolfo Sosa-Echeverría. Realizó su licenciatura en ingeniería química, la maestría en ingeniería ambiental y el doctorado en ingeniería en la UNAM. Labora en la Sección de Contaminación Ambiental del CCA desde 1986, siendo actualmente Investigador. Desde 1988 a la fecha ha impartido la cátedra de muestreo y análisis del aire en el posgrado en ingeniería ambiental de la Facultad de Ingeniería. En 1994, asesoró al ministerio de Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente de Bolivia en la realización del Reglamento en Materia de Contaminación Atmosférica como parte de la Ley de Medio Ambiente. Es perito colegiado del Colegio Nacional de Ingenieros Químicos y de Químicos (CONIQQ) en protección ambiental y fue presidente del Capítulo México de la Air and Waste Management Association, de 1991 a 1993. Es miembro del Sistema Nacional de Investigadores.