

PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA

Simulación del Mercado Argentino de Petróleo y Combustibles Líquidos.

Olea Rodriguez, Martín Edgardo – LU 132005

Ingeniería Industrial.

Rivera Alanya Karen Lizhet – LU 133673

Ingeniería Industrial.

Tutor:

Ing. Romera, Nahuel Hernán Secundino

Noviembre 1, 2014



UADE

Responsables del presente Proyecto Final de Ingeniería industrial

Firma de los Alumnos.

Olea Rodriguez, Martín Edgardo

Rivera Alanya Karen Lizhet

Firma del tutor

Romera, Nahuel Hernán Secundino

Contenido

1.	Agradecimientos	7
2.	Resumen.....	8
3.	Abstract	11
4.	Objetivos	14
5.	Limites y Alcance	16
6.	Estado del arte.....	18
7.	Metodología de trabajo	21
8.	Desarrollo.....	22
9.	Capítulo I: Administración del proyecto.....	23
9.1.	Información general	23
9.2.	Introducción	23
9.2.1.	Contexto Global	25
9.2.2.	Consumo en Argentina.....	26
9.2.3.	Recorrido histórico.....	29
9.2.4.	Marco Legal	31
9.2.5.	Balanza Comercial	33
9.2.6.	Reservas y Producción de petróleo	36
9.2.7.	Combustibles.....	38
9.3.	Aportes de la investigación	42
9.4.	Entregables.....	43
9.5.	Software Utilizado	43
10.	Capítulo II: Modelado y Simulación de Sistemas Dinámicos.....	45
10.1.	Marco teórico	45
10.1.1.	Sistema	45
10.1.2.	Dinámica	46
10.1.3.	Modelos de diseño según la teoría general de sistemas (TGE).....	46
10.2.	Modelado y Simulación de sistemas dinámicos.....	47

10.3.	Modelación: subsistemas y variables	48
10.3.1.	Diagrama Causal	49
10.3.2.	Diagrama de Forrester.....	51
11.	Capítulo III: Relevamiento y análisis de los datos	55
11.1.	Demanda de combustible	55
11.2.	Tasa de incremento anual.....	56
11.3.	Reservas	56
11.4.	Demanda interna de petróleo	58
11.5.	Incremento demanda de petróleo	59
11.6.	Tendencia capacidad de producción	59
11.6.1.	Técnica de Linealización mediante Curvas de Ajuste.....	60
11.7.	La exploración de pozos.....	67
11.8.	Probabilidad de éxito.....	68
11.9.	Volumen Encontrado	70
11.10.	Pozos productivos	71
11.11.	Vida útil de un pozo/ Taza de desgaste	71
11.12.	La productividad promedio por pozo	72
11.13.	Refinación	73
11.14.	Capacidad instalada.....	77
11.15.	Porcentaje de petróleo destinado a combustible	78
11.16.	Mermas.....	79
11.17.	Comercio Exterior Crudo	79
11.18.	Comercio exterior Combustibles.....	80
12.	Capítulo IV: Construcción del modelo	81
12.1.	Los objetivos del modelo	82
12.2.	Indicadores principales del modelo.....	82
12.3.	Subsistemas del modelo	84
12.3.1.	Subsistema de exploración.....	87
12.3.2.	Subsistema de explotación	88

12.3.3.	Subsistema de reservas.....	89
12.3.4.	Subsistema de Combustible	90
13.	Capítulo V: Validación y verificación del modelo.....	95
13.1.	Caso Base.....	96
13.1.1.	Pozos de exploración.....	96
13.1.2.	Reservas Comprobadas	97
13.1.3.	Producción de petróleo.....	98
13.1.4.	Nuevos pozos productivos	98
13.1.5.	Exportación de combustible	99
13.1.6.	Demanda de Combustible	99
13.1.7.	Demanda interna de petróleo	100
	101
	101
	102
14.	Capítulo VI: Ensayo de escenarios	102
14.1.1.	Escenario 0 – No efectuar acción.....	103
14.1.2.	Escenario 1 – Se invierte en Explotación.....	109
14.1.3.	Escenario 2 – Se invierte en Exploración y Explotación	117
14.1.4.	Escenario 3 – Se invierte en Exploración, Explotación y Capacidad de refinación	125
14.1.5.	Escenario 4 – Se invierte en capacidad de refinación	134
15.	Capítulo VII: Conclusión	146
16.	Bibliografía	148
16.1.	Fuentes	148
16.2.	Libros	148
16.3.	Documentos técnicos de Petróleo y Combustibles	149
16.4.	Artículos.....	150
	8 de Febrero 2012 – “La fiebre del ‘shale oil’ llega a Argentina”	150
16.5.	Bibliografía básica dinámica de sistemas.....	151
17.	Anexos	152

17.1.	Anexo 1: Cuencas Sedimentarias	152
	153
17.2.	Anexo 2: Datos históricos 1907 - 2010	153
17.3.	Anexo 3: Datos históricos Mercado de Petróleo	155
17.4.	Anexo 4: Producción de petróleo 2013-2014.....	158
17.5.	Anexo 5: Fórmula de Variables	159

1. Agradecimientos

En primer lugar queremos agradecer a nuestras familias que nos ayudaron y apoyaron durante todos estos años. Sin ellos no estaríamos en la última estancia de la carrera. Esperamos que sientan el mismo orgullo que nosotros de terminar esta etapa de aprendizaje.

Por otro lado agradecemos a todos los conocidos que nos ayudaron con información técnica de las distintas empresas del sector, nos ayudó a entender la situación actual del país y la visión del sector empresarial.

Por último queremos aprovechar para agradecer a nuestro tutor Nahuel Romera, que siempre tuvo buena predisposición a atender a nuestras consultas y ayudarnos con cualquier duda o inconveniente con respecto al modelo, sin mencionar que siempre nos alentó a dedicarle lo mejor a nuestro trabajo.

2. Resumen

El Mercado del petróleo es uno de los mercados más importantes a nivel mundial, los hidrocarburos son un recurso natural no renovable vital para el sistema de producción que rige actualmente en la mayor parte de las sociedades. El transporte, la generación de energía y la producción de múltiples bienes (que van desde los envases, fertilizantes, fibras textiles y diversos productos plásticos, hasta ciertos componentes de la aspirina) utilizan como insumos a los hidrocarburos y sus derivados. No es de extrañar, entonces, que sean considerados como un recurso indispensable para la expansión del sistema económico mundial, y estratégico para el desarrollo de cualquier economía nacional.¹

El petróleo alimenta un porcentaje muy alto del consumo de energía del mundo, el 44% en Sudamérica y América Central

El mundo en general consume 80 millones de barriles diarios (88,9 millones en 2012)², y los mayores consumidores son en su mayoría el grupo de naciones más desarrolladas. La producción, distribución, refinado y venta del petróleo tomados éstos como uno solo, representan la industria más grande en términos de valor en dólares en la Tierra.

Paralelamente el principal riesgo que enfrenta la economía global es el aumento en los precios del petróleo, a causa de los conflictos que se están viviendo en los países productores, la inestabilidad política en Oriente Medio y África del Norte continúa provocando elevada incertidumbre, entre otros motivos. Este aumento de precios perjudica a la balanza comercial, trasladándose también el problema al PBI de la economía. Sin embargo, se espera que la prima de riesgo geopolítico incorporada en los precios del petróleo se reduzca paulatinamente, el precio de barril ya a fines del 2012 fue de 109,45 dólares en promedio, contra 120 dólares a fines del 2011.

¹ Asiain A. y Crivelli A. (2012) *LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA ESTUDIO DE CASO: YPF S.A.* Buenos Aires. Trabajo escrito IIHES-CONICET

² 18 de Agosto 2013. "Ranking de países consumidores de petróleo"

En Argentina, el mercado de petróleo presenta un comportamiento complejo con diversas variables que influyen en el mismo, sin embargo en los últimos diez años la producción de hidrocarburos está pasando por un déficit. El aumento en el consumo no fue acompañado de un incremento en la producción y reservas de petróleo.

La falta de inversión por parte de las empresas en el sector y falta de políticas energéticas por parte del estado nacional, ocasionaron una escasez de nuevos pozos de exploración y explotación, lo que tiene como consecuencia la disminución de las reservas de petróleo argentinas, a causa de una sobreexplotación de los yacimientos ya encontrados, por la necesidad de satisfacer una demanda que va en aumento.

En los próximos años el país enfrentará un gran desafío si desea superar la crisis energética que se está desarrollando en el mismo. No solo la falta de inversión influye directamente, la diferencia de precios locales contra el mercado externo también es un agente importante en el desarrollo energético. Además del creciente desfajase entre precios, tarifas y costos en todos los segmentos de la actividad energética, se convertirá en una cuestión de complejo manejo económico y político durante los próximos años.

El déficit comercial energético para el primer semestre del 2014 representó un valor récord de unos USD 7.300 millones, con un incremento interanual de 36%. El déficit energético tiene un impacto directo sobre las deterioradas cuentas públicas. En agosto se conoció una ampliación del Presupuesto Nacional por casi \$200 mil millones, a través de un decreto de necesidad y urgencia.

Argentina es un país con un alto índice de consumo de petróleo, el 87% de la energía que se consume pertenece a petróleo y a gas. La balanza energética Argentina ya es deficitaria, se importa más energía y derivados del petróleo de lo que se exporta. En el año 1988, el país había alcanzado el autoabastecimiento total (se producían 26 millones de m³ de petróleo). Luego, en la década de 1990, Argentina entró en una etapa de exportación de crudo, las reservas del país cayeron drásticamente. El aumento masivo en la producción (se

alcanzó un pico de 49 millones de m³) no era compatible con la capacidad que el país tenía para procesar todo ese crudo, se producía más de lo que sé era capaz de refinar. Hoy, Argentina es importador neto, trae desde el extranjero combustibles, electricidad y gas para poder abastecer el mercado interno³.

Con este trabajo se desea analizar el comportamiento del mercado de petróleo y combustibles, a fin de plantear un escenario deseado que trate el déficit de producción y el déficit comercial que existe. Para lograr esto, es necesario definir y establecer claramente los objetivos, el alcance y los límites del trabajo, de forma tal de que sea viable su correcta realización.

Con la ayuda de la Dinámica en Sistemas, a partir de información brindada por distintos organismos públicos y trabajo de investigación, se establece un esquema de influencias que permite determinar las variables más importantes del mercado y su posible comportamiento y relación.

A través de diferentes análisis de sensibilidad se podrá determinar, con resultados cuantificables, los resultados de invertir en Exploración, Explotación, Refinación y combustibles líquidos.

Palabras claves: Demanda, Oferta, Refinación, Petróleo, Combustible, Explotación, Exploración, Reservas y Evolución.

³ “Análisis regional N° 10”. Fundación de Tucumán. Julio 2011

3. Abstract

The oil market is one of the most important markets worldwide, hydrocarbons are vital to the production system currently in force in most societies nonrenewable natural resource. Transport, power generation and the production of multiple goods (ranging from packaging, fertilizers, textiles and various plastic products to certain components of aspirin) used as input to hydrocarbons and their derivatives. It is no wonder, then, that they are considered as strategic for the development of any national economy indispensable resource for the expansion of world economic system.

Oil supplies a very high percentage of the world's energy consumption, 44% in South America and Central America

The world at large consumes 80 million barrels (88.9 million in 2012), and older consumers are mostly the group of most developed nations. The production, distribution, refining and sale of oil taken them as one, represent the largest earth industry in terms of dollar value on.

Alongside the main risk facing the global economy is the increase in oil prices, because of the conflicts that are living in the producing countries, political instability in the Middle East and North Africa continues to cause high uncertainty, among other reasons. This price increase hurts the trade balance, also moving the problem to the GDP of the economy. However, it is expected that the geopolitical risk premium built into oil prices gradually reduce the price of a barrel since the end of 2012 was \$ 109.45 on average, with \$ 120 in late 2011.

In Argentina, the oil market presents a complex with many variables that influence the same behavior, but in the last ten years the production of hydrocarbons is experiencing a deficit. The increase in consumption was not accompanied by an increase in production and oil reserves.

The lack of investment by companies in the sector and lack of energy policies by the State caused a shortage of new exploration and development wells, which results in the decrease in Argentinean oil reserves, because over-exploitation of the deposits already found, by the need to satisfy a demand that is increasing.

In the coming years the country will face a big challenge if you want to overcome the energy crisis that is developing in it. Not only has the lack of investment affected directly the local price difference against the external market is also an important energy development agent. Besides the growing between prices, rates and costs in all segments of the energy business will become a matter of complex economic and political management in the coming years.

The energy trade deficit for the first half of 2014 was a record value of approximately USD 7,300 million, with an annual increase of 36%. The energy deficit has a direct impact on public finances deteriorated. In August, an extension of the national budget was met by nearly \$ 200 billion, through a decree of necessity and urgency.

Argentina is a country with a high rate of oil consumption, 87% of the energy consumed belongs to oil and gas. Argentina's energy balance deficit is already more energy and petroleum is exported than imported. In 1988, the country had reached total self-supply (it produced 26 million m³ of oil). Then in the 1990s, Argentina entered a stage of oil export, the country's reserves fell sharply. The massive increase in production (a peak of 49 million m³ was reached) was not compatible with the capacity that the country had to process all that oil, it produced more of what I know was able to refine. Today, Argentina is a net importer, brought from abroad fuel, electricity and gas to supply the domestic market.

With this work we want to analyze the behavior of the oil market and fuel, to try to raise a desired production deficit and the trade deficit that exists. To achieve this it is necessary to define and clarify the objectives, scope and limits of the work, so that feasible its proper performance.

With the help of Dynamic Systems, based on information provided by various government agencies and research work, a scheme of influences that determines the most important market variables and their possible behavior and relationship is established.

Through various sensitivity analyzes can be determined with quantifiable results, the results of investing in exploration, exploitation, refining and liquid fuels.

Keywords: Demand, Supply, Refining, Oil, Fuel, Exploitation, Exploration, Reserves and Evolution.

4. Objetivos

El objetivo del Proyecto Final de Ingeniería es diseñar un modelo de simulación asistido por computadora que presente bases científicas y matemáticas para representar el comportamiento del mercado de petróleo y combustible en Argentina.

Se requiere del estudio económico y técnico de la situación histórica y actual del mercado, se debe identificar los distintos sistemas que lo conforman, así como los factores que lo retroalimentan para poder establecer su conducta.

Para iniciar se deben identificar las principales variables involucradas en el tema, los alcances y las fronteras. Luego, en lo que se denomina diagrama causal, se establecen las relaciones entre las mismas, lo que permite identificar loops de retroalimentación y el posible comportamiento del modelo.

Con el diagrama de Forrester y a través de relaciones sistemáticas, se puede evaluar el impacto a futuro a modo de pronóstico y tendencia de la aplicación de decisiones operativas que traten las problemáticas que sufre el mercado actualmente.

Se desea desarrollar un modelo que ilustre distintos escenarios futuros del mercado, a partir de variaciones en los elementos más influyentes. Es factible tratar el déficit energético y obtener de forma gráfica y numérica las consecuencias de estas variaciones, para así encontrar la situación ideal con las “decisiones correctas”, se busca un escenario donde Argentina sea autosuficiente energéticamente.

Buscamos un escenario donde exista una estabilidad entre la demanda de combustibles con la producción de petróleo, a través de una capacidad de refinación capaz de hacer frente a esta demanda interna del país. Una extracción excesiva de crudo mayor a la demandada internamente, o mayor a la capacidad de refinación, tendría como resultado una reducción innecesaria en las reservas. Por otro lado, una producción escasa por falta de inversión, llevaría a un faltante de combustible, a una capacidad ociosa de refinación y a la

inevitable necesidad de importar. También se evalúa el factor de invertir en exploración, ya que mantener las reservas de petróleo y aumentarlas es uno de los objetivos que se busca a la hora de encontrar el “Modelo Ideal” del mercado.

El modelo óptimo permitiría una capacidad de refinación que incremente el combustible disponible de acuerdo a las necesidades de crecimiento de Argentina. Un incremento en exploración de petróleo que aumente las reservas de crudo y una capacidad de explotación capaz de abastecer la demanda interna del mismo. Creando así una situación de autosuficiencia en energía de hidrocarburos para el país. Esta situación podrá evidenciarse a futuro gracias al modelo de simulación.

5. Limites y Alcance

El modelo de simulación dinámica por computadora se limita a desarrollar el mercado del petróleo y combustibles líquidos, los derivados más importantes que tiene el petróleo actualmente, teniendo en cuenta los agentes más significativos en el mismo. El modelo está formado por exploración, explotación, reservas, refinación y consumo de combustible, no se tiene en cuenta el transporte, almacenamiento o distribución de crudo y combustibles antes o después de refinar, ya que no se consideran relevantes para la investigación o causantes de problemáticas locales a tratar.

Como derivados de crudo, se trata especialmente la demanda de combustibles tales como nafta, gasoil y fueloil, ya que en diversas ocasiones existió déficit de los mismos, un punto que se quiere solucionar con el modelo. Para el modelo de simulación sólo se tendrán en cuenta los distintos derivados como una demanda total de crudo necesaria, si bien los mismos son combustibles y presentan características propias de uso y producción, se evalúan como conjunto ya que presentan la misma situación de faltante frente a una demanda creciente.

Por otro lado el mercado trata la importación y exportación de crudo y combustible, pero con un precio genérico que no cambia a través del tiempo. No se desea hacer un análisis económico de las importaciones/exportaciones, sólo se tiene en cuenta para cubrir demanda local o como influyente en otros sectores del mercado. El análisis en el mismo es básico y depende de las políticas que se deseen tomar.

Con respecto a las inversiones, no se busca encontrar una cifra cerrada a invertir que solucione el déficit energético del país, con el proyecto se busca entender la influencia y consecuencia de invertir o no en distintos rubros del mercado de petróleo. Las inversiones para Exploración, Explotación, Refinación, etc. son presentadas de forma representativa ya que el proyecto no alcanza un análisis económico.

Se explica la situación actual a partir de un contexto histórico. Se elige como punto de partida para el análisis el año 2000, ya que es la transición a partir de la crisis del 2001, y como punto final es el año 2012 inclusive, ya que es el último año publicado de Reservas comprobables en la Secretaría de energía.

Además se debe tomar un periodo temporal significativo cuya cantidad de datos sean suficientes para desarrollar la tendencia de los agentes que intervienen en el modelo. Entre el año 2000 y 2012 se tienen 13 años de datos, se considera un periodo suficiente para desarrollar las funciones propias de las variables.

La parametrización de las variables se basa en la información obtenida del estudio del mercado realizado previamente, la misma permite observar el comportamiento de las variables sensibles que condicionan el modelo.

6. Estado del arte

Durante la recolección de datos, se observa que existen una gran cantidad de estudios referentes al mercado de petróleo en la República Argentina y en otros países, tratando temas como producción y demanda de petróleo, refinación, demanda y producción de combustible. Estos se basan en un análisis restringido a cada subsistema, haciendo referencia a parámetros económicos y de reservas. Obteniendo resultados y proyecciones en base a ecuaciones simples y sin considerar las relaciones con los otros subsistemas existentes. Los mismos han sido una guía para la selección de parámetros que pudieran ser de relevancia en nuestro modelo.

En texto técnico publicado por el Instituto de Investigación de Historia Económica y Social junto al Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (IIHES-CONICET) *LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN ARGENTINA ESTUDIO DE CASO: YPF S.A.* presenta el desarrollo de YPF en el país durante los últimos 20 años. El trabajo escrito por Andrés Asiain y Agustín Crivelli en 2012 permite dilucidar la estrategia de Repsol con respecto a las inversiones en el país. El escrito también explica claramente el marco legal y demuestra que diversas acciones de la empresa no cumplirían con la Ley de Hidrocarburos vigente. Este nos da una idea de cómo trabajan actualmente las empresas en el país y la falta de seguimiento por parte del Estado.

El estudio publicado en 2012 por La Secretaría de Energía de México, *Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026*, trata la evolución del Mercado de crudo en México a través de distintos análisis de tendencia. Este trabajo nos da una pauta de los agentes más importantes en el mercado, y la idea de cómo evolucionaran los mismos haciendo comparaciones macros entre Argentina y México. Sin embargo, el mismo sólo tiene como objetivo informar las tendencias futuras a partir de la realidad actual, no busca un “escenario ideal” de desarrollo.

Una tesis importante para este trabajo, fue la escrita por Yris Olaya Morales, reconocida docente de la Universidad Nacional de Colombia, que trabaja arduamente en investigaciones sobre el mercado energético y tiene múltiples publicaciones bajo su nombre. *El mercado del petróleo* publicado en marzo del 2009 trata especialmente la cadena de petróleo, las reservas mundiales, la capacidad de refinación, precios de crudo, etc.

Un ensayo destacado es el “Análisis regional N° 10” elaborado por el Área de Economía de la Fundación de Tucumán en Julio de 2011, el informe incluye una sección especial centrada en la actualidad de ese momento y las perspectivas en materia de producción, precios y demanda de combustibles líquidos en Argentina y la región NOA, además de un panorama de la situación estructural del petróleo en el mundo. El escrito permitió identificar las variables más influyentes en el mercado de petróleo y combustibles, y otorgó información histórica de su evolución.

Otro artículo importante es el publicado en Ecolink, llamado “El aporte a las exportaciones y el impacto sobre las importaciones” escrito por Aldo M. Abram y Sebastián Scheimberg en octubre del 2008. Explica la evolución de la exportación e importación de crudo tanto de petróleo como de combustible en el país. Nos permitió entender la influencia de las variables en el mercado y disipar el desarrollo que tuvo en los últimos quince años, como se pasó de ser un país totalmente exportador, a importar gran parte de la energía.

Finalmente el artículo “La petrolera YPF está alcanzando el 100% de su capacidad para refinar crudo” publicado en el diario la Mañana de Córdoba en agosto del 2012 permitió entender la situación actual con respecto a la refinación de hidrocarburos en el país, y sobretodo tratarlo como una de las variables más críticas en el proyecto.

Hacer el análisis del mercado mediante un sistema dinámico, nos permite evaluar todas las variables interconectadas a través de flujos de realimentación que evidencian el

comportamiento del sistema. Otro punto a destacar es simular distintos escenarios que faciliten la toma de decisiones, y poder reducir los riesgos e incertidumbres respecto del futuro.

7. Metodología de trabajo

Se desea modelar el comportamiento del mercado de petróleo y combustible en Argentina, para esto se hace una investigación de los principales agentes influyentes en dicho mercado.

En Dinámica de Sistemas se debe identificar claramente los objetivos del modelo, los límites y el alcance establecido.

Teniendo en cuenta los subsistemas que forman parte del Sistema a analizar, se realiza un modelo de influencias, que posteriormente requiere de una investigación fin de obtener el comportamiento de cada elemento y parametrizar los mismos con una función. La obtención de valores se basa en datos históricos o análisis y pronósticos ya realizados por otras fuentes confiables. Como elementos importantes se encuentran la explotación de petróleo, exploración de pozos, capacidad de refinación, demanda y producción de combustible en el país, etc.

Con el modelo construido, con las variables parametrizadas, se desarrollan las tendencias de distintas variables para tener una función más acertada con respecto al comportamiento de las mismas, y con los valores de base, se procede a realizar la validación del mismo para observar si el modelo representa la realidad del mercado. Después se desarrollarán distintos escenarios que permitan modificar el comportamiento del sistema y así obtener la situación deseada

El objetivo será encontrar las causas que ocasionan el desabastecimiento de combustible, que se dio en distintas ocasiones los últimos años, y a la vez mantener las reservas de petróleo en el país.

Se deben identificar las variables más significativas y reconocer los factores de sensibilidad más influyentes en la producción de combustible.

8. Desarrollo

En esta sección se realizará una breve descripción de los capítulos que componen al proyecto.

Capítulo 1, “Administración del proyecto”, está íntegramente dedicado a comprender el desarrollo del proyecto por medio de las metodologías utilizadas, software, límites, objetivos, alcance, restricciones, las características generales del producto final, entre otras.

Capítulo 2, “Modelado y simulación de sistemas dinámicos”, expone los lineamientos y la teoría empleada con la Disciplina de Dinámica de Sistemas.

Capítulo 3, “Relevamiento y análisis de los datos”, describe los procedimientos de relevamiento y obtención de datos, para luego proceder a su análisis por medio de resultados obtenidos.

Capítulo 4, “Construcción del Modelo”, se desarrolla una explicación de las etapas realizadas para obtener el modelo final que se entrega como producto en este proyecto.

Capítulo 5, “Validación y verificación del modelo”, se procede a la validación y verificación del modelo por medio de la ejecución del mismo con los valores recolectados.

Capítulo 6, “Ensayo de escenarios”, en el mismo se procede a observar los distintos escenarios planteados y los resultados de los mismos, producto de la Dinámica de Sistemas.

Capítulo 7, "Conclusión", expresan las conclusiones obtenidas a lo largo de la experiencia adquirida en la construcción, desarrollo y finalización del trabajo final de ingeniería.

9. Capítulo I: Administración del proyecto

9.1. Información general

Nombre del Proyecto: Proyecto final de la carrera de Ingeniería Industrial

Nombre del Producto: Modelo del Mercado de Petróleo y sus derivados en la República Argentina

Fecha de Inicio: 17 de Marzo de 2012

Fecha de aprobación de la propuesta: 18 de Mayo de 2012

Fecha de entrega de documentación: 01 de Noviembre de 2014

Fecha de exposición oral: 16 de Diciembre de 2014

9.2. Introducción

La industria del petróleo posee cuatro grandes segmentos:

- Exploración y Producción
- Transporte de materias primas (crudo, gas y productos)
- Refinación del crudo y Tratamiento del gas
- Comercialización

Estas etapas se agrupan en dos grandes áreas: Upstream (Exploración y Producción) y Downstream (transporte en sus diferentes modalidades, la refinación del petróleo, el tratamiento del gas y la distribución y comercialización de los productos).

Las operaciones de la industria de los hidrocarburos se inician con la exploración para la localización de nuevos yacimientos de crudo. Al localizarse nuevas fuentes, se

perforan los pozos correspondientes a fin de confirmar la presencia de petróleo o gas y determinar si las reservas justifican la explotación.

En la fase de producción, el crudo se extrae de los yacimientos a través de los pozos perforados y se acondicionan para el transporte desde los campos petrolíferos hasta las terminales de crudo o Refinerías.

En las Refinerías, los crudos de petróleo se transforman en una amplia gama de productos, tanto combustibles como bases para la industria petroquímica. La refinación incluye tratamientos físicos de separación de los componentes del crudo, procesos químicos de conversión, así como de tratamiento y acabado final, incluyendo las mezclas, para producir los productos destilados que demanda el mercado. La producción de petróleo y por ende las tareas de exploración y explotación, puede realizarse en tierra (on-shore) o en aguas marinas (off-shore), costa afuera.

Posteriormente los derivados son trasladados para su comercialización, el transporte puede hacerse por buques, barcazas, camiones cisterna o por cañerías, a través de los oleoductos y gasoductos.

El transporte por tierra del petróleo y sus productos derivados pesados (fueloil, gasoil) se lleva a cabo principalmente por tubería, así disminuye la posibilidad de accidentes y derrames producidos en relación con los volúmenes transportados. El transporte de los productos ligeros, gases licuados, gasolinas, naftas, etc., se realiza principalmente por ferrocarril o carretera; pero en este caso el riesgo es mayor, dado que los volúmenes transportados son menores, siendo elevado el número de vehículos y tráfico.

El petróleo fue utilizado por primera vez en 1859 cuando se perforó el primer pozo para beneficiarse de este. Es un compuesto complejo de productos orgánicos en el que coexisten partes sólidas, líquidas y gaseosas.

El crudo es de origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas que, fue enterrado bajo grandes y pesadas capas de sedimentos. Esa es la razón por la cual el petróleo se presenta de forma natural en depósitos de roca sedimentaria y sólo en lugares en los que, en un pasado, hubo mar. Además, es necesario que a esta ausencia de oxígeno y presencia de restos de animales y plantas, se le añada la necesidad de altas temperaturas y la acción de bacterias anaerobias (bacterias que viven en ausencia de aire) para su formación.

La complejidad del petróleo hace que, de momento, la producción química en manos del ser humano, no sea posible. Además, no se ha encontrado todavía ningún recurso natural que comparta las características de eficiencia energética y facilidad de utilización para ser un sustituto perfecto del petróleo.⁴

9.2.1. Contexto Global

A nivel mundial países como Estados Unidos, China, Japón e India consumen juntos más del 40% del consumo total de petróleo, que corresponde a un volumen de 37,1 millones de barriles día, en tanto que el resto de los países consumen 52,6 millones de barriles por día.

A continuación, se muestra el consumo mundial de energía en millones de TOE/año), no solo del petróleo, sino de las demás fuentes de energía primaria tales como el carbón, gas, energía nuclear, y renovables.

Si bien la energía hidroeléctrica es una fuente de energía renovable, se gráfica como independiente por la importancia que representa en el consumo mundial, un caso muy distinto comparado con el consumo en Argentina.

⁴ “Mercado de petróleo. Análisis económico y perspectivas futuras”. Andrea Guinó Cruz - Eloi Vila Cullerés. Mayo 2011

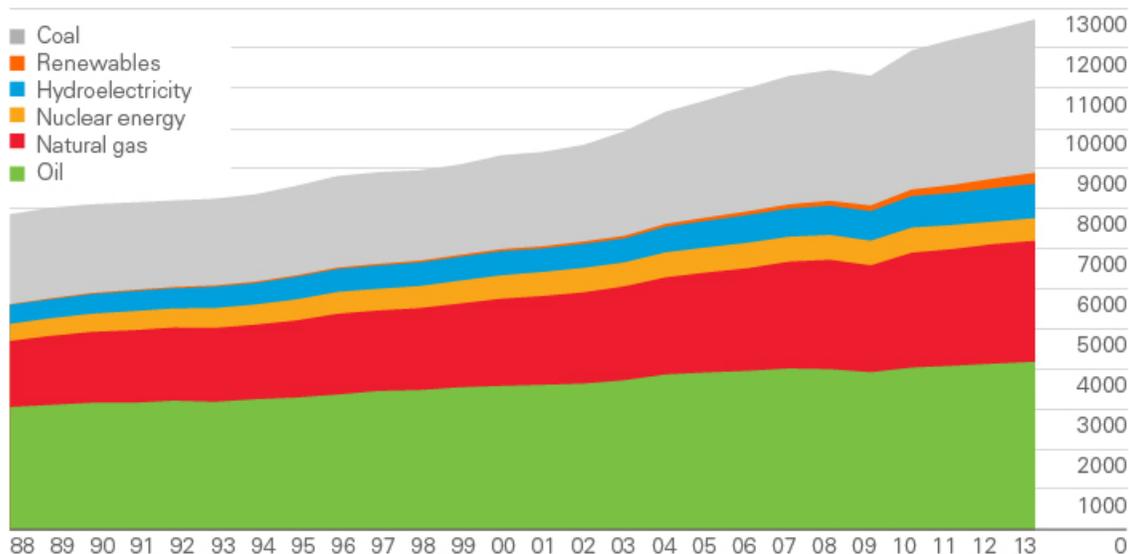


Gráfico 9.2.1.1 - Consumo mundial de energía primaria. Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2014

Se observa un crecimiento positivo en todos los energéticos primarios, salvo la energía nuclear. El petróleo sigue siendo el combustible más importante del mundo, aun cuando sus precios registraron valores históricos en 2012, ocasionando un incremento de demanda de tan solo 895.000 barriles por día (BPD), equivalente a un 1% y por debajo de la media histórica de los últimos doce años que sumó 1,29%.

9.2.2. Consumo en Argentina

Argentina es un país con un alto índice de consumo de petróleo, en el 2012 el 88% de la energía que se consumió pertenecía a petróleo y a gas. Sin embargo existen otras fuentes de energía primaria (aquellas que se obtienen de la naturaleza y no han sufrido proceso alguno de centros de transformación)⁵ que se utilizan en el país. Las fuentes más importantes están constituidas por los combustibles fósiles (hidrocarburos y carbón mineral), los elementos nucleares (uranio y plutonio), las fuentes renovables (hidroelectricidad, energías eólica, solar, mareomotriz) y los vegetales como la leña y el bagazo, o por el uso de aceites como combustible.

⁵“Indicadores energéticos de Argentina”. Ricardo De Dicco. Enero 2014.

Observando el Gráfico 9.2.2.1 se entiende la importancia de los hidrocarburos en el país, ya que es la fuente con mayor porcentaje de consumo, estando el petróleo por debajo del consumo de gas. Las demás fuentes de energía juntas no superan el 15% del consumo total del país, siendo sólo un 6% de energía renovable, entre ellas la energía hidráulica, escasamente desarrollada en Argentina.

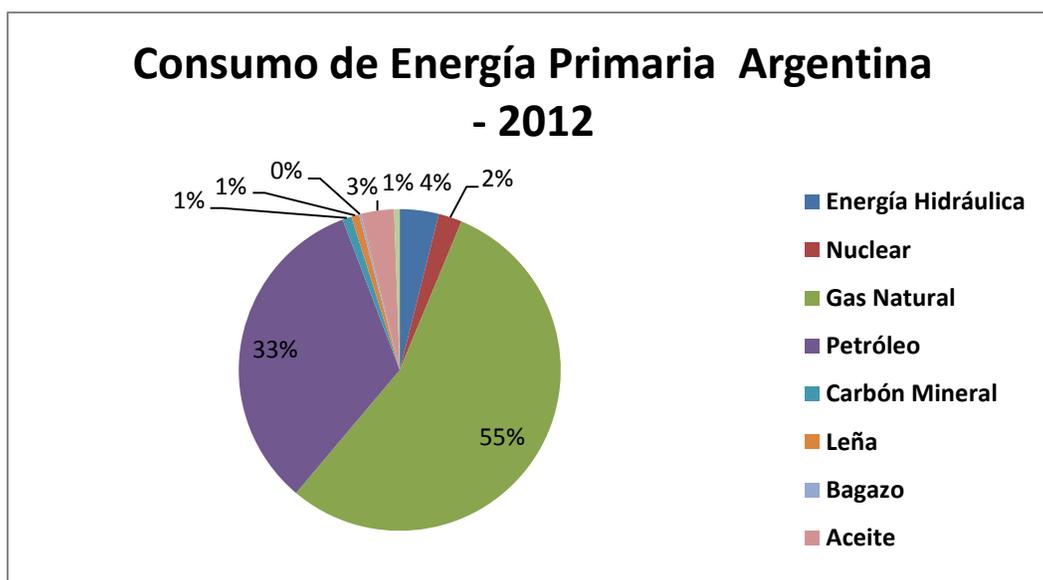


Gráfico 9.2.2.1 - Consumo de energía primaria. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

La dependencia de recursos no renovables se da a nivel mundial en países desarrollados o en vías de desarrollo. Si bien el petróleo produce energía de forma regular y permite la manufactura de diversos productos, es un recurso no renovable con un complejo proceso de extracción y causante de distintos problemas ambientales. El país está en dependencia de un recurso con precios variables y en aumento constantemente.

Si se compara con el resto del mundo, en el año 2012, el peso de los hidrocarburos en el total del consumo energético fue de 57,4%⁶, contra el 88% presentado en Argentina. El alto porcentaje de consumo, se debe principalmente al consumo de gas que representa

⁶25 de Octubre 2012. “Recursos, energía, crecimiento económico y deuda”

más de la mitad de la energía utilizada en el país, mientras que en el mundo el consumo de gas o llega al 24% (año 2012).

La principal diferencia energética entre el mundo y Argentina radica en el consumo de carbón mineral, en el mundo el 30% de energía consumida pertenece al carbón, mientras que el país solo consume un 1%. A nivel mundial, otras fuentes de energía como la nuclear y la hidráulica, representan, en porcentaje, el doble que en Argentina (12% mundial), pero no se convierten en fuentes tan significativas.

La importancia relativa de los hidrocarburos (petróleo y gas) paso a ser tan significativa porque el mayor nivel de la demanda energética (especialmente en el consumo de energía eléctrica) fue cubierto fundamentalmente por la instalación de generadores térmicos a base de gas natural, al tiempo que se frenaron las obras de energías alternativas, que si bien se retomaron en los últimos años todavía no logran representar un porcentaje significativo en el total de la generación.

Se debe mencionar que el 60% de la electricidad se produce mediante la quema de gas natural o combustibles. Los combustibles fósiles han cubierto totalmente el incremento en la generación de energía térmica, hidráulica y nuclear.

Se puede entender que Argentina presenta costumbres en uso del gas, diferentes al resto del mundo, tales como calefacción y cocina. En este caso la energía eléctrica tiene altas posibilidades de crecimiento para reemplazar el consumo de combustibles no renovables.

Sin embargo se debe tener en cuenta que la electricidad es un mero intermediario entre de energía primaria y el consumo final. Por cuestiones técnicas resulta prácticamente imposible su almacenamiento en grandes cantidades. Por ende toda la energía que se consume debe ser generada, transportada y distribuida en el instante mismo en que se demanda. Esto es fundamental ya que implica que el consumo de energía eléctrica cuenta con grandes variaciones tanto anuales como diarias, con picos muy marcados. Por tanto, es

relevante la potencia máxima que puede afrontar el sistema ya que deberá alcanzar para cubrir el pico de mayor consumo.

9.2.3. Recorrido histórico

En 1907 se encuentra petróleo por primera vez en Argentina, y empieza un ciclo industrial fructífero para el país, que después iría sufriendo los avatares de los cambios de rumbo asociado al ciclo político.

En ese momento, se optó por mantener la producción petrolera bajo la órbita del Estado, posterior de esa decisión fue la creación de “Yacimientos Petrolíferos Fiscales” (Y.P.F.).

Si bien la expectativa inicial era muy grande, los sistemas petroleros de las cuencas no respondieron acorde a la proyección, desde los comienzos de esta nueva era, Argentina no sería considerada un país petrolero sino sólo un país con petróleo. Esta característica y su lógica económica asociada limitarían en todo momento la posibilidad de disociar los precios domésticos de los valores de importación.

El mejor desempeño de la empresa tuvo lugar en 1922 y 1932, y posteriormente en los dos períodos históricos caracterizados por la alta actividad petrolera argentina: 1958-62 y 1990-1999.

En la década de 1920 la explotación de YPF en Salta, Neuquén, Mendoza, Chubut y Santa Cruz, implicó una movilización de recursos y trabajo en la construcción de la infraestructura. YPF marcó un cambio en la vinculación de la empresa con otro tipo de actividades, la empresa petrolera fue pionera en un tipo de concepción del trabajo que involucraba, junto con el empleo, la preocupación por la satisfacción de la vivienda, la educación y el tiempo libre de los trabajadores.

Desde 1934 hasta fines de los años 80' la actividad exploratoria de la Argentina estuvo centralizada en Y.P.F. De todas formas, fue importante la tarea exploratoria del

sector privado en los inicios de la actividad, pero particularmente desde los años 50'. Las cuencas productivas con mayor actividad exploratoria son: Golfo San Jorge, Neuquina, Cuyana, Noroeste y Austral.

El decreto 953/58 se basó en la firma de contratos de locación de obras y servicios, a fin de evitar la figura de las concesiones. Permitió que se firmara contratos, tanto en áreas de reservas conocidas como en otras nuevas (exploración). De una producción de 5,4 millones de m³ en 1957 se pasó a 15,6 millones en 1962. Y si bien un tercio surgió de los nuevos contratos, YPF duplicó su producción, vía contratos de perforación con compañías extranjeras, y obtener un primer breve período de autoabastecimiento colocando a la Argentina tercera en el ranking mundial después de EE.UU. y Canadá.

Los éxitos del Presidente Frondizi en el campo petrolero se vieron interrumpidos por un nuevo golpe de Estado; a partir del cual nuevamente primó la visión nacionalista que derivó en la anulación de los contratos decidida por el presidente Illia.

Hacia finales de la década del 80', existía una baja productividad del capital y una pobre calidad del servicio. De este modo, en la medida en que se sucedían los cortes de energía aumentaba el consenso político para la introducción de reformas que incorporaran la participación del sector privado en el campo energético.

Los Decretos 1.055, 1.212 y 1.589, de 1989, del Poder Ejecutivo, permitieron desregular la actividad al amparo de la Ley de Hidrocarburos (N° 17.319) de 1967. Estos decretos aseguraban la libre disponibilidad del crudo para los nuevos Concesionarios, quienes obtendrían las áreas de explotación por 25 años, prorrogables por otros 10. A partir del Decreto 2.178/9, se concesionaron 140 áreas de exploración y eventual explotación. En septiembre de 1992 YPF se privatizó. Además esa misma norma dispuso la federalización de los recursos hidrocarbúferos una vez vencidas las concesiones otorgadas.

En 5 años de gestión, desde agosto de 1990, YPF se convirtió en una empresa competitiva a nivel internacional, en 1993 se realizó la colocación de acciones en los

mercados internacionales. La industria petrolera nacional recuperó el planeamiento estratégico, necesario para un crecimiento sustentable. En este caso bajo una administración completamente privada, a pesar de la presencia de los funcionarios del Estado en el Directorio de la Compañía.

Cuando Argentina abandonó las políticas neoliberales y desarrolló un intenso crecimiento económico. El sector se demostró incapaz de generar niveles de producción acordes a los requerimientos del desarrollo nacional, obligando a importar combustibles del exterior a precios internacionales, afectando negativamente las cuentas externas y fiscales, los ingresos de la población y la competitividad de la producción local. El 2011 las importaciones de Combustibles y Lubricantes llegaron a u\$9.397 millones, junto a la remisión de utilidades y dividendos de las petroleras por u\$1.144 millones.

El sector productor de hidrocarburos depende de grandes inversiones que maduran en el largo plazo. Esto implica que la calidad institucional de un país, condiciona fuertemente los niveles de inversión, especialmente los realizados en exploración. Es esperable que los capitales que se dirigen a la producción de hidrocarburos se asignen en mayor medida en la extracción; ya que es un negocio de menor plazo y, por ende, menor riesgo que el de exploración.

9.2.4. Marco Legal

La Ley de Hidrocarburos N° 17.319, sancionada en 1967, establece el marco normativo para la exploración y explotación del petróleo crudo y el gas natural en Argentina. El transporte y la distribución del gas natural, se rigen por la Ley N° 24.076, sancionada en el año 1992.

Los *yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos pertenecen a las provincias en donde se encuentren situados*, incluyendo los ubicados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de 12 millas marinas. Por su parte, pertenecen al Estado Nacional los yacimientos que se encuentren a partir de las 12 millas marinas. En el año 2006, mediante

la Ley N° 26.197, las provincias asumieron facultad de concesionar y administrar sus yacimientos hidrocarburíferos, *sin perjuicio de haberse reservado para la Nación la facultad de dictar las políticas generales en materia de energía.*

Las actividades de exploración, explotación, industrialización y comercialización de los hidrocarburos pueden estar a cargo de empresas estatales, privadas o mixtas.

Para las actividades de exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos, las provincias se encuentran facultadas para conceder permisos de exploración y concesiones de explotación. Los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben poseer solvencia financiera y capacidad técnica adecuada para realizar las tareas inherentes a tales derechos.

El plazo de vigencia de los permisos de exploración podrá ser de hasta 14 años (tres períodos de 4, 3 y 2 años, respectivamente, con más una prórroga de hasta 5 años) *y 17 años para la exploración costa afuera*, según se fije en los respectivos concursos.

Si el titular de un permiso de exploración hallare cantidades comercialmente explotables de petróleo o gas, podrá solicitar una concesión de explotación, la que confiere el derecho exclusivo a extraer hidrocarburos en el área cubierta por aquélla. *Su plazo es de 25 años* (a los que se deben adicionar los plazos no utilizados del permiso de exploración al tiempo de otorgar la concesión sobre cada lote), que puede ser prorrogado por 10 años adicionales. El titular de una concesión de explotación debe solicitar el otorgamiento de una concesión de transporte si el ducto que transporta su producción excede los límites de los lotes que integran la concesión de explotación.

Los concesionarios de explotación deben abonar a las provincias donde se encuentren sus concesiones una regalía del 12% sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, que podrá reducirse hasta el 5% en función de la ubicación y productividad de los pozos. La producción de gas tributa una regalía del 12%

del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, valor que podrá reducirse hasta el 5% en función de la ubicación y productividad de los pozos.

La actividad hidrocarburífera en Argentina estuvo signada hasta los comienzos de la década de 1990 por una fuerte intervención del Estado por medio de la acción de las empresas Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado. El rol del sector privado en el negocio – fundamentalmente en las actividades de exploración y explotación de yacimientos – era reducido. *En 1989, el Poder Ejecutivo Nacional dictó los Decretos N° 1055/89, 1212/89 y 1515/89, que constituyeron los pilares de la política de desregulación petrolera implementada en la década del noventa (Régimen de Libre Disponibilidad).* Mediante dichas *normas se dispuso -entre otras cuestiones- la libertad de precios y de disponibilidad de los hidrocarburos producidos.*

A partir del año 2002 se dictaron una serie de normas que limitaron dicha libertad de precios y disponibilidad de hidrocarburos con fundamento en Emergencia Económica, Ley N° 25.561.

En el año 2012, mediante la sanción de la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera y su Decreto reglamentario N° 1277/12, se pretende limitar el Régimen de Libre Disponibilidad, con mayor intervención estatal en las etapas de exploración, producción, refino y comercialización del petróleo y gas.

9.2.5. Balanza Comercial

En el año 1988, el país había alcanzado el autoabastecimiento total. Una situación muy distinta a la que presenta en la actualidad. *“Durante la década de 1990 se redujeron las Reservas por las crecientes exportaciones, derivadas de producir más de lo que se podía refinar. Hoy, el País es importador neto: trae desde el extranjero combustibles, electricidad y gas”*⁷, sin embargo aún en 2012 la exportación de crudo se encuentra muy por encima que la importación del mismo, a pesar de que existe un desabastecimiento

⁷ “Análisis regional N° 10”. Fundación de Tucumán. Julio 2011

energético como consecuencia de acciones políticas y económicas tomadas en el pasado, sobretodo la falta de inversión en exploración, producción y capacidad de refinación.

Con respecto a años anteriores, las reservas comprobables de petróleo han ido disminuyendo acompañada de una caída en la producción. Mientras que la producción de petróleo disminuye, la refinación del mismo aumenta a causa del incremento continuo en la

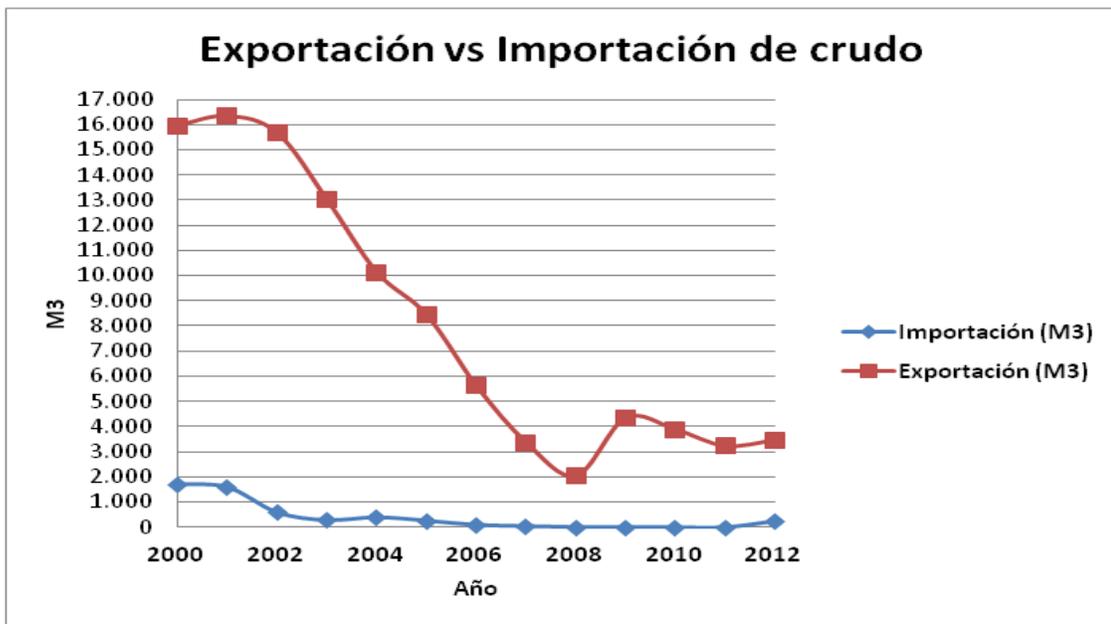


Gráfico 9.2.5.1 -- Exportación e importación de Petróleo Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

demanda de combustibles como nafta, gasoil y fueloil. Y como la demanda interna supera notoriamente la capacidad de refinado, Argentina opta por importar derivados que ayuden a abastecer la demanda.

Como se observa en el gráfico 9.2.5.1 desde la crisis del 2002 con los congelamientos de precios, que incentivaron un incremento desmedido del consumo de energía, y las retenciones a las ventas externas que implicaron una exacción de la mayor parte del valor de la producción, produjeron una fuerte disminución de la cantidad de

divisas provenientes de las exportaciones de hidrocarburos⁸. La contrapartida de esto es el incremento pequeño pero paulatino de las importaciones.

A partir del 2007, comienza a reflejarse un progresivo deterioro de la balanza comercial energética, que desencadenó en la pérdida total del autoabastecimiento en 2011⁹. Tal es así que en el año 2011, por primera vez en más de 10 años, la Argentina cerró en negativo con 2.783 millones de USD. Este déficit transforma al país en un importador de combustibles y electricidad. En 2010, a pesar de una fuerte tendencia expansiva de importaciones en el rubro energético, el país había cerrado con un superávit de 2.014 millones de USD. Como vemos la situación cambio considerablemente de un año para el otro.

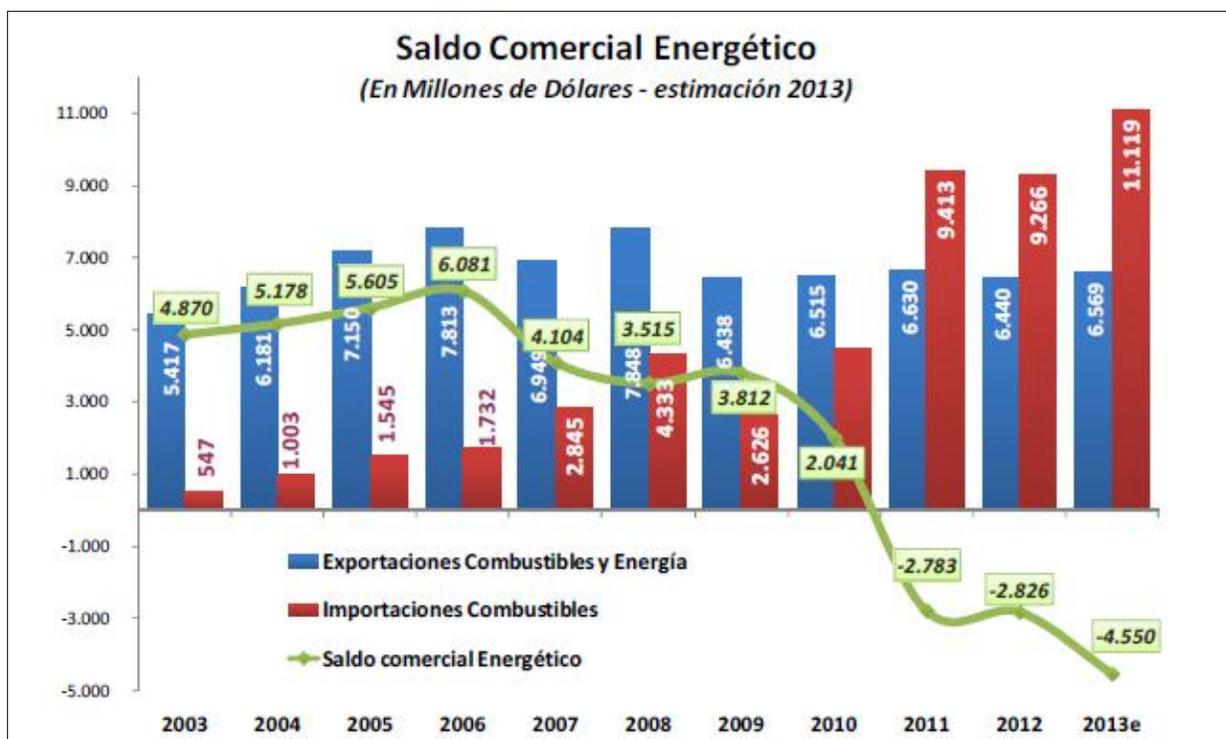


Gráfico 9.2.5.2 – Balanza Comercial. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

⁸ “El aporte a las exportaciones y el impacto sobre las importaciones”. Aldo M. Abram Sebastián Scheimberg. Octubre 2008.

⁹ 25 de Febrero 2013. “Crisis energética y brecha cambiaria: Todo tiene que ver con todo”.

La balanza comercial Argentina se ha mantenido como uno de los pilares económicos para aumentar las reservas del país en moneda extranjera y poder mantener un tipo de cambio controlado que favorezca a la industria. Es por esto que el aumento de los requerimientos de divisas del sector energético han encendido alertas y han explicado gran parte de las medidas que se fueron tomando desde el gobierno. Entre ellas encontramos a la estatización de YPF, la administración del comercio exterior, y las restricciones al atesoramiento de moneda extranjera. Todas ellas repercuten en cuidar la balanza comercial y evitar una crisis de la balanza externa que fue el desencadenante de muchas crisis económicas en la historia Argentina.

9.2.6. Reservas y Producción de petróleo

La situación del sector energético en Argentina está caracterizada por baja actividad exploratoria con disminución de reservas y caída constante en la producción de Petróleo y Gas Natural.

Después de la privatización de YPF durante el gobierno de Carlos Menem, y por distintas reformas, las empresas privadas se vieron atraídas con esta nueva política, sin embargo en vez de invertir en exploración, se dedicaron a la extracción de petróleo en los yacimientos ya encontrados. A partir de la denominada "Ley Corta" en 2006 a las nuevas empresas petroleras se les permitió la libre disponibilidad del petróleo extraído, ya sea poniendo el precio para importar, como también la libre disponibilidad de las ganancias obtenidas por las exportaciones.

A partir del 2001 la tendencia de la producción de petróleo fue siempre negativa. Si se analizan las reservas, vemos que también presentan un constante declive en los últimos años, entre el año 2000 y 2012 las reservas disminuyeron casi un 21%, en 2012 las reservas de petróleo comprobables equivalían a 11,27 años al ritmo de producción actual.

Es necesario destacar que algunos incrementos en el horizonte de reservas responden a una sostenida caída de la producción, durante el periodo analizado la

producción de crudo disminuye a un ritmo mayor que la caída de reservas. Si se plantean líneas de tendencia, se observa claramente que la producción tiene una pendiente negativa mayor que la línea de tendencia de reservas anuales, la producción la producción disminuyó un poco más del 23% entre los años 2000 y 2012.

La declinación de la producción no siempre es consecuencia de malas prácticas o ausencia de inversión, la principal causa de la declinación es el agotamiento de la energía inicial a medida que el yacimiento alcanza su madurez. Cuando las reservas de un yacimiento se van agotando, se hace cada vez más difícil sostener la producción, para

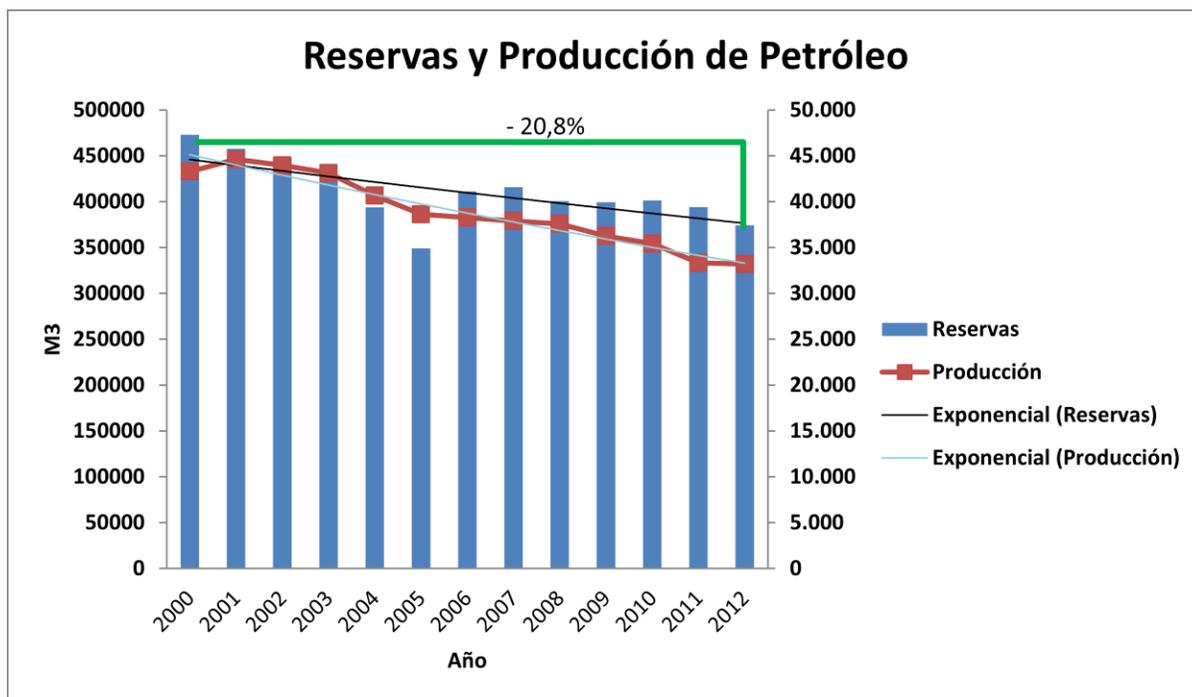


Gráfico 9.2.6.1 – Reservas comprobables y Producción de crudo. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

sostener la producción es imprescindible incorporar reservas en forma continua a través de exploración sostenida y recuperación mejorada que involucren mejoras tecnológicas para planes desarrollo y operaciones.

En los últimos años, la baja de Reservas estuvo directamente relacionada con la disminución en Exploración de nuevos pozos, si se analizan en el mismo periodo las inversiones al sector (Exploración y Explotación), se observan en 2002 y 2009 dos

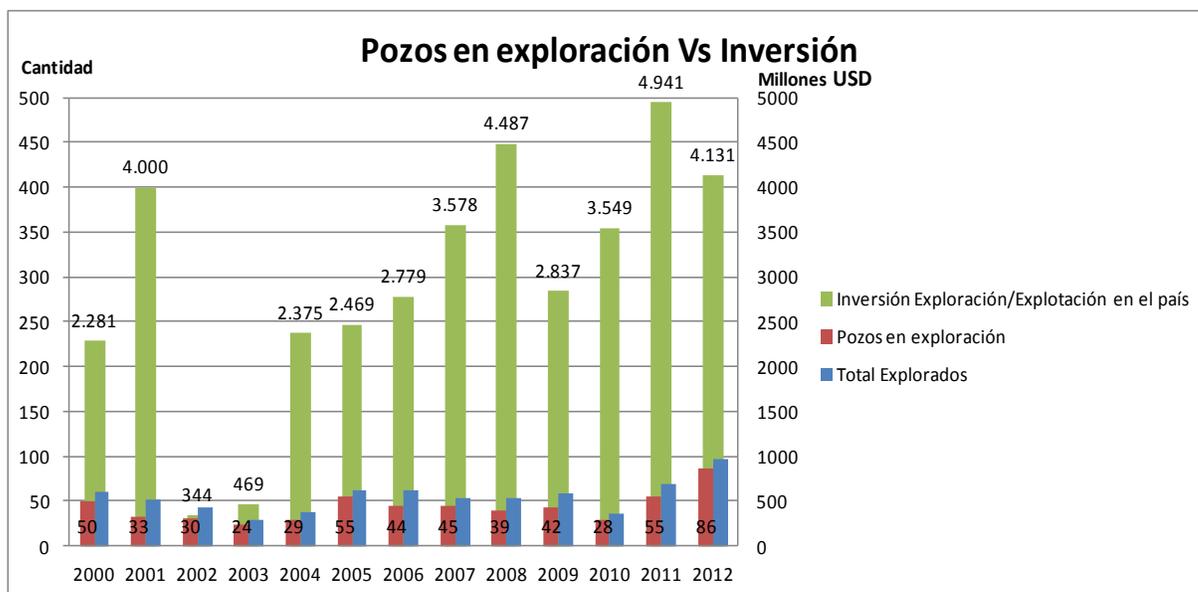


Gráfico 9.2.6.2 – Pozos en exploración efectiva e Inversión. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

mínimos de inversión (millones de dólares), que a la vez influyen en el años siguiente en la cantidad de pozos en exploración con mínimos de 24 y 28 pozos en 2003 y 2010 respectivamente.

9.2.7. Combustibles

El análisis de la oferta y la demanda de combustibles, pone de relieve un mayor consumo de gasoil respecto a otros combustibles, que en apariencia se mantiene constante durante los últimos años, compensándose las faltas estacionales con importaciones desde hace más de una década. Con respecto a la nafta y el fuel a partir del año 2004 muestran una demanda en constante crecimiento, ya sea por los subsidios en energía, por incremento del PBI o por el aumento del parque automotor e industrial, etc.

Sin embargo, al existir aumentos en la demanda de combustibles que no acompañan a la producción de los mismos, el aumento de las importaciones es inexorable. La gran parte del combustible importado, en su mayoría gasoil y fueloil, se utilizan para asegurar el funcionamiento de centrales térmicas, indispensables para la generación de electricidad, formando una cadena de autoabastecimiento difícil de remediar.

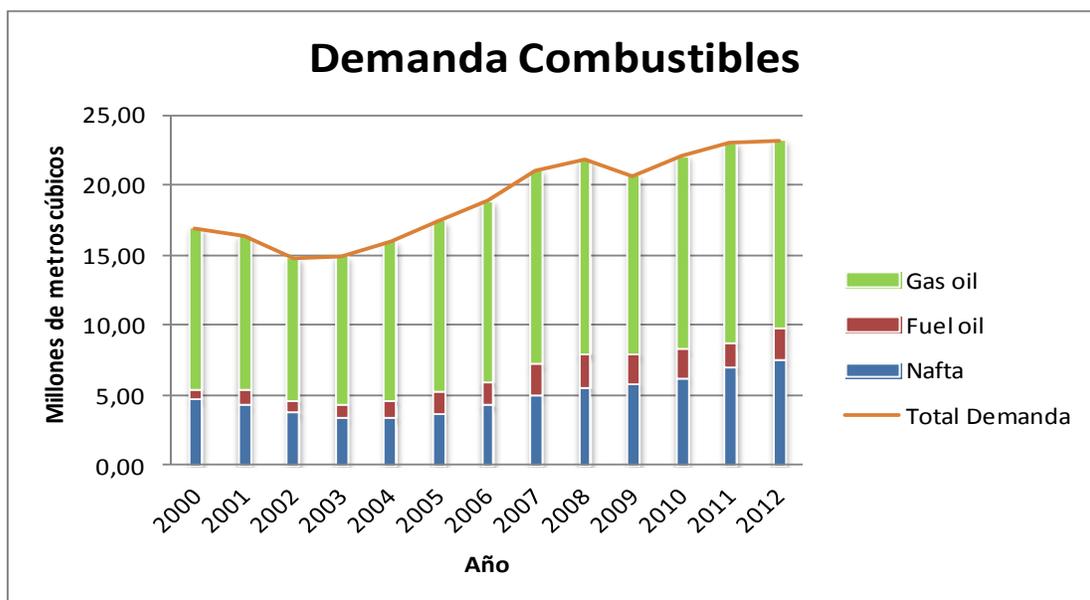


Gráfico 9.2.7.1 – Demanda de Combustibles líquidos. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

Las exportaciones de naftas totalizaron 14.970 m³ en el año 2010. Al igual que en el caso del gasoil, los saldos exportables de naftas se han reducido considerablemente en los últimos años. El país se convirtió en un importador neto de naftas en 2010 y de fueloil en el año 2012 teniendo como cifra exportadora de 505 m³ contra 1.117.284 de m³ importado el mismo año.

Cabe señalar que las crecientes importaciones se realizan a precios internacionales, muy por encima de los precios vigentes en el mercado interno, diferencia que se cubre con subsidios. Por lo tanto no solo se debe pagar el subsidio a los proveedor internos (el

subsidio permite que el consumidor no pague el precio real del producto) sino también el costo de combustible importado, para poder abastecer al mercado.

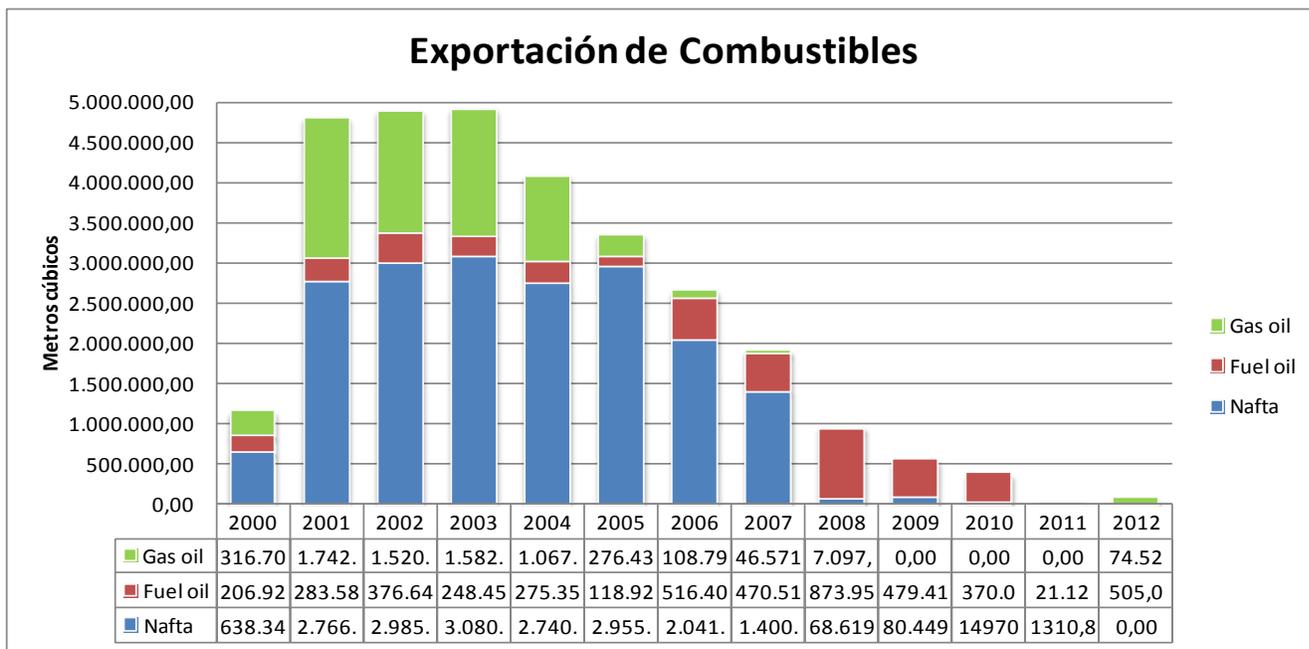


Gráfico 9.2.7.3 - Exportación vs. Importación de Combustibles Líquidos. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

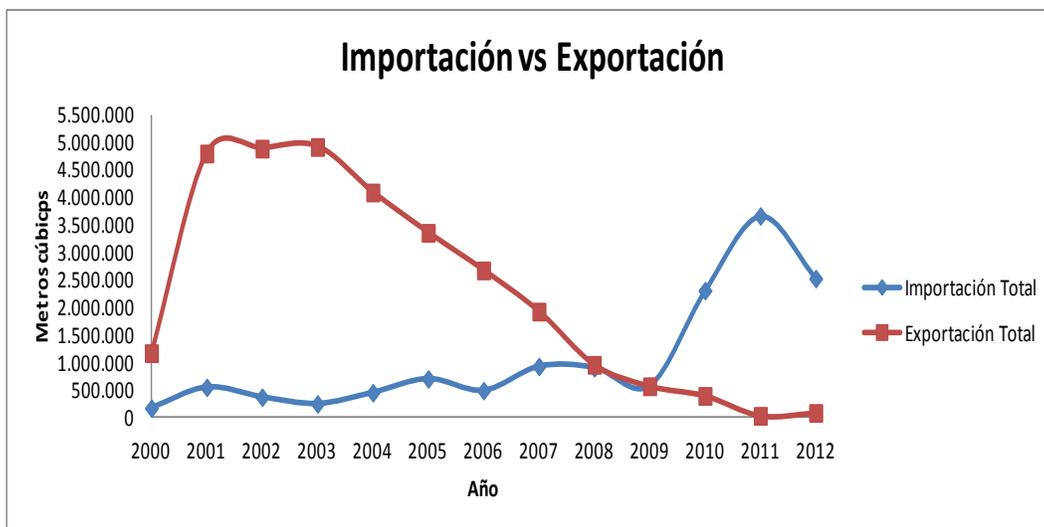


Gráfico 9.2.7.2 - Exportación de Combustibles Líquidos. Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía

Si se analiza la nafta, fueloil y gasoil juntos, se observa que durante el año 2008 y 2009 la importación y exportación de combustible tuvieron dos puntos de intersección, es decir ambas cantidades eran iguales, sin embargo la importación aumento con forma exponencial, mientras que la exportación siguió disminuyendo hasta un minino.

Resulta difícil sostener el mayor consumo de combustibles teniendo en cuenta la limitada capacidad de refinación y de disponibilidad de crudo. Las causas de la escasez de combustibles no son coyunturales sino estructurales, consecuencia de la falta de inversiones en materia energética desde hace dos décadas. Para que no exista un faltante de combustible, debe existir una eficiencia entre la relación de demanda y oferta; a medida que la demanda aumenta debería hacerlo también, la oferta. El aumento de ésta última, se puede lograr de distintas formas, dependiendo las decisiones que se tomen. Una opción, sería la inversión en materia de refinación, para obtener mayores cantidades de combustible es necesario aumentar la capacidad de refinación del país, lo que condice con un correcto abastecimiento de las refinerías por parte de la producción de crudo o de la importación del mismo. Otra forma de incrementar ésta oferta, podría ser importando el combustible necesario para el equilibrio. De una u otra manera, hay que equiparar la demanda y la oferta, si es que no se quiere contar un faltante de combustible en el país. Está claro que esto depende de decisiones que tome el país respecto a cómo manejar esta problemática, pero si lo que se busca es el autoabastecimiento, la necesidad inversión y de políticas que incentivo en los puntos clave de la cadena, son inevitables.

9.3. Aportes de la investigación

Utilizando la disciplina de Dinámica de Sistemas, se puede analizar la totalidad de interrelaciones entre las distintas variables que conforman el mercado de Petróleo y Combustible. Es necesario dividir el sistema total en subsistemas de menor complejidad tales como:

- Petróleo
- Combustible Disponible
- Reservas actuales en el País

Con el análisis de estos factores, gracias a la programación dinámica, se puede relacionar los mismos y realizar un modelo causal. La plataforma VenSim permite

visualizar la evolución en tiempo real del Sistema a través de la modificación de los parámetros críticos, es decir se obtienen distintos resultados al implementar decisiones que se pueden tomar a corto, mediano y largo plazo, por otro lado se identifican las variables de mayor influencia y mayor apalancamiento en el comportamiento del Mercado de Petróleo y Combustible en la República Argentina.

Se desarrolla un proyecto que cuantifica las decisiones a tomarse a futuro buscando una situación del Mercado donde se optimice la producción de combustible, se mantengan las reservas de hidrocarburos a partir de inversión en exploración de nuevos pozos y la balanza comercial energética empiece a tener numero positivos.

Se podrá diseñar distintas políticas de decisión que a través de inversiones en los factores más importantes, maximicen el rendimiento del mercado como conjunto.

Como resultado del proyecto, se obtendrán distintas conclusiones a partir de los distintos escenarios desarrollados, teniendo en cuenta no solo el mercado de petróleo sino también el mercado de combustible, desde la obtención hasta exportación/importación del mismo.

Como el análisis se hace con distintos factores relacionados entre sí, las conclusiones son más precisas, teniendo la posibilidad de agrandar los límites y seguir expandiendo el diagrama de influencias, siempre y cuando se pueda obtener el comportamiento matemático de los nuevos factores.

9.4. Entregables

- Documento del Proyecto Final de Ingeniería Industrial.
- Modelos en versión final.

9.5. Software Utilizado

- Microsoft Excel 2010

- Vensim PLE / PLE PLUS
- MATLAB RE 9a

Se utiliza la plataforma Vensim Plus por ser la mejor herramienta que se adapta al desarrollo y aplicación de la dinámica de Sistemas, la misma permite comprender las causas estructurales que provocan el comportamiento del sistema a estudiar.

10. Capítulo II: Modelado y Simulación de Sistemas Dinámicos

10.1. Marco teórico

La dinámica de sistema es una técnica para analizar y modelar el comportamiento temporal en entornos complejos¹⁰ utilizando ecuaciones diferenciales. El objetivo básico es llegar a comprender las causas estructurales que provocan el comportamiento del sistema.

Como características diferenciadoras de otras metodologías puede decirse que no se pretende predecir detalladamente el comportamiento futuro. Sólo en una escala de tiempos suficientemente amplia podrán verse las tendencias de comportamiento fundamentales.

Permite establecer distintas alternativas, no existe necesidad de tanta precisión, y comprarlas.

Para entender mejor cómo funciona la simulación dinámica de sistemas es necesario dar una explicación teórica de lo que se entiende por Sistemas y por Dinámica.

10.1.1. Sistema

Es el conjunto ordenado de partes que funcionan independientemente pero conjuntamente entre sí, es decir están interrelacionados, con el fin de lograr un objetivo definido. Cualquier cambio o variación de cualquiera de los elementos puede determinar cambios en todo el sistema. Se aplica y se usa el concepto de Sistema a muchas áreas y entidades diferentes. El estudio interdisciplinario que pretende encontrar las leyes generales de comportamiento de los sistemas se conoce como Teoría de Sistemas, y específicamente a aquella tendencia de la investigación a la que alude como pensamiento sistémico.

¹⁰ “Modelado de sistemas complejos mediante simulación basada en agentes y mediante dinámica de sistemas”. Luis R.- Galán, José M - Santos, (2008).

10.1.2. Dinámica

Existen distintos ámbitos en los que se puede definir Dinámica. En Física, se estudia como el movimiento de los cuerpos en relación con la fuerza que los producen. La dinámica sugiere actividad, movimiento, cambio o transformación estructura o funcional de algún cuerpo, proceso o sistema que se encuentra en movimiento a través del tiempo, teniendo en cuenta las causas que generen estos comportamientos.

La importancia del tiempo es fundamental en el desarrollo de las fuerzas, compuestas por la magnitud y la dirección de las mismas, ya que determina el cambio de un instante a otro $t + \Delta t$. Esto es muy valioso en ejercicios de simulación donde se pueden controlar los parámetros de entrada de un modelo así como analizar los efectos o cambios que produce sobre el objeto de estudio.

10.1.3. Modelos de diseño según la teoría general de sistemas (TGE)

Es el estudio interdisciplinario de los sistemas en general. Su propósito es estudiar los principios aplicables a los sistemas en cualquier nivel en todos los campos de la investigación¹¹.

Los elementos que componen un SISTEMA son: entrada, salida, proceso, ambiente, retroalimentación. Las entradas son los elementos de que el sistema puede disponer para su propio provecho. Las salidas son los objetivos resueltos del sistema; lo que éste se propone. El proceso lo forman las «partes» del sistema». Las partes se determinan a partir de las tareas que el sistema debe realizar con el fin de lograr a los objetivos¹². El ambiente comprende todo aquello que, estando fuera del control del sistema, influye sobre el mismo. La retroalimentación abarca la información que se brinda a partir del desempeño del producto, la cual permite en caso de variaciones, determinar por qué se produjo y los ajustes que sería recomendable hacer.

¹¹ Link: www.wikipedia.org/wiki/Teor%C3%ADa_de_sistemas

¹² Link: www.uhu.es/cine.educacion/didactica/0012sistemas

La TGS surgió debido a la necesidad de abordar científicamente la comprensión de los sistemas concretos que forman la realidad, generalmente complejos y únicos, se presenta como una forma sistemática y científica de aproximación y representación de la realidad, y al mismo tiempo, como una orientación hacia la práctica para formas de trabajo interdisciplinarias.

10.2. Modelado y Simulación de sistemas dinámicos

La Dinámica de Sistemas es una metodología que se utiliza para el desarrollo de variables a través del tiempo. La misma se logra con ecuaciones diferenciales que informan como es el comportamiento de estas variables, pudiendo relacionar los distintos tipos de variables entre sí.

Jay Forrester, el padre de la Dinámica de Sistemas desarrolla en los años 50 la dinámica industrial, teniendo como resultado uno de los mayores avances en la resolución de problemas ocasionados en las empresas industriales. En los años siguientes se expande al ámbito social, convirtiéndose después en unos de las herramientas más utilizadas para el estudio de fenómenos complejos

Como objetivo básico de la Dinámica de Sistemas es llegar a comprender las causas estructurales que provocan el comportamiento del sistema. Esto implica aumentar el conocimiento sobre el papel de cada elemento del sistema, y ver como diferentes acciones, efectuadas sobre partes del sistema, acentúan o atenúan las tendencias de comportamiento implícitas en el mismo.

Como características diferenciadoras de otras metodologías puede decirse que no se pretende predecir detalladamente el comportamiento futuro. El estudio del sistema y el ensayo de diferentes políticas sobre el modelo realizado enriquecerán el conocimiento del mundo real, comprobándose la consistencia de nuestras hipótesis y la efectividad de las distintas políticas.

Otra característica importante es su enfoque a largo plazo, entendiendo por tal un período de tiempo lo suficientemente amplio como para poder observar todos los aspectos significativos de la evolución del sistema. Sólo en una escala de tiempos suficientemente amplia podrán verse las tendencias de comportamiento fundamentales.

La evolución a largo plazo podrá ser comprendida únicamente si se identifican las principales causas de los posibles cambios, lo cual es facilitado por una correcta selección de las variables. Idealmente, los límites del sistema deberán incluir todo el conjunto de mecanismos capaces de explicar las alteraciones importantes de las principales variables del sistema a través del amplio horizonte temporal utilizado.

Así pues, la Dinámica de Sistemas permite la construcción de modelos tras un análisis cuidadoso de los elementos del sistema. Este análisis permite extraer la lógica interna del modelo, y con ello intentar un conocimiento de la evolución a largo plazo del sistema. Debe notarse que en este caso el ajuste del modelo a los datos históricos ocupa un lugar secundario, siendo el análisis de la lógica interna y de las relaciones estructurales en el modelo los puntos fundamentales de la construcción del mismo.

Es importante señalar la diferencia existente entre dos clases de modelos, los modelos de predicción pretenden suministrar datos precisos acerca de la situación futura del sistema modelado. Por otra parte, los modelos de gestión pretenden básicamente establecer que "la alternativa x es mejor que la alternativa y"; en estos modelos no existe necesidad de tanta precisión ya que las comparaciones son igualmente útiles. La Dinámica de Sistemas elabora modelos de esta segunda clase.

10.3. Modelación: subsistemas y variables

El software utilizado para el análisis en programación dinámica es VENSIM. Esta, es una herramienta visual de modelaje que permite conceptualizar, documentar, simular, analizar y optimizar modelos de dinámica de sistemas. Vensim provee una forma simple y flexible de construir modelos de simulación, sean lazos causales o diagramas de stock y de

flujo. El programa requiere de variables y de relaciones entre las mismas para establecer el desarrollo de cada variable.

Este software permite a través de una hipótesis realista, trabajar en distintos modelos de simulación y conocer el desarrollo de las variables que después permita optar por la decisión más conveniente.

Los tipos de variables que se utilizan en el sistema son:

- Variables de flujo: se encuentran altamente relacionadas con las variables principales, ya que forman los inputs y outputs de estas.
- Variables de nivel o estado: son las variables principales del sistema, se representan dentro de una “caja” y son las que dividen al sistema principal en subsistemas. Estas variables acumulan cantidades en cada unidad de tiempo.
- Variables auxiliar: se encuentran en el sistema para formar parte de las ecuaciones de comportamiento, pueden ser constantes o variables a través del tiempo.

Para empezar a modelar en un sistema dinámico como VENSIN, se recomienda realizar un diagrama de influencias que permita observar las variables que forman el sistema en su totalidad, conocer sus relaciones de interdependencia e identificar los lazos de realimentación.

10.3.1. Diagrama Causal

Los diagramas causales son una herramienta útil en dinámica de sistemas. Permiten ilustrar la estructura de realimentación del sistema. Además sirven de guías para la elaboración o comprensión de los modelos.

La relación en los diagramas causales, se da entre distintas variables, se representa con una flecha que une una variable A y otra B, leyéndose: "A influencia a B" ò " A tiene influencia en B"

A á B+ " a un aumento de A corresponde un aumento de B" (relación positiva)

A á B- " a un aumento de A corresponde una disminución de B" (relación negativa)

Bucles de retroalimentación positiva

Son aquellos en los que la variación de un elemento se propaga a lo largo del bucle de manera que refuerza la variación inicial. Tienden a generar comportamiento de crecimiento. En general, un bucle de realimentación es positivo si contiene un número par de relaciones negativas o bien todas las relaciones son positivas.

Ejemplo: Natalidad de la población: nacimientos que tiene una población por años



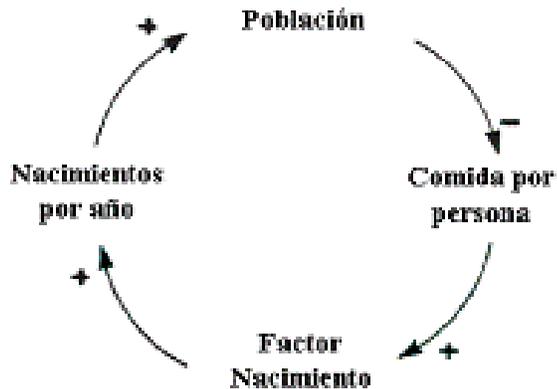
Variables que intervienen:

1. Población
2. Nacimientos

Bucles de realimentación negativa

Son aquellos en los que la variación de un elemento se propaga a lo largo del bucle de manera que contrarreste la variación inicial. Un bucle de realimentación es negativo si contiene un número impar de relaciones negativas.

Ejemplo: Natalidad de población con influencia de comida: nacimientos que tiene cierta población por año, según la cantidad de comidas por personas.



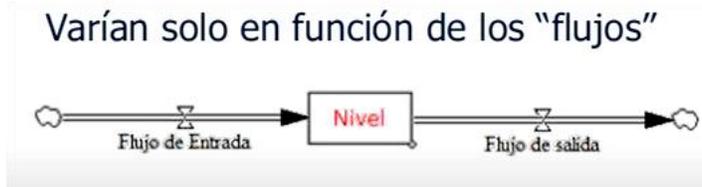
VARIABLES QUE INTERVIENEN:

1. Población
2. Nacimientos por año
3. Comida por persona
4. Factor nacimiento

10.3.2. Diagrama de Forrester

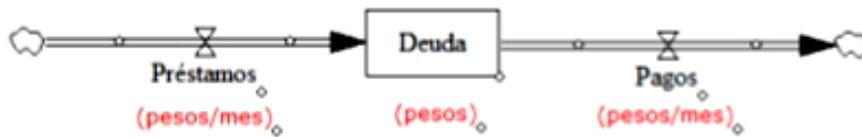
El diagrama de Forrester se crea mediante la transcripción del diagrama causal a un conjunto de ecuaciones matemáticas, para después ser procesadas mediante una herramienta de simulación.

Las variables de nivel representan una acumulación, muestran la situación del sistema en cada instante:



Las variables de flujo son funciones temporales que determinan las variaciones de las variables de nivel, al pasar el tiempo.

Los niveles son elementos que se pueden contar, presentan unidades. Mientras que los flujos son medidos en las mismas unidades pero en función del tiempo.



Los sumideros son Fuentes con contenido inagotables, no son relevantes para la descripción del problema, mayormente se incluyen para dar mayor coherencia al diagrama



Las flechas conectan las variables de flujo con las variables de nivel, transmiten las magnitudes físicas entre estos y se conservan.



Etapas de la Simulación Dinámica

1. Desarrollo conceptual
 - a. Especificaciones del objetivo que se quiere modelar.
 - b. Estudio de trabajos previos, revisión de bibliografía.
 - c. Descripción del sistema
 - d. Identificación de elementos fundamentales y sus relaciones.
 - e. Identificación de límites al sistema.
 - f. Diagrama causal cualitativo.
2. Formulación matemática.
 - a. Diagrama de Forrester.
 - b. Definición de cada magnitud. Código y unidades de variables y parámetros.
 - c. Planteamiento del sistema de ecuaciones de evolución.
3. Evaluación del modelo y contraste con la realidad.
 - a. Calibración
 - b. Análisis de sensibilidad.
4. Utilización del modelo en simulación o diagnóstico.

El objetivo es llegar a la formulación de las ecuaciones de evolución de un sistema dinámico mediante una estrategia en fases (diagrama causal, diagrama de Forrester) que permite enfrentarse en pasos sencillos a esa tarea compleja.

Realizar la simulación en el ordenador

El software elegido para la realización del proyecto es VENSIM PLE. Se eligió esta versión por ser una de las más completas y además tener la versión gratuita

A partir del diagrama de Forrester, se agregan los valores numéricos al sistema. Los valores obtenidos nacen a partir de los datos históricos relevados durante el proyecto de investigación.

Mediante el ajuste de las variables, la programación de ecuaciones y técnicas operacionales se pueden visualizar los resultados concretos y tendencias buscadas durante todo el proceso de la simulación.

Es importante que los datos sean los correctos y las interrelaciones estén acorde a los paradigmas del sistema, se esta forma se podrá correr la simulación y obtener los primeros resultados. Estos resultados son la evolución en el tiempo de los parámetros volcados. Una vez obtenido un modelo que sea sustentable, se busca ajustar el comportamiento del modelo. Es decir compararlo con la realidad, de esta manera los resultados obtenidos son factibles y las predicciones que muestra son aceptadas como hipótesis.

Existen parámetros cualitativos que son difíciles de modelar, que muchas veces resulta laborioso representarlos con datos históricos o cursos de acción.

11. Capítulo III: Relevamiento y análisis de los datos

El relevamiento de datos se hizo a partir de apuntes de distintas universidades (UTN, UADE y UBA). Primero se analizaron los factores más importantes en el Mercado de petróleo, así se creó el diagrama de influencias base y se fue completando teniendo en cuenta el alcance del proyecto.

Para los datos numéricos, en su mayoría se extrajeron de los datos estadísticos que presentan El Instituto Argentino de Petróleo y Gas y La Secretaría de Energía, ambos presentan información hasta el año 2012 inclusive, de Pozos Exploratorios, Reservas del País, Demanda de Combustible, etc.

11.1. Demanda de combustible

La demanda de combustible ha ido siempre en ascenso, desde el 2003 crece casi ininterrumpidamente. La demanda de combustible tiene distintos factores que influyen en la misma, como el precio de la nafta, el volumen automotor, el PBI, la generación de energía eléctrica, etc. En los últimos años los subsidios en el precio del combustible ha incrementado el uso indiscriminado del mismo, que como ya se mencionó, no fue acompañado de un incremento en producción. Analizando los distintos combustibles

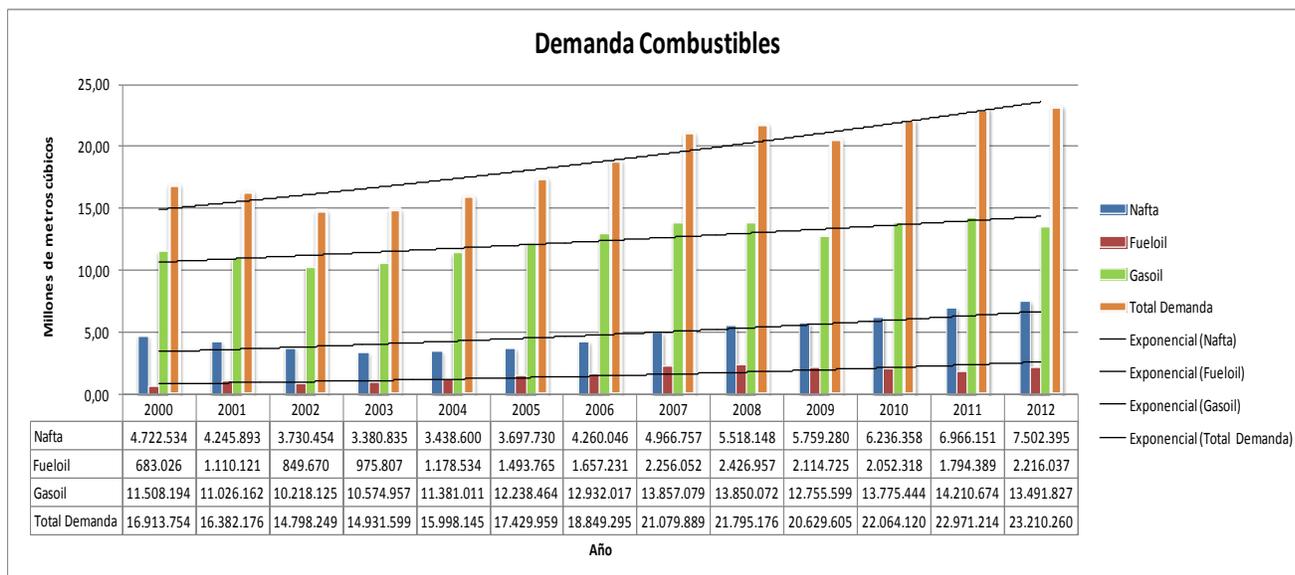


Gráfico 11.1.1 – Demanda de Combustibles y Tendencia. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

líquidos, se observa que cada uno presenta una línea de tendencia particular, siendo la nafta y el gasoil los combustibles con una pendiente mayor, pero no lo suficiente como para necesitar evaluar la demanda por separado, los tres combustibles presentan un comportamiento similar a lo largo de los años.

En el modelo se presenta la demanda como una variable de nivel que tiene un incremento anual, independientemente de los factores que produzcan dicho incremento. Como dato inicial se toma la demanda en el año 2012 de 23210,26 Mm3.

11.2. Tasa de incremento anual

La tasa de incremento se obtiene a partir de un promedio entre las distintas diferencias de un año y el anterior. En este caso, se tiene en cuenta la demanda del año 2013, para tener un diferencial entre 2012 y 2013.

Tabla 11.2.1 – Demanda anual de Combustible e incremento promedio. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Total Demanda Mm3	16.914	16.382	14.798	14.932	15.998	17.430	18.849	21.080	21.795	20.630	22.064	22.971	23.210	23.978
Incremento Demanda	-3%	-10%	1%	7%	9%	8%	12%	3%	-5%	7%	4%	1%	3%	
Promedio Demanda	3%													

El promedio de variación entre los 14 datos es de 3%, este es el dato utilizado para la modelación del Sistema

11.3. Reservas

Se define como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas de una fecha dada en adelante. la incertidumbre depende de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles y de su interpretación. Su importancia radica en que representan un bien patrimonial al ser parte de los activos de compañías y países.

Existen distintos tipos de reservas de acuerdo al grado de incertidumbre que presentes en sus estudios, reservas probadas, probables y posibles. Las reservas probadas son las que por distintos métodos se estiman que presentan mayor certeza en sus estudios de análisis, esto quiere decir con una probabilidad del 90% de encontrar la cantidad estimada o una cantidad de recupero incluso mayor. Las reservas probables son las reservas no probadas cuyos análisis muestran que son menos certeras que las probadas, debe existir por lo menos una probabilidad del 50% que asegure que la cantidad a recuperar será igual o mayor a la suma de reservas probadas y probables Las reservas posibles son las reservas no probadas que presentan menos certeza de ser recuperadas en comparación con las reservas probables. Según su probabilidad, existe al menos un 10% de que los m3 de hidrocarburo a recuperar serán iguales o mayores a la cantidad estimada de reservas probadas más las probables y las posibles.

Durante el periodo estudiado 2000-2012, las reservas del petróleo probadas en el país disminuyeron un 20%, esta disminución se explica en gran parte por la falta de inversión en Exploración y Explotación de petróleo. Para el 31 de diciembre de 2012 las reservas eran de 374.289 miles de metros cúbicos de petróleo, este es el dato inicial para la variable de nivel “Reservas” utilizada en el modelo.

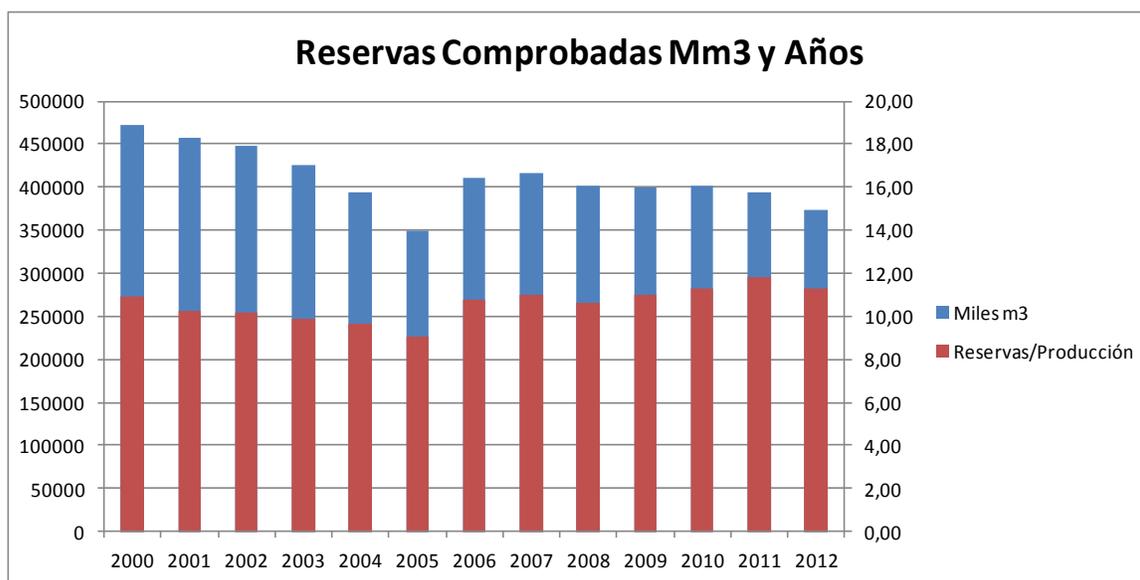


Gráfico 11.3.1 - Reservas comprobadas en Mm3y años. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

Pese a la disminución sostenida en las reservas comprobadas de petróleo desde el año 1999 (con una ligera recuperación en los años 2006 y 2007), el horizonte de reservas de petróleo se incrementa paulatinamente desde 2005 debido a un progresivo deterioro de la producción, que disminuye a un ritmo mayor que la caída de las reservas.

Para el año 2012, la relación reservas/producción se encontraba en 11, 27 años. Entre 2000 y 2012 se produjeron 506.252 miles de metros cúbicos de petróleo, y las reservas comprobadas disminuyeron en 98.492 miles de metros cúbicos. Esto implica para toda la industria un índice de reposición de reservas comprobadas de 81% en este periodo.

11.4. Demanda interna de petróleo

Es la demanda que requiere el país, según la gráfica se observa que durante el periodo estudiado, aumentó un 25%. Esos datos fueron obtenidos a partir de las estadísticas publicadas en la Secretaría de Energía. Para la variable “Demanda interna de petróleo” se tomó como dato inicial la demanda en el año 2012 de 37.676 Mm3.

Si bien la demanda de energía en un país depende de distintos factores, como el PBI, precio, el índice del aumento poblacional, etc. Se decidió hacer el modelado de la misma con un incremento anual. Se supone que los factores que afectan al consumo de petróleo, siguen comportándose de igual manera que los últimos 13 años.

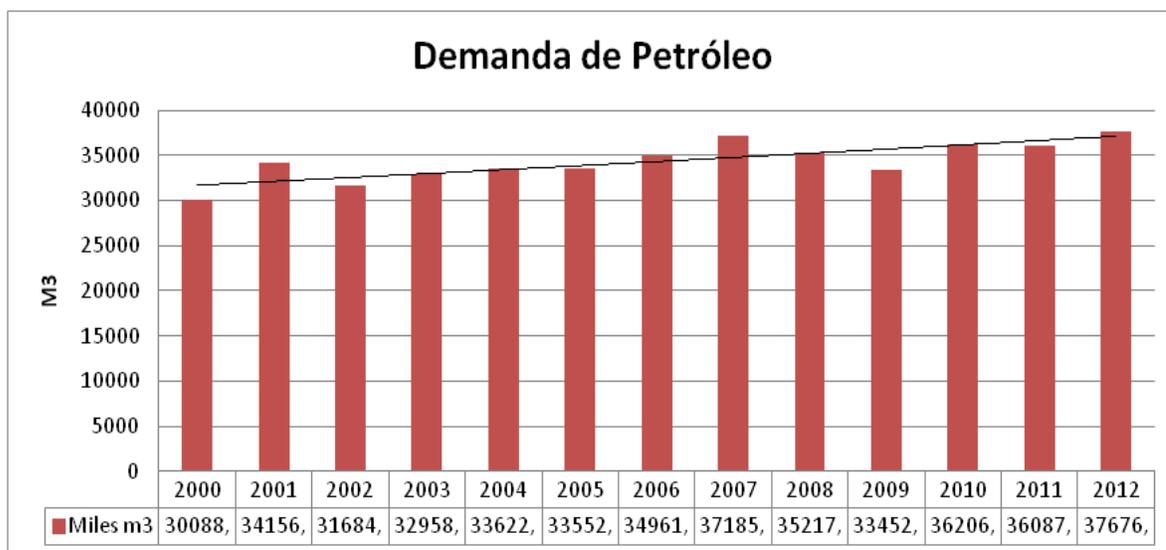


Gráfico 11.4.1 - Demanda de petróleo. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

11.5. Incremento demanda de petróleo

Es un porcentaje anual que incrementa la demanda de petróleo, se toman los incrementos anuales y se promedia el mismo entre el periodo 2000-2012. Los datos de la tabla, de obtienen de las estadísticas de la Secretaría de Petróleo y Gas.

Tabla 11.5.1 - Demanda anual de Petróleo y diferencia porcentual. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

Demanda/Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Miles m3	30089	34157	31685	32958	33622	33552	34962	37186	35217	33452	36207	36087	37677	37890
Incremento vs año anterior		14%	-7%	4%	2%	0%	4%	6%	-5%	-5%	8%	0%	4%	1%
Promedio anual	2%													

El incremento que se toma es el 2%.

11.6. Tendencia capacidad de producción

La capacidad de producción es el petróleo total producido por año en el país, estos datos se encuentran publicados en la página de la Secretaría de Energía.

A partir de los datos de producción se hace un análisis de regresión, optamos por tomar datos partir del año 1991 a fin de tener más datos a analizar y llegar a una ecuación más exacta al comportamiento real de la producción de crudo en Argentina.

Tabla 0.1 – Producción anual de Petróleo 1991-1999. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

Prod. Petróleo/Año	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Miles m3	28571	32354	34569	38767	41844	45576	48427	49152	46511

Tabla 0.2 – Producción anual de Petróleo 2000-2013. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
43289	44617	43961	43126	40652	38632	38270	37905	37593	36255	35429	33326	33199	32461

11.6.1. Técnica de Linealización mediante Curvas de Ajuste.

El objetivo planteado, es encontrar la función que más se ajuste a la realidad a partir de los datos que tenemos. El proceso que hemos utilizado, consta de los siguiente 6 pasos:

1. Identificar las Funciones de Ajuste no Polinómicas.
2. Identificar los Datos a utilizar.
3. Ejecutar en Matlab el script para las funciones del punto (1) y los datos del punto (2).
4. Identificar de la gráfica resultante del punto (3), la curva de mayor ajuste lineal.
5. Linealizar analíticamente la curva elegida.
6. Ejecutar en Matlab el comando Polyfit, a fin de obtener los valores de la función lineal, considerando las características de la linealización del punto (5)

Paso 1: Identificar las Funciones de Ajuste no Polinómicas

Las funciones de Ajuste no Polinómicas son las siguientes:

Función potencia	$y = b * x^m$
Función exponencial	$y = b * e^{(m*x)}$ $y = b * 10^{(m*x)}$
Función logarítmica	$y = m * \ln(x) + b$ $y = m * \log(x) + b$
Función recíproca	$y = 1 / (m * x + b)$

Paso 2: Identificar los Datos a utilizar

Los datos utilizados (como base de ejemplo) son los correspondientes a la producción de petróleo:

```
x(2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013)
y(43288.766 44616.993 43960.582 43125.503 40652.082 38632.208 38269.905 37904.567 37592.946 36254.571
35429.250 33326.279 33199.018 32461.091)
```

Donde “y” serían miles de metros cúbicos para los períodos “x”.

Paso 3: Ejecutar en Matlab el script para las funciones con los datos

```
x = [ 2000 2001 2002 2003 2004 2005 2006 2007 2008 2009 2010 2011 2012 2013];
y = [ 43288.766 44616.993 43960.582 43125.503 40652.082 38632.208 38269.905 37904.567 37592.946
36254.571 35429.250 33326.279 33199.018 32461.091];

subplot(2, 4, 1)
plot(x, y, '*r')
xlabel('x')
ylabel('y')
title('COJUNTO DE PUNTOS')

p = polyfit(log(x), log(y), 1)
m=p(1)
b=exp(p(2))

subplot(2, 4, 2)
plot(log(x), log(y), 'ob')
xlabel('ln(x)')
ylabel('ln(y)')
title('FUNCION POTENCIA')

p = polyfit (x, log(y), 1)
m=p(1)
```

```

b=exp(p(2))

subplot(2, 4, 3)

plot(x, log(y), 'ob')

xlabel('x')

ylabel('log(y)')

title('FUNCION EXPONENCIAL 10')

p = polyfit (x, log10(y), 1)

m=p(1)

b=10^(p(2))

subplot(2, 4, 4)

plot(x, log10(y), 'ob')

xlabel('x')

ylabel('ln(y)')

title('FUNCION EXPONENCIAL e')

p = polyfit (log(x), y, 1)

m=p(1)

b=p(2)

subplot(2, 4, 5)

plot(log(x), y, 'ob')

xlabel('log(x)')

ylabel('y')

title('FUNCION LOGARITMICA ln()')

p = polyfit (log10(x), y, 1)

m=p(1)

b=p(2)

subplot(2, 4, 6)

plot(log10(x), y, 'ob')

```

```

xlabel('x')
ylabel('log10(y)')
title('FUNCION LOGARITMICA log()')

p = polyfit (x, 1./y, 1)

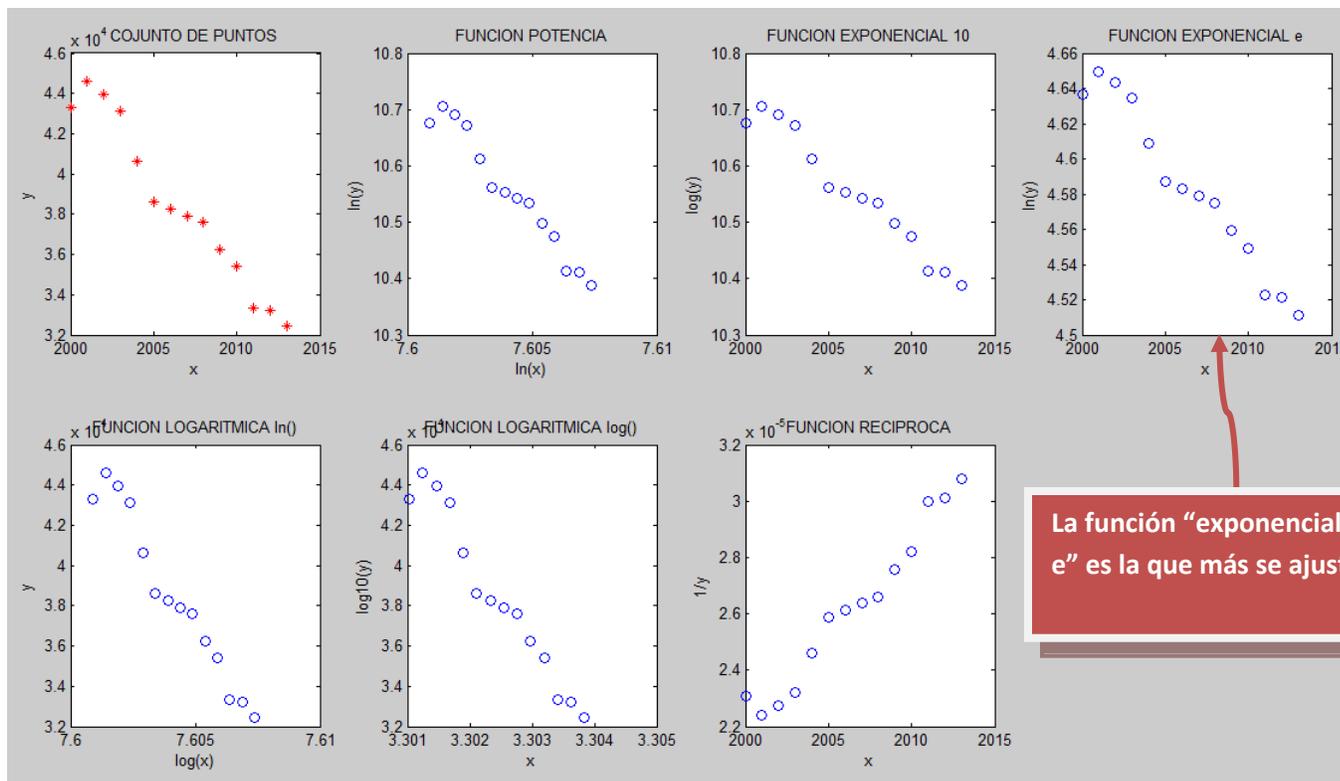
m=p(1)
b=p(2)

subplot(2, 4, 7)

plot(x, 1./y, 'ob')

xlabel('x')
ylabel('1/y')
title('FUNCION RECIPROCA')
    
```

Paso 4: Identificar de la gráfica resultante del punto (3), la curva de mayor ajuste lineal



Paso 5: Linealizar analíticamente la curva elegida

Función potencia	$y = b * x^m$	$\ln(y) = m \ln(x) + \ln(b)$
Función exponencial	$y = b * e^{(m*x)}$	$\ln(y) = m x + \ln(b)$
	$y = b * 10^{(m*x)}$	$\log(y) = m x + \log(b)$
Función logarítmica	$y = m * \ln(x) + b$	$y = m \ln(x) + b$
	$y = m * \log(x) + b$	$y = m \log(x) + b$
Función recíproca	$y = 1 / (m * x + b)$	$1/y = m x + b$

Entonces para nuestro análisis, la linealización analítica que debemos escoger es:

$$\ln(y) = m x + \ln(b)$$

Si no podemos notar a simple vista cual es la curva que mejor linealiza, entonces calculamos los residuos de cada una. La que posea menor residuo será la curva que mejor ajuste.

Paso 6: Ejecutar en Matlab el comando Polyfit, a fin de obtener los valores de la función (m y b)

Para obtener los valores “m” y “b” correspondientes para la función de ajuste, debemos utilizar Polyfit en matlab con los valores correspondientes de “x” e “y”. Los valores de “m” y “b” obtenidos, no siempre son los finales, ya que los valores de “x” e “y” ingresados, pueden estar afectados por funciones, por ejemplo la función exponencial linealizada ($\ln(y) = m x + \ln(b)$), tiene a “x” directo (por lo cual “m” será directo), pero a “y” aplicado a un logaritmo natural (por lo cual “b” será $e^{(\#)}$).

Concretamente, las equivalencias son:

F. potencia	$\ln(y) = m \ln(x) + \ln(b)$	$p = \text{polyfit}(\log(x), \log(y), 1)$ $m=p(1) \quad b=\exp(p(2))$
F. exponencial	$\ln(y) = m x + \ln(b)$	$p = \text{polyfit}(x, \log(y), 1)$ $m=p(1) \quad b=\exp(p(2))$
	$\log(y) = m x + \log(b)$	$p = \text{polyfit}(x, \log_{10}(y), 1)$ $m=p(1) \quad b=10^{p(2)}$
F. logarítmica	$y = m \ln(x) + b$	$p = \text{polyfit}(\log(x), y, 1)$ $m=p(1) \quad b=p(2)$
	$y = m \log(x) + b$	$p = \text{polyfit}(\log_{10}(x), y, 1)$ $m=p(1) \quad b=p(2)$
F. recíproca	$1/y = m x + b$	$p = \text{polyfit}(x, 1./y, 1)$ $m=p(1) \quad b=p(2)$

Entonces, para nuestro análisis ejecutamos:

p	$=$	$\text{polyfit}(x, \log(y), 1)$
m	$=$	$p(1)$
b	$=$	$\exp(p(2))$

Siendo $p(1)$ la posición 1 del vector y $p(2)$ la posición 2 del vector. y obtenemos como resultado :

$p = (-0.0253 \quad 61.3808)$
$m = -0.0253$
$b = 4.2351e +26$

Por lo cual, el resultado final es:

$$y = 4.2351e + 26 * e^{(-0.0253 * x)}$$

Por último, se le agregan los cambios necesarios para el programa Vensim, la formula resultante es la siguiente: $4.2351e+026 * EXP(-0.0253 * Time)$.

La extracción de petróleo o petróleo producido, se hizo agresiva durante la década del 90' y así se mantuvo, ya que otorgaba la mayor ganancia para las empresas, que después exportaban el mismo. Sin embargo las industrias no apostaron a más inversiones para apuntalar la producción y la misma se encuentra en declive a partir del 2001/2. Durante todo el periodo estudiado, la producción disminuyó un poco más del 23%.

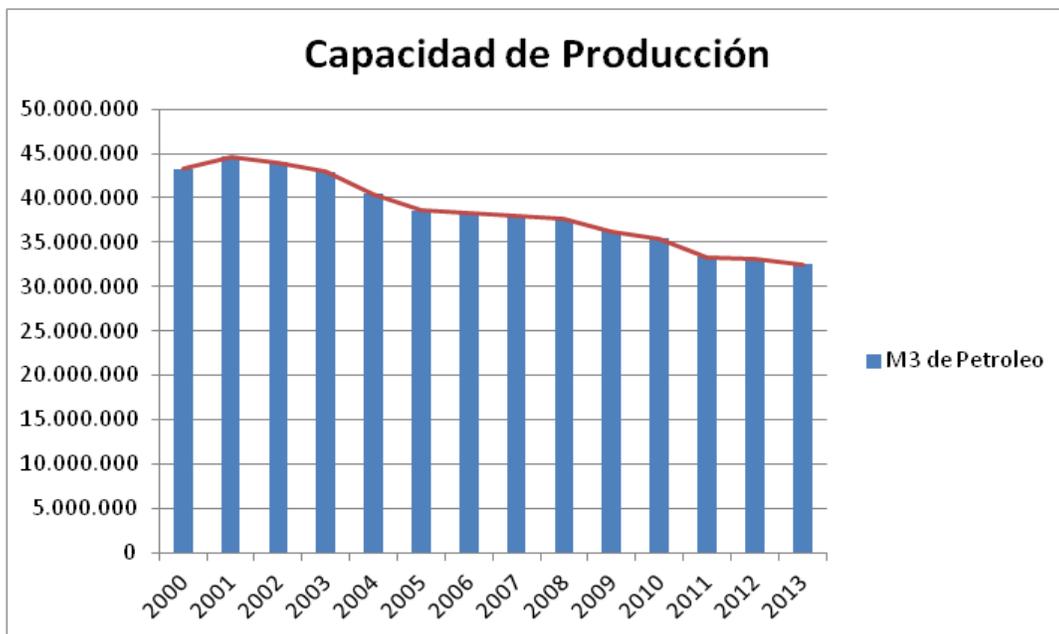


Gráfico 0.1 – Capacidad de Producción de crudo. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

Si se compara la producción contra la demanda de crudo, se observa que los primeros años la producción de crudo llegó a ser superior a la demanda hasta por un 44% más. Todo el petróleo extra era exportado, ya que no existían políticas que protegieran la producción interna del país.

Según la ley de hidrocarburos, *el Poder Ejecutivo permitirá la exportación de hidrocarburos o derivados no requeridos para la adecuada satisfacción de las necesidades internas*, en los últimos años la exportación dejó de ser un camino, ya que la Demanda de petróleo superaba a la producción y el país pasaba por una época de déficit energético.

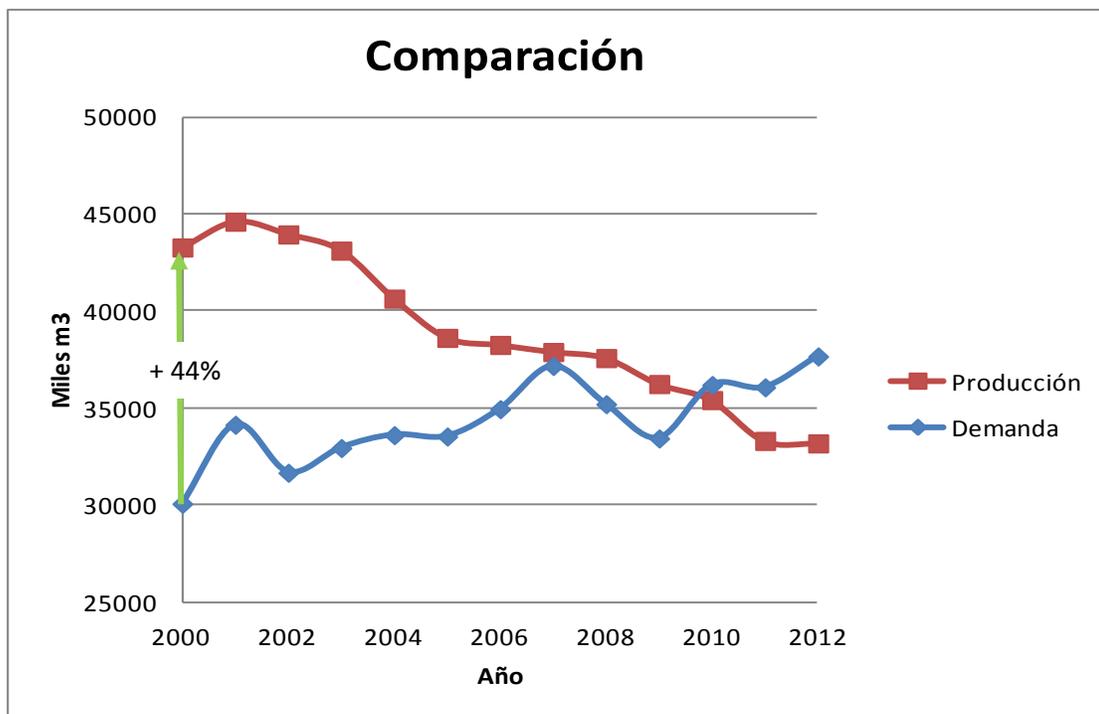


Gráfico 0.2 – Producción y Demanda de Petróleo. Fuente: Elaboración propia con información Secretaría de Energía

11.7. La exploración de pozos

Es una variable difícil de modelar, mayor inversión no siempre significa más descubrimientos, el éxito depende en parte de tener áreas con alto potencial exploratorio remanente. Solo algunas cuencas argentinas serían exploratoriamente maduras, sin embargo las nuevas ideas y la tecnología son uno de los factores más importantes para nuevos descubrimientos y oportunidades en exploración y desarrollo.

El proceso de exploración consiste usualmente en una etapa inicial de realización de mapas y fotografías aéreas de la superficie de la tierra, seguidas por investigaciones especiales sísmicas, gravimétricas y magnéticas para determinar la estructura del suelo.

Estas se pueden realizar por medio de vehículos, barcos, aviones, por teledetección o inclusive a pie, dependiendo de la zona y de la cantidad de información que se desee recabar.

Las investigaciones pueden llegar a la conclusión de la existencia de condiciones subterráneas favorables a la acumulación de depósitos de petróleo y gas, siendo necesario en este caso realizar las perforaciones necesarias a fin de probar la existencia real de petróleo. Aun identificando el lugar que podría acumular petróleo y realizando los estudios necesarios, hay posibilidad de que al perforar, el pozo no sea el adecuado para poder explotarse (ya sea por el volumen de crudo en el pozo o por los niveles de presión, etc.) ya que no sería rentable.

En el sistema, se toma como dato inicial de la variable “Pozos exploratorios” el total de pozos productivos y no productivos en exploración que se terminaron de perforar durante año 2012 (97 pozos), el dato se obtuvo del Instituto de Petróleo y Gas.

Algunas variantes de complejo modelado y donde el azar juega un papel importante, se modelan a través de ramdoms y picos de aumento durante determinados periodos de tiempo.

11.8. Probabilidad de éxito

Indica la probabilidad de que el pozo en exploración sea el adecuado para ser explotado posteriormente, es decir que sea un pozo productivo. Este dato es complejo para modelar a través de un método científico. Se optó por buscar un porcentaje aproximado, teniendo en cuenta los pozos explorados entre 1990 y 2012, el tiempo supera el periodo estudiado en el trabajo de investigación, solo para obtener un dato más parecido a la realidad.

Tabla 11.8.1 – Pozos productivos y no productivos exploratorios 1990-1999. Fuente: Elaboración propia con información Instituto Argentino de Petróleo y Gas

POZOS										
Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Productivos										
En exploración	98	100	52	107	141	165	106	94	63	30
No productivos										
En exploración	68	54	16	54	84	90	46	39	31	13
Total Explorados	166	154	68	161	225	255	152	133	94	43
% Éxito	59%	65%	76%	66%	63%	65%	70%	71%	67%	70%

Tabla 11.8.2 – Pozos productivos y no productivos exploratorios 2000-2012. Fuente: Elaboración propia con información Instituto Argentino de Petróleo y Gas

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Productivos													
En exploración	50	33	30	24	29	55	44	45	39	42	28	55	86
No productivos													
En exploración	11	19	12	5	8	7	18	9	15	17	7	13	11
Total Explorados	61	52	42	29	37	62	62	54	54	59	35	68	97
% Éxito	82%	63%	71%	83%	78%	89%	71%	83%	72%	71%	80%	81%	89%

Promediando los % de efectividad, se tiene una probabilidad de éxito de 73%, se observa que durante los últimos años el porcentaje de éxito ha ido aumentando, una razón es el avance tecnológico y el margen de error que tienen los instrumentos utilizados.

En el modelo se optó por no hacer una variación de la probabilidad de éxitos, sino poner un número fijo. La primera opción fue el promedio de los últimos años, sin embargo ya que en la actualidad la probabilidad de éxito es mayor, se decidió marcar una línea de tendencia exponencial y utilizar una probabilidad más parecida a la actual. La probabilidad tomada es de 80%.

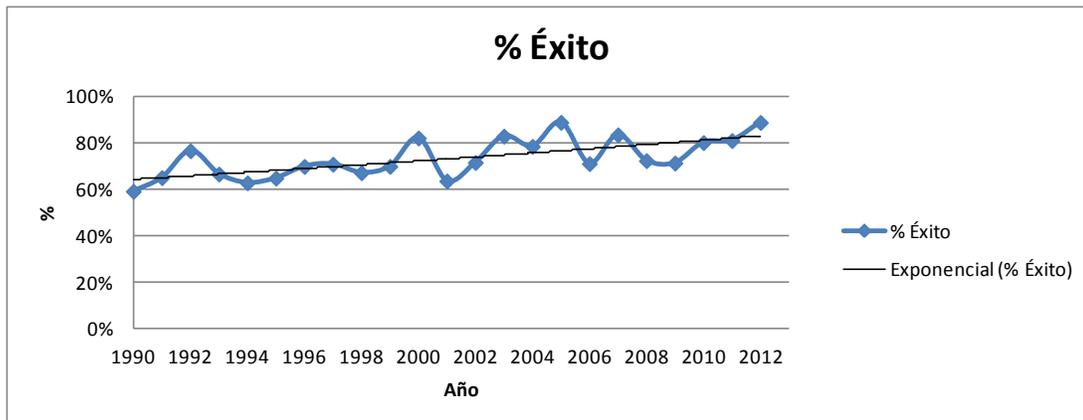


Gráfico 11.8.1 – Probabilidad de pozos exitosos. Fuente: Elaboración propia con información de Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

11.9. Volumen Encontrado

La cantidad de m³ encontrados por pozos de exploración es totalmente al azar, es una variable que depende de estudios técnicos, y que aún así es difícil saber con certeza el número exacto. Cuando se encuentra un pozo productivo en exploración, se analizan los m³ que el pozo podría tener y pasa a formar parte de las “Reservas comprobables”.

Para tener una estimación del volumen encontrado por pozos en exploración, se analizó el incremento de las reservas durante los últimos años y el mismo se dividió por la cantidad de pozos en exploración.

Tabla 11.9.1.1 – Tabla Aumento Mm³ por pozo exploratorios 1991 - 1999. Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Energía

Reservas/Año	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Mm ³	267620	320750	352440	358140	379400	413430	416430	437760	488280
Diferencia anual	18010	53130	31690	5700	21260	34030	3000	21330	50520
Producción Mm ³	28571	32354	34569	38767	41844	45576	48427	49152	46511
Incorporación reserva neta (suma)	46581	85484	66259	44467	63104	79606	51427	70482	97031
Aumento por pozo Mm ³	466	1644	619	315	382	751	547	1119	3234

Tabla 11.9.2 - Tabla Aumento Mm3 por pozo exploratorios 2000 - 2012. Fuente: Elaboración propia con información de Secretaría de Energía

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
472781	457674	448226	425022	393926	349064	411263	415914	400692	399296	401322	393996	374289
-15499	-15107	-9448	-23204	-31096	-44862	62199	4651	-15222	-1396	2026	-7326	-19707
43289	44617	43961	43126	40652	38632	38270	37905	37593	36255	35429	33326	33199
27790	29510	34513	19922	9556	-6230	100469	42556	22371	34859	37455	26000	13492
556	894	1150	830	330	-113	2283	946	574	830	1338	473	157

Se observa que durante el año 2005 el volumen encontrado no sigue la tendencia de los demás años. Por eso se optó por no tomar ese dato en el momento de calcular el volumen promedio. Como dato promedio se obtienen 926 miles de m3.

11.10. Pozos productivos

Son los pozos que se encuentran en producción, es decir pozos productivos que ya están en desarrollo y presentan extracción efectiva. Según los datos presentados en el Instituto argentino de petróleo y gas, para el año 2012 es de 22505.

Tabla 11.10.1 – Pozos en extracción efectiva por año. Fuente: Elaboración propia con información de IAPG.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Pozos en extracción efectiva	15.912	14.969	15.055	16.101	17.141	18.024	18.800	20.000	20.900	21.000	21.289	21.595	22.505

11.11. Vida útil de un pozo/ Taza de desgaste

Cantidad de años que en promedio un pozo tarda en dejar de ser productivo, es posible que siga teniendo reservas de hidrocarburo, pero sin embargo la extracción del mismo es más costosa que el precio de venta que puede llegar a tener. Según la revista electrónica “La política online” en su sección de energía informa que los pozos tienen una duración de entre 15 y 20 años¹³. Haciendo un análisis anual de desgaste de pozos se llega a una tasa de desgaste de 0,0418 que representa 24 años de vida útil durante los últimos 20 años. Se tomó como dato de la tasa de desgaste el promedio anual.

¹³ 25 de Octubre 2013. “Polémica con Chevron: Aseguran que los pozos de shale tienen una vida útil de 5 años”

11.12. La productividad promedio por pozo

La Productividad de un pozo es su capacidad para producir fluidos y se representa por la Curva IPR o curva de productividad (Inflow Performance Relationship). Su forma cambia a medida que el pozo se va explotando, cada pozo posee su propia e inigualable IPR.

Todos los yacimientos poseen una determinada presión estática entrampada en las formaciones productoras (energía natural), bajo ciertas condiciones, (en general en la primera etapa de producción), la energía del reservorio permite la fluencia de los fluidos hacia la superficie en forma natural. Cuando dicha presión es mayor que la resultante de la columna hidrostática del pozo más la pérdida de carga de las instalaciones de superficie, el pozo surgirá. A medida en que los pozos son producidos, la presión de formación va decayendo naturalmente por el desalajo de volúmenes de petróleo, gas y/o agua, hasta que el pozo deja de fluir.

En el modelo la producción promedio de pozo se obtiene a través de los datos de producción anual de crudo y la cantidad de pozos en producción efectiva.

Tabla 11.1211.1 – Productividad promedio por pozo. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción crudo Mm3	43289	44617	43961	43126	40652	38632	38270	37905	37593	36255	35429	33326	33199
Pozos en extracción efectiva	15.912	14.969	15.055	16.101	17.141	18.024	18.800	20.000	20.900	21.000	21.289	21.595	22.505
Productividad por pozo miles m3/año	2,72	2,98	2,92	2,68	2,37	2,14	2,04	1,90	1,80	1,73	1,66	1,54	1,48

Si tomamos un promedio de producción anual por pozo durante el periodo estudiado se obtiene una productividad de 2,15 miles de m3 por pozo.

11.13. Refinación

Las refinерías de petróleo en Argentina son las plantas industriales que procesan los hidrocarburos líquidos (petróleo crudo) para obtener subproductos básicos. El crudo se transforma en productos como gases licuados del petróleo, nafta, kerosene, combustible para aviación, gasoil, fueloil, lubricantes, asfaltos y productos básicos para la industria petroquímica.

Las actividades de refinación se inician con la recepción y almacenamiento de los crudos en la Refinería e incluyen el manejo de estos fluidos y las operaciones de refinación que concluyen con el almacenamiento de los productos derivados y el embarque de los mismos o transporte hasta los diferentes puntos de consumo.

La industria de refinación del petróleo cuenta con una amplia variedad de procesos, los cuales varían de unas Refinerías a otras en función de su estructura, materias primas utilizadas, productos finales que se desea obtener y especificaciones de los productos.

Los procesos de refinación y las operaciones auxiliares pueden ser clasificados en cinco categorías:

- Procesos de separación
- Procesos de conversión
- Procesos de tratamiento
- Mezclas y manejo de productos
- Operaciones auxiliares

TIPOS DE PROCESOS

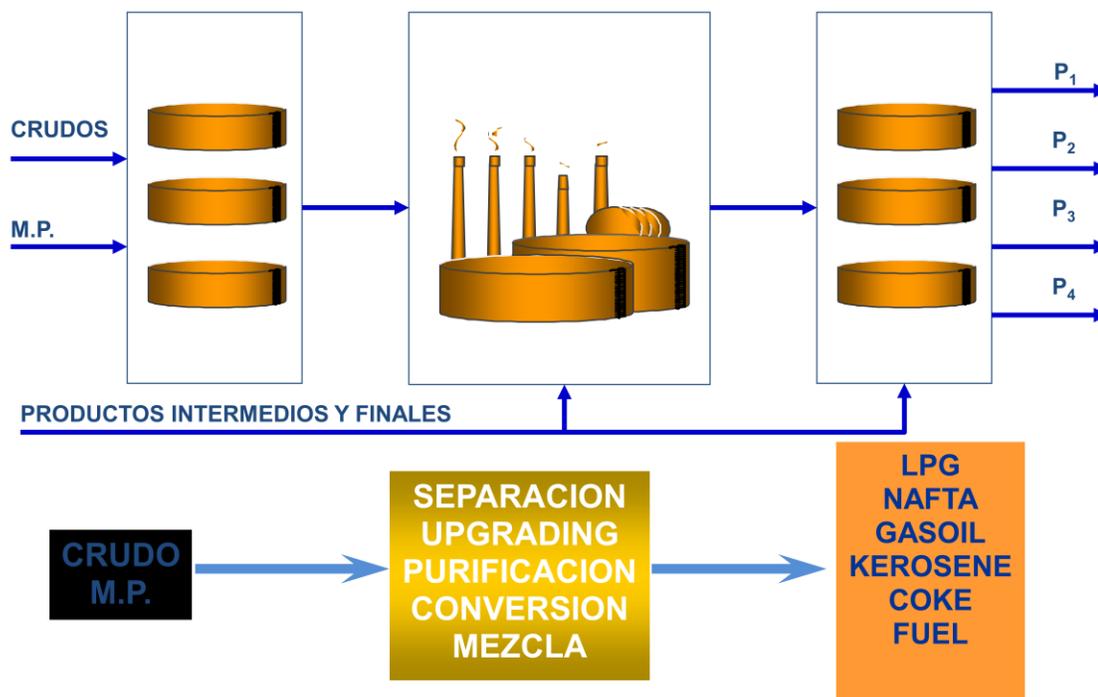


Figura 11.13. 1 – Proceso de Refinación. Fuente: YPF, Tecnologías Energéticas para No Especialistas, Joaquín Caveda, Junio 2011

Las plantas de refinación presentan ampliaciones o reestructuración en las mismas que mejoran la capacidad de refinación, de igual manera pero con más inversión y mayor tiempo existe la posibilidad de nuevas plantas. A continuación presentamos ampliaciones hechas en los años cercanos, que nos dan una idea de capacidad e inversiones involucradas.

En diciembre de 2010 se inauguró el primer tramo de la ampliación de la planta Parque Industrial Petroquímico de Plaza Huincul (Provincia del Neuquén) aumentando su capacidad de procesar crudo en un 50%, pasando de los 600 a los 900 metros cúbicos cada día (m³/d), para llegar a los 1.400 m³/d en marzo de 2011. Directivos de la empresa anunciaron una inversión superior a los USD 110 millones que le darían capacidad para procesar un 7% de la demanda de nafta del país.

La Refinadora Neuquina SA (RENESA) inauguró su obra civil en octubre de 2011, en Plaza Huin cul (pcia. de Neuquén). Iniciaría su producción en febrero de 2012 y se proponía llegar a una producción anual de 400.000 m³ de gasoil y 250.000 m³ de nafta súper, además de otros derivados, en un lapso de 3 años.¹⁴



Figura 11.13.2 – Esquema productivo y logístico del país. Fuente: YPF año 2010

Las refinерías existentes en 2012 no alcanzaban para abastecer totalmente el mercado interno de Argentina, especialmente en épocas de alta demanda como las de vacaciones. De las 9 existentes entonces sólo tres tenían un nivel de producción y abastecimiento apropiado, mientras las restantes estaban en riesgo de desaparición¹⁵ como lo informa la Revista Petroquímica Petróleo, Gas y Química en su publicación del 20 de

diciembre.

Para Diciembre del 2013 están en operación 10 refinерías plantas de refinación:

- Refinería de Bahía Blanca. Bahía Blanca, pcia. de Buenos Aires. Petrobras. 32.000 bpd en 2012.
- Refinería Campana. Campana, pcia. de Buenos Aires. Axion Energy (ex ESSO). 90.000 bpd en 2012.

¹⁴ 4 de Octubre 2011. “Confirman inversiones por casi u\$S 1.000 millones para producir combustibles”

¹⁵ 20 de Noviembre 2012. “Refinación, con alta demanda pero escasa inversión”

- Refinería de Campo Durán. Campo Durán, pcia. de Salta. REFINOR (28,5% Petrobras). 30.000 bpd en 2012.
- Refinería de Dock Sud. Ciudad de Buenos Aires. SHELL - DAPSA. 110.000 bpd en 2012.
- Refinería de La Plata. Ensenada, pcia. de Buenos Aires. YPF. 198.000 bpd en 2012.
- Refinería de Luján de Cuyo. Luján de Cuyo, pcia. de Mendoza. YPF. 126.000 bpd en 2012.
- Refinería de Plaza Huincul. Plaza Huincul, pcia. de Neuquén. Petrolera Argentina. 26.000 bpd en 2012; capacidad de producción: 550 m³/d; capacidad de almacenaje: 16.000 m³. Inicio 1919.
- Refinería de San Lorenzo. San Lorenzo, pcia. de Santa Fe. Cristóbal López¹⁶. 30.000 bpd en 2012. Inicio 1938.
- M&C Petrol. Catriel, pcia. de Río Negro. Inicio en 2013.
- RENESA. Plaza Huincul, pcia. de Neuquén. Petrolera Argentina. Capacidad de 240.000 m³ de nafta virgen anuales¹⁷.

¹⁶ 8 de Abril 2010. “Cristóbal López cerró la compra de una refinería de Petrobras”

¹⁷ 13 de Agosto 2013. “Con el respaldo de YPF, reabren una refinería en Neuquén para reducir la importación de combustibles”

Tabla 11.13.1 – Plantas de refinación y capacidad. Fuente: Elaboración propia con información La Enciclopedia de Ciencias y Tecnologías en Argentina.

Planta de Refinación	Capacidad	un.	m3/año
Bahía Blanca	32000	bpd	1.858.240
Campana	90000	bpd	5.226.300
Campo Durán	30000	bpd	1.742.100
Dock Sud	110000	bpd	6.387.700
La Plata	198000	bpd	11.497.860
Luján de Cuyo	126000	bpd	7.316.820
Plaza Huincul	26000	bpd	1.509.820
San Lorenzo	30000	bpd	1.742.100
M&C	-		-
Plaza Huincul II	240000	m3/año	240.000
Promedio			4.168.993
Max			11.497.860
Min			240.000

A partir de estos datos, se calcula la capacidad promedio de refinación por planta, 4.168.993 m3/año. Éste, es el valor asignado a la variable del modelo “capacidad promedio”. Sin embargo como cantidad de plantas en funcionamiento, se toman 9 plantas que sí se encuentran en funcionamiento a principios de 2013 y tienen una capacidad informada.

11.14. Capacidad instalada

En el modelo de simulación, el valor de la variable capacidad instalada, está formada por otras dos variables, plantas de refinación en el país y capacidad promedio. La primera, toma el valor inicial 9, que son las refinerías anteriormente nombradas. La segunda, adopta el valor que surge de realizar el promedio de las capacidades de refinación de las mismas. Luego al multiplicar estas dos variables, se obtiene la capacidad instalada.

11.15. Porcentaje de petróleo destinado a combustible

Existen distintos datos con respecto al porcentaje de combustible refinado a partir del crudo. Según la política del estado, según la demanda del país, según las tecnologías de refinación, etc. En el proyecto se opta por analizar los porcentajes de uso según las estadísticas de producción que publica la Secretaría de Energía.

Se analizan los porcentajes de Nafta, Gasoil y Fueloil, en el modelo de analizan como el conjunto de los mismos. A continuación el flujograma que representa el proceso para la obtención de combustible y el destino final de uso.

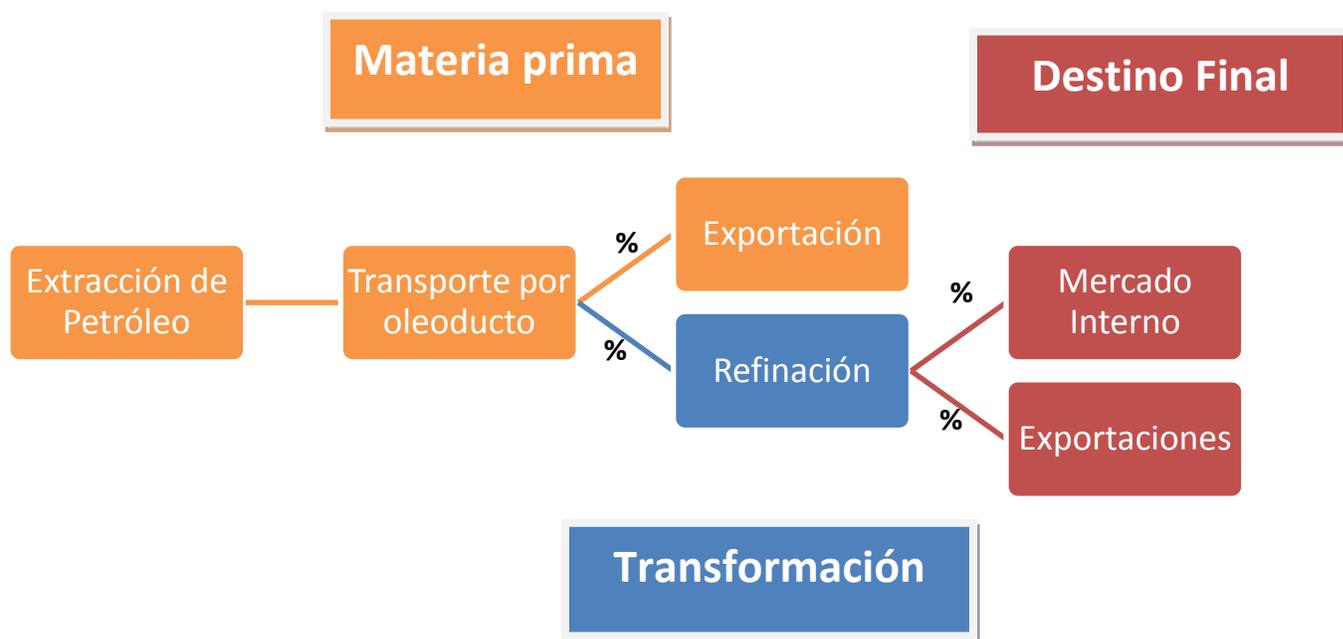


Gráfico11.15.3. Flujograma de proceso de Combustibles. Fuente: elaboración propia

Analizando la tabla se observa que durante los años, el gasoil presenta el porcentaje mayor de refinación siguiéndole la nafta y por último el fueloil, sin embargo existe déficit de energía de los tres combustibles líquidos. Como porcentaje total el número se encuentra entre 66% y 75%, haciendo el promedio de los distintos años tenemos el total de 69% y este es el dato utilizado para el modelo.

11.16. Mermas

Tabla 11.15.1 - Porcentaje de crudo destinado a Combustibles. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía.

Año	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nafta													
Producción Mm3	6396	7160	6587	6255	5964	6043	5889	5965	5849	6019	6150	6854	7302
Fueloil													
Producción Mm3	1469	1824	1858	2018	2461	2898	3577	4494	4955	3366	2920	2228	2507
Gasoil													
Producción Mm3	11091	12224	11169	11848	12012	11673	12570	12916	12472	11978	12139	12092	11978
Crudo prod. - crudo exp. Mm3	27305	28259	28275	30094	30503	30169	32629	34513	35526	31889	31521	30077	29718
%Nafta	23%	25%	23%	21%	20%	20%	18%	17%	16%	19%	20%	23%	25%
%Fuel oil	5%	6%	7%	7%	8%	10%	11%	13%	14%	11%	9%	7%	8%
%Gas oil	41%	43%	40%	39%	39%	39%	39%	37%	35%	38%	39%	40%	40%
% Total	69%	75%	69%	67%	67%	68%	68%	68%	66%	67%	67%	70%	73%
Promedio	69%												

Es el porcentaje de crudo que se pierde durante el proceso de refinado, depende de las características del crudo, del proceso de refinación, etc. Se encontraron datos de entre 10% y 3%, para el modelo se opta tener un dato de merma de 5%.

11.17. Comercio Exterior Crudo

En el Mercado de petróleo existen dos “tipos de petróleo” que funcionan como orientadores a la hora de cotización el precio de crudo.

El petróleo WTI (West Texas Intermediate o Texas Light Sweet) es un petróleo que contiene el promedio de características del petróleo extraído en campos occidentales de Texas (USA). Es catalogado como petróleo dulce y liviano. Esto lo hace del WTI un petróleo de alta calidad e ideal para la producción de naftas. El precio del petróleo WTI es utilizado como referencia principalmente en el mercado norteamericano (Nueva York).

El crudo Brent es un petróleo liviano, aunque no tanto como el West Texas Intermediate (WTI), también es considerado un petróleo dulce, aunque tampoco es tan dulce como el WTI. El Brent es ideal para la producción de gasolina. Se suele refinar en los países de Europa Noroccidental, marca un precio recomendado o estándar para un 78% de las diferentes variedades de crudo mundial, las cuales lo toman como referente.

La Secretaría de Energía, presenta los precios del Comercio Exterior en el Mercado de Hidrocarburos entre los años 2012 – 2014. Si bien, el Estado da subsidios al crudo importado, ya que de esta forma el aumento en la nafta es gradual¹⁸, en el proyecto se toman los precios informados por la Secretaría de energía en el año 2014 con un precio de USD 590,75 para la importación de crudo y USD 648,42 para exportación.

11.18. Comercio exterior Combustibles

Al igual que en el caso del crudo, también existen estadísticas del precio de la Nafta importada y exportada. No se tiene en cuenta la evolución de dichos precios ya que no forma parte del objetivo del proyecto y se encuentra fuera del alcance del mismo.

Los datos se toman del año 2014, para tener los datos más actualizados, con USD 891,21 para exportación (incluye los tres combustibles analizados) y USD 796,64 para importación.

¹⁸ 7 de Marzo 2014. “Por el precio de la nafta, suben subsidio al petróleo importado”

12. Capítulo IV: Construcción del modelo

El modelo del mercado de petróleo involucra a variables que afecta directamente a la cantidad de petróleo disponible y por ende a la cantidad de combustible disponible.

- Producción de petróleo
- Exploración de petróleo
- Reservas de petróleo
- Capacidad de refinación
- Demanda de combustible
- Producción de combustible

La **producción de petróleo** es la cantidad disponible de crudo en el país, para refinación. Es decir es el petróleo extraído de los pozos en desarrollo.

La **exploración** de petróleo, es la búsqueda de nuevos pozos con el uso de distintas técnicas científicas que aportan la geología, la geofísica y la geoquímica. Durante la exploración se tiene la probabilidad de que un pozo exploratorio contenga o no hidrocarburo, pero no existe la certeza.

Las **reservas**, son representadas por aquellos pozos que fueron explorados y tuvieron éxito en encontrar hidrocarburo, pero sin embargo no paso a la etapa de explotación.

La **capacidad de refinación** es la capacidad total del país para refinar crudo, teniendo en cuenta los recursos actuales.

La **demanda de combustible** es el monto en m³ que requiere el país de nafta para poder desarrollarse.

Producción de combustible es la cantidad de combustible disponible en el país, puede estar por encima o por debajo de la demanda.

12.1. Los objetivos del modelo

El objetivo principal del modelo es representar el comportamiento del mercado de petróleo y combustible en Argentina, acotado dentro de los límites ya mencionados. De esta forma poder obtener diferentes resultados verídicos y predicciones del modelo, realizando análisis de sensibilidad.

Al utilizar simulación dinámica tenemos la posibilidad de variar el comportamiento de distintos elementos y al instante saber cómo afectan en el futuro.

Los resultados dependerán de la calidad y cantidad de información que se ingrese al modelo. Si el modelo es correcto, pero está hecho con datos falsos, los resultados no van a ser representativos para la realidad. Y si la información es correcta, pero el modelo es erróneo (Parámetros mal elegidos), también estamos frente al mismo caso.

Para poder realizar el proyecto, se necesita hacer un estudio profundo del mercado y la industria para entender el desarrollo de la misma y conocer las variables influenciales. Esto debe estar acompañado de la búsqueda de información de fuentes confiables.

Cuanto mayor sea la información y mejor interrelacionados se encuentren los parámetros dentro del modelo, los resultados serán más precisos y representativos.

12.2. Indicadores principales del modelo

- Evolución de las reservas
- Evolución de producción de petróleo/combustible

- Evolución de demanda de combustible
- Evolución de la capacidad de refinación
- Faltante o déficit de combustible

Una vez cargadas las variables y funciones que modelan las mismas, se realizan los análisis de sensibilidad.

Se agregó la variable decisión de inversión en algunos de los indicadores principales, para representar a la “Comportamiento del Estado” frente al mercado.

Los objetivos principales que se pensaron a la hora de realizar el modelo y mediante los resultados obtenidos fueron:

- Mantener las reservas de petróleo en el país mediante la exploración de yacimiento.
- Lograr la autosuficiencia con respecto a la demanda de combustible optimizando la capacidad de producción de petróleo y combustible
- Aumentar la capacidad de producción de petróleo
- Aumentar la capacidad de refinación del país

En la realidad, las políticas y cursos de acción tomados por los gobiernos pueden ser innumerables. Dentro de la simulación realizada las políticas pautadas son las siguientes:

Políticas gubernamentales:

0: Sigue todo como está.

1: Invertir en explotación.

2: Invertir en exploración y explotación.

3: Invertir en exploración, explotación y capacidad de refinación.

4: Invertir en capacidad de refinación.

Decisión de invertir en exploración:

0: inversión baja. Siguen las mismas tendencias.

1: inversión media.

2: Inversión alta.

Decisión de invertir en refinación:

0: Sigue igual.

1: Inversión en ampliación.

2: Inversión en nuevas plantas.

12.3. Subsistemas del modelo

Se pretende explicar a modo de detalle los grandes subsistemas que componen la simulación. Como se los diagrama y su correlación con el sistema total.

- Subsistema de exploración
- Subsistema de explotación
- Subsistema de reservas
- Subsistema de combustible

A través de la información recolectada, se forma el diagrama causal, donde no solo se identifica la relación entre las variables, sino que también, que tipo de relación existe, es decir cómo impacta una en el comportamiento de la otra.

Con la inclusión de nuevas variables y nuevas relaciones, el diagrama se fue modificando a medida que la investigación avanzaba.

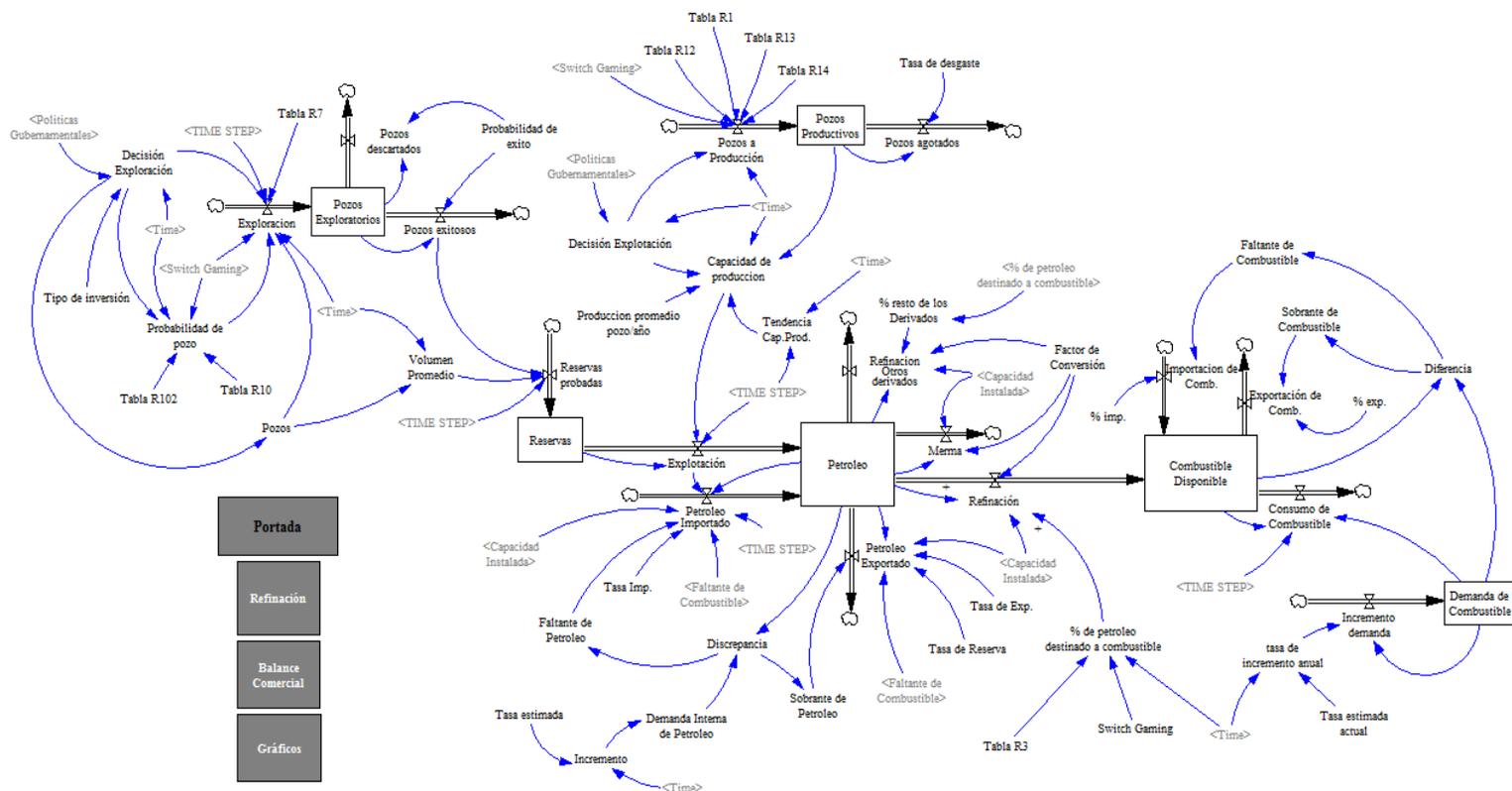


Figura 12.3.1 Diagrama de Forrester – Estructura Principal Mercado de Petróleo y Combustible

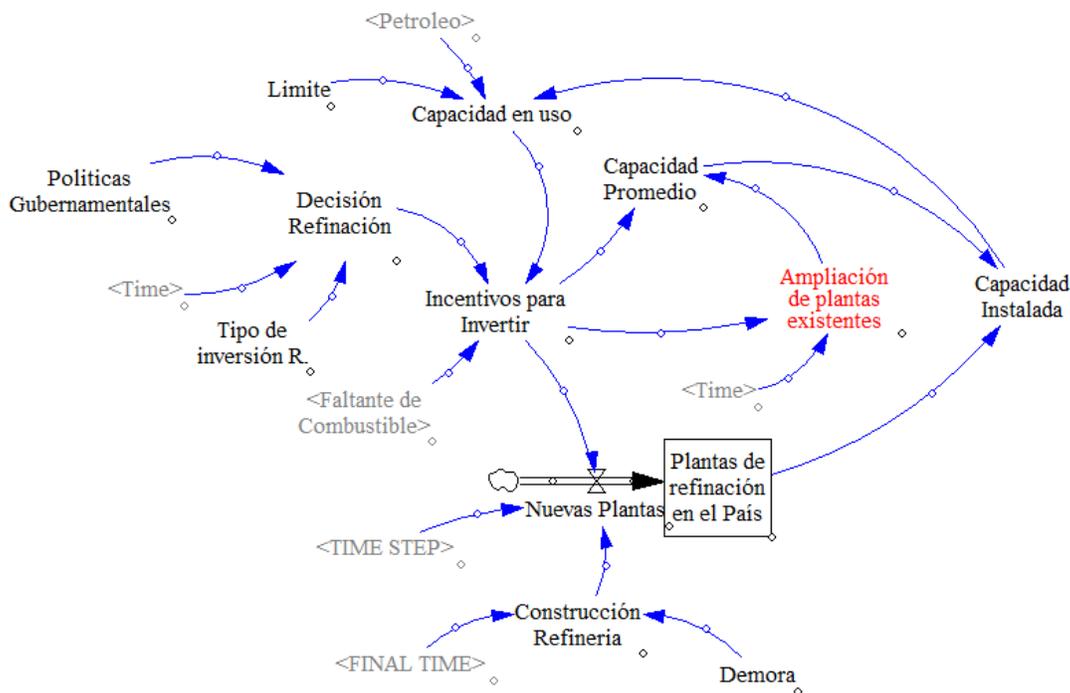


Figura 12.3.2 Diagrama de Forrester – Refinación Mercado de Petróleo y Combustible

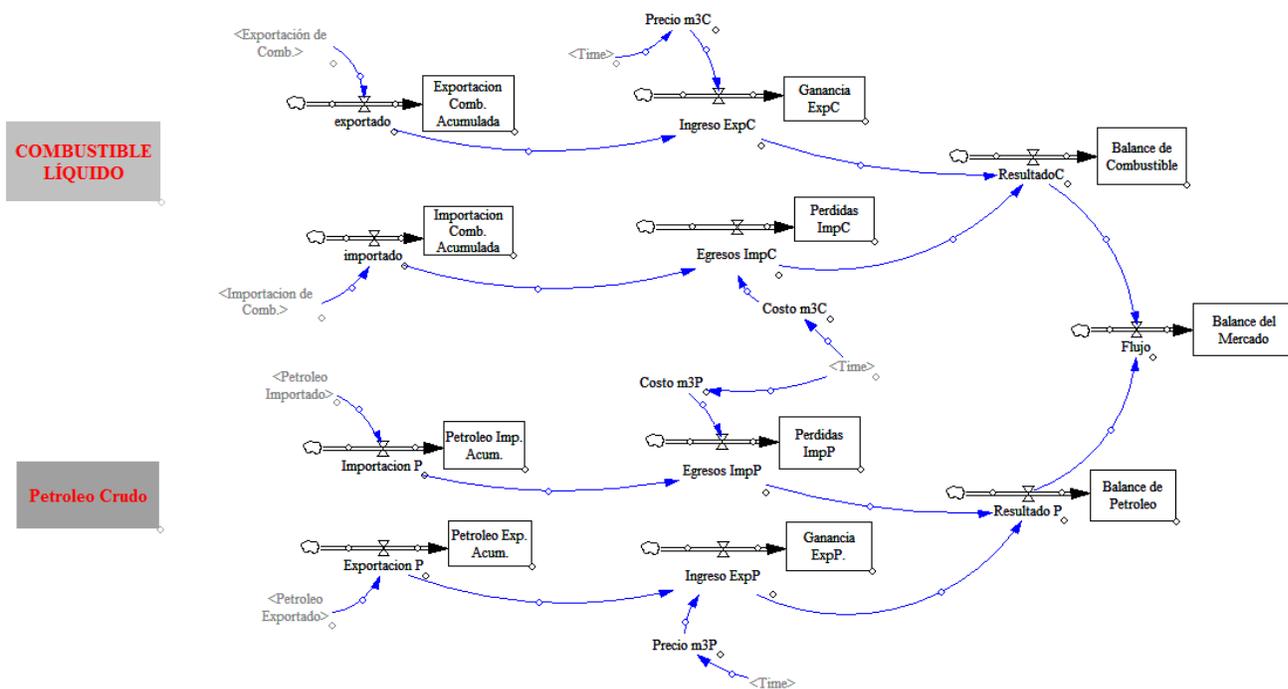


Figura 12.3.3 Diagrama de Forrester – Balanza Comercial Mercado de Petróleo y Combustible

12.3.1. Subsistema de exploración

Este subsistema tiene como objetivo representar el comportamiento de la exploración en el país. Este es un proceso difícil de representar con alguna función diferencial.

Es el proceso de buscar nuevos yacimientos que pueden convertirse en reservas petrolíferas, previo a hacer las perforaciones se estudian las distintas zonas posibles a perforar, este proceso requiere de una gran inversión en tiempo y dinero. Después de tener una cierta certeza y evaluar la conveniencia de hacerlo, se decide o no empezar con la perforación exploratoria, y aun así después de perforar existe la posibilidad de no encontrar ningún pozo con las condiciones necesarias para explotar, ya sea porque el pozo está seco, o porque su producción no sería rentable.

Como existen estas dificultades, se opta por modelar el sistema de exploración de

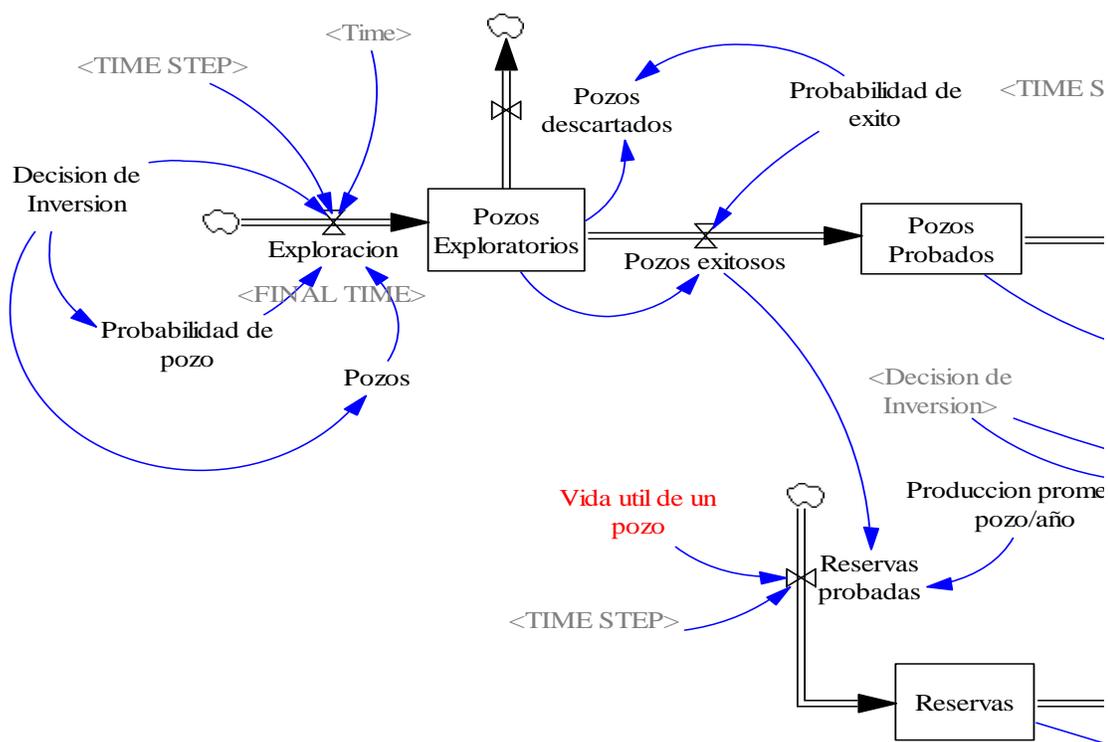


Figura 0.1 - Subsistema de Exploración (Diagrama de Forrester)

forma tal que “se deja a la suerte”, en realidad se programa en función de un RANDOM, que cada cierto tiempo lanza un pico de exploración.

Debido a la gran cantidad de variables requerida para el análisis de la exploración, se redujeron las variables de control a las de mayor relevancia dentro del comportamiento del mismo subsistema. Se tuvo en consideración como inicio de este análisis el periodo a partir del 2013.

En la figura anterior se observa el diagrama de Forrester, con las variables de nivel que lo componen y las relaciones que existen entre ellas.

Se observa que una vez que efectivamente se encuentra petróleo suficiente para su extracción, los pozos exploratorios pasan a ser Reservas.

Las variables que forman parte de este sistema son incentivos para invertir en exploración, el estudio de la exploración y las posibles zonas a explorar; sin embargo aún después de todas estas etapas, se tiene que tomar la decisión de perforar nuevos pozos, que depende de los beneficios que se puedan obtener del mismo, los cuales estarán muy ligados a los precios de crudo dentro del país o la facilidad de exportación.

12.3.2. Subsistema de explotación

La explotación implica la extracción de crudo de los pozos una vez que los mismos son considerados rentables. El crudo extraído pasa a formar parte de la producción de petróleo, es por eso que “Explotación” en el mercado es uno de los inputs de “Petróleo” que es la cantidad (m³) de petróleo.

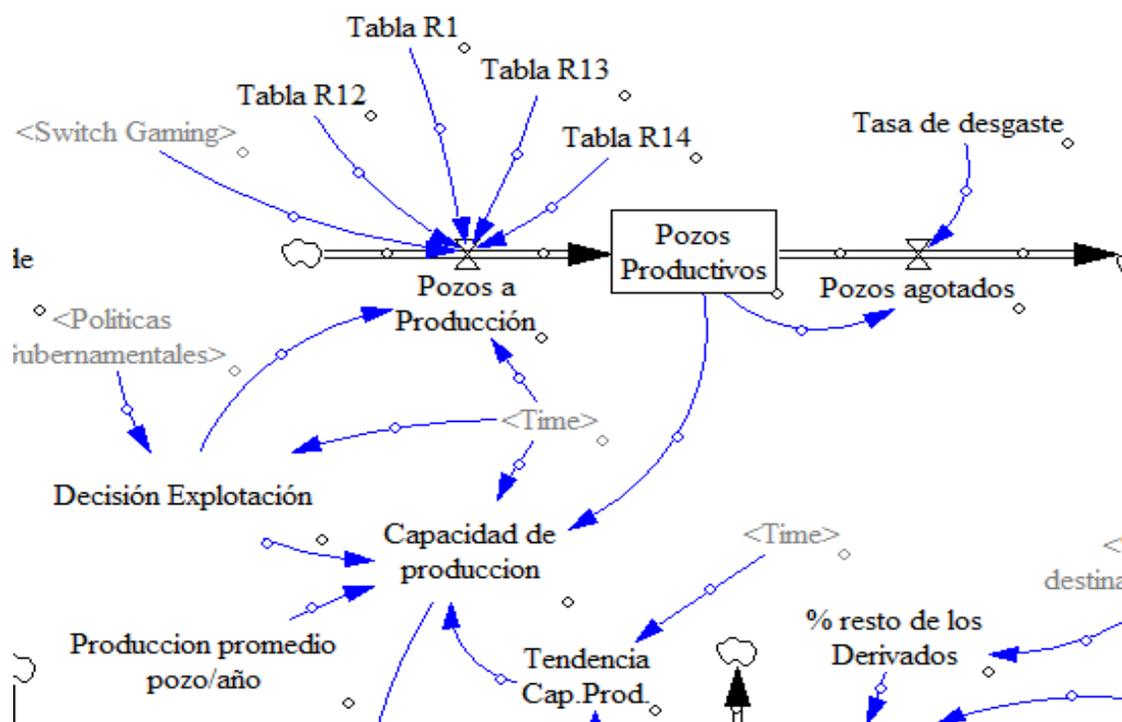


Figura 12.3.2.1 - Subsistema de Explotación (Diagrama Forrester)

Con respecto al petróleo importado para el sector, es un ingreso de crudo en el país y forma parte del segundo input de “Petróleo”. Se va a importar crudo, a medida que no se pueda satisfacer a la demanda con la producción interna de las cuencas. Por otro lado la demanda de crudo es función de la demanda de combustible, ya que mientras que la demanda de combustible aumente, se necesitara más cantidades de crudo para refinar y llegar a satisfacer esa demanda.

Se intentó relacionar la explotación con las variables de control más influyentes para el análisis que se busca. Para el desarrollo del mismo se utilizaron datos históricos provenientes de los entes de Secretaria de Energía, Páginas oficiales (IAPG) y Análisis estadísticos generados en base a estos datos obtenidos.

12.3.3. Subsistema de reservas

Las reservas de petróleo se definen como “las cantidades de petróleo que se estima pueden extraerse de un yacimiento en base a su profundidad y extensión”. Estas han ido

disminuyendo a causas del bajo índice en pozos exploratorios, debido a la falta de inversión.

En la Figura 0.1 se observa que el subsistema de “Exploración” se encuentra totalmente ligado al de “Reserva”, uno alimenta al otro.

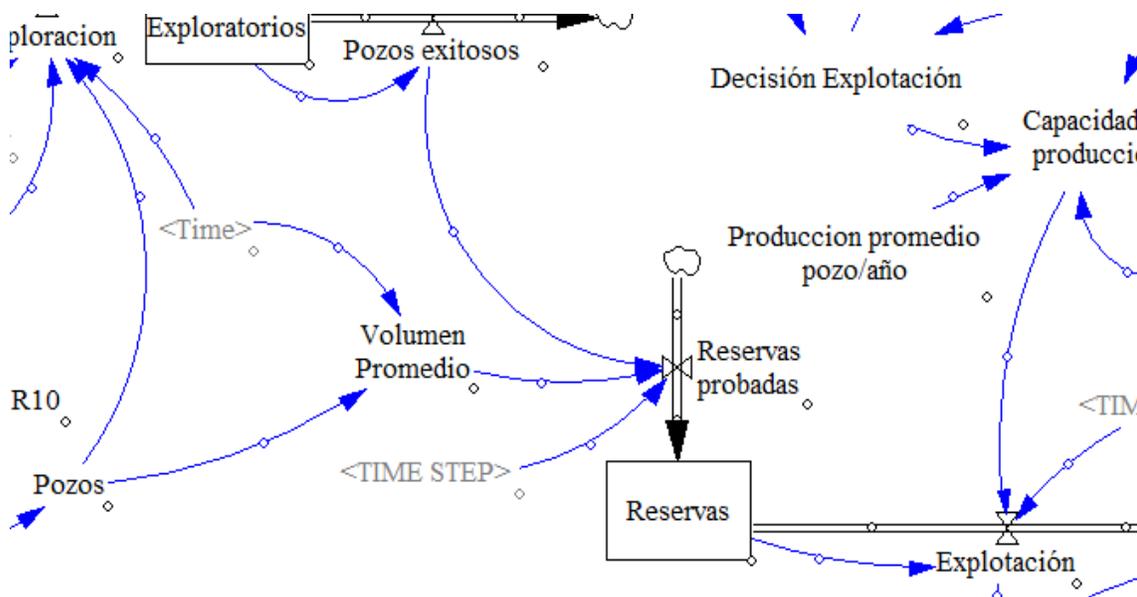


Figura 12.3.3.1 - Subsistema de Reservas (Diagrama Forrester)

12.3.4. Subsistema de Combustible

El sistema desarrolla al combustible disponible en el país, el déficit de combustible es uno de temas más importantes a tratar, por eso el subsistema de combustible es el más desarrollado.

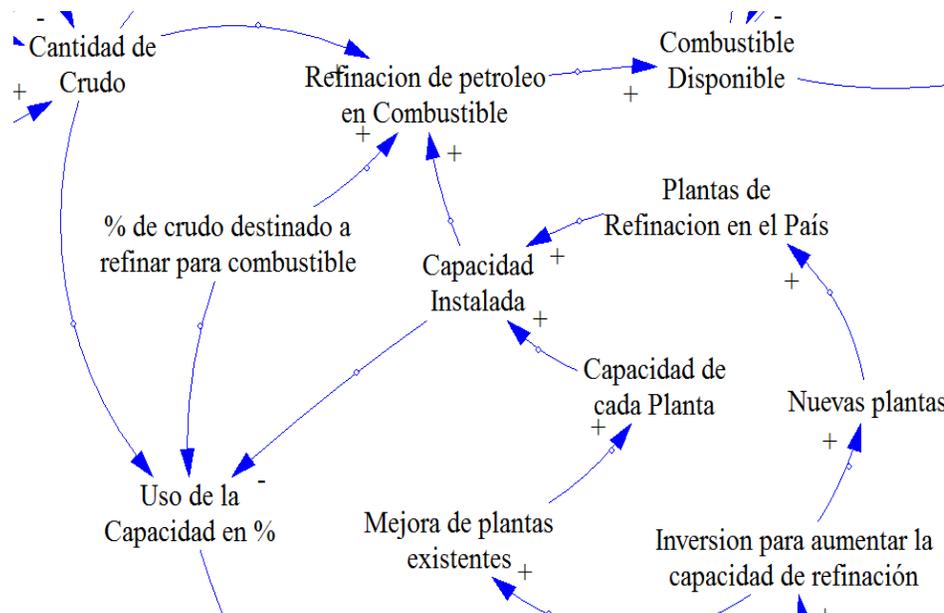


Figura 12.3.4.1 – Combustible Disponible y Capacidad de Refinación (Diagrama Causal)

La disponibilidad de combustible tiene como input a la refinación, ya que es el proceso por el que se trata al petróleo para naftas y otros derivados. Si se busca aumentar la cantidad de combustible disponible para satisfacer la demanda del mercado, es necesario refinar mayores cantidades de crudo, sin embargo, aunque se tenga el crudo disponible, si las plantas de refinación no presentan capacidad para refinar un volumen mayor, es imposible obtener mayores cantidades de combustible.

El subsistema de las plantas de refinación en el país presenta un determinado índice de producción y eficiencia. Si existe un déficit entre la demanda y la oferta de combustible se requiere de mayor refinación de crudo, sin embargo aunque se tenga el crudo necesario si no existe una inversión para desarrollar nuevas plantas o ampliar las plantas actuales, solo se podrá refinar la cantidad permitida por la capacidad instalada de cada planta. Por lo tanto el uso de la capacidad de las refinerías, el porcentaje destinado a combustible y la creación de nuevas plantas a causa de los incentivos de inversión son variables que forman parte del sistema de refinación.

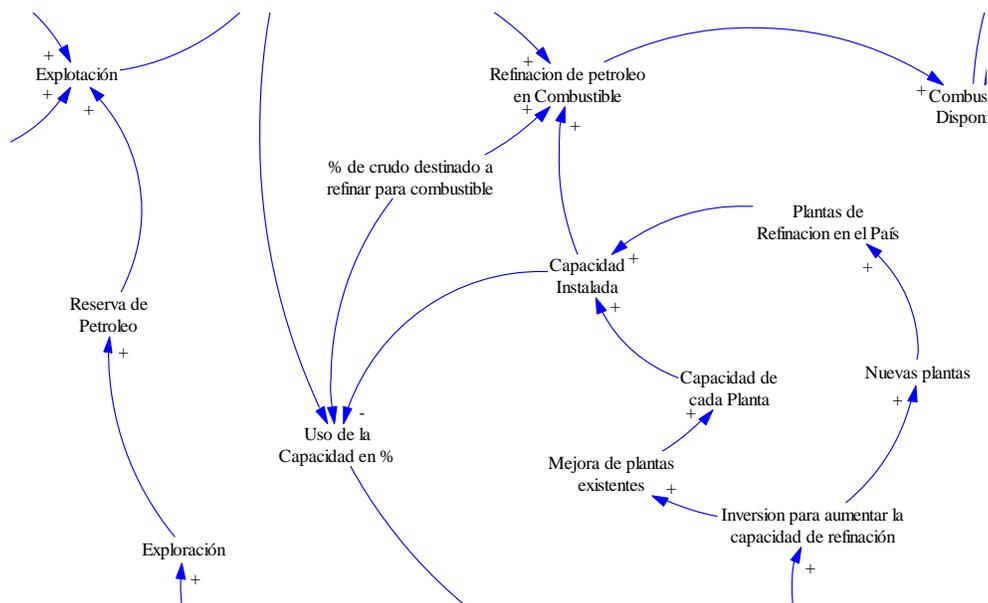


Figura 12.3.4.2 – Capacidad Instalada (Diagrama Causal)

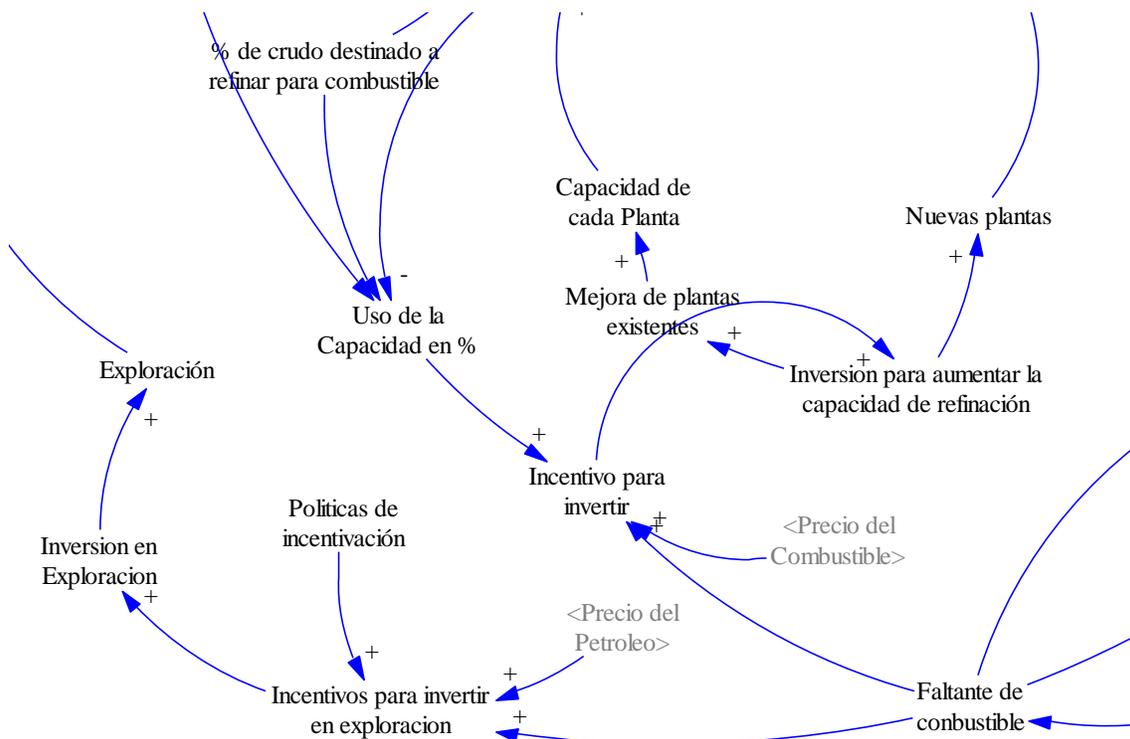


Figura 12.3.4.3 – Incentivo para invertir (Diagrama Causal)

A partir del faltante de combustible y con una adecuada política, se puede

incentivar a la inversión ya sea para aumentar la capacidad de refinación de plantas actuales, para la creación de nuevas plantas (requieren mayor inversión), para la exploración de nuevos pozos con el fin de obtener mayor cantidad de crudo.

Por otro lado, la demanda de combustible está relacionada con distintas variables tales como la cantidad de autos en el país, el consumo de los mismos, el PBI del país que a la vez potencia la compra de autos, etc. Se estima un crecimiento anual de ventas de automotores de un 15% desde el 2010, lo que convierte a Argentina en uno de los países con mayor cantidad de autos per cápita en el 2012¹⁹.

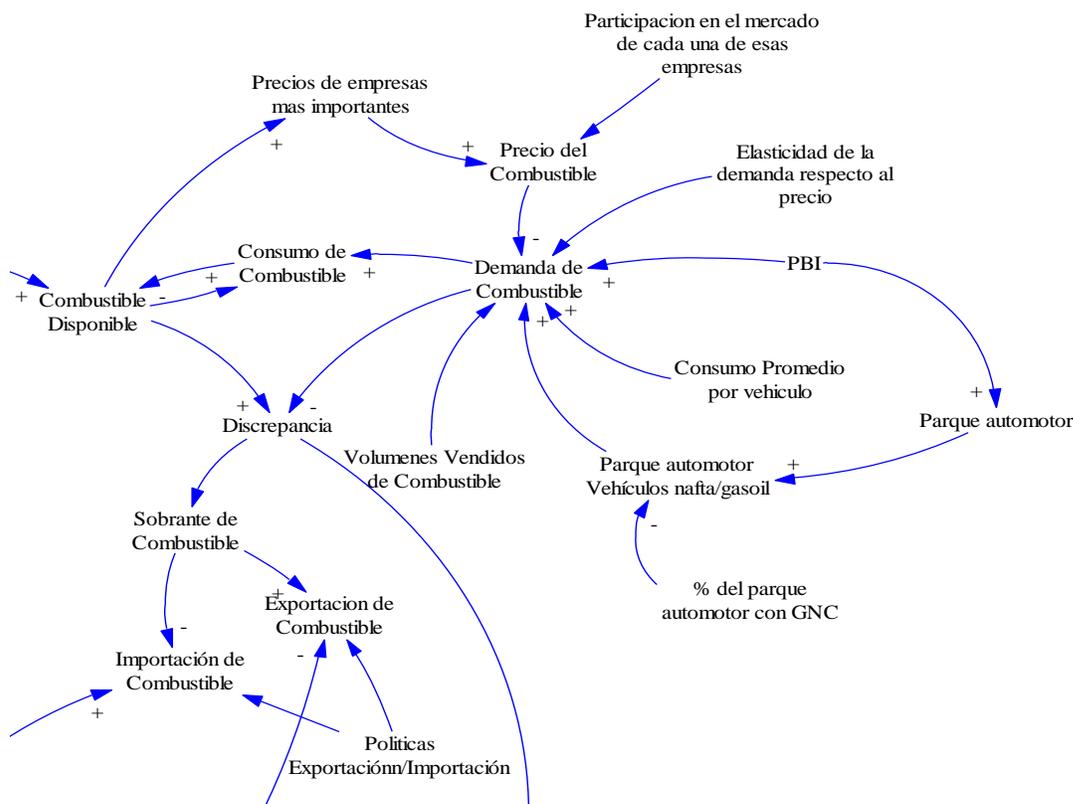


Figura 12.3.4.4 – Demanda de Combustible (Diagrama Causal)

¹⁹ 7 de Marzo 2014. “Por el precio de la nafta, suben subsidio al petróleo importado”

Por otra parte, el PBI Argentino está creciendo con una tasa promedio de 7,6% desde el 2004, a medida que el PBI aumenta también lo hace el consumo de combustibles, debido al poder adquisitivo de las personas.

A consecuencia de todos estos factores, el crecimiento de la demanda es mayor que la oferta de combustible. En caso de que la demanda interna de combustible se satisfaga, el excedente puede exportarse, teniendo un mercado autosuficiente.

Para el desarrollo del Diagrama Forrester se utilizan datos históricos provenientes Secretaria de Energía, Páginas oficiales (IAPG), INDEC y análisis estadísticos generados en base a estos datos. Debido a la cantidad de actores que influyen se decide acotar el análisis a las variables más relevantes que impactan sobre el objetivo.

13. Capítulo V: Validación y verificación del modelo

El tema tratado en el trabajo, es por demás complejo y contiene variables innumerables en el mismo. Por esto se decidió acotar y establecer una frontera en la que el modelo va a desarrollarse.

No se tiene en cuenta la variable de transporte y distribución de petróleo y combustible. Ya que el mismo no ha presentado restricciones durante el periodo analizado. Para no sobredimensionar el sistema, se optó por descartar la influencia del transporte.

Por otro lado, desarrollar en forma certera la “Exploración de pozos” es por demás complejo, ya que como se dijo antes la explotación nunca tiene 100% de exactitud, se decidió desarrollar el mismo a partir del azar, pero no significa que sea copia fiel de la realidad.

Además el modelo no tiene en cuenta las posibilidades de explorar y explotar en “vaca muerta” ya que actualmente el país no tiene un gran desarrollo en ese campo para poder validar el comportamiento de las variables. Desde el 2013, tras el desembarco de Chevron en la exploración y explotación no convencional en Vaca Muerta, comenzaron a llegar a la región (provincia de Neuquén, Río Negro y Mendoza) diferentes empresas interesadas en el potencial hidrocarburífero de la roca que se presenta como el "nuevo paradigma energético" mundial.

La misma no debe descartarse para realizar un modelo posterior y estudiar su desarrollo a largo plazo. Hasta el momento se sabe que estos yacimientos tienen un enorme potencial para la obtención de gas (802 TCF) y que cuenta con importantísimos recursos de petróleo que alcanzan los 27 mil millones de barriles, según el último informe del EIA 201320.

²⁰ Link: www.es.wikipedia.org/wiki/Yacimiento_petro%C3%ADfero_Vaca_Muerta

13.1. Caso Base

El caso base se utiliza para hacer la parametrización del modelo, permite comparar el desarrollo de las variables del modelo con el comportamiento de las variables durante los últimos años. El mismo sirve para terminar de calibrar el modelo y comprobar si es fiel a la situación actual.

En nuestro caso base, se toma el periodo de 2003 a 2012, ya que el año 2012 fue un año de cambio de gobierno y de nuevas decisiones políticas con respecto a hidrocarburos. Primero se comparan los datos obtenidos con el histórico.

Para el caso base se tomó la variable de “Decisión de Inversión” con el valor “0” es decir la política de no invertir, si bien no se asemeja a la realidad, ya que durante 2010-2012 existieron inversiones en el país, se utiliza para mostrar el comportamiento real del modelo sin cambios ni mejoras, es decir las variables mantienen sus comportamiento de tendencia con que se modelaron.

A continuación se comparan las variables más representativas del modelo, que a la vez son parte de las más influyentes para el Mercado de Petróleo y Combustibles líquidos.

13.1.1. Pozos de exploración

En durante los primeros años, y hasta el 2009 la cantidad de pozos en exploración se asemeja a la realidad, sin embargo la línea de simulación se encuentra por debajo del histórico. En el año 2010 existe un mínimo de pozos en exploración, mientras que el modelo presenta un pico máximo. Sin embargo esta diferencia compensa la menor cantidad de pozos en los años anteriores, durante el año 2012 ambas curvas presentan un tendencia similar y positiva.

Estas variaciones se deben a las características de la exploración de pozos y la dificultad de modelarla matemáticamente.

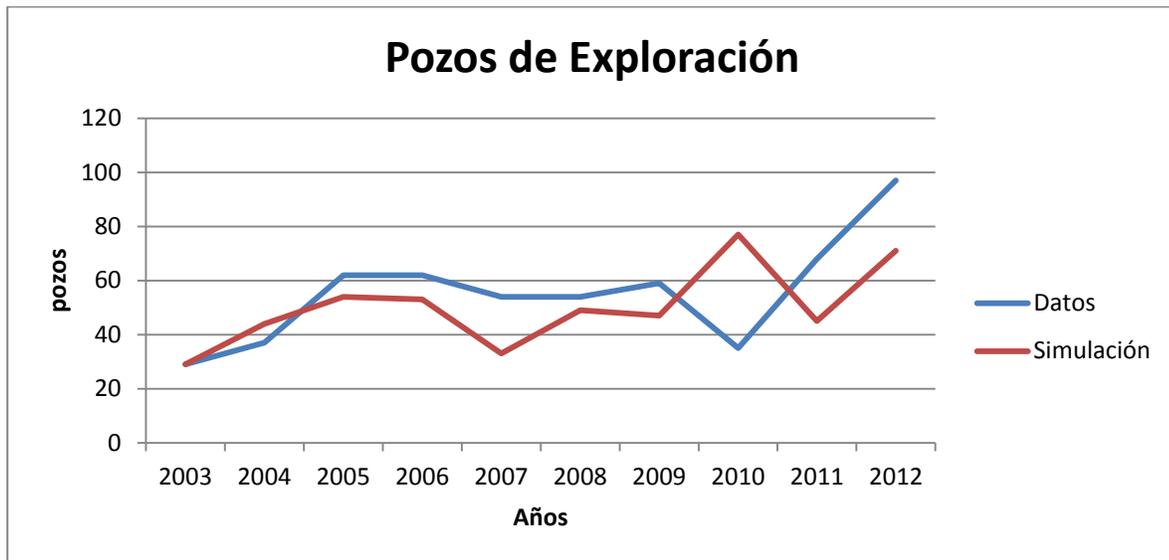


Gráfico 13.1 – Validación pozos de Exploración. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

13.1.2. Reservas Comprobadas

Con respecto a las reservas, se observa que el comportamiento del modelo es similar al comportamiento histórico, si bien existen variaciones ambas líneas siguen la misma tendencia. Presenta dos puntos de intersección en los años 2003 y 2012.

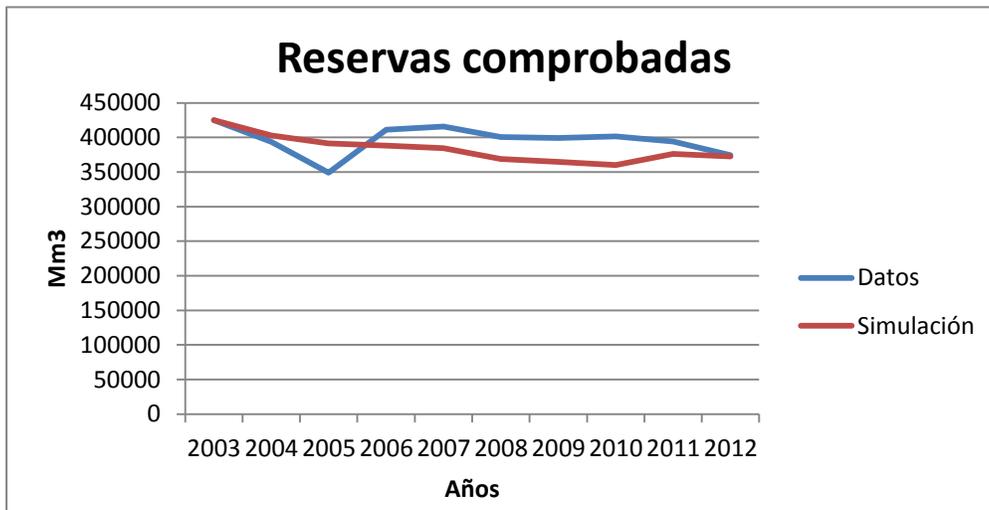


Gráfico 13.1.2.1 - Validación Reservas Comprobadas. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

13.1.3. Producción de petróleo

En el gráfico se observa claramente como la producción de petróleo del modelo se asemeja a los valores históricos.

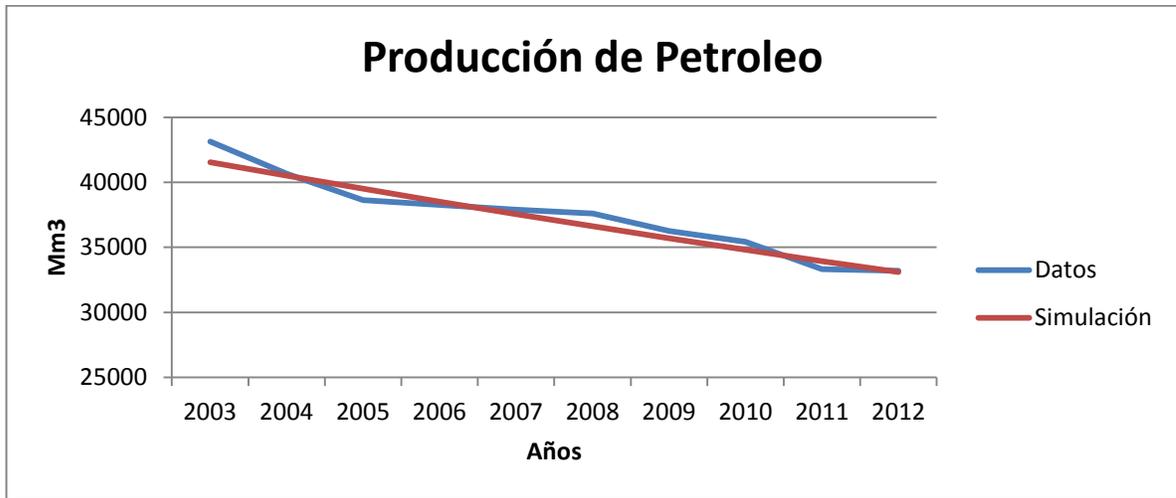


Gráfico 13.1.3.1 - Validación Producción de Petróleo. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

13.1.4. Nuevos pozos productivos

El modelo no representa los valores exactos del histórico, pero sin embargo si presenta un comportamiento similar y aceptable con la misma tendencia general, además en el total acumulado durante todo el periodo es prácticamente el mismo, presentan sólo una diferencia de nueve pozos por debajo de los datos.

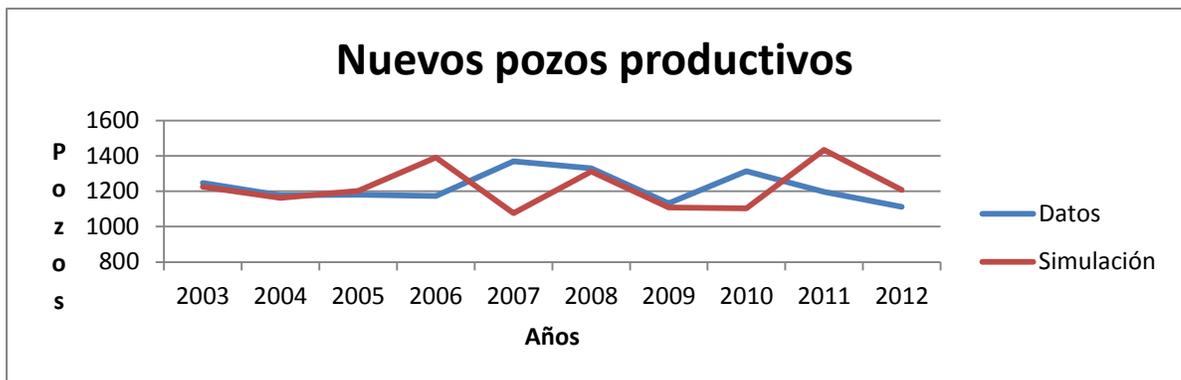


Gráfico 13.1.4.1 - Validación Nuevos pozos productivos. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

13.1.5. Exportación de combustible

El modelo, durante este periodo, está diseñado para exportar toda la diferencia

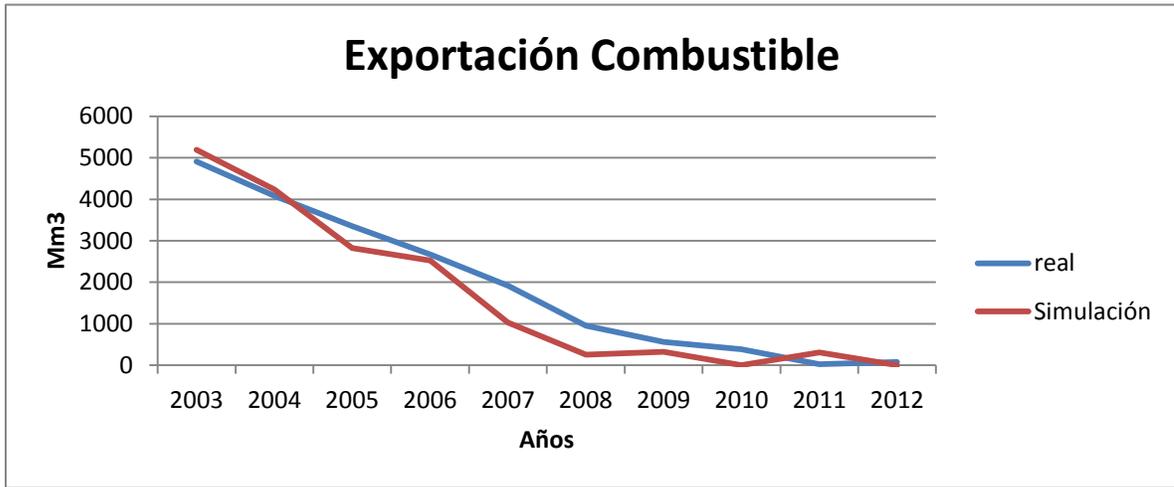


Gráfico 13.1.5.4 - Validación de Exportación de Combustible. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

entre la demanda estimada y combustible disponible (sobrante de combustible).

En el gráfico se observa que el comportamiento es similar a los datos históricos. Si se analizan los acumulados totales, existe una diferencia del 1% anual por debajo de las exportaciones reales.

13.1.6. Demanda de Combustible

En este caso el comportamiento de la simulación se ajusta linealmente a la demanda real.

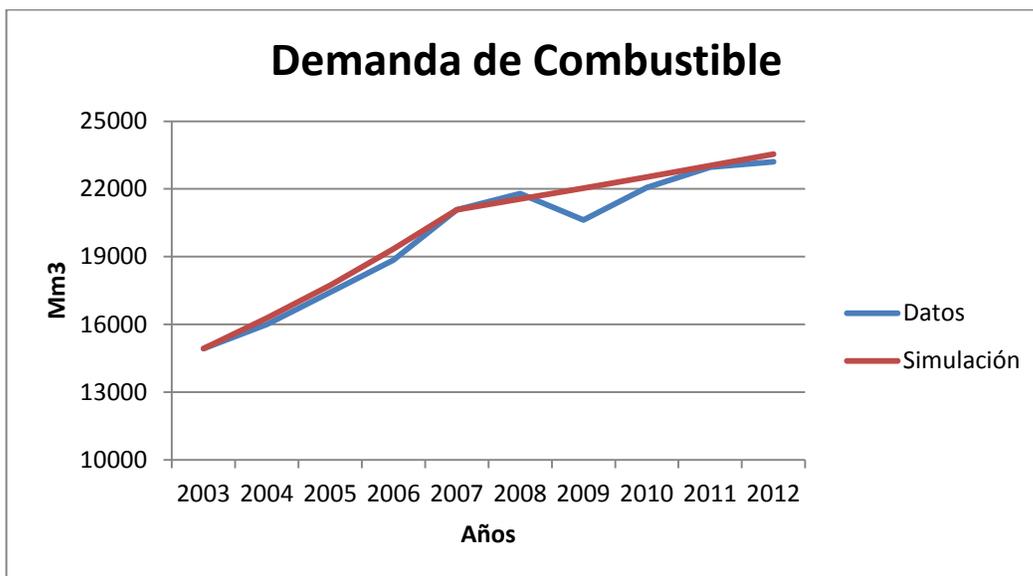


Gráfico 13.1.61313.1 - Validación de Demanda de Combustible. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

13.1.7. Demanda interna de petróleo

La variable simulada, sigue el mismo comportamiento que los datos estadísticos. Más allá de las diferencias que pueden existir entre los valores, el comportamiento es aceptable.

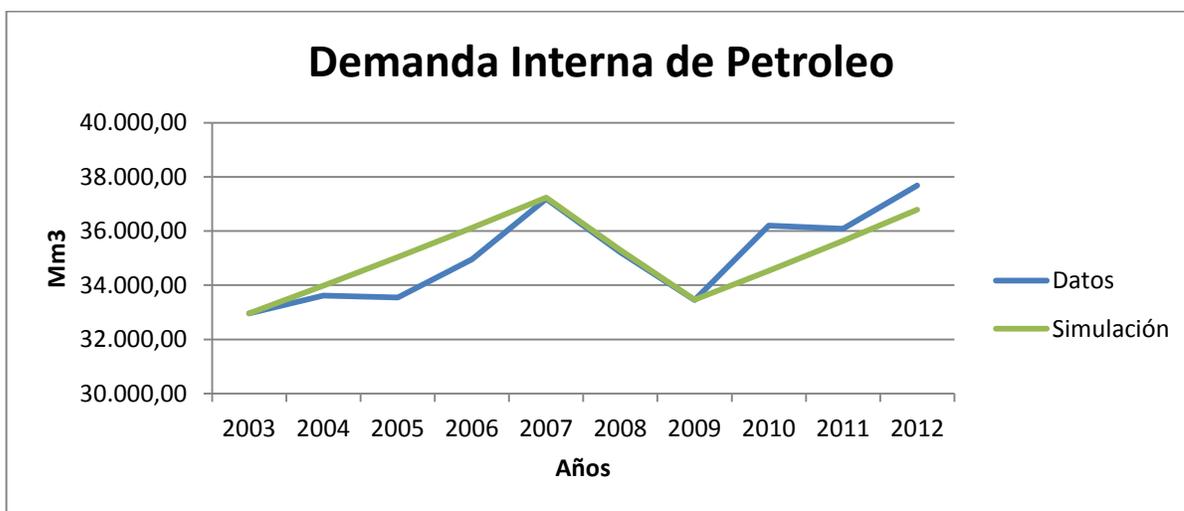
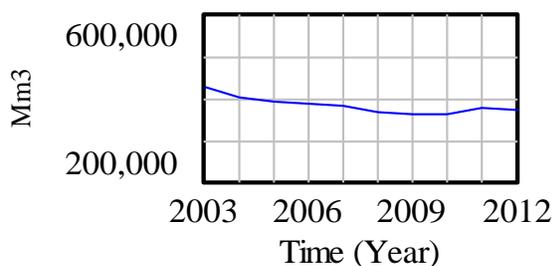


Gráfico 13.1.7.1 - Validación Demanda interna de Petróleo. Fuente: elaboración propia con información de Secretaría de Energía

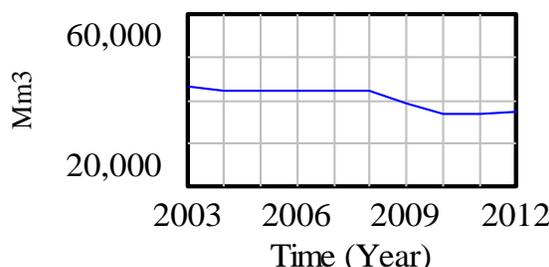
Se considera que a partir del análisis hecho anteriormente, el modelo representa aceptablemente la realidad. Si bien existen diferencias y los valores no exactos, los comportamientos y tendencias de las variables a través de los años se ajustan a los datos publicados por distintas entidades públicas.

Reservas



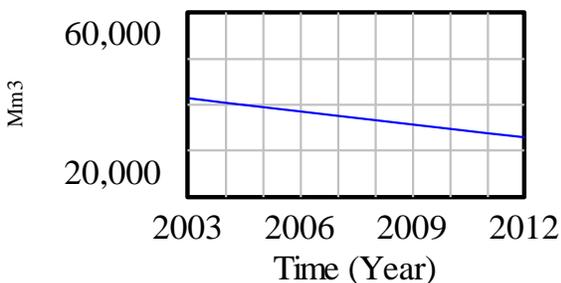
Reservas : currentAnosE

Petroleo



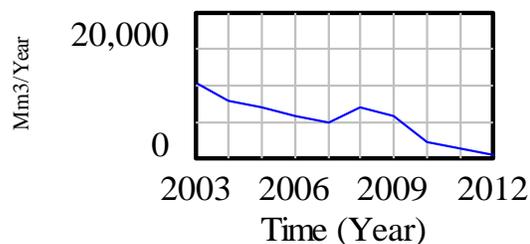
Petroleo : currentAnosE

Capacidad de produccion



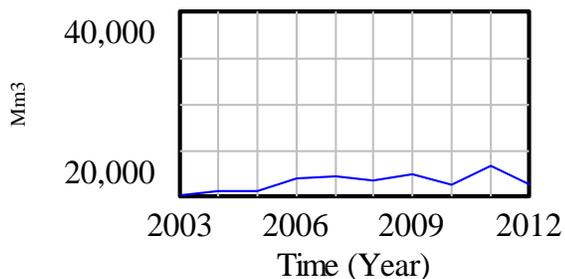
Capacidad de produccion : currentAnosE

Petroleo Exportado



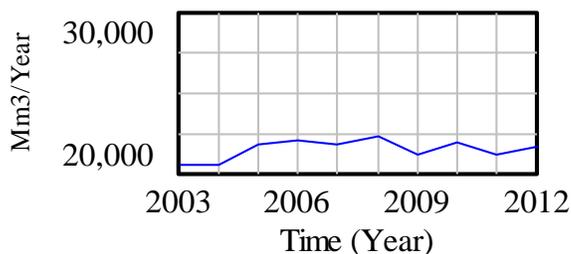
Petroleo Exportado : currentAnosE

Combustible Disponible

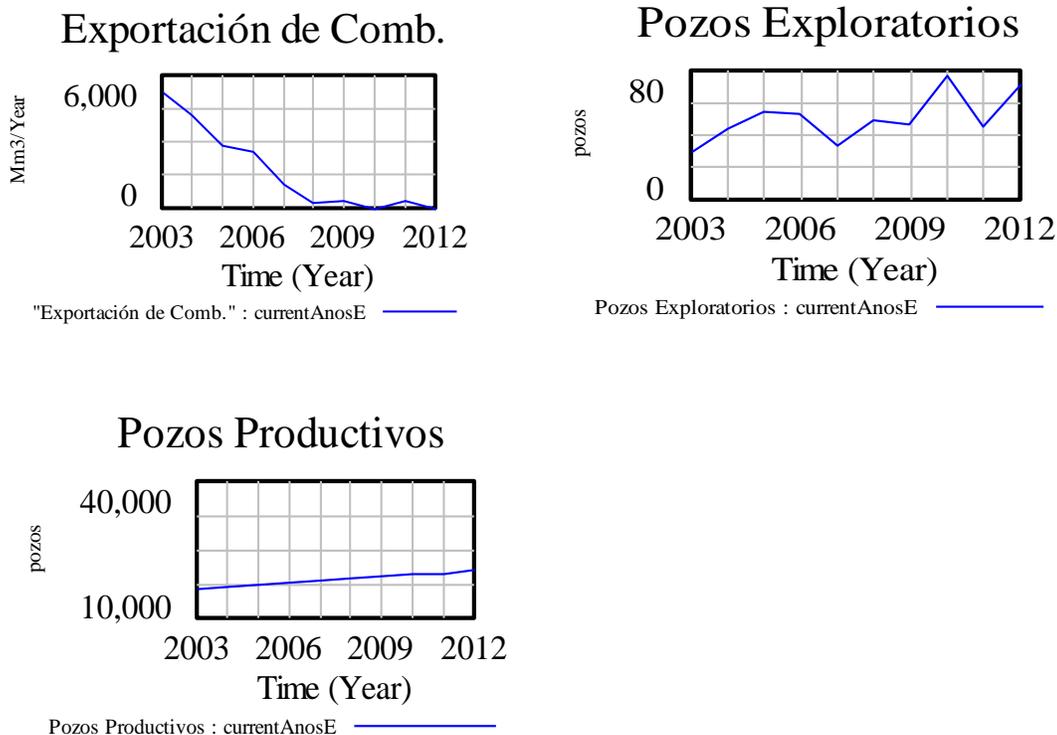


Combustible Disponible : currentAnosE

Refinación



Refinación : currentAnosE



Figuras 13.1.1 – Estado de Niveles. Caso Base

14. Capítulo VI: Ensayo de escenarios

A continuación se analizarán los ensayos de distintos escenarios a fin de poder analizar la evolución del mercado a futuro, y encontrar el escenario que mejor se adapte a los objetivos del proyecto.

Como se explicó antes, los indicadores más importantes en el mercado son:

- Evolución de las reservas
- Evolución de producción de petróleo/combustible
- Evolución de demanda de combustible
- Evolución de la capacidad de refinación
- Evolución Exportación e Importación de petróleo y combustible

En análisis se hará a partir de los mismos.

Los distintos escenarios presentados, dependerán de la política de invertir o no en el mercado:

- Escenario 0: No efectuar Acción
- Escenario 1: Invertir en explotación
- Escenario 2: Invertir en exploración y explotación
- Escenario 3: Invertir en explotación, exploración y capacidad de refinación
- Escenario 4: Invertir en capacidad de refinación

A continuación se muestran los gráficos de los resultados de cada uno de los ensayos, indicando las características relevantes en cada uno de ellos.

14.1.1. Escenario 0 – No efectuar acción

Este escenario es el mismo que se planteó en el caso base, sin embargo en el caso base se analizó solo el periodo estudiado para validar en modelo, ahora se estudian los años siguientes desde 2013 a 2043.

Parametrización del caso

La variable “Políticas Gubernamentales” es igual a cero, lo que representa que el mercado sigue las mismas tendencias de los últimos años, sin ningún cambio en el modelo. Esta variable influye directamente en las variables de decisión de inversión para Exploración, Explotación y Capacidad de refinación.

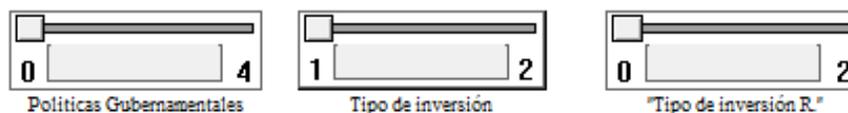


Figura 14.2.1.1 – Parámetros Escenario 0

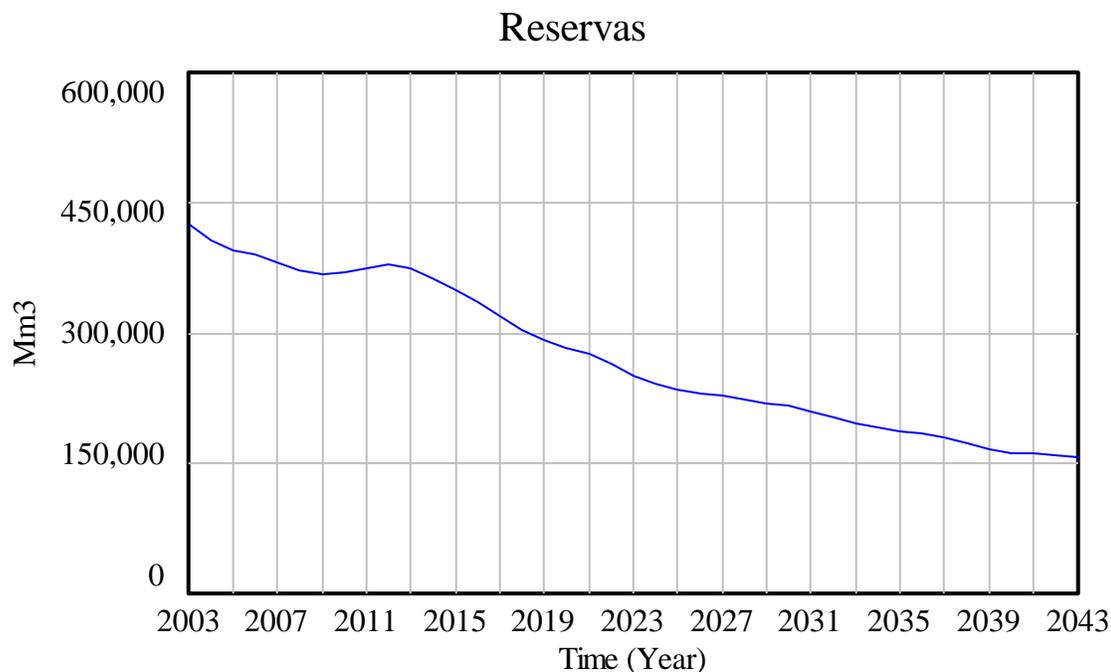
Resultado

Al observar el gráfico de reservas se aprecia como disminuyen a través del tiempo, esto es esperable ya que la inversión en exploración es baja. Sin embargo no llegan a agotarse en todo el periodo de tiempo, ya que la falta de inversión en producción de petróleo hace que se desarrolle también con una tendencia decreciente.

Con respecto a la exportación e importación tanto de crudo como de combustible, se puede observar en los gráficos, una exportación decreciente los primeros años hasta convertirse en cero. En los años siguientes se pone en evidencia la necesidad de importar grandes volúmenes que van en aumento a lo largo de todo el periodo de simulación.

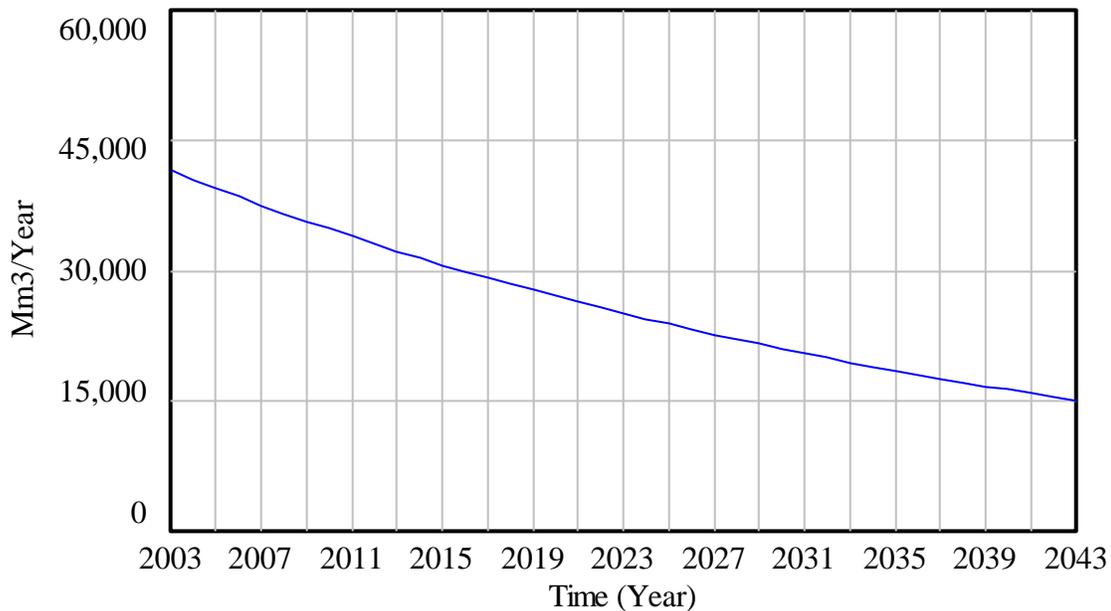
Al analizar las demandas, tanto la de petróleo como la de combustible serán las mismas durante todos los escenarios.

Gráfico 14.2.1.1 – Reservas Escenario 0



Reservas : Escenario 0 Base

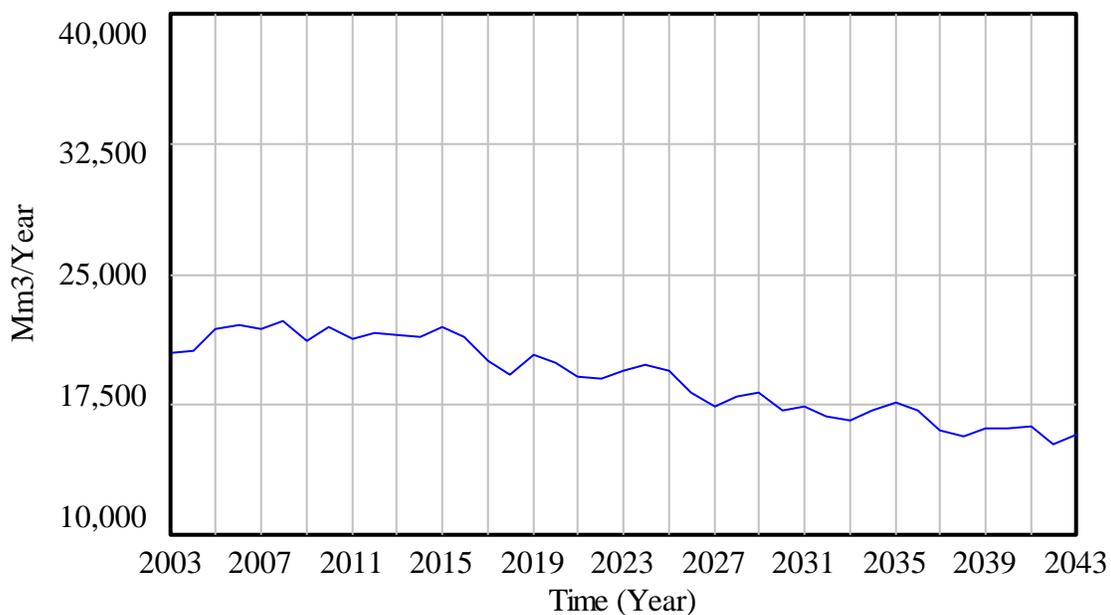
Explotación



Explotación : Escenario 0 Base 

Gráfico 14.2.1.2 – Explotación Escenario 0

Refinación



Refinación : Escenario 0 Base 

Gráfico 14.2.1.3 – Refinación Escenario 0

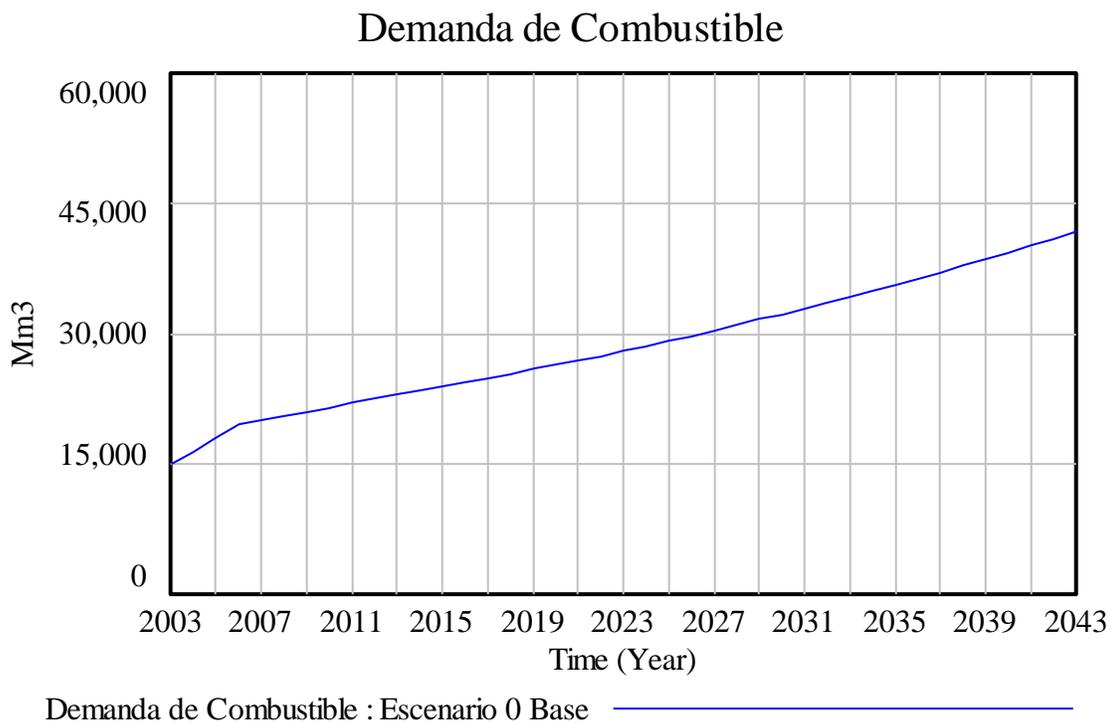


Gráfico 14.2.1.4 – Demanda de Combustible Escenario 0

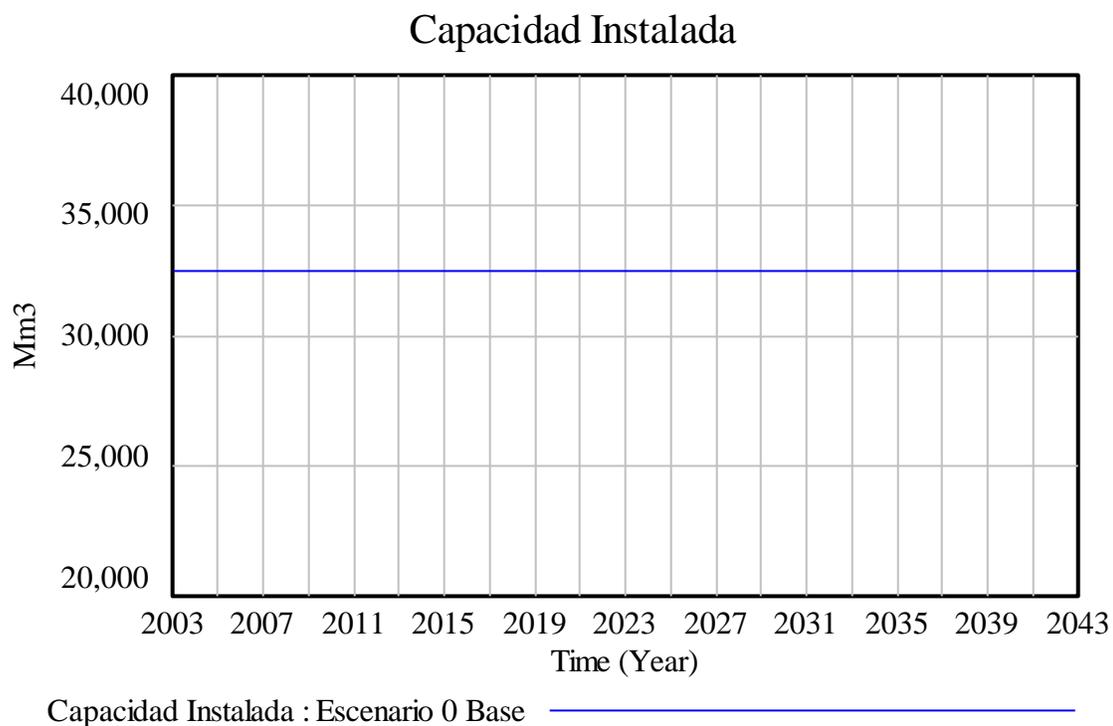


Gráfico 14.2.1.5 – Demanda de Combustible Escenario 0

Selected Variables

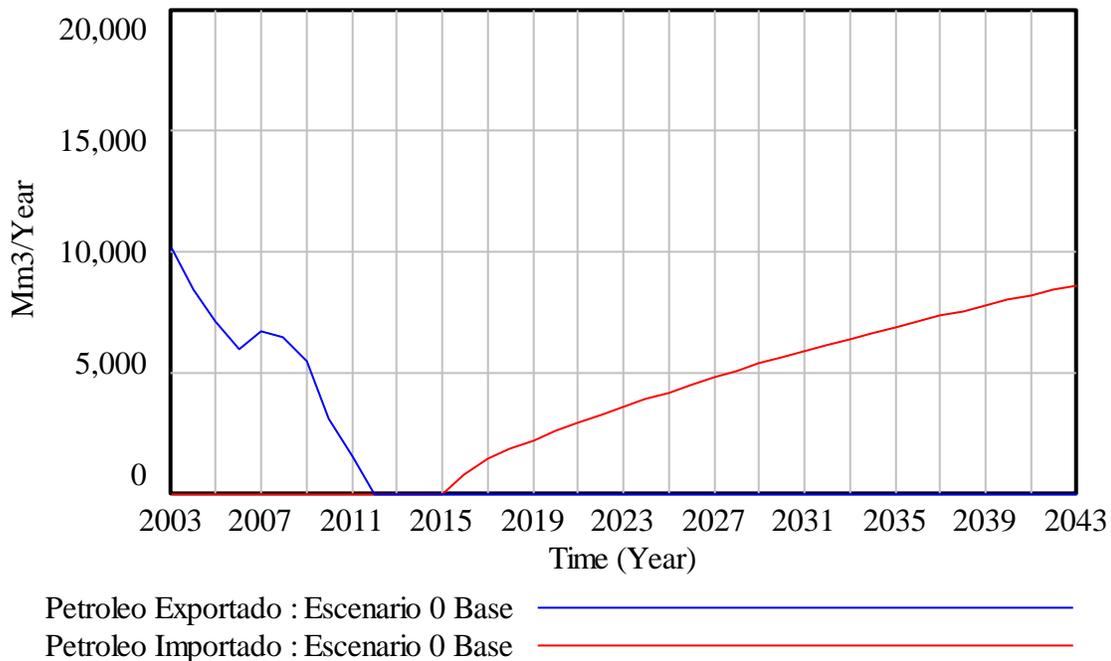


Gráfico 14.2.1.6 – Exportación vs. Importación de petróleo Escenario 0

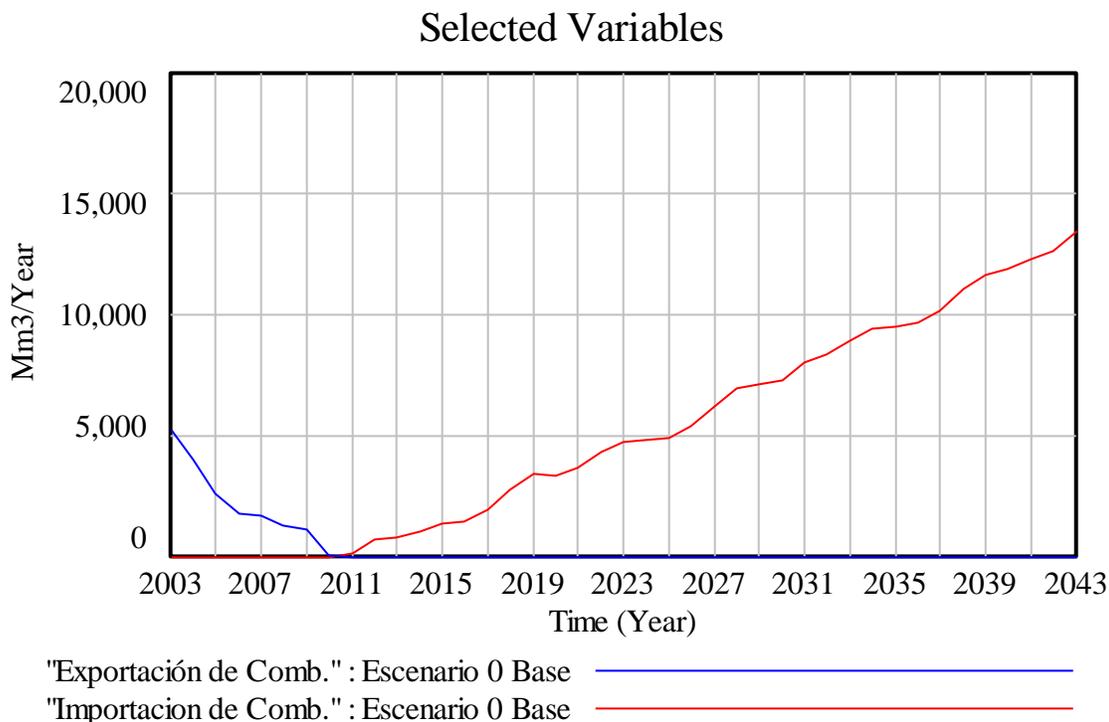


Gráfico 14.2.1.7 – Exportación vs. Importación de combustible Escenario 0

14.1.2. Escenario 1 – Se invierte en Explotación

Este escenario invierte exclusivamente en Explotación, mientras que las demás variables como Exploración y Capacidad de Refinación se mantienen con la misma tendencia.

Parametrización del caso

En este caso, la variable “Políticas gubernamentales” se encuentra en 1, esta variable ordena invertir en pozos en producción y aumentar la capacidad de producción.

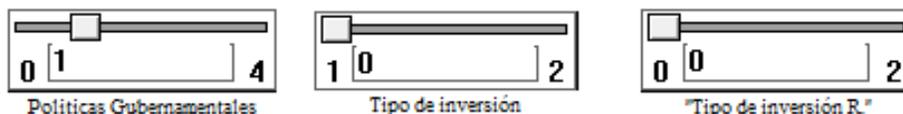


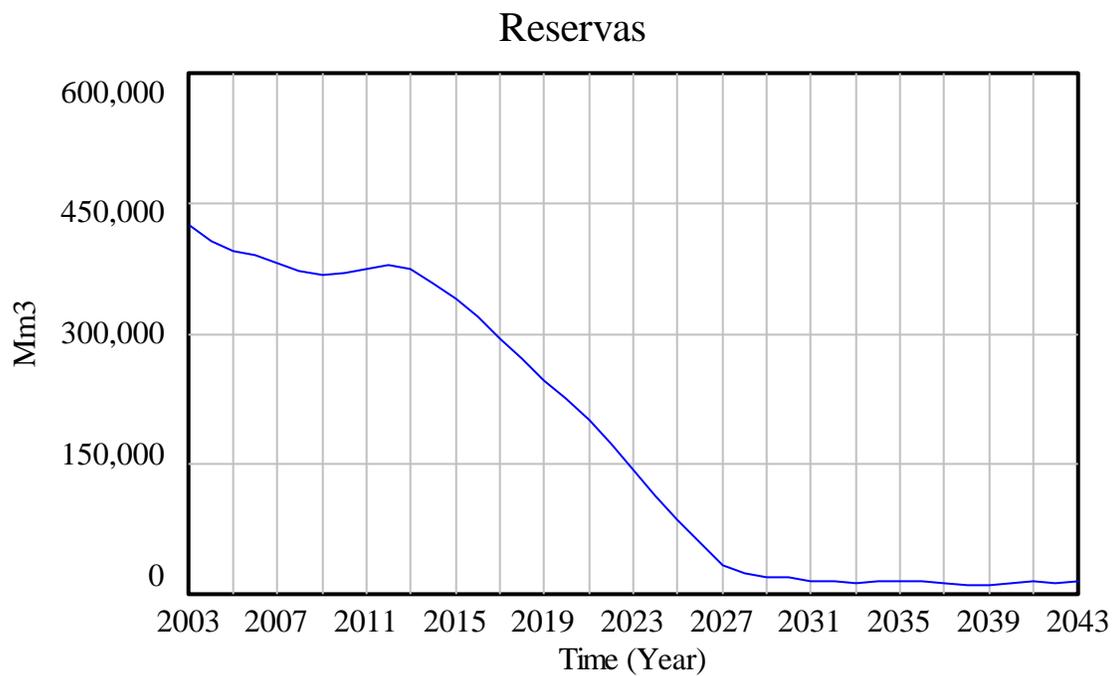
Figura 14.2.2.1 – Parámetros Escenario 1

Resultados

En los gráficos se observa que al invertir en la capacidad de producción, la misma crece constantemente, dando la posibilidad de aumentar la explotación de crudo.

Este gran aumento en la producción de petróleo, al no estar acompañado por un aumento en la exploración que abastezca las reservas del país, tiene como resultado una caída drástica de las mismas. Un aumento en la capacidad de producción no siempre implica aumento en la explotación o producción de crudo, ya que al bajar las reservas la producción también decae.

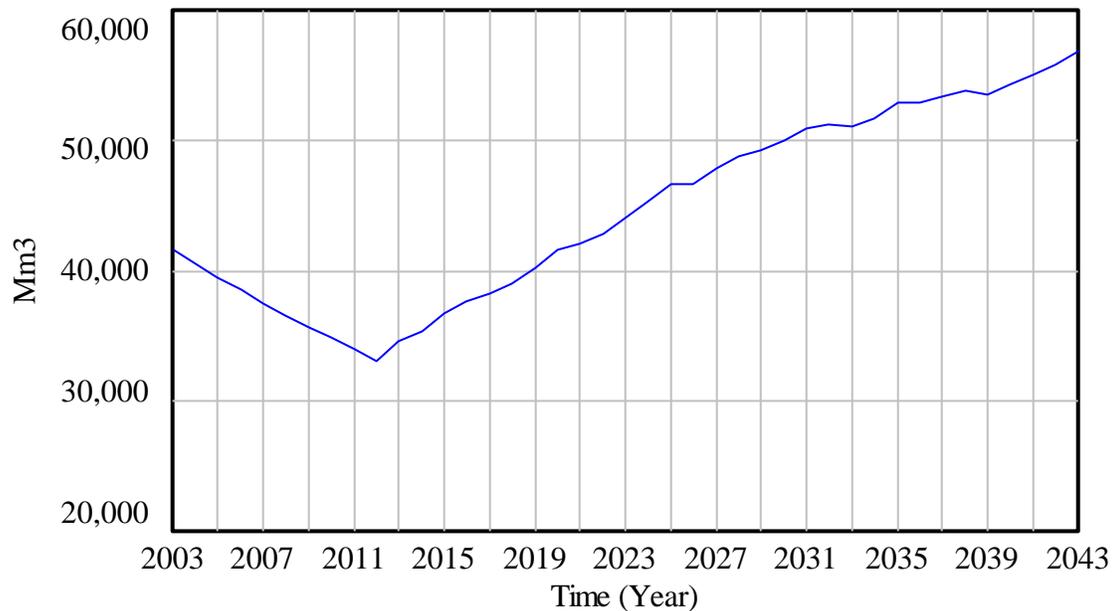
Al comparar demanda interna de petróleo con producción del mismo, se aprecia que gracias a la inversión, la producción se acerca considerablemente a lo que se demanda.



Reservas : Escenario 1 

Gráfico 14.2.2.1 – Reservas Escenario 1

Capacidad de producción



Capacidad de producción : Escenario 1

Gráfico 14.2.2.2 – Capacidad de producción Escenario 1



Gráfico 14.2.2.3 – Explotación de crudo Escenario 1

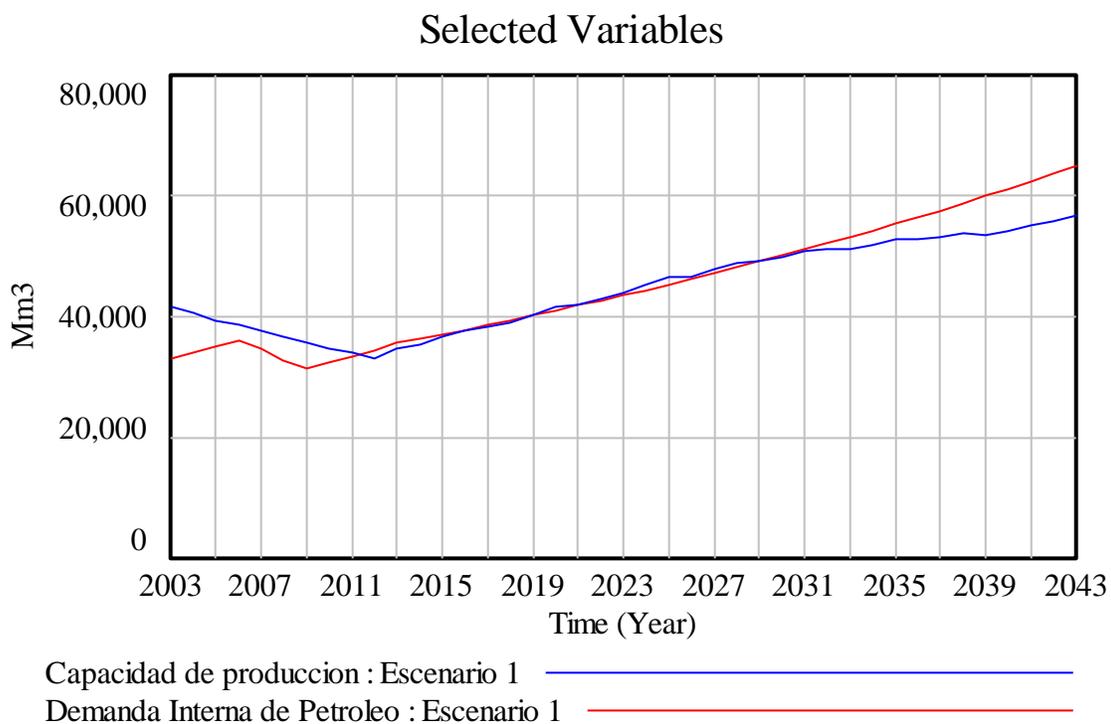
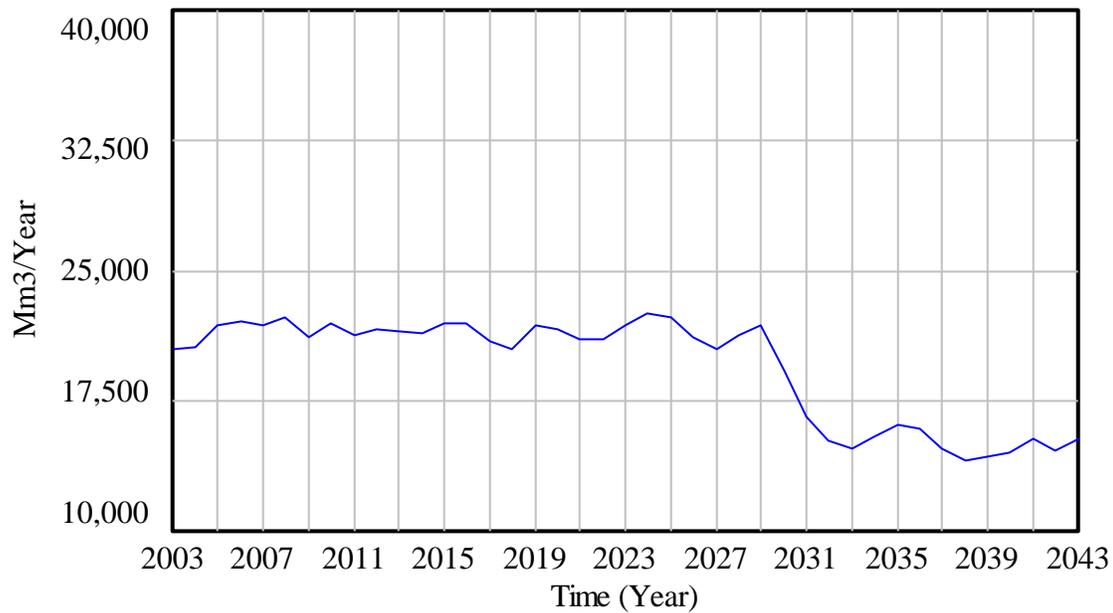


Gráfico 14.2.2.4 – Capacidad de Producción vs. Demanda Interna de Petróleo Escenario 1

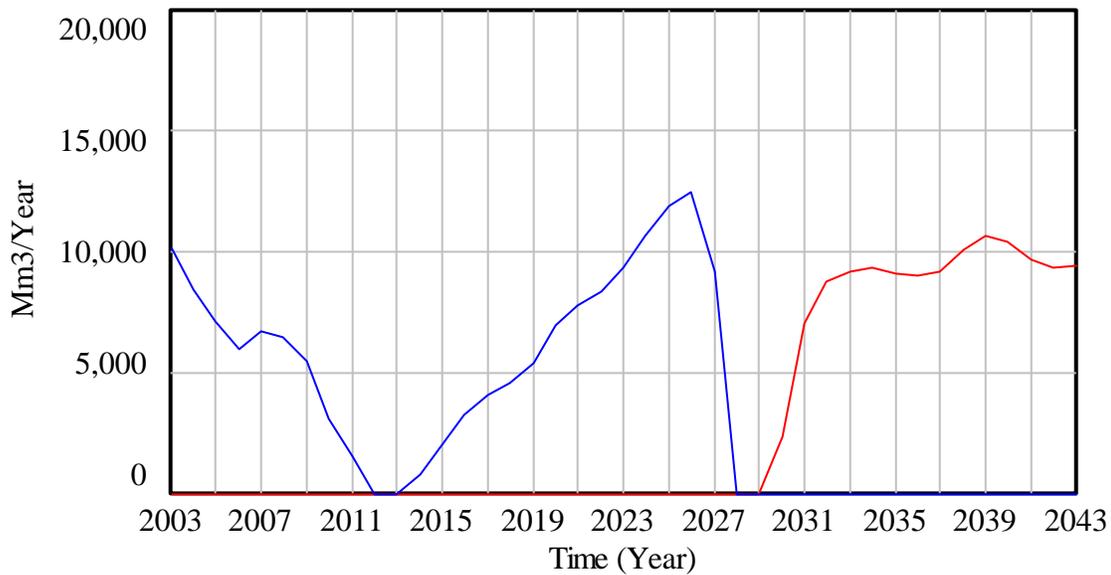
Refinación



Refinación : Escenario 1 

Gráfico 14.2.2.5 – Refinación Escenario 1

Selected Variables



Petroleo Exportado : Escenario 1 —————
 Petroleo Importado : Escenario 1 —————

Gráfico 14.2.2.6 – Exportación vs. Importación de Petróleo Escenario 1

Selected Variables

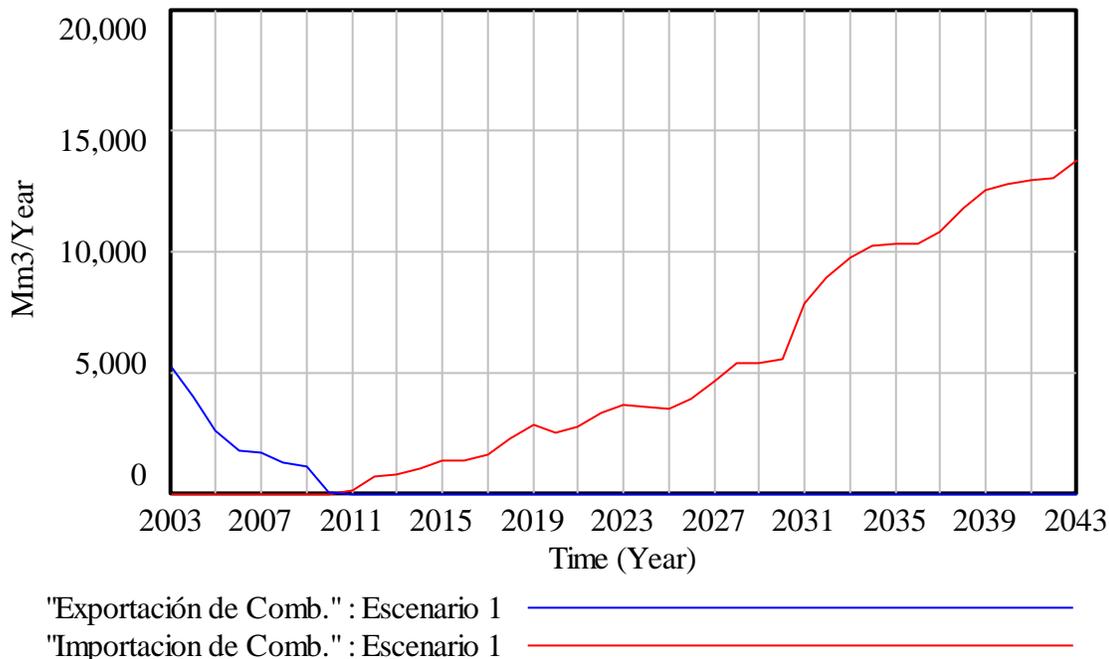


Gráfico 14.2.2.7 – Exportación vs. Importación de Combustible Escenario 1

14.1.3. Escenario 2 – Se invierte en Exploración y Explotación

Este escenario invierte en dos sectores muy importantes del mercado, Exploración y Explotación en conjunto.

Parametrización del caso

La variable “Políticas gubernamentales” se encuentra en 2, mientras que en el subsistema exploración existen las opciones de realizar una media o alta inversión (“Tipo de inversión” igual a 1 ó 2).



Figura 14.2.3.1 – Parámetros Escenario 2 con inversión media en exploración



Figura 14.2.3.2 – Parámetros Escenario 2 con inversión alta en exploración.

Resultados

A partir del momento en que se invierte en exploración, se observa un aumento en la cantidad anual de pozos exitosos. Tomando una inversión media durante todo el periodo, el aumento de pozos conlleva al crecimiento de las reservas, estas crecen hasta un máximo para después decaer gradualmente. Por otro lado si se considera una inversión alta la cantidad de pozos exploratorios exitosos es mucho mayor causando que las reservas del país aumentan hasta el fin de la simulación.

En este escenario, también se invierte en capacidad de producción, siendo igual a la presentada en el Escenario 1. Sin embargo, en este caso la explotación no se comporta de igual manera, es igual a la capacidad de producción ya que el aumento de las reservas, debido a la inversión en explotación, no limita la producción de crudo.

Cabe destacar que no existe importación de petróleo, ya que las reservas hacen frente al volumen de producción. No obstante la exportación de crudo aumenta constantemente a lo largo de todo el periodo de simulación. Esto se debe principalmente a que el aumento en la capacidad de producción no se ve acompañado por una ampliación en la capacidad de refinación del país. Como consecuencia existe un sobrante de petróleo, el cual puede ser comercializado por no contar con la capacidad necesaria para procesarlo.

Por otro lado, el comportamiento en el caso del combustible es diferente, las importaciones aumentan año a año, mientras que la exportación es nula a partir del año de decisión. El incremento de las importaciones se da para hacer frente a una creciente demanda insatisfecha, la cual no se puede abastecer por la producción de combustible que no crece debido a la falta de inversión en el subsistema de refinación.

Pozos exitosos

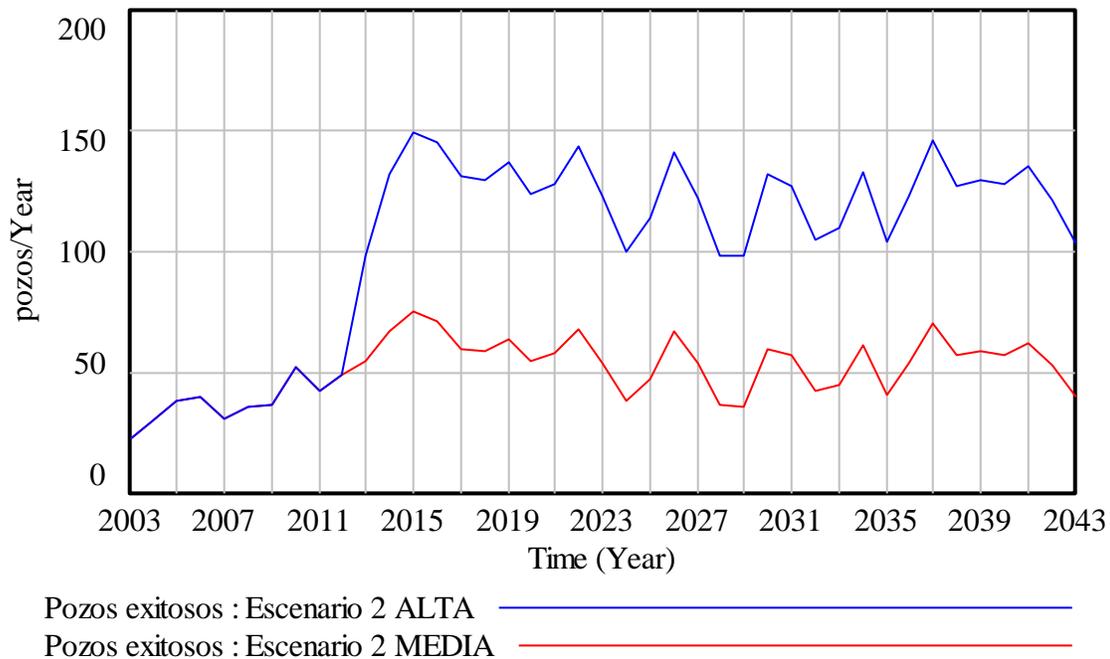


Gráfico 14.2.3.1 – Pozos Exitosos Escenario 2

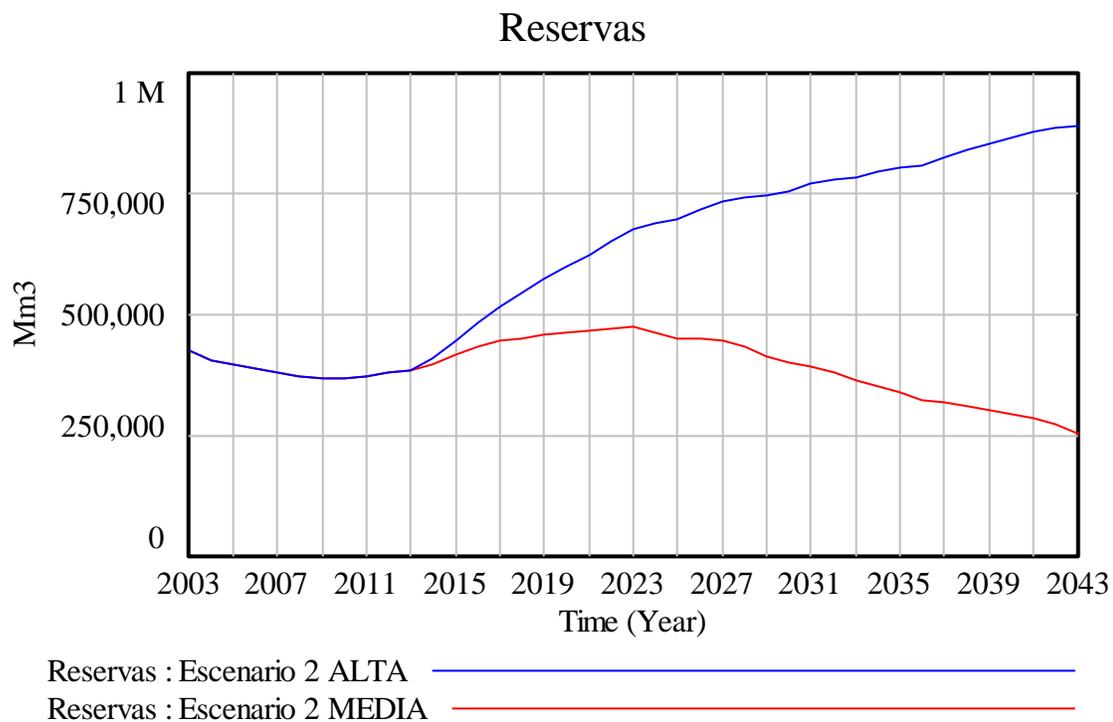


Gráfico 14.2.3.2 – Reservas Escenario 2

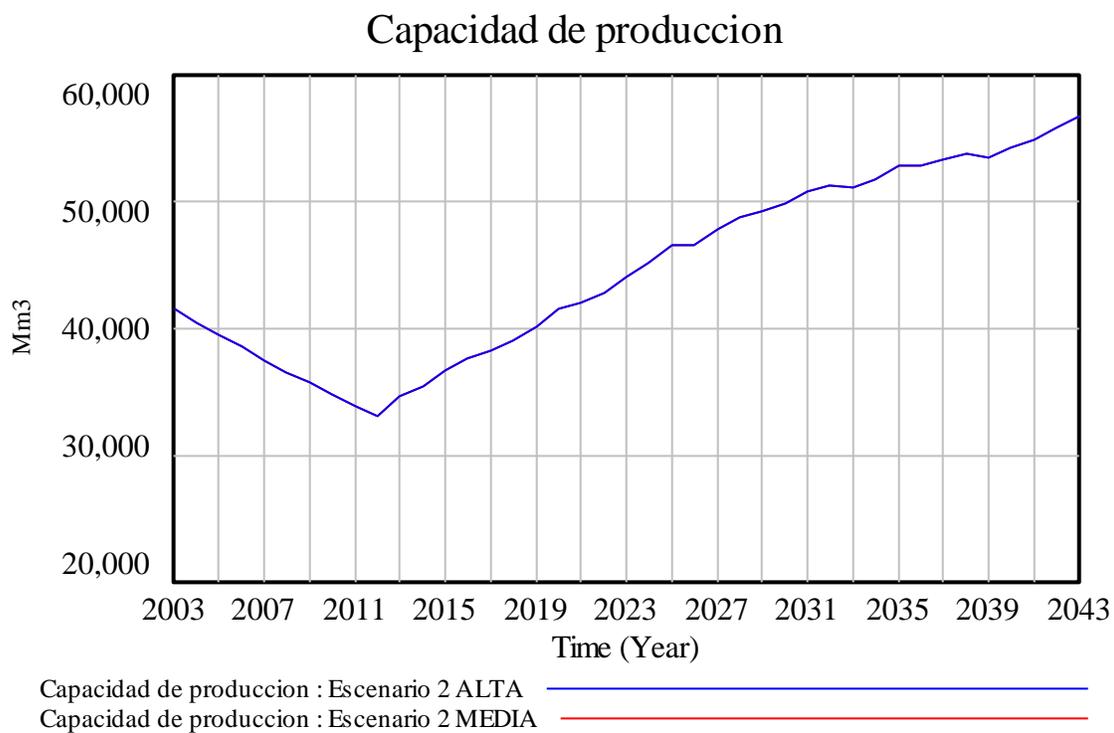
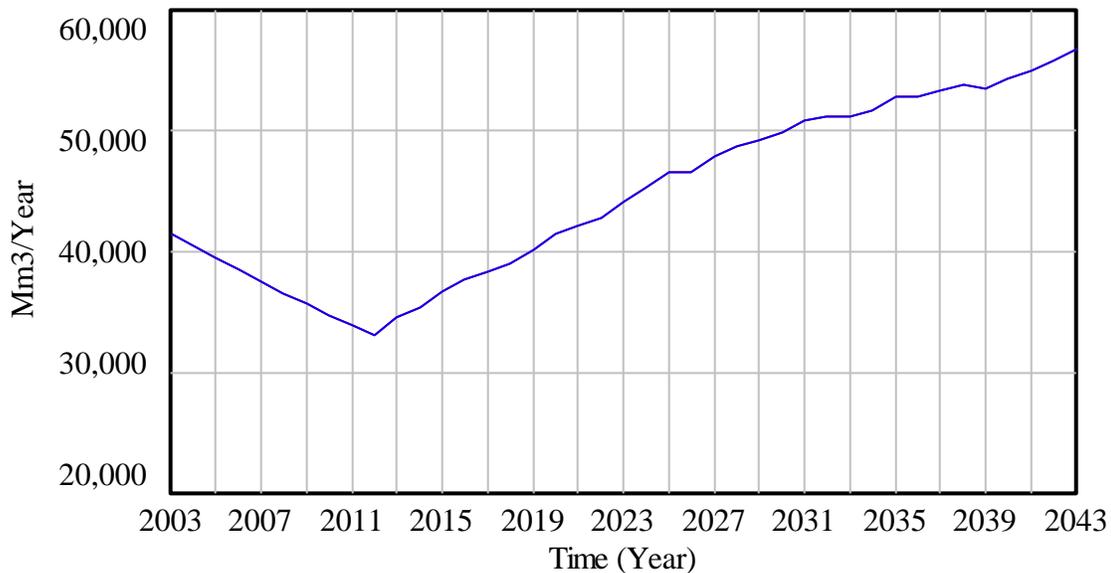


Gráfico 14.2.3.3 – Capacidad de Producción Escenario 2

Explotación



Explotación : Escenario 2 ALTA —————
 Explotación : Escenario 2 MEDIA —————

Gráfico 14.2.3.4 – Explotación Escenario 2

Refinación

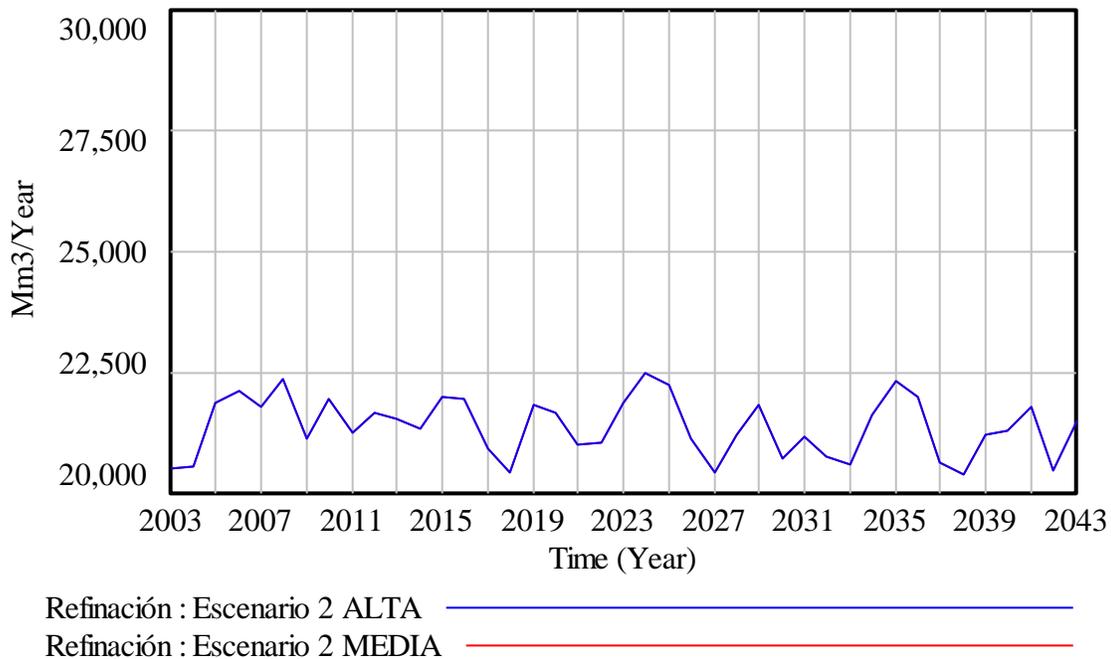


Gráfico 14.2.3.5 – Refinación Escenario 2

Selected Variables

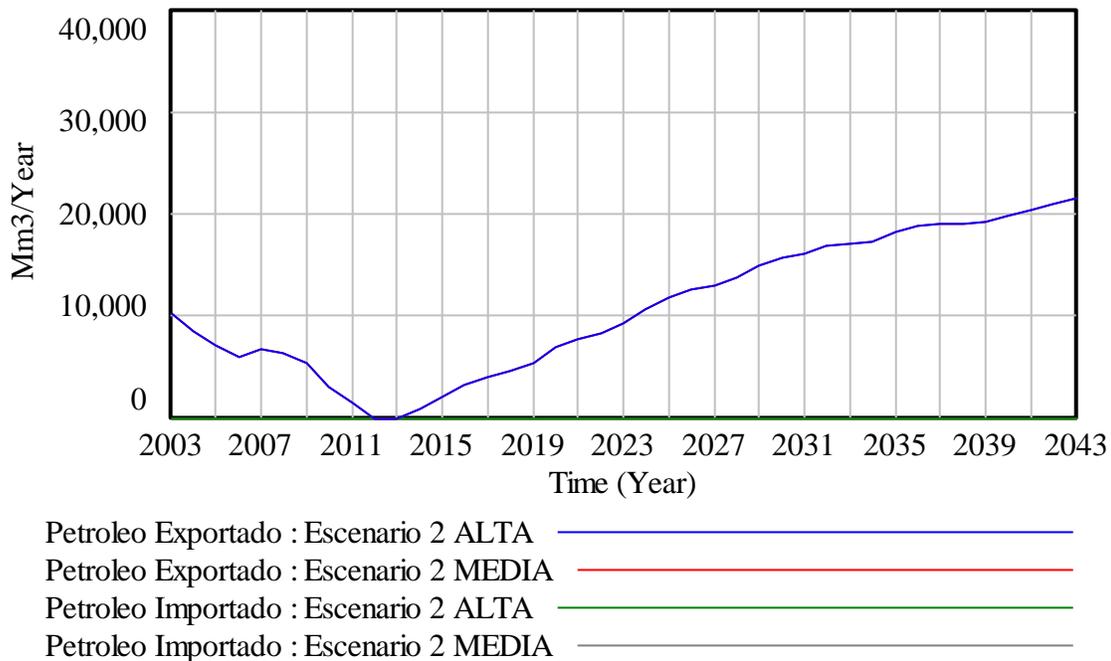


Gráfico 14.2.3.6 – Exportación de Petróleo Escenario 2

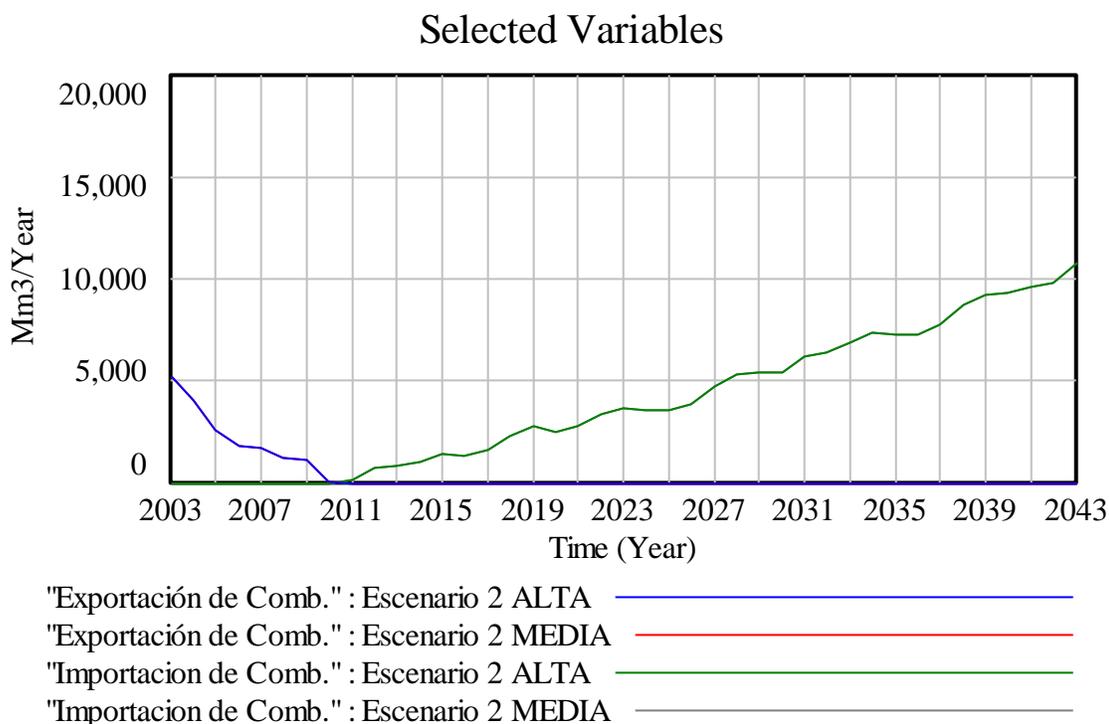


Gráfico 14.2.3.7 – Exportación de Combustible Escenario 2

14.1.4. Escenario 3 – Se invierte en Exploración, Explotación y Capacidad de refinación

En este escenario, además de invertir en exploración y explotación, se incluye inversión en el subsistema de refinación.

14.1.4.1. Escenario 3.1 – Tipo de inversión media

Parametrización del caso

La variable “Políticas gubernamentales”, se encuentra en 3. “Tipo de inversión” en 1 (inversión media en Exploración) con “Tipo de inversión R” en 1 y 2 al mismo momento, a modo de comparación.

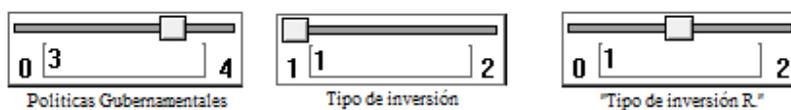


Figura 14.2.4.1.1 – Parámetros Escenario 3.1 Inversión en Ampliación de Plantas

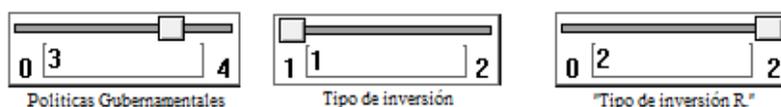


Figura 14.2.4.1.2 – Parámetros Escenario 3.1 Inversión en Nuevas Plantas

Resultados

Las reservas se mantienen igual en ambos casos ya que la exploración y la capacidad de producción es la misma.

La diferencia se ve en la capacidad instalada de refinación, donde la capacidad con inversión de nuevas plantas es ampliamente superior a la capacidad cuando solo se invierte en ampliación. Esto deriva en una mayor producción de combustible, en el caso de “Tipo de inversión R” igual a 2.

La importación de petróleo es nula cuando sólo existe inversión en ampliación de plantas. En el caso de construcción de nuevas plantas, la importación aumenta debido a que el país cuenta con la capacidad para procesarlo.

Por el lado de la exportación de crudo, sucede lo contrario, aumenta en gran volumen, cuando la capacidad de refinación se incrementa por ampliaciones, existe sobrante de petróleo porque la capacidad de refinación del país no es suficiente para tratarlo. Mientras que si el aumento de capacidad se realiza por construcción de nuevas plantas, se deja de exportar petróleo. Todo el petróleo disponible es procesado para abastecer al mercado.

Al analizar el subsistema de combustible, la situación cambia. Al invertir en ampliación de plantas existentes la producción de combustible no es suficiente para satisfacer la demanda, por lo que aumentan las importaciones constantemente. Mientras que no existe exportación.

Los valores de importación, en el caso de invertir en capacidad de refinación con la construcción de nuevas plantas, disminuyen porque la capacidad de refino es mayor en comparación al caso anterior.

En el Gráfico 14.2.4.1.2 se puede ver claramente como, en el escenario con construcción de nuevas plantas (Escenario 3 MC), la producción de combustible se ajusta más a la demanda interna.

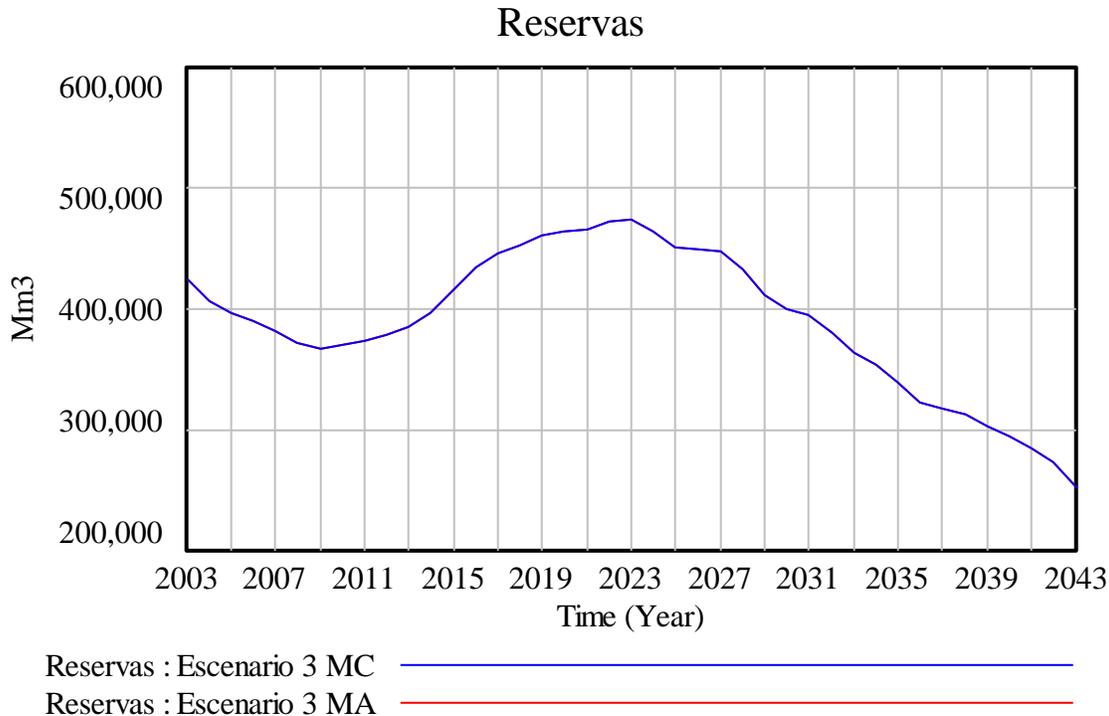


Gráfico 14.2.4.1.1 – Reservas Escenario 3.1

Refinación

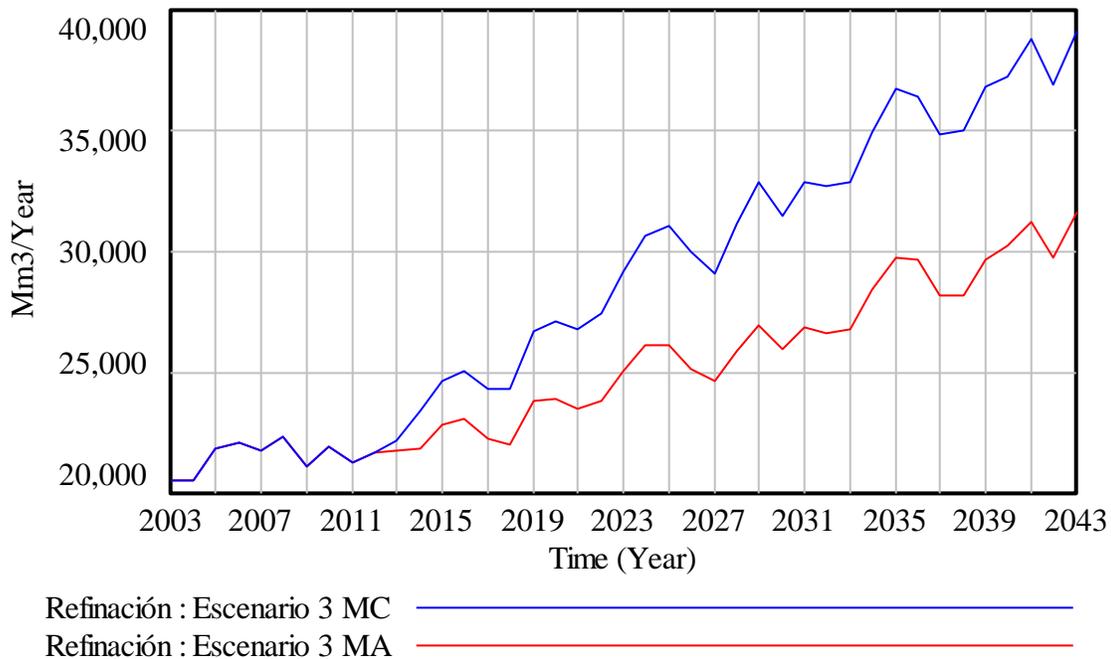


Gráfico 14.2.4.1.2 – Refinación Escenario 3.1

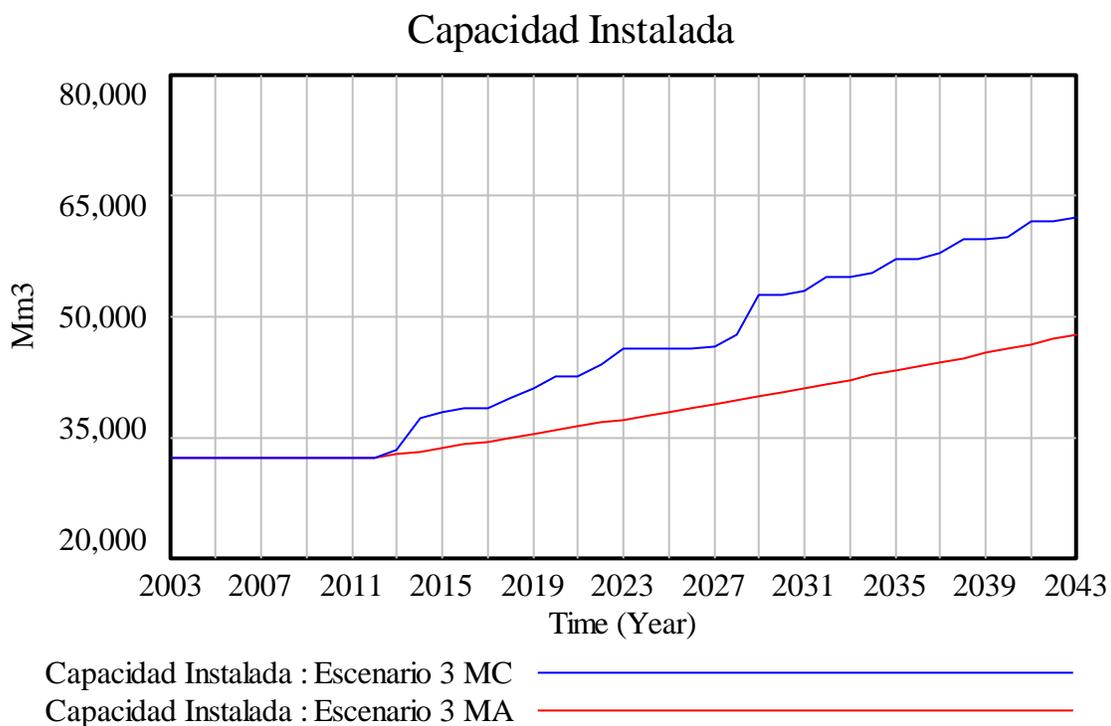


Gráfico 14.2.4.1.3 – Capacidad Instalada Escenario 3.1

Selected Variables

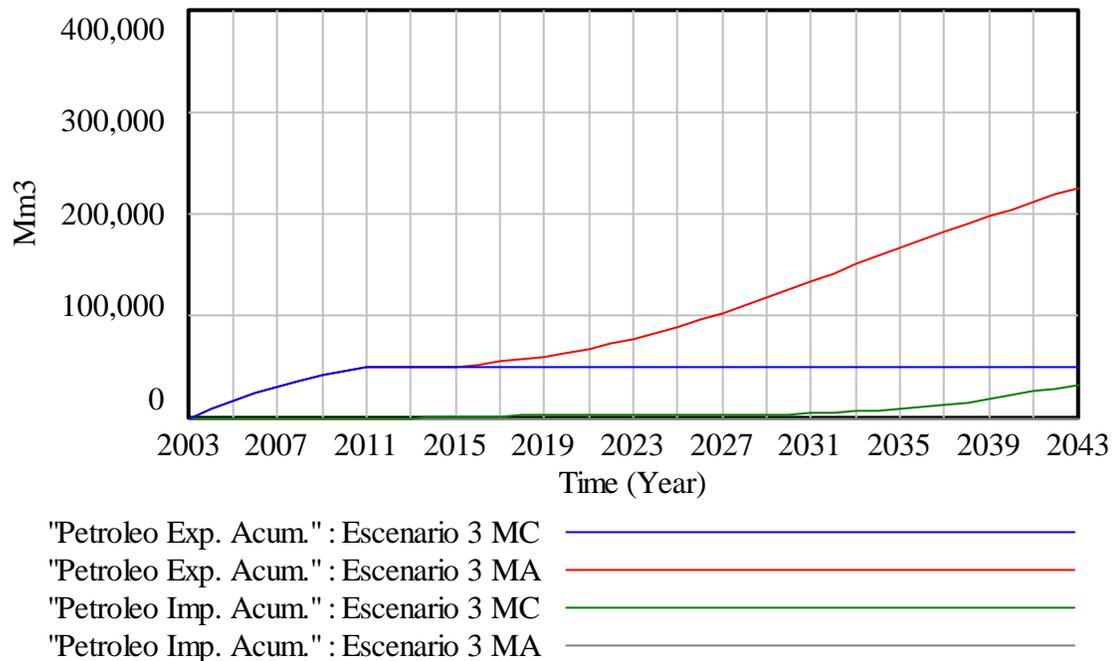
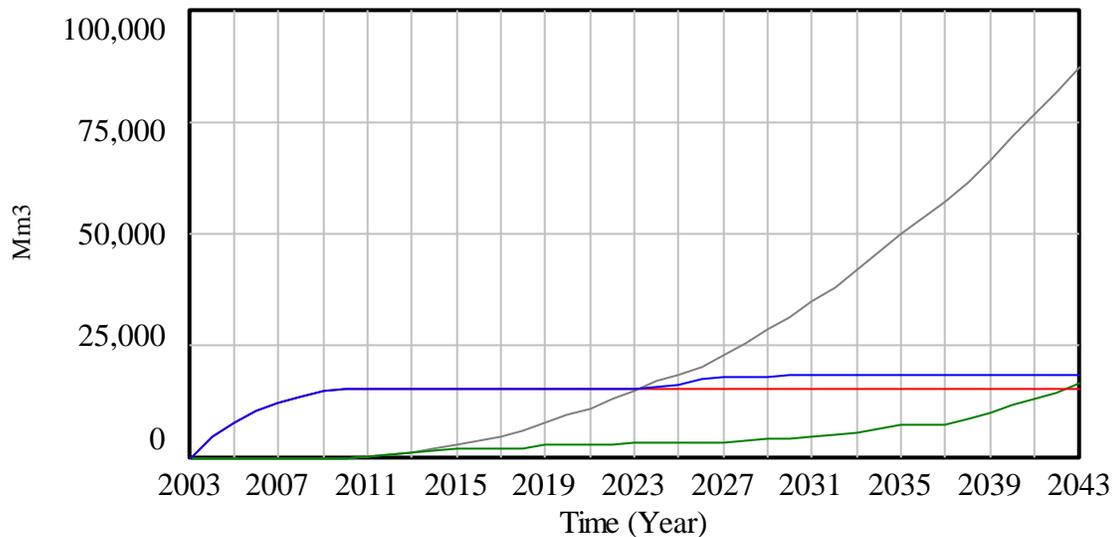


Gráfico 14.2.4.1.4 – Exportación vs. Importación acumulada de petróleo Escenario 3.1

Selected Variables



"Exportacion Comb. Acumulada" : Escenario 3 MC
 "Exportacion Comb. Acumulada" : Escenario 3 MA
 "Importacion Comb. Acumulada" : Escenario 3 MC
 "Importacion Comb. Acumulada" : Escenario 3 MA

Gráfico 14.2.4.1.6 – Exportación vs. Importación acumulada de combustible Escenario 3.1

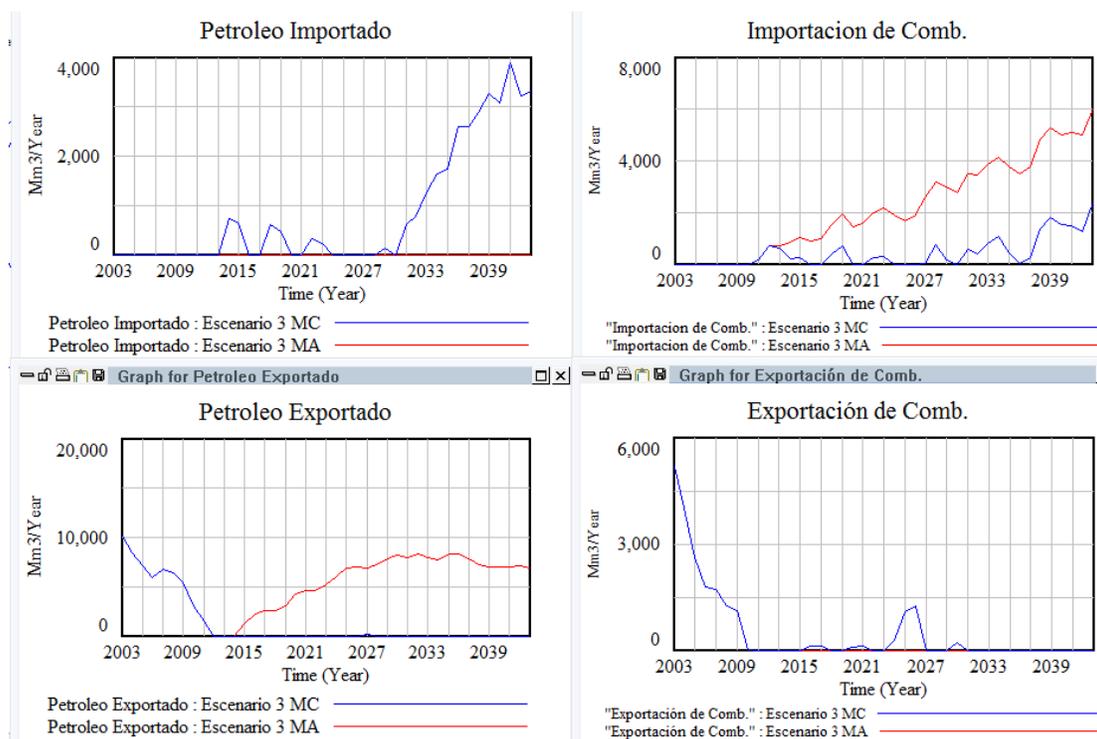
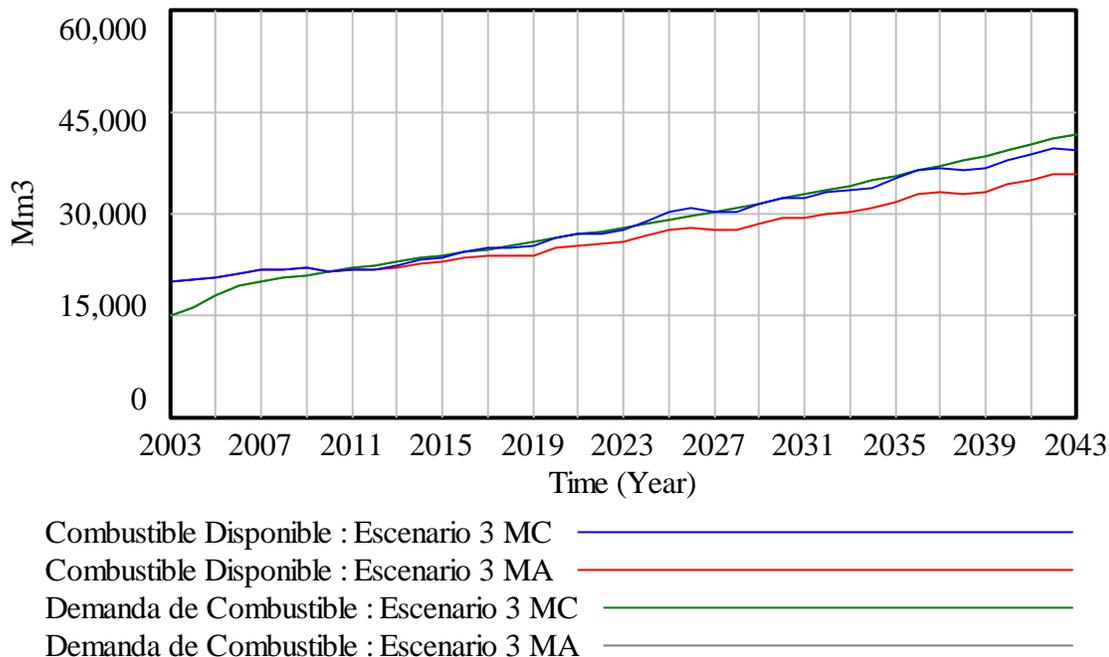


Figura 14.2.4.1.3 – Graficas de las exportación e importación de Combustible y crudo por separado Escenario 3.1

Selected Variables



14.1.4.2. Escenario 3.2 – Tipo de inversión alta

Parametrización del caso

La variable “Políticas gubernamentales”, se encuentra en 3. “Tipo de inversión” en 2 (inversión alta en Exploración) con “Tipo de inversión R” en 1 y 2 al mismo momento, a modo de comparación.

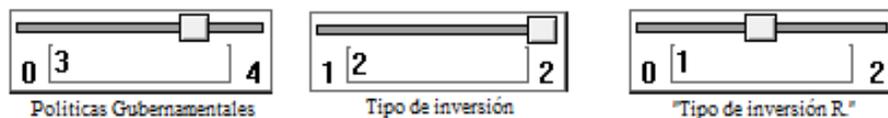


Figura 14.2.4.2.1 – Parámetros Escenario 3.2 con inversión Ampliación de Plantas

Gráfico 14.2.4.1.7 – Combustible Disponible vs. Demanda de Combustible Escenario 3.1

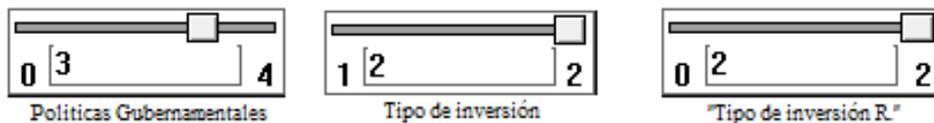


Figura 14.2.4.2.2 – Parámetros Escenario 3.2 con inversión Nuevas Plantas

Resultados

Al ser, el aumento de la inversión en el subsistema de exploración, el único cambio, sólo se encuentran diferencias en los pozos de exploración, por ende en las reservas. En el caso anterior las reservas comienzan a disminuir, pero no lo hacen de tal manera que llegue a afectar la explotación de petróleo, por lo que en el resto del modelo no se ven cambios.

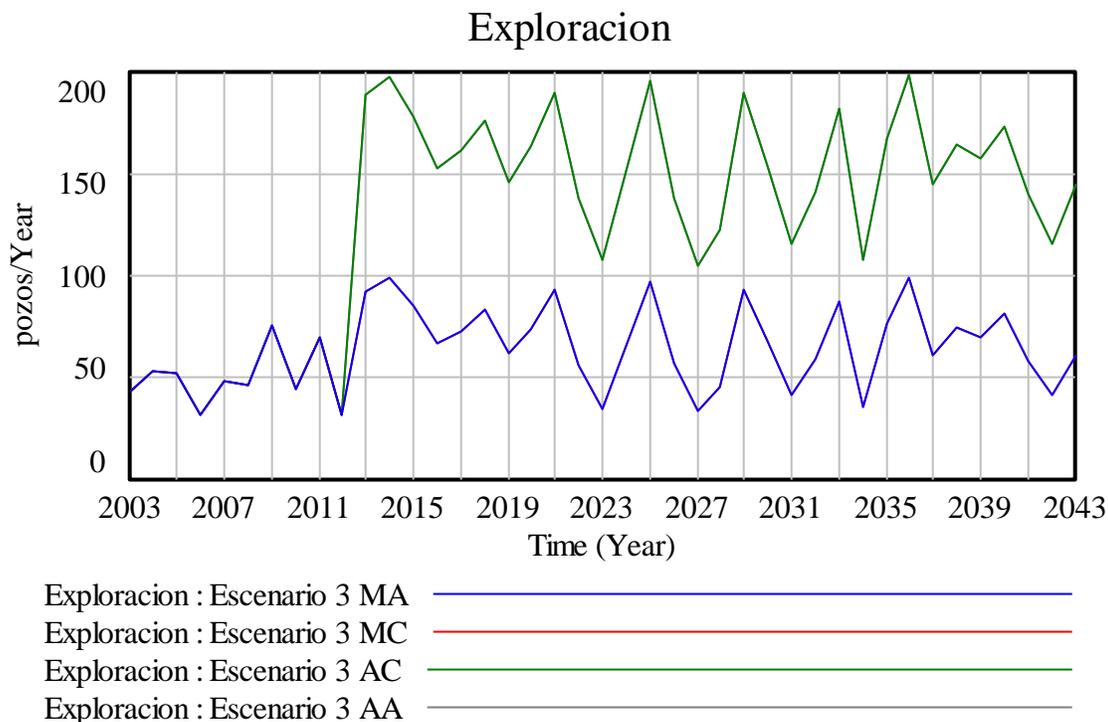


Gráfico 14.2.4.2.1 – Exploración Escenario 3.2

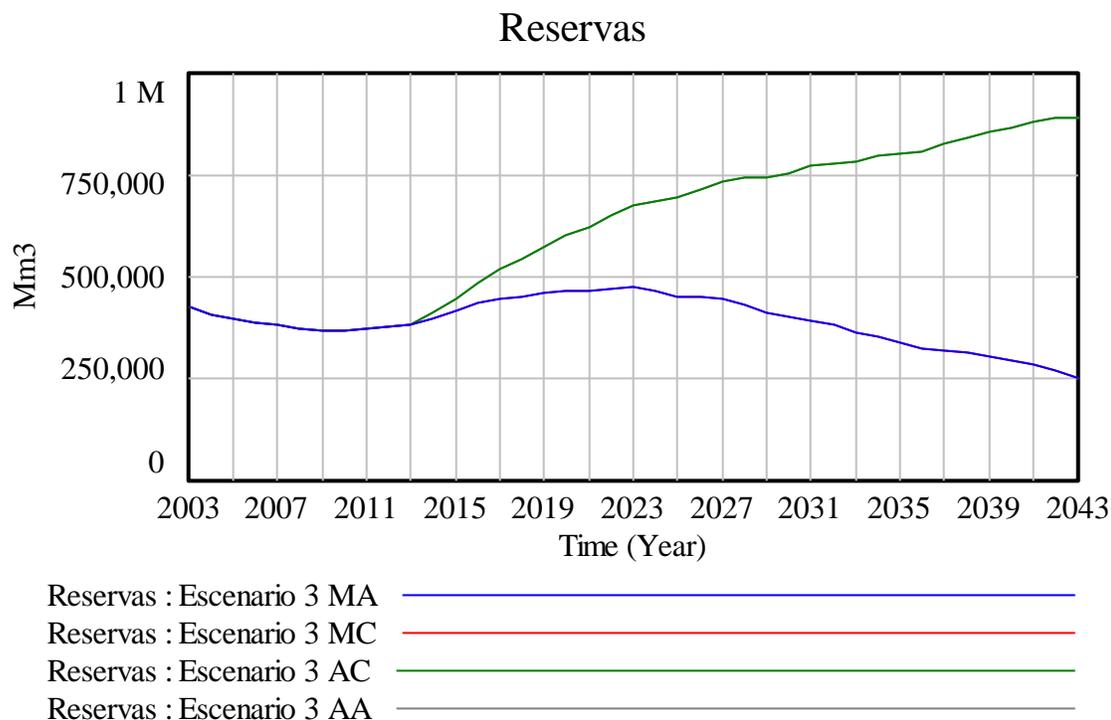


Gráfico 14.2.4.2.2 – Reservas Escenario 3.2

14.1.5. Escenario 4 – Se invierte en capacidad de refinación

En este caso, existe inversión en el mercado, pero sólo en la etapa de capacidad de refinación.

Parametrización del caso.

A la variable “Políticas Gubernamentales” se le asigna el valor 4, que indica invertir en capacidad de refinación.

Dentro del subsistema de refinación, existen dos opciones al momento de invertir, “Ampliación de plantas existentes” o “Construcción de nuevas plantas”, según la variable “Tipo de inversión R” tome el valor 1 o 2 respectivamente.

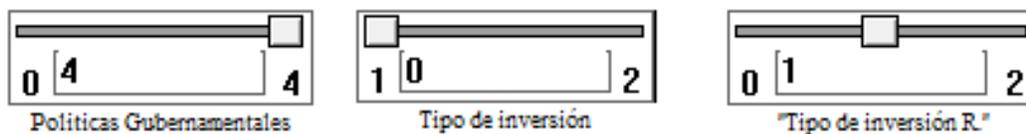


Figura 14.2.5.1 – Parámetros Escenario 4 Inversión Ampliación de Plantas

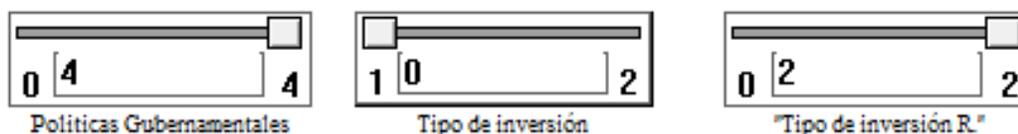


Figura 14.2.5.2 – Parámetros Escenario 4 Inversión Nuevas Plantas

Resultados

En este escenario, al invertir en el sistema de refinación, la capacidad instalada aumenta. Dependiendo si se invierte en ampliación de plantas existentes o en la construcción de nuevas plantas, este incremento es menor o mayor respectivamente.

Las reservas son iguales al Escenario 0, porque no se realizan cambios en exploración ni en explotación.

Al aumentar la capacidad de procesar crudo en el país, se hace inevitable la necesidad de importar petróleo para poder cumplir con la demanda de combustible.

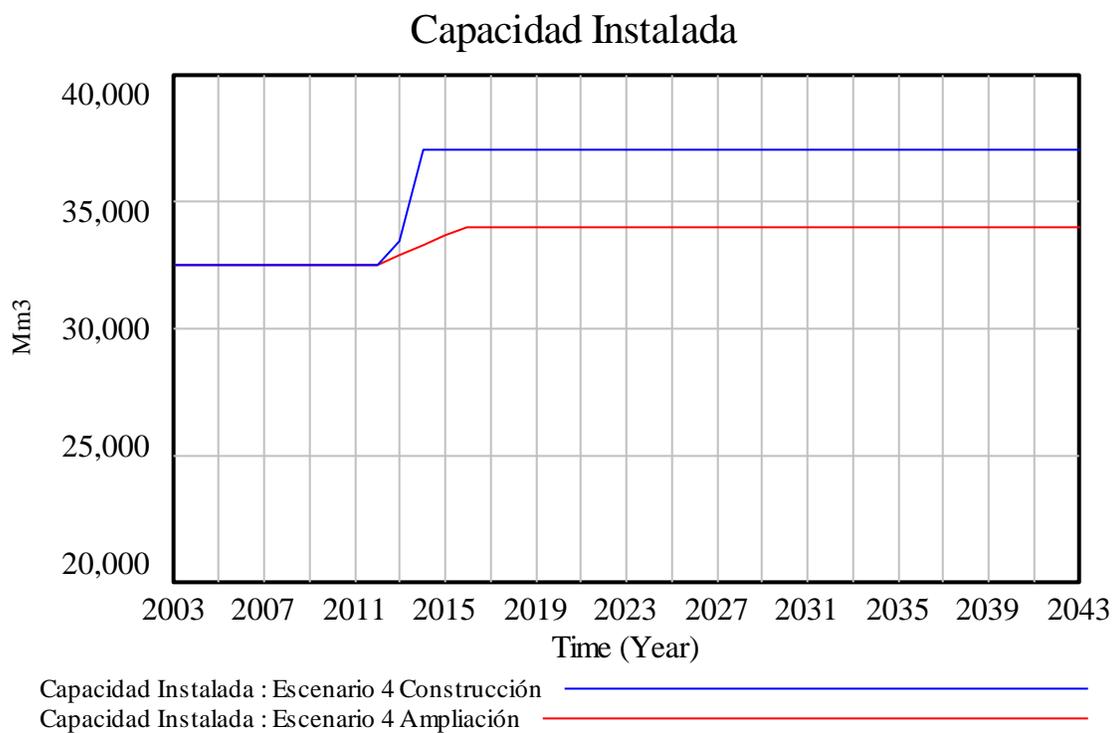
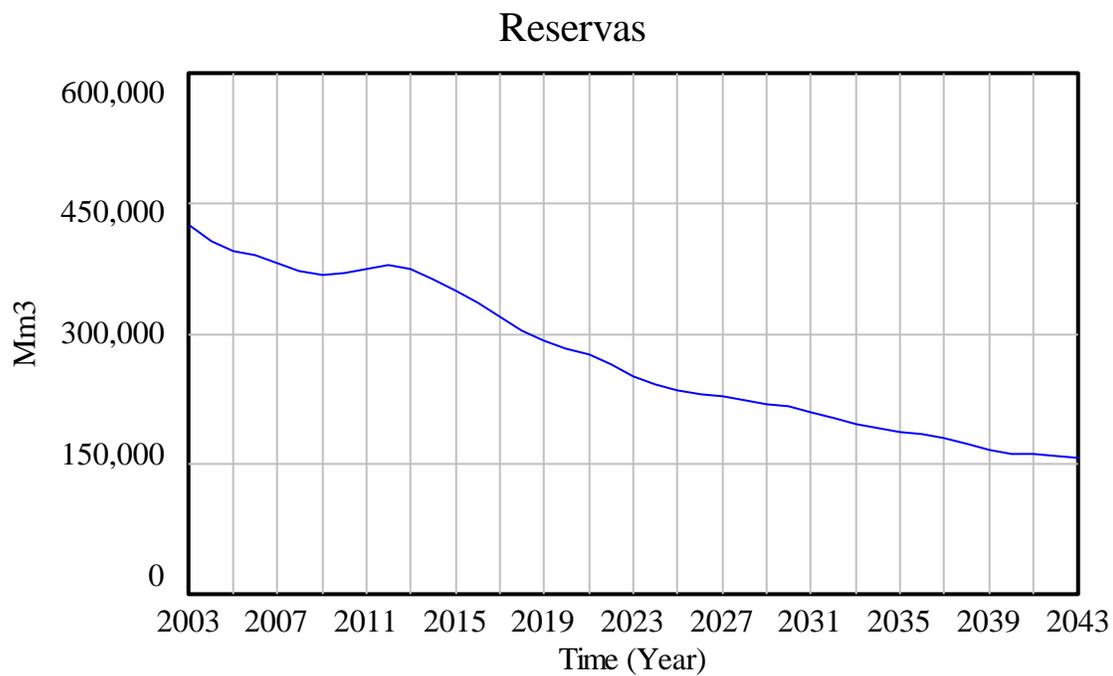


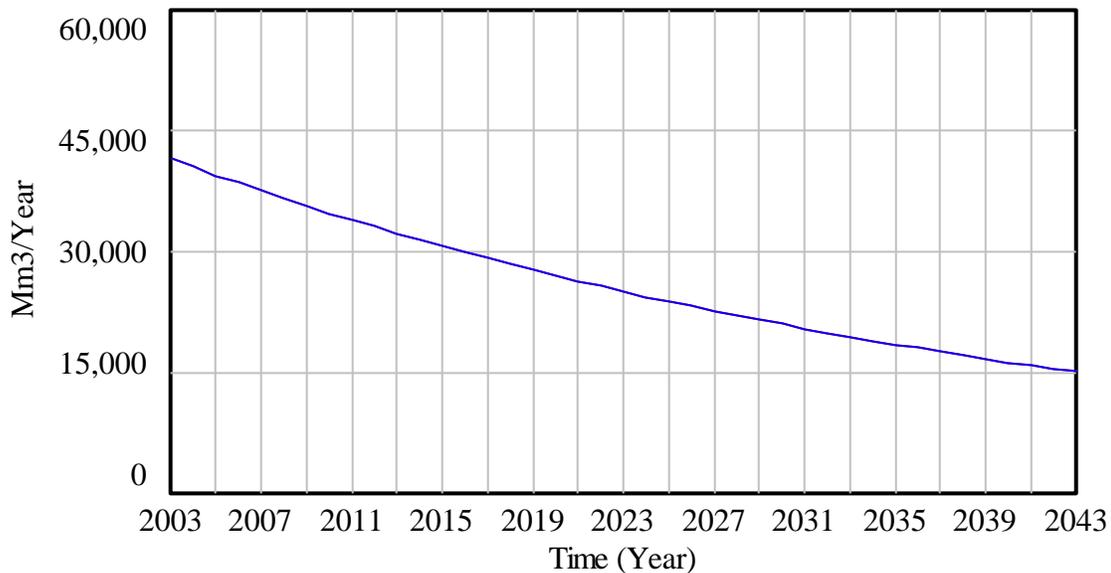
Grafico 14.2.5.1 – Capacidad Instalada Escenario 4



Reservas : Escenario 4 Ampliación

Grafico 14.2.5.2 – Reservas Escenario 4

Explotación



Explotación : Escenario 4 Construcción —
 Explotación : Escenario 4 Ampliación —

Grafico 14.2.5.3 –Explotación Escenario 4

Refinación

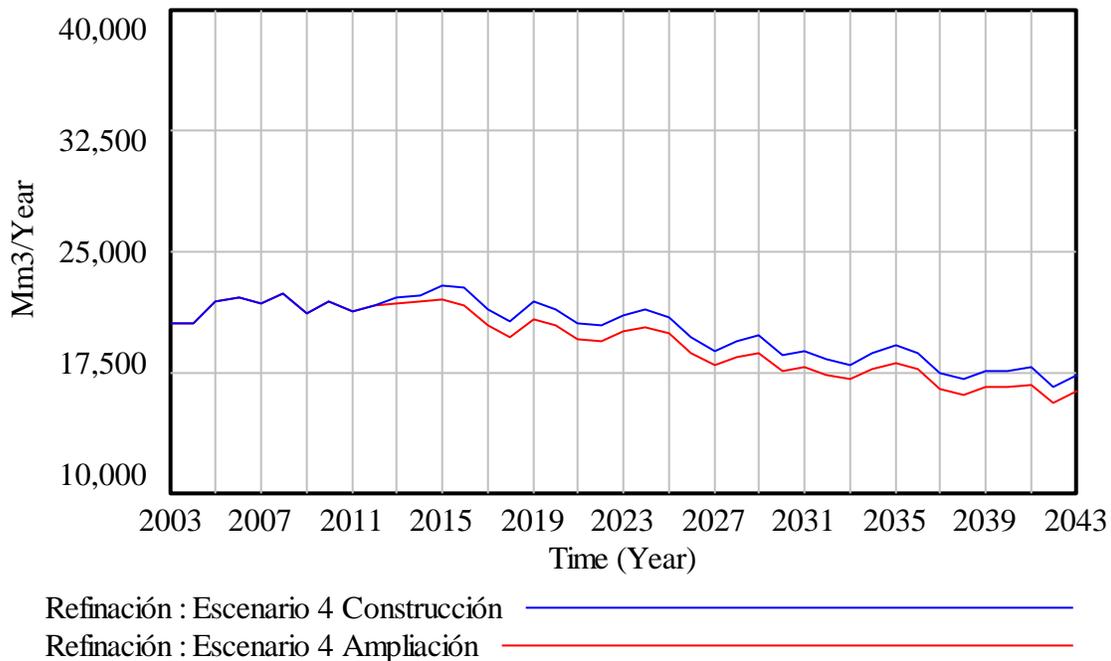


Grafico 14.2.5.4 –Refinación Escenario 4

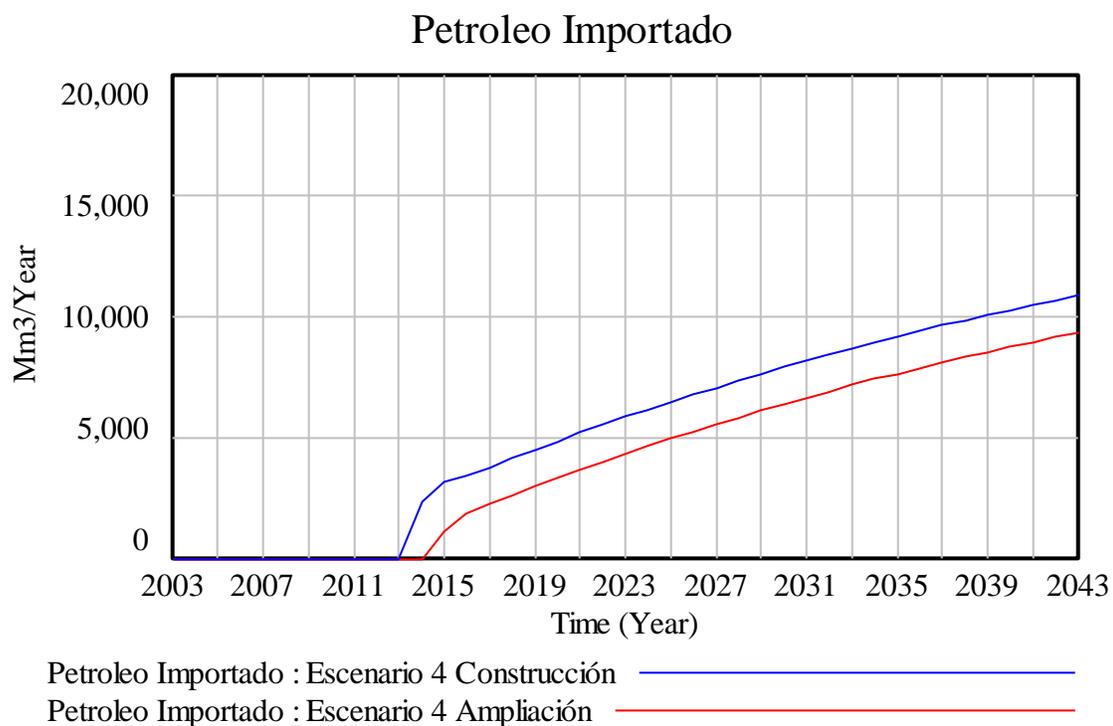


Grafico 14.2.5.5 – Importación de Petróleo Escenario 4

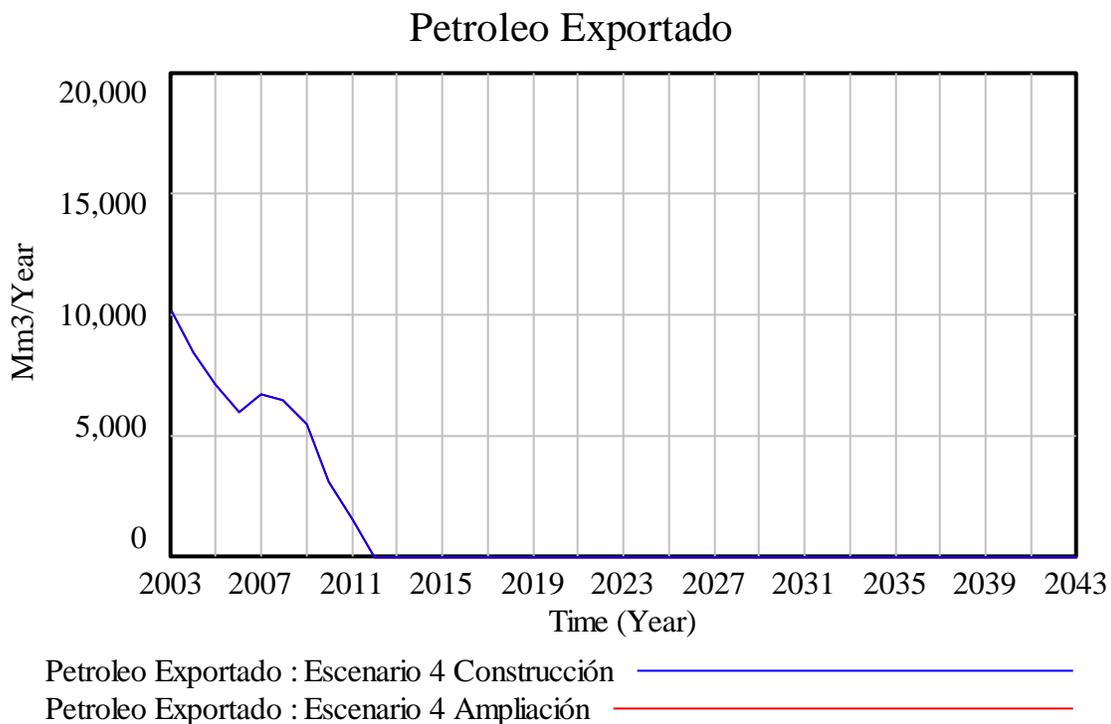


Grafico 14.2.5.6 – Exportación de Petróleo Escenario 4

Importacion de Comb.

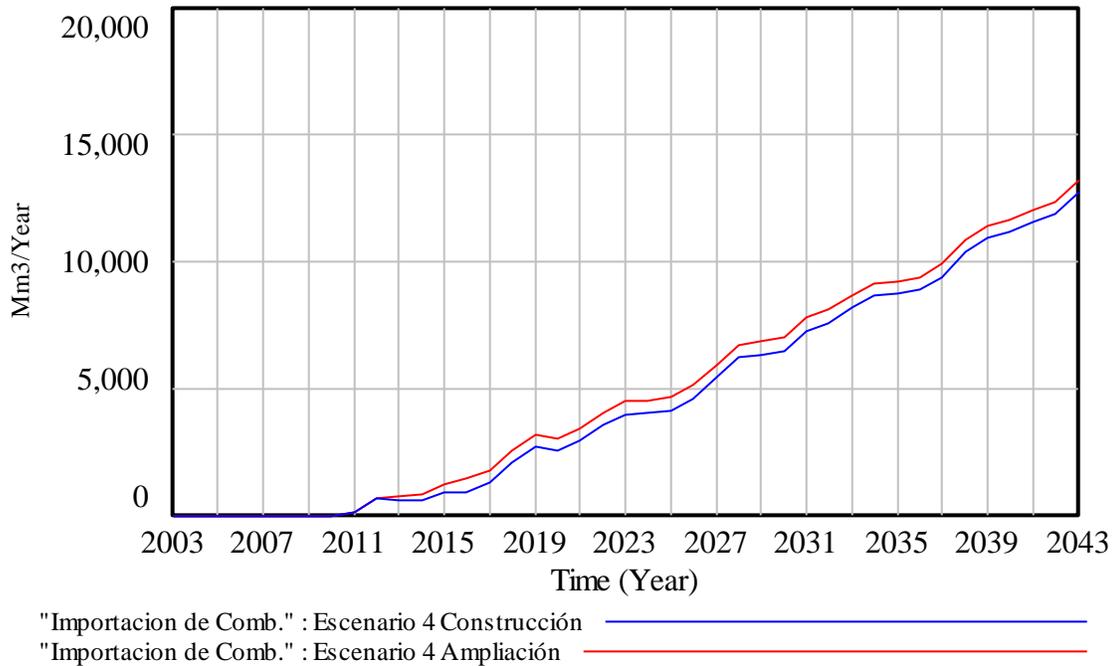


Grafico 14.2.5.7 – Importación de Combustible Escenario 4

Exportación de Comb.

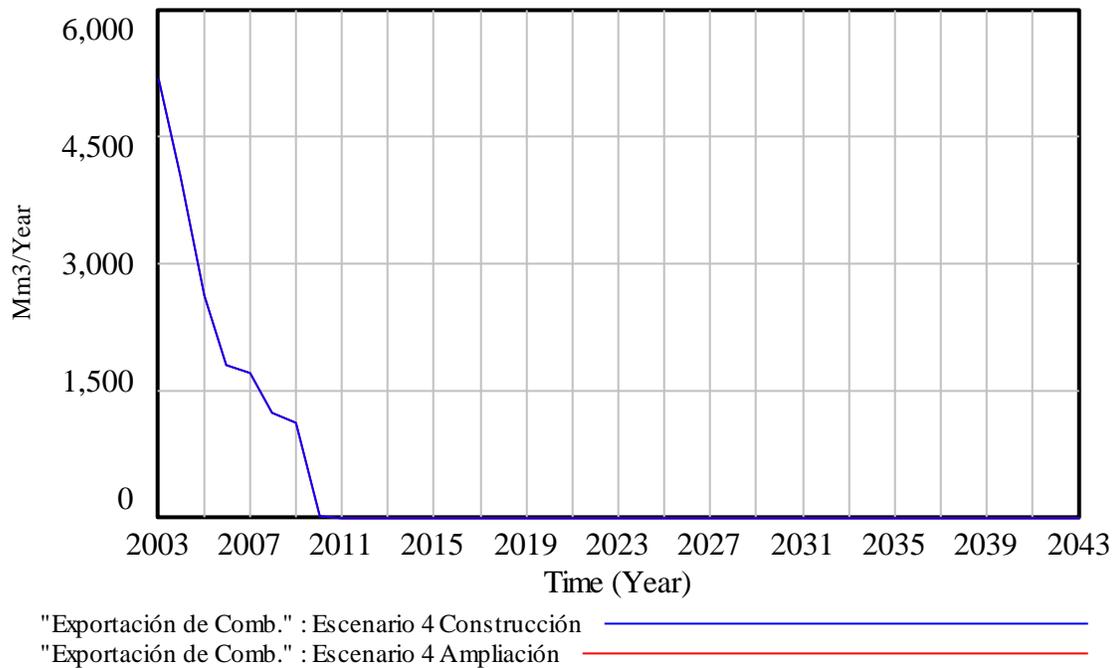


Grafico 14.2.5.8 – Exportación de Combustible Escenario 4

Selected Variables

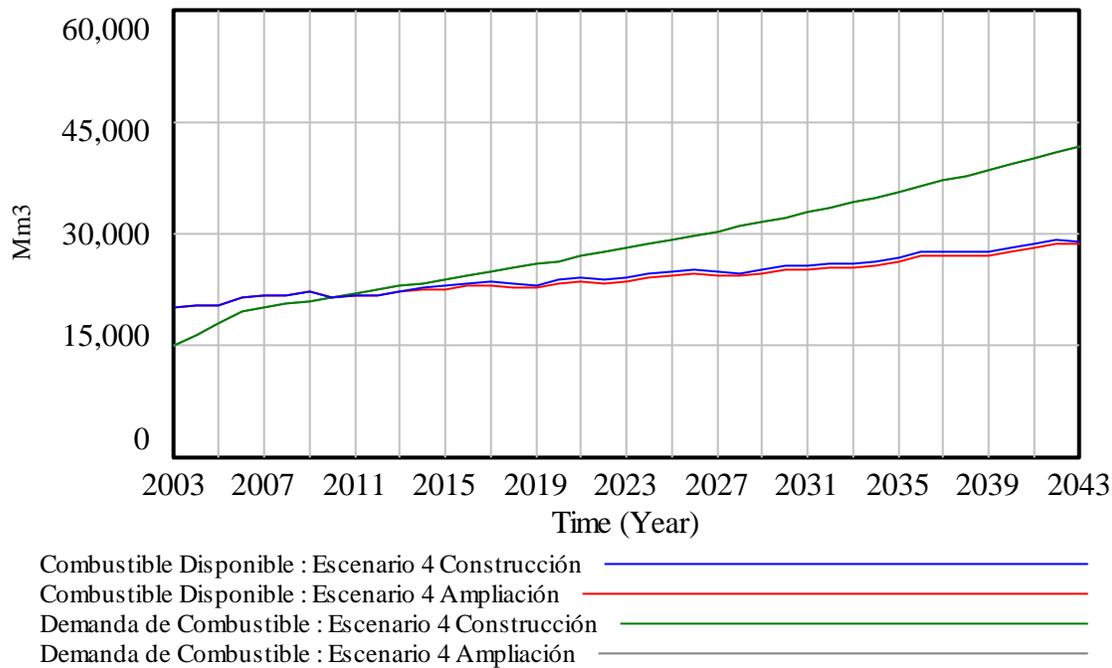


Grafico 14.2.5.9 – Combustible disponible vs. Demanda de Combustible Escenario 4

A partir del estudio de los casos anteriores, podemos concluir que el escenario que más se adecua a los objetivos planteados en el proyecto, es el “Escenario 3.2 con inversión alta en exploración e inversión en construcción de nuevas plantas”. El mismo, implica la inversión en las tres ramas fundamentales del modelo y del mercado en sí, exploración, explotación y refinación.

De esta forma, se mantienen las reservas de petróleo del país, e incluso se incrementan, gracias al aumento de los pozos de exploración. Cumple con el objetivo de sustentabilidad de reservas. Otro de los principales objetivos del proyecto, es plantear un escenario donde se logre el autoabastecimiento, o se acerque a éste lo más posible. Ésta es la situación planteada que más se adecúa al objetivo, donde las cantidades de petróleo y combustible disponibles se asemejan en gran medida a sus respectivas demandas internas.

Existe un equilibrio entre la oferta y demanda. Los volúmenes importados son por demás inferiores a los otros escenarios.

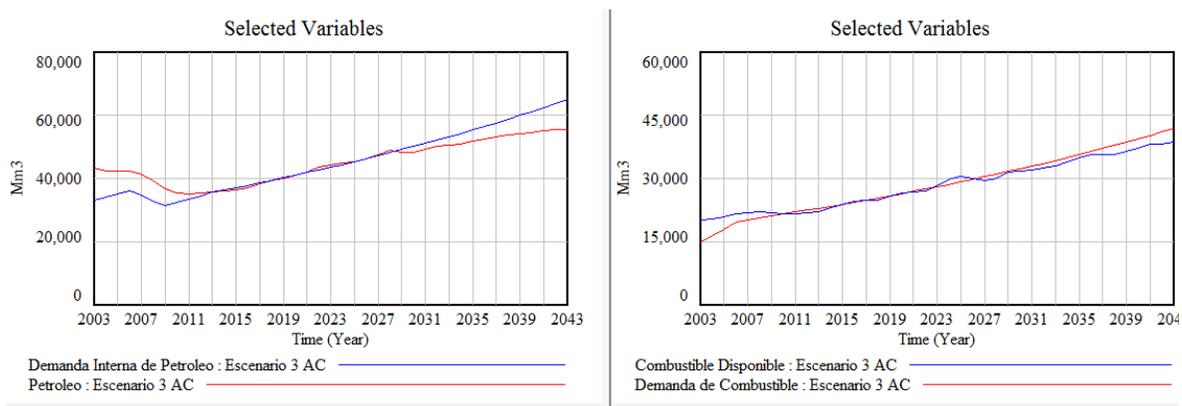


Figura 14.1 – Demanda vs. Disponibilidad de Petróleo y Combustible

15. Capítulo VII: Conclusión

En el Mercado Argentino de Petróleo y Combustibles, se puede observar que los factores y las relaciones que existen entre los mismos son de comportamientos complejos, sin embargo si se analizan las variables críticas, es posible modelar una evolución coherente a través del tiempo y conseguir un escenario satisfactorio.

Sin lugar a dudas, las herramientas que ofrece la Dinámica de Sistemas, permite lograr esto. Ya que, modelando un posible esquema de influencias, identificando los loops de retroalimentación y analizando como es el funcionamiento de las variables estratégicamente ingresadas y sus interrelaciones, nos permite entender el comportamiento del modelo a través del tiempo.

El modelo del Mercado, se podría adaptar sin problema a otros países e incluso se podría completar con otras variables que aporten significancia para desarrollar modelos más complejos. Sin embargo, no se garantiza que el modelo sea una copia fiel de la realidad. Es una forma de encontrar las variables más importantes y de mayor apalancamiento, para ver cómo reacciona el Mercado frente a la variación de las mismas con el paso del tiempo.

La red energética Argentina, depende principalmente del mercado de hidrocarburos. La falta de inversión en este último, ha ocasionado un gran déficit energético en el país. Para remediar esta situación, se requiere un equilibrio entre los distintos subsistemas que conforman el mercado. Por lo que es inevitable la necesidad de realizar una fuerte inversión, la cual sólo será efectiva, si se realiza en los tres pilares fundamentales del mercado (exploración, explotación y refinación) en conjunto y de manera coherente. Es de suma importancia que exista una eficiencia entre los subsistemas.

Esto se puede demostrar gracias a las herramientas y capacidades que brinda nuestro modelo de simulación de dinámica de sistemas. Permite plantear y evaluar los resultados de los diferentes escenarios, basados en políticas de inversión, con de fin de

encontrar el que mejor se ajuste a las exigencias del mercado. Logrando el equilibrio entre la oferta y la demanda de petróleo y combustible, el autoabastecimiento y la sustentabilidad de las reservas.

16. Bibliografía

16.1. Fuentes

Secretaría de Energía

www.energia.gov.ar/home/

IAPG (Instituto Argentino de Petróleo y Gas)

www.iapg.org.ar/web_iapg/

IAE (Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”)

www.iae.org.ar/

YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales)

www.ypf.com

INDEC (Instituto Nacional de Estadística y Censos)

www.indec.mecon.ar/

MECOM (Ministerio de Economía y Finanzas Públicas)

www.mecon.gov.ar/

16.2. Libros

- Farndon, John (2008). *Petróleo*. Ediciones SM
- Giussani, L. (2007). *Hidrocarburos: 100 años de producción desde distintos ángulos*. Concurso ITBA-ESEADE.

- Martínez Mosquera, M (2007). *Energía en el Mundo. La era de la escasez*. Mimeo.
- Favaro, Orietta (1991). *Petróleo, estado y nación*. Centro Editor de América Latina.
- Salas, Horacio (2007). *Centenario del petróleo argentino 1907-2007*. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas
- Montamat, Daniel Gustavo (1999). *La competencia en el mercado de combustibles en la Argentina*. FADE

16.3. Documentos técnicos de Petróleo y Combustibles

“Análisis regional N° 10”. Fundación de Tucumán. Julio 2011

“Complejo Petróleo y Gas”. Hernán Costa Vila - María Josefina Grosso. Octubre 2011.

“Determinantes del consumo de combustibles líquidos en Argentina”. María Marta Coria. 2005. Universidad Católica Argentina.

“El mercado del petróleo”. Yris Olaya Morales. Marzo 2009

“La explotación de hidrocarburos en Argentina. Estudio de caso: YPF S.A.”. Andrés Asiain - Agustín Crivelli. Febrero 2012.

“Energía, Estado y sociedad. Situación energética argentina”. Julieta Straschno - Nelson Lamas - Sol Klas. Septiembre 2010.

“Precios vs racionamiento, el dilema del combustible en el país y en las regiones”. Jorge A. Day. Agosto 2011

“Cadena del Petróleo y el Gas Natural en la Región Patagónica”. Unión Industrial Argentina. Mayo 2004

16.4. Artículos

Octubre 2008 – *“El aporte a las exportaciones y el impacto sobre las importaciones”*

Link: www.econlink.com.ar/petroleo-argentina/exportaciones-importaciones

17 de Mayo 2012 – *“El negocio del petróleo en Latinoamérica y las migajas a las colonias”*

Link: www.ips.org.ar/?p=5230

8 de Febrero 2012 – *“La fiebre del ‘shale oil’ llega a Argentina”*

Link: www.knowledgeatwharton.com.es/article/la-fiebre-del-shale-oil-llega-a-argentina/

5 de Junio 2011 – *“En 2011, la Argentina consumirá más gas y petróleo del que produce”*

Link: www.ieco.clarin.com/economia/Argentina-consumira-gas-petroleo-produce_0_493750851.html

8 de Agosto 2012 – *“Estamos alcanzando el 100% de utilización de nuestra capacidad de refinación, dijo Galuccio”*

Link: www.prensa.argentina.ar/2012/08/08/33026-estamos-alcanzando-el-100-de-utilizacion-de-nuestra-capacidad-de-refinacion-dijo-galuccio.php

Diciembre 2008 – *“La Exploración”*. Petrotecnia, Revista del Instituto Argentino de Petróleo y Gas

Link: www.petrotecnia.com.ar/diciembre08.htm

Diciembre 2009 – “2do Congreso Latinoamericano de Refinación”. Petrotecnica,
Revista del Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

Link: www.petrotecnica.com.ar/diciembre09.htm

16.5. Bibliografía básica dinámica de sistemas

[Uldall, 1995] Alison Canosa Uldall. "Dinámica Aplicada". Primera edición,
Graficas Marte, S.A. (Madrid). 1995

[García, 2006] Juan Martín García. "Teoría y ejercicios prácticos de Dinámica de
Sistemas". Segunda edición, Impreso en Barcelona España. 2006

Juan Manuel García Sysware. La toma de decisiones
empresariales en un mundo complejo. 2004.

17. Anexos

17.1. Anexo 1: Cuencas Sedimentarias

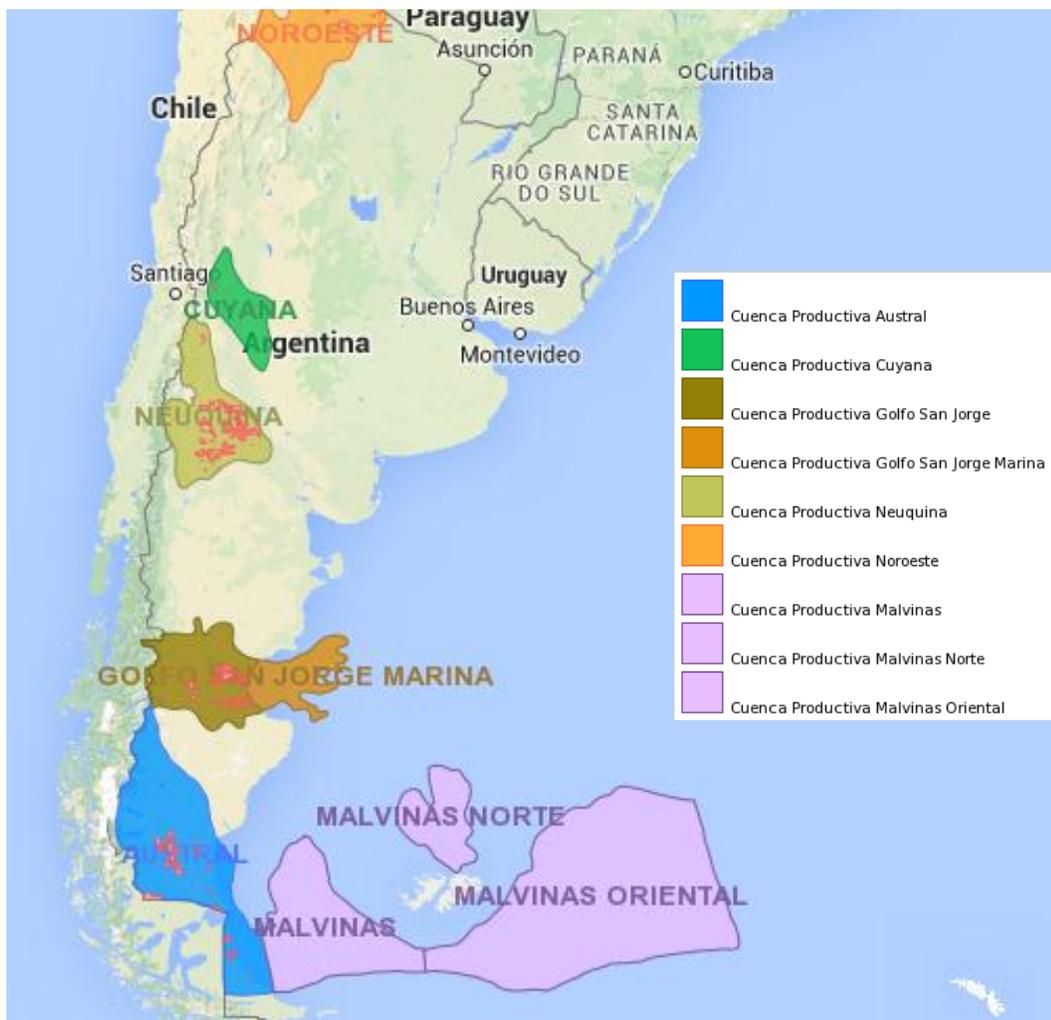
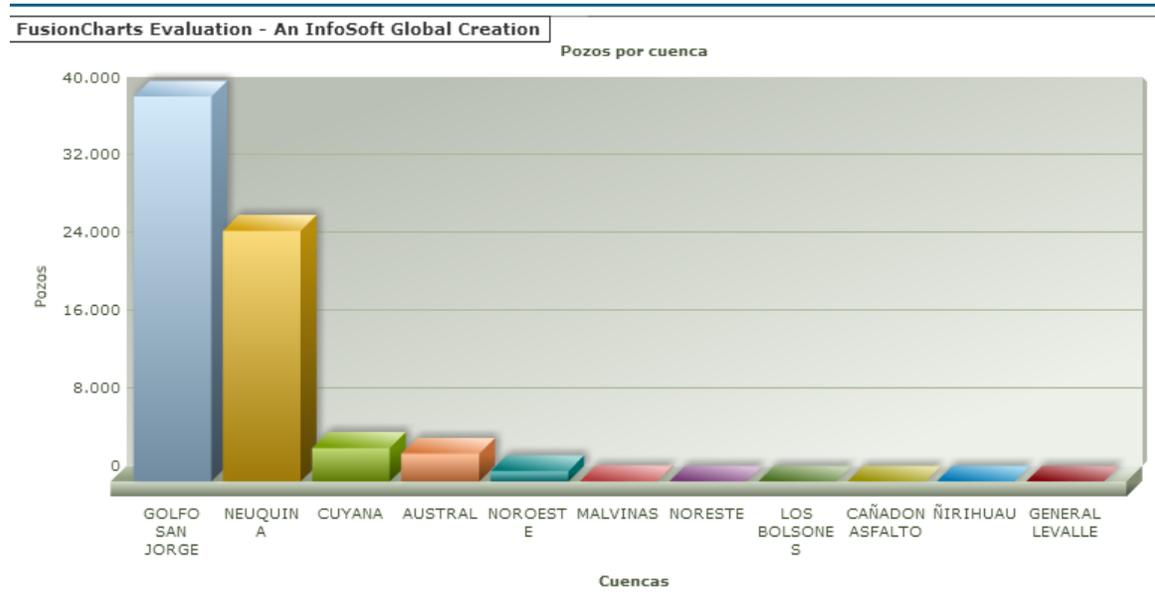


Figura 17.1.1 – Cuencas productivas del país. Fuente: Secretaría de Energía.



Gráfica 17.1.2 – Pozos por Cuencas. Fuente: Secretaría de Energía

17.2. Anexo 2: Datos históricos 1907 - 2010

A continuación presentamos la estadística del Mercado de petróleo presentadas por el Instituto Argentino de Petróleo y Gas en su publicación especial “Estadísticas del Centenario” y en sus publicaciones interactivas de la página oficial.

Las estadísticas del centenario fueron elaboradas con motivo de cumplirse el centenario del descubrimiento del petróleo en la Patagonia argentina, en 1907, piedra fundamental de esta industria, que luego creció por todo el país. Se realizaron en 2007, año en que también se cumplieron 50 años desde que la originaria Sección Argentina del Instituto Sudamericano del Petróleo (ISAP) se convirtió en el Instituto Argentino del Petróleo (IAP) y posteriormente, en el actual IAPG.

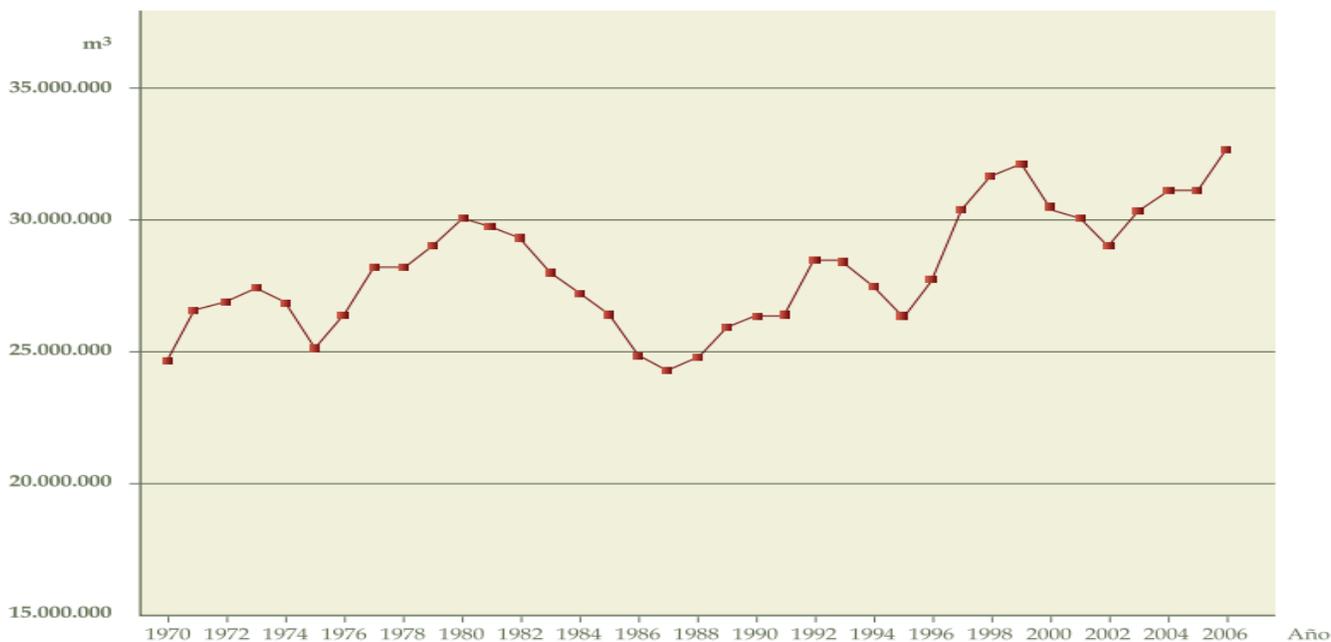


Gráfico 0.1 - Petróleo elaborado. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas

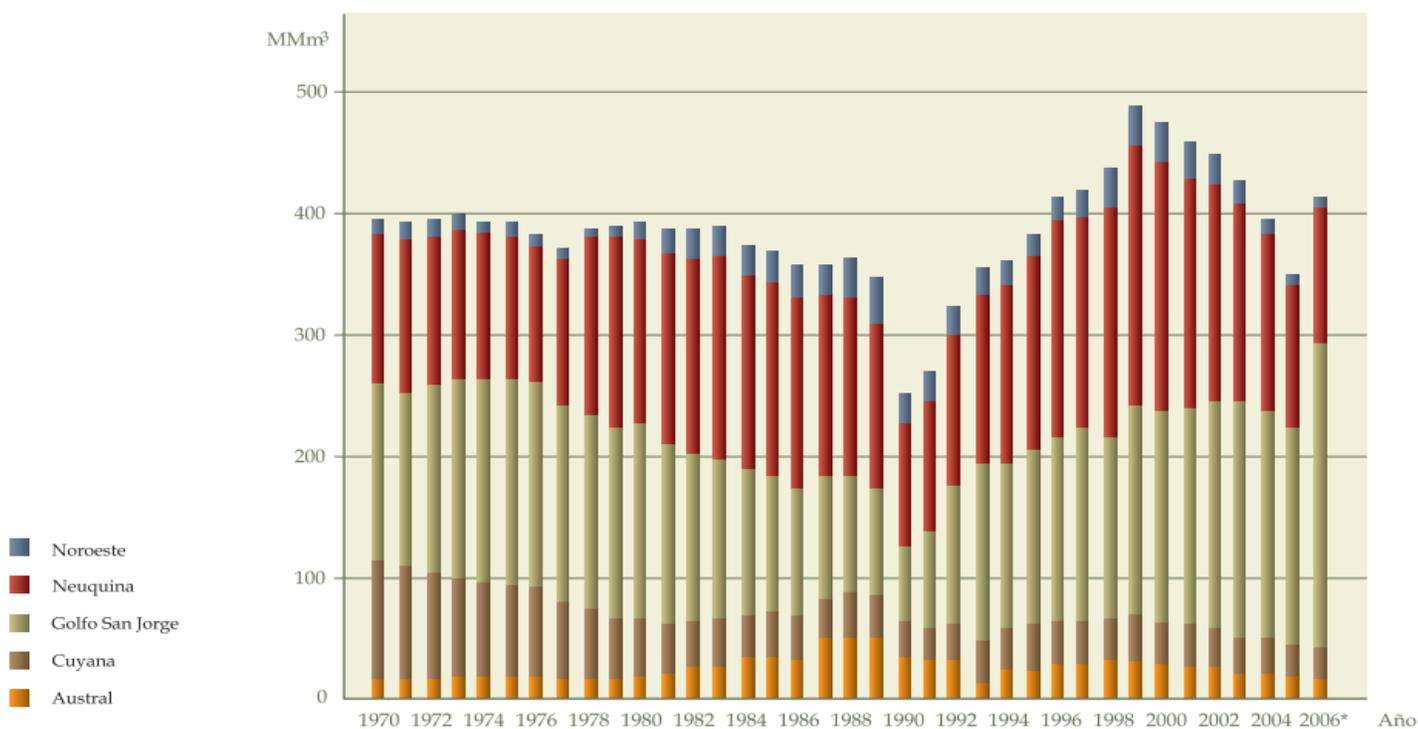


Gráfico 0.2 – Reservas de petróleo por cuenca. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas

17.3. Anexo 3: Datos históricos Mercado de Petróleo

A continuación se presentan los datos históricos Producción, Exportación e Importación desde que se descubrió crudo en el país.

Todos los datos están relacionados con los hitos más importantes nacionales y mundiales. Es esta forma se observa el desarrollo del mercado de petróleo a través de los años y las decisiones que lo llevaron a la actualidad. Los datos también pertenecen a la publicación del Centenarios del Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

Actualmente convive la exportación en importación de crudo en el mismo momento.

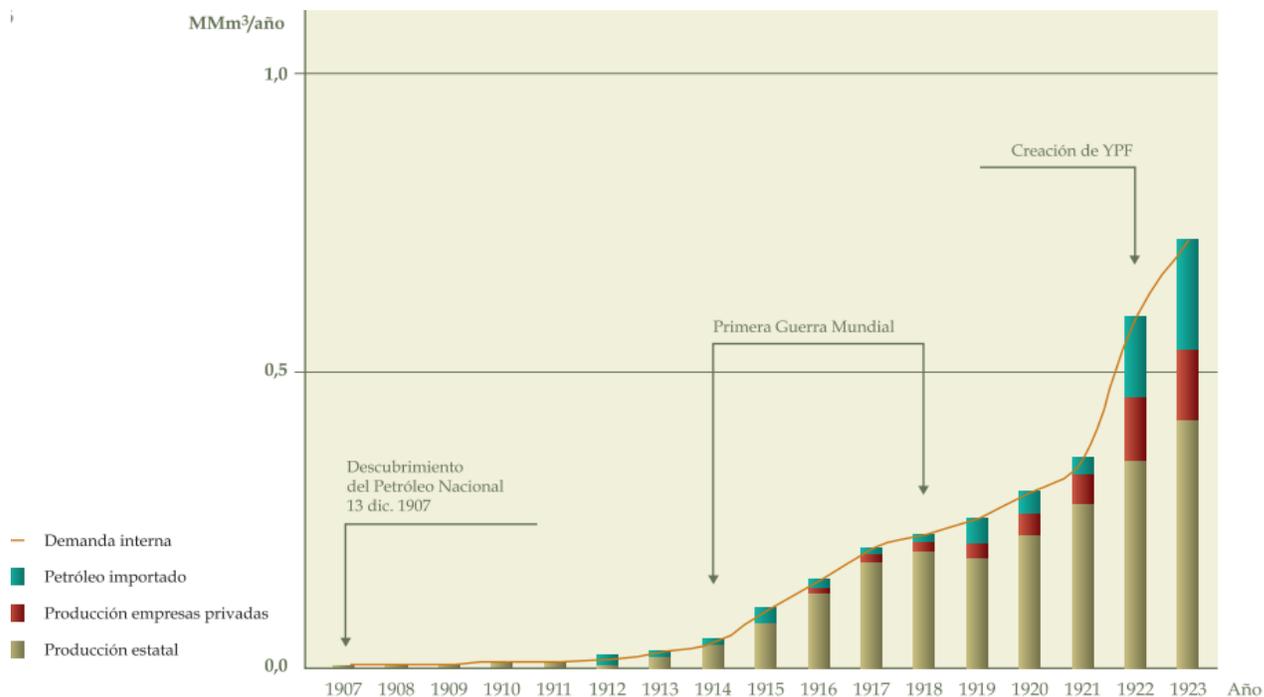


Gráfico 17.3.1 - Mercado Petróleo Argentino 1907 - 1923. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

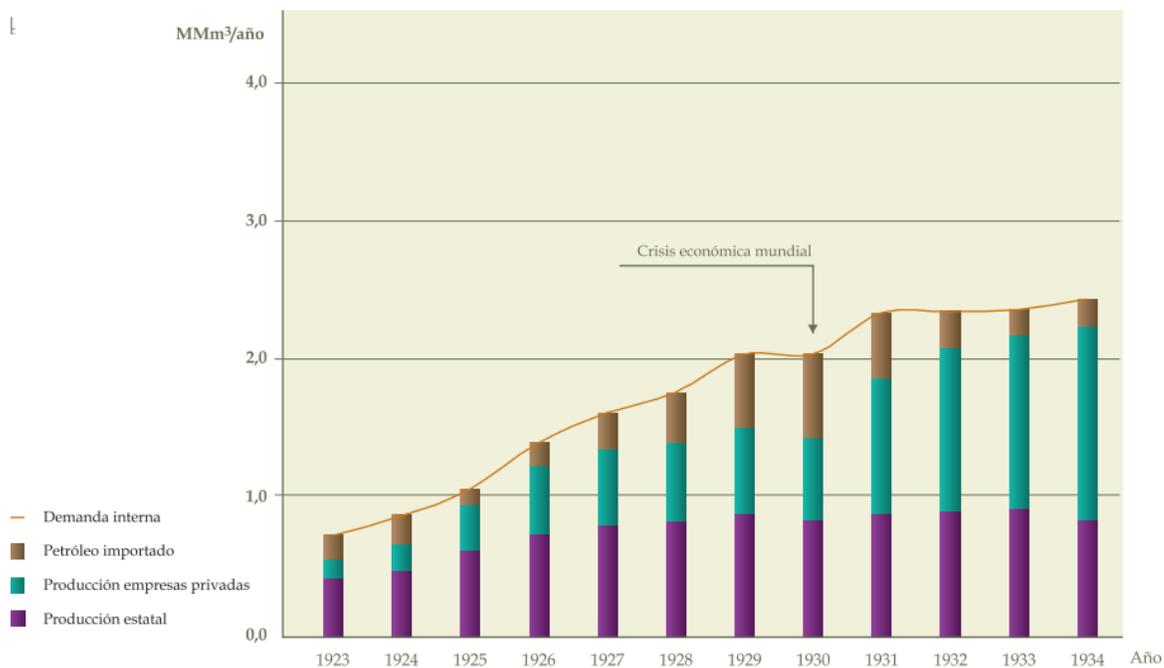


Gráfico 17.3 – Mercado Petróleo Argentino 1923 – 1934. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

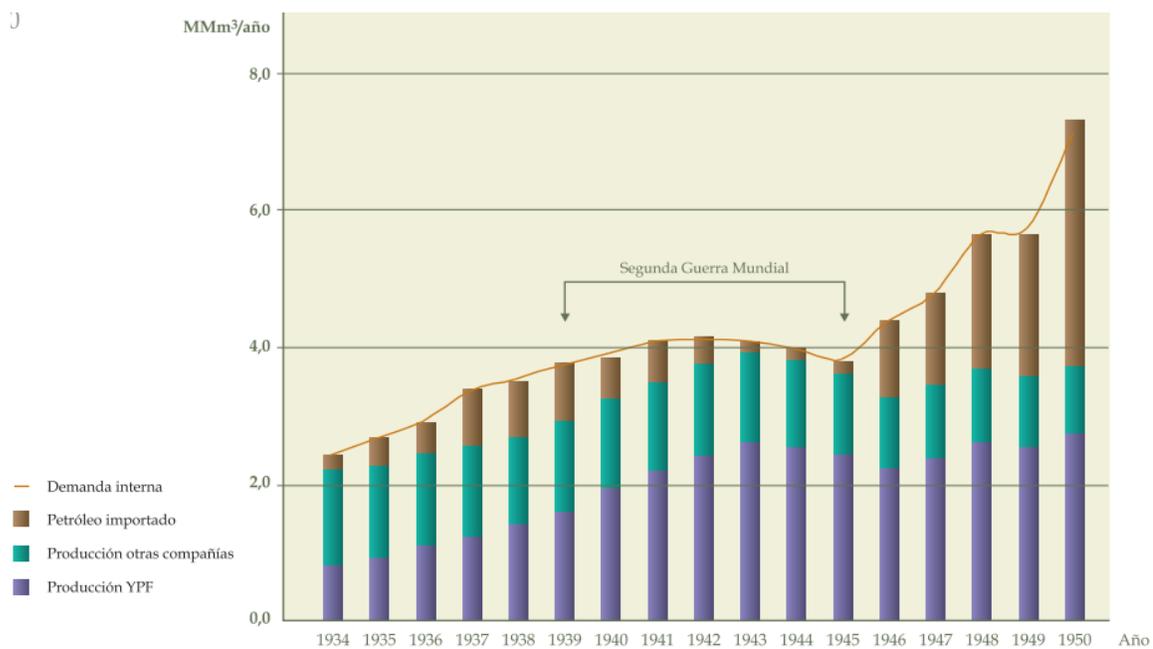


Gráfico 17.3 - Mercado Petróleo Argentino 1934 – 1950. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

3

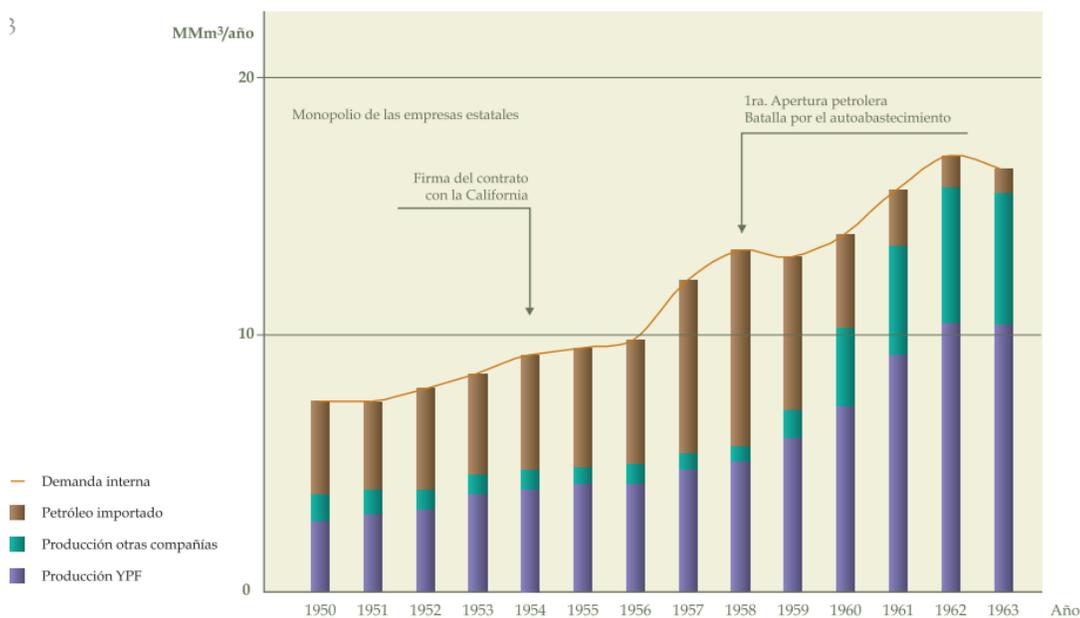


Gráfico 17.3.4 - Mercado Petróleo Argentino 1950 – 1963. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

5

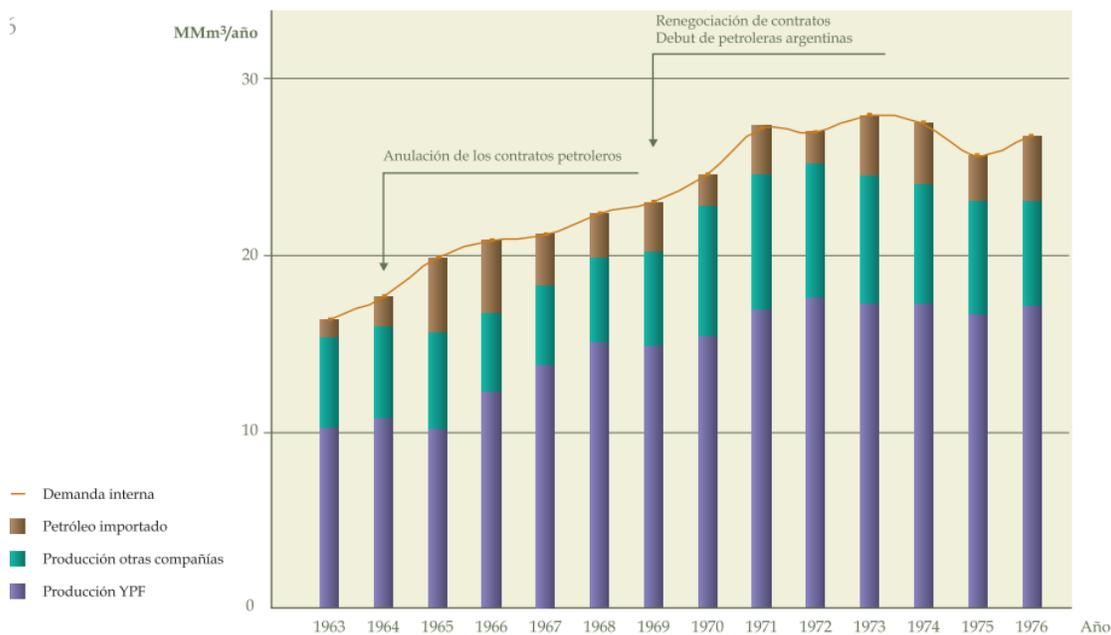


Gráfico 17.3.5 - Mercado Petróleo Argentino 1963 – 1976. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

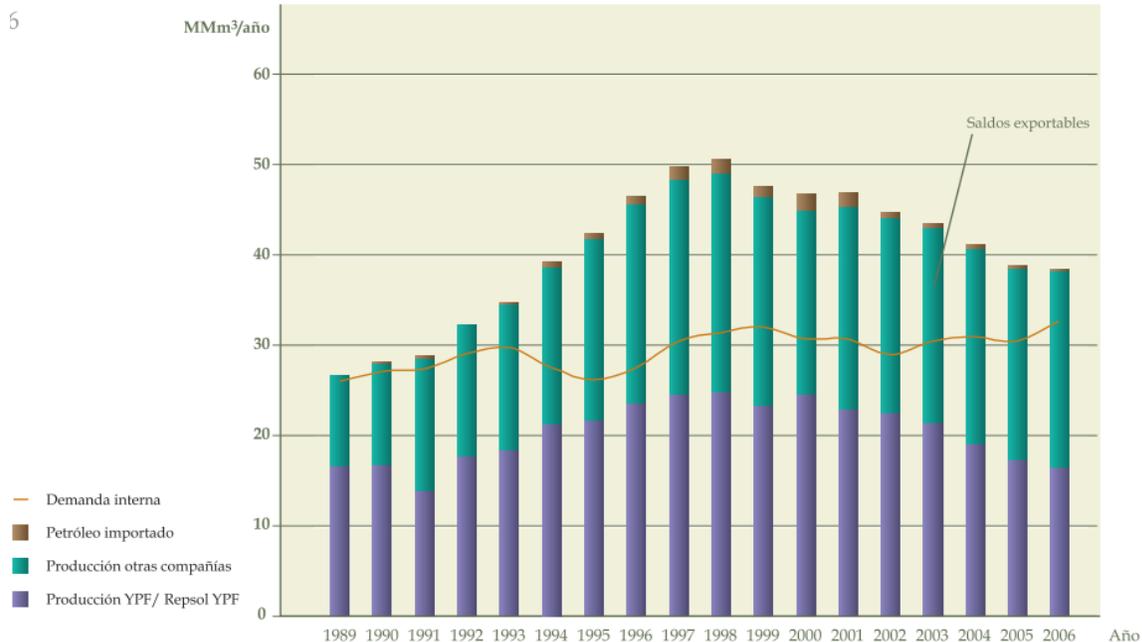


Gráfico 17.3.6 - Mercado Petróleo Argentino 1989–2006. Fuente: Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

17.4. Anexo 4: Producción de petróleo 2013-2014

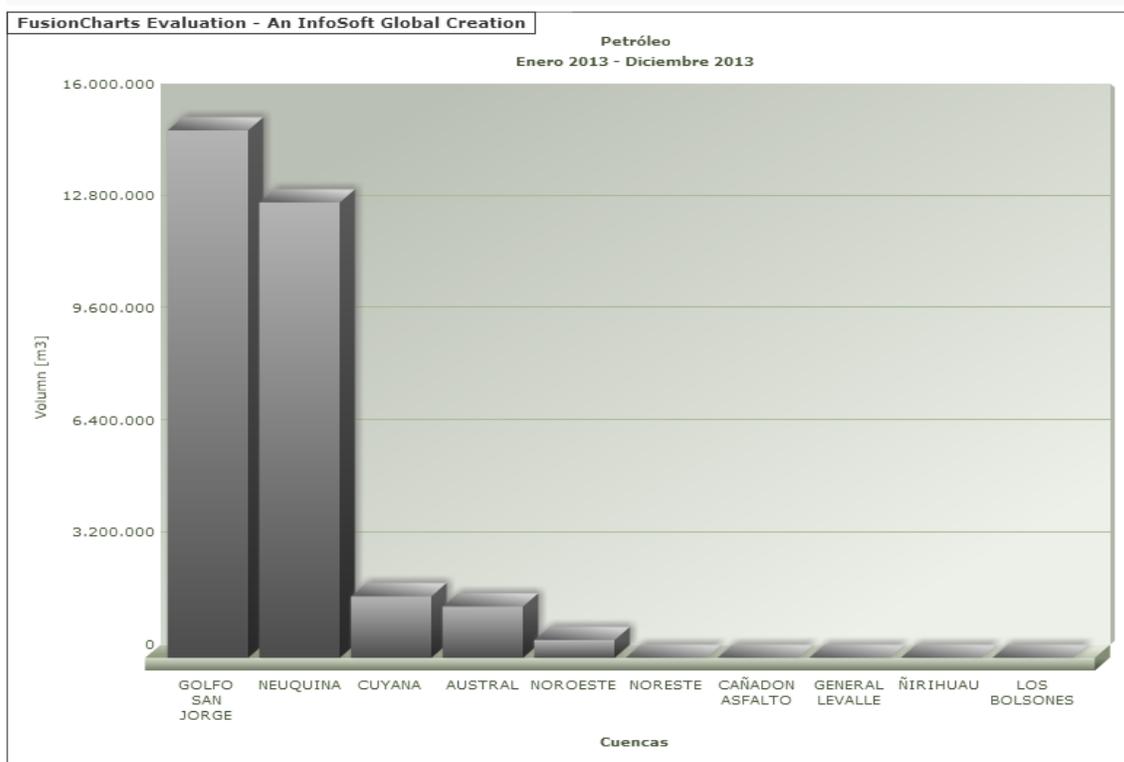


Gráfico 17.4.1 – Producción de Petróleo por Cuenca año 2013. Fuente: Secretaría de Energía.

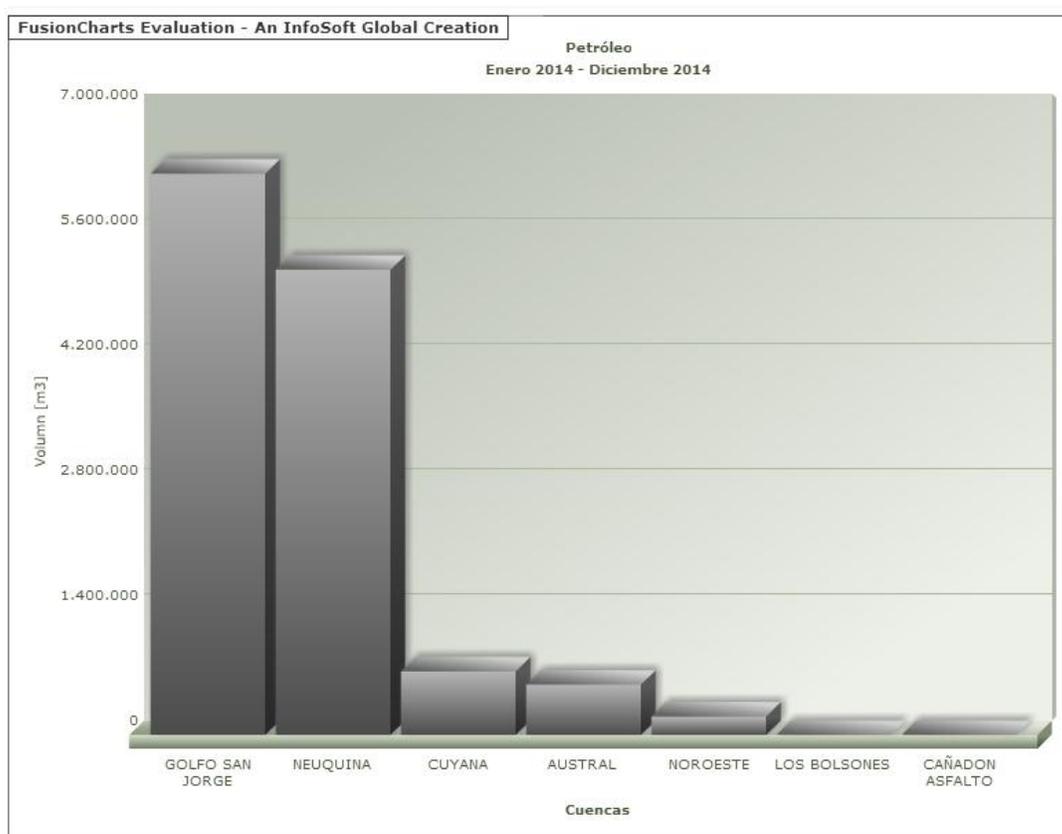


Gráfico 17.4.2 - Producción de Petróleo por Cuenca año 2014. Fuente: Secretaría de Energía.

17.5. Anexo 5: Fórmula de Variables

(001) "% de petroleo destinado a combustible" =

IF THEN ELSE(Switch Gaming = 0, RANDOM UNIFORM(0.66, 0.73, 3),
 Tabla R3(Time
))

Units: Dmnl

Porcentaje de petroleo refinado que es destinado a combustible.

(002) "% exp." =

1

Units: 1/Year

(003) "% imp."=

1

Units: 1/Year

(004) "% resto de los Derivados"=

1-"% de petroleo destinado a combustible"

Units: Dmnl

(005) Ampliación de plantas existentes=

IF THEN ELSE (Time > 2012, IF THEN ELSE (Incentivos para Invertir=1,
0.0125,IF THEN ELSE(Incentivos para Invertir = 2, 0.0325, 0)),0)

Units: 1/Year

Poner un delay para la ampliacion. Aprox un año. no me funciona

ni delay ni pulse train

(006) Balance de Combustible= INTEG (

ResultadoC,

0)

Units: \$

Balance final entre la exportación e importación de
combustible.

(007) Balance de Petroleo= INTEG (

Resultado P,

)

Units: \$

Balance final entre la exportación e importación de petroleo.

(008) Balance del Mercado= INTEG (

Flujo,

)

Units: \$

Balance final del mercado de petroleo y combustible.

(009) Capacidad de produccion=

IF THEN ELSE(Time < 2013 :OR: Decisión Explotación = 0 , "Tendencia
Cap.Prod."

, Pozos Productivos*"Produccion promedio pozo/año"

)

Units: Mm3

Capacidad del país para producir petroleo en Mm3.

(010) Capacidad en uso=

IF THEN ELSE(Petroleo>=Limite*Capacidad Instalada , 1 , 0)

Units: Dmnl

Si devuelve 1 invertir en aumentar la capacidad

(011) Capacidad Instalada=

Capacidad Promedio*Plantas de refinación en el País

Units: Mm3

(012) Capacidad Promedio= INTEG (

IF THEN ELSE (Incentivos para Invertir=0 , 0, IF THEN ELSE (Incentivos
para Invertir

=1 , Ampliación de plantas existentes

*Capacidad Promedio , IF THEN ELSE(Incentivos para Invertir=2 ,
Ampliación de plantas existentes

*Capacidad Promedio , 0))),

4062.45)

Units: Mm3/plantas

Capacidad de producción de combustible promedio por planta.

(013) Combustible Disponible= INTEG (

"Importacion de Comb."+Refinación-Consumo de Combustible-
"Exportación de Comb."

,

20121)

Units: Mm3

(014) Construcción Refineria=

PULSE TRAIN(2013, 0, Demora, FINAL TIME)

Units: plantas

Proceso de construcción de una refinería.

(015) Consumo de Combustible=

IF THEN ELSE(Combustible Disponible >= Demanda de Combustible,
Demanda de Combustible

/TIME STEP, Combustible Disponible/TIME STEP)

Units: Mm3/Year

Mm3 de combustible que se consumen en el mercado interno por
año.

(016) Costo m3C=

IF THEN ELSE (Time < 2013, 565 , 796.64)

Units: \$/Mm3

Precio promedio de importacion de exportación de combustible.

(017) Costo m3P=

IF THEN ELSE (Time < 2013, 403 , 590.75)

Units: \$/Mm3

Precio promedio del m3 de petroleo de importación

(018) Decisión Exploración=

IF THEN ELSE(Time>2012, IF THEN ELSE((Políticas Gubernamentales = 0) :OR:

(Políticas Gubernamentales = 1):OR:(Políticas Gubernamentales = 4), 0,Tipo de inversión), 0)

Units: Dmnl [0,3,1]

0: inversión baja. siguen las mismas tendencias. 1: inversión media. 2: Inversión alta.

(019) Decisión Explotación=

IF THEN ELSE(Time > 2012, IF THEN ELSE(Políticas Gubernamentales = 0 :OR:

Políticas Gubernamentales= 4, 0, 2), 0)

Units: **undefined**

(020) Decisión Refinación=

IF THEN ELSE(Time > 2012, IF THEN ELSE(Políticas Gubernamentales = 0 :OR:

Políticas Gubernamentales = 1 :OR: Políticas Gubernamentales = 2, 0, "Tipo de inversión R."), 0)

Units: Dmnl [0,2,1]

0: Sigue igual. 1: Inversión en ampliación. 2: Inversión en nuevas plantas.

(021) Demanda de Combustible= INTEG (

Incremento demanda,

14932)

Units: Mm3

Mm3 de combustible que demanda el mercado interno. Demanda
estimada.

(022) Demanda Interna de Petroleo= INTEG (

Incremento*Demanda Interna de Petroleo,

32959)

Units: Mm3

Demanda interna estimada de petroleo.

(023) Demora=

3

Units: Year

Tiempo de construcción de una nueva refinería.

(024) Diferencia=

Combustible Disponible-Demanda de Combustible

Units: Mm3

Discrepancia entre la cantidad de combustible que es demandada
por el país y la cantidad de combustible disponible.

(025) Discrepancia=

Petroleo-Demanda Interna de Petroleo

Units: Mm3

(026) Egresos ImpC=

(Costo m3C*importado)*1000

Units: \$/Year

Egresos debido a la importación de combustible.

(027) Egresos ImpP=

(Costo m3P*Importacion P)*1000

Units: \$/Year

Egresos debido a la importación de petroleo.

(028) Exploracion=

IF THEN ELSE(Switch Gaming = 0, IF THEN
ELSE(Time<2012,INTEGER(80*RANDOM UNIFORM
(0.3 , 1 , 7)/TIME STEP), IF THEN ELSE(Decisión Exploración
= 1 :OR:Decisión Exploración = 2, INTEGER(Pozos*Probabilidad de
pozo/TIME STEP
) , INTEGER(40*RANDOM UNIFORM(0.3 ,
1 , 7)/TIME STEP)
)), IF THEN ELSE(Time<2012,INTEGER(80*Tabla R7(Time)/TIME
STEP), IF THEN ELSE

(Decisión Exploración

= 1 :OR:Decisión Exploración = 2, INTEGER(Pozos*Probabilidad de
pozo/TIME STEP

), INTEGER(40*Tabla R7(Time)/TIME STEP)

)))

Units: pozos/Year

Exploración

(029) Explotación=

IF THEN ELSE (Reservas >=Capacidad de produccion, Capacidad de
produccion

/TIME STEP , Reservas/TIME STEP)

Units: Mm3/Year

(030) "Exportacion Comb. Acumulada"= INTEG (

exportado,

0)

Units: Mm3

Combustible exportado acumulado.

(031) Exportacion P=

Petroleo Exportado

Units: Mm3/Year

Petroleo exportado.

(032) "Exportación de Comb."=

IF THEN ELSE (Sobrante de Combustible > 0, Sobrante de
Combustible*" % exp."

, 0)

Units: Mm3/Year

Mm3 de combustible exportado.

(033) exportado=

"Exportación de Comb."

Units: Mm3/Year

Combustible exportado.

(034) Factor de Conversión=

0.95

Units: 1/Year

Lo que pierdo por merma seria 1- factor de conversion

(035) Faltante de Combustible=

IF THEN ELSE(Diferencia<0 , -Diferencia , 0)

Units: Mm3

Son los Mm3 de combustible que faltan para lograr el

abastecimiento del mercado interno de combustible.

(036) Faltante de Petroleo=

IF THEN ELSE(Discrepancia<0 , -Discrepancia , 0)

Units: Mm3

(037) FINAL TIME = 2043

Units: Year

The final time for the simulation.

(038) Flujo=

Resultado P+ResultadoC

Units: \$/Year

(039) Ganancia ExpC= INTEG (

Ingreso ExpC,

0)

Units: \$

Ganancias acumuladas debido a la exportación de combustible.

(040) "Ganancia ExpP."= INTEG (

Ingreso ExpP,

0)

Units: \$

Ganancias acumuladas en \$ a partir de la exportación de

combustible.

(041) "Importacion Comb. Acumulada"= INTEG (

importado,

0)

Units: Mm3

Combustible importado acumulado.

(042) "Importacion de Comb."=

IF THEN ELSE (Faltante de Combustible > 0 , Faltante de Combustible*"%
imp."

, 0)

Units: Mm3/Year

Mm3 de combustible importado.

(043) Importacion P=

Petroleo Importado

Units: Mm3/Year

Petroleo importado.

(044) importado=

"Importacion de Comb."

Units: Mm3/Year

Combustible importado.

(045) Incentivos para Invertir=

IF THEN ELSE(Decisión Refinación=0, 0, IF THEN ELSE (Decisión Refinación
=1:AND:Capacidad en uso=1:AND:Faltante de Combustible>0 , 1 , IF THEN ELSE
(Decisión Refinación=2:AND:Capacidad en uso=1:AND:Faltante de Combustible
>0,2 , 0)))
Units: Dmnl

(046) Incremento=

IF THEN ELSE (Time <=2006 , 0.031 , IF THEN ELSE (Time < 2009 , -
0.052,
IF THEN ELSE(Time<2013, 0.032, Tasa estimada)))
Units: 1/Year

(047) Incremento demanda=

Demanda de Combustible*tasa de incremento anual
Units: Mm3/Year
Incremento anual de la demanda de combustible.

(048) Ingreso ExpC=

(exportado*Precio m3C)*1000
Units: \$/Year

Ingresos debido a la exportación de combustible.

(049) Ingreso ExpP=

$$(\text{Exportacion P} * \text{Precio m3P}) * 1000$$

Units: \$/Year

Ingresos debido a la exportación de petroleo.

(050) INITIAL TIME = 2003

Units: Year

The initial time for the simulation.

(051) Limite=

0.95

Units: Dmnl [0.7,1,0.05]

Porcentaje a partir del cual se decide invertir en el aumento de
refinación.

(052) Merma=

IF THEN ELSE(Petroleo >= Capacidad Instalada, Capacidad Instalada * (1 -
Factor de Conversión

), Petroleo * (1 - Factor de Conversión))

Units: Mm3/Year

(053) Nuevas Plantas=

IF THEN ELSE(Incentivos para Invertir= 2, Construcción Refineria/TIME
STEP

, 0)

Units: plantas/Year

Nuevas plantas de refinacion.

(054) Perdidas ImpC= INTEG (

Egresos ImpC,

0)

Units: \$

Monto acumulado de los \$ utilizados para importar.

(055) Perdidas ImpP= INTEG (

Egresos ImpP,

0)

Units: \$

Monto acumulado de los \$ utilizados para importar petroleo.

(056) Petroleo= INTEG (

Explotación+Petroleo Importado-Merma-Petroleo Exportado-Refinacion
Otros derivados

-Refinación,

43126)

Units: Mm3

Cantidad en Mm3 de petroleo disponible en el país para refinar
y/o exportar.

(057) "Petroleo Exp. Acum."= INTEG (
Exportacion P,
0)

Units: Mm3

Acumulación del petroleo exportado.

(058) Petroleo Exportado=

IF THEN ELSE (Sobrante de Petroleo > 0, IF THEN ELSE(Sobrante de
Petroleo

*0.69*0.95>Faltante de Combustible, (IF THEN ELSE
(Petroleo*Tasa de Reserva>=Capacidad Instalada
, (Sobrante de Petroleo-Faltante de Combustible)
*"Tasa de Exp."
, 0)) , 0), 0)

Units: Mm3/Year

Mm3 de petroleo exportado.

(059) "Petroleo Imp. Acum."= INTEG (
Importacion P,
0)

Units: Mm3

Acumulación del petroleo importado.

(060) Petroleo Importado=

IF THEN ELSE ((Faltante de Petroleo > 0):AND:(Capacidad Instalada>
Petroleo
) :AND: (Faltante de Combustible > 0) , IF THEN ELSE
(Explotación = 0, Capacidad Instalada
/TIME STEP
, IF THEN ELSE(Faltante de Petroleo > (Capacidad Instalada
-Petroleo), (Capacidad Instalada-Petroleo)/TIME STEP, Faltante de Petroleo
*"Tasa Imp.") , 0)

Units: Mm3/Year

Mm3 de petroleo importado.

(061) Plantas de refinación en el País= INTEG (

Nuevas Plantas,

8)

Units: plantas

Cantidad de plantas de refinación en el país.

(062) Políticas Gubernamentales=

4

Units: Dmnl [0,4,1]

0: Sigue todo como está. 1: Invertir en explotación. 2:

Invertir en exploración y explotación. 3: Invertir en
exploración, explotación y capacidad de refinación. 4:
Invertir en capacidad de refinación.

(063) Pozos=

IF THEN ELSE(Decisión Exploración = 0 , 0, IF THEN ELSE(Decisión
Exploración
= 1,
100, 200))
Units: pozos

(064) Pozos a Producción=

IF THEN ELSE(Switch Gaming = 0, IF THEN ELSE(Time < 2013,
INTEGER(RANDOM UNIFORM
(1000 , 1450, 1)), IF THEN ELSE(Decisión Explotación=0, INTEGER(
RANDOM UNIFORM(800 , 1100, 1)), IF THEN ELSE(Decisión
Explotación=1,
INTEGER(
1500*RANDOM UNIFORM(0.8 , 1, 1)), INTEGER(2000*RANDOM
UNIFORM(0.5 , 1
, 1))))), IF THEN ELSE(Time < 2013, INTEGER(Tabla R1(Time)), IF THEN
ELSE
(Decisión Explotación=0, INTEGER(
Tabla R12(Time)), IF THEN ELSE(Decisión Explotación=1, INTEGER(
1500*Tabla R13(Time)), INTEGER(2000*Tabla R14(Time))))))

Units: ****undefined****

(065) Pozos agotados=

IF THEN ELSE(Pozos Productivos > 0, (INTEGER(Pozos
Productivos*Tasa de desgaste
))
, 0)

Units: pozos/Year

(066) Pozos descartados=

IF THEN ELSE(Pozos Exploratorios > 0, INTEGER(Pozos
Exploratorios*(1-Probabilidad de exito
)), 0)

Units: pozos/Year

(067) Pozos exitosos=

IF THEN ELSE(Pozos Exploratorios > 0, INTEGER(Pozos
Exploratorios*Probabilidad de exito
) , 0)

Units: pozos/Year

(068) Pozos Exploratorios= INTEG (

Exploracion-Pozos descartados-Pozos exitosos,
29)

Units: pozos

(069) Pozos Productivos= INTEG (

Pozos a Producción-Pozos agotados,

16101)

Units: pozos

(070) Precio m3C=

IF THEN ELSE (Time < 2013, 621 , 891.12)

Units: \$/Mm3

Precio promedio de exportación de m3 de combustible.

(071) Precio m3P=

IF THEN ELSE (Time < 2013, 397 , 648.42)

Units: \$/Mm3

Precio promedio del m3 de petroleo para exportar

(072) Probabilidad de exito=

0.8

Units: 1/Year

(073) Probabilidad de pozo=

IF THEN ELSE(Switch Gaming = 0, IF THEN ELSE(Decisión Exploración
> 0,

IF THEN ELSE(Decisión Exploración = 1, RANDOM UNIFORM
 (0.3 , 1 , 10), IF THEN ELSE(Decisión Exploración = 2, RANDOM
 UNIFORM
 (0.5 , 1 , 10), 0)), 0), IF THEN ELSE(Decisión Exploración > 0, IF THEN ELSE
 (Decisión Exploración = 1,
 Tabla R10(Time), IF THEN ELSE(Decisión Exploración = 2, Tabla
 R102(Time
), 0)), 0))

Units: Dmnl

(074) "Produccion promedio pozo/año"=

1.68

Units: Mm3/pozos

Produccion en Mm3 promedio por pozo por año.

(075) Refinacion Otros derivados=

IF THEN ELSE (Petroleo>=Capacidad Instalada , Capacidad Instalada

Factor de Conversión" % resto de los Derivados" , Petroleo*" % resto de los Derivados"

*Factor de Conversión)

Units: Mm3/Year

(076) Refinación=

IF THEN ELSE (Petroleo>=Capacidad Instalada ,

Capacidad Instalada*Factor de Conversión*"% de petroleo destinado a
combustible"

,

Petroleo*"% de petroleo destinado a combustible"*Factor de Conversión)

Units: Mm3/Year

(077) Reservas= INTEG (

Reservas probadas-Explotación,

425022)

Units: Mm3

Petroleo disponible para ser extraido.

(078) Reservas probadas=

(Pozos exitosos*Volumen Promedio)/TIME STEP

Units: Mm3/Year

(079) Resultado P=

Ingreso ExpP-Egresos ImpP

Units: \$/Year

Diferencia entre los ingresos por exportación y los egresos por
importación, de crudo.

(080) ResultadoC=

Ingreso ExpC-Egresos ImpC

Units: \$/Year

Diferencia entre los ingresos por exportación y los egresos por
importación, de combustible.

(081) SAVEPER =

TIME STEP

Units: Year [0,?]

The frequency with which output is stored.

(082) Sobrante de Combustible=

IF THEN ELSE(Diferencia>0 , Diferencia , 0)

Units: Mm3

Mm3 de combustible que sobra luego de abastecer el mercado
interno.

(083) Sobrante de Petroleo=

IF THEN ELSE(Discrepancia>0, Discrepancia , 0)

Units: Mm3

(084) Switch Gaming= GAME (

0)

Units: Dmnl [0,1]

Variable para cuando el modelo se corre en Gaming

(085) Tabla R1(

[(2003,0)-(2043,200)],(2003,116.367),(2004,110.824),(2005,132.509),(2006,136.97),(2007,143.615),(2008,130.388),(2009,1.447),(2010,1.344),(2011,122.951),(2012,140.875),(2013,138.134),(2014,136.061),(2015,130.316),(2016,141.238),(2017,136.021),(2018,102.622),(2019,117.551),(2020,108.19),(2021,135.797),(2022,111.469),(2023,128.361),(2024,14.204),(2025,107.701),(2026,116.999),(2027,100.75),(2028,140.29),(2029,119.156),(2030,129.478),(2031,107.652),(2032,132.492),(2033,130.827),(2034,128.675),(2035,137.382),(2036,106.113),(2037,126.081),(2038,10.196),(2039,100.921),(2040,113.207),(2041,105.258),(2042,114.45),(2043,141.162))

Units: Dmnl

(086) Tabla R10(

[(2003,0)-(2043,1)],(2003,0.752314),(2004,0.991169),(2005,0.677057),(2006,0.833839),(2007,0.743702),(2008,0.567584),(2009,0.667417),(2010,0.570299),(2011,0.455888),(2012,0.683636),(2013,0.874658),(2014,0.994163),(2015,0.707139),(2016,0.416515),(2017,0.863192),(2018,0.339946),(2019,0.796136),(2020,0.828456),(2021,0.923174),(2022,0.764999),(2023,0.616717),(2024,0.42579),(2025,0.505885),(2026,0.402668),(2027,0.889666),(2028,0.882783),(2029,0.989126),(2030,0.615297)

01),(2031,0.318068),(2032,0.928549),(2033,0.470854),(2034,0.865338),(2035,0.3144
32),(2036,0.389483),(2037,0.690228),(2038,0.400997),(2039,0.844493),(2040,0.3025
),(2041,0.812327),(2042,0.69059),(2043,0.310499))

Units: Dmnl

(087) Tabla R102(

 [(2003,0.5)-
(2043,1)],(2003,0.948107),(2004,0.892995),(2005,0.808951),(2006
 ,0.730663),(2007,0.953898),(2008,0.540572),(2009,0.983439),(2010,0.529065)
 ,(2011,0.952707),(2012,0.58356),(2013,0.543999),(2014,0.726937),(2015,0.866428
6),(2016,0.728432),(2017,0.832845),(2018,0.592206),(2019,0.902472),(2020,0.9149
),(2021,0.811107),(2022,0.77573),(2023,0.5031),(2024,0.796394),(2025,0.982259
),(2026,0.548853),(2027,0.760924),(2028,0.823942),(2029,0.644667),(2030,0.7817
27),(2031,0.764216),(2032,0.645537),(2033,0.892969),(2034,0.76051),(2035,0.64106
4),(2036,0.935726),(2037,0.622373),(2038,0.826824),(2039,0.996485),(2040,0.5262
44),(2041,0.708777),(2042,0.69542),(2043,0.917197))

Units: Dmnl

(088) Tabla R12(

[(2003,0)-
(2043,1000)],(2003,934.928),(2004,869.549),(2005,940.985),(2006
,911.73),(2007,860.134),(2008,105.031),(2009,89.421),(2010,103.877),(2011,
861.091),(2012,945.386),(2013,915.621),(2014,102.591),(2015,101.168),(2016
,992.715),(2017,914.7),(2018,109.253),(2019,801.845),(2020,942.369),(2021,
905.955),(2022,914.286),(2023,108.191),(2024,802.122),(2025,1.043),(2026,901.94
3
,(2027,101.953),(2028,967.182),(2029,108.757),(2030,917.333),(2031,887.058
,(2032,968.672),(2033,107.517),(2034,108.596),(2035,10.218),(2036,952.32
,(2037,852.293),(2038,104.902),(2039,836.95),(2040,954.241),(2041,838.252
,(2042,103.372),(2043,970.376))

Units: Dmnl

(089) Tabla R13(

[(2003,0.8)-
(2043,1)],(2003,0.97377),(2004,0.993086),(2005,0.860528),(2006
,0.896026),(2007,0.978465),(2008,0.898547),(2009,0.910787),(2010,0.980072)
,(2011,0.927791),(2012,0.835592),(2013,0.986337),(2014,0.81463),(2015,0.971486
07
,(2016,0.872307),(2017,0.975126),(2018,0.832733),(2019,0.933209),(2020,0.8759
83
,(2021,0.895765),(2022,0.862127),(2023,0.940018),(2024,0.972058),(2025,0.8432
82
,(2026,0.894798),(2027,0.89683),(2028,0.90988),(2029,0.964505),(2030,0.887189
,(2031,0.827152),(2032,0.897704),(2033,0.850464),(2034,0.896639),(2035,0.8884

35),(2036,0.872558),(2037,0.967183),(2038,0.941842),(2039,0.918706),(2040,0.9915

),(2041,0.923041),(2042,0.864561),(2043,0.861935))

Units: Dmnl

(090) Tabla R14(

 [(2003,0.5)-
(2043,1)],(2003,0.585284),(2004,0.730811),(2005,0.705447),(2006

 ,0.918919),(2007,0.872753),(2008,0.597841),(2009,0.824322),(2010,0.984088)

 ,(2011,0.527748),(2012,0.742837),(2013,0.850946),(2014,0.931237),(2015,0.82296
6

),(2016,0.563132),(2017,0.933329),(2018,0.532691),(2019,0.854487),(2020,0.9495
63

),(2021,0.501099),(2022,0.922608),(2023,0.677811),(2024,0.934745),(2025,0.7213
06

),(2026,0.994867),(2027,0.794036),(2028,0.791052),(2029,0.83897),(2030,0.97500
6

),(2031,0.829461),(2032,0.547672),(2033,0.805789),(2034,0.859807),(2035,0.7308
91

),(2036,0.653418),(2037,0.88597),(2038,0.671431),(2039,0.986424),(2040,0.77586
5

),(2041,0.887388),(2042,0.561457),(2043,0.788221))

Units: Dmnl

(091) Tabla R3(

 [(0,0)-
(10,10)],(2003,0.664173),(2004,0.665976),(2005,0.708014),(2006,0.716074

93), (2007, 0.706339), (2008, 0.724141), (2009, 0.685003), (2010, 0.711364), (2011, 0.6880
 26), (2012, 0.701133), (2013, 0.697167), (2014, 0.691582), (2015, 0.712099), (2016, 0.7108
 85), (2017, 0.678122), (2018, 0.661368), (2019, 0.707074), (2020, 0.701232), (2021, 0.6802
 43), (2022, 0.681988), (2023, 0.709083), (2024, 0.728702), (2025, 0.720997), (2026, 0.6846
 73), (2027, 0.662029), (2028, 0.687635), (2029, 0.707236), (2030, 0.671302), (2031, 0.6862
 3), (2032, 0.671765), (2033, 0.667546), (2034, 0.700057), (2035, 0.72269), (2036, 0.71234
 05), (2037, 0.667929), (2038, 0.660409), (2039, 0.686707), (2040, 0.690365), (2041, 0.7051
), (2042, 0.663454), (2043, 0.696588))

Units: Dmnl

(092) Tabla R7(

[(2003, 0)-
 (2043, 1)], (2003, 0.665407), (2004, 0.402395), (2005, 0.586079), (2006
 1 , 0.556465), (2007, 0.814079), (2008, 0.78731), (2009, 0.544106), (2010, 0.823447),
 71 (2011, 0.703673), (2012, 0.629287), (2013, 0.753001), (2014, 0.983245), (2015, 0.91909
 47), (2016, 0.801803), (2017, 0.919762), (2018, 0.692709), (2019, 0.878761), (2020, 0.3572
), (2021, 0.729199), (2022, 0.515815), (2023, 0.790142), (2024, 0.591051), (2025, 0.7521

6),(2026,0.40215),(2027,0.388191),(2028,0.574061),(2029,0.721254),(2030,0.72831
7),(2031,0.485524),(2032,0.778868),(2033,0.57262),(2034,0.910319),(2035,0.93980
1),(2036,0.827052),(2037,0.38412),(2038,0.584608),(2039,0.629608),(2040,0.73870
),(2041,0.760219),(2042,0.949366),(2043,0.417795))

Units: Dmnl

(093) Tasa de desgaste=

0.041818

Units: 1/Year

(094) "Tasa de Exp."=

1

Units: 1/Year

Averiguar este valor

(095) tasa de incremento anual=

IF THEN ELSE (Time <= 2006 , 0.09 , IF THEN ELSE (Time < 2012 ,
0.0224
, Tasa estimada actual))

Units: 1/Year [0,0.5,0.005]

Tasa incremento anual de la demanda de combustible en Argentina.

(096) Tasa de Reserva=

1

Units: Dmnl

Es para darle un margen a petroleo sobre la capacidad instalada.

porque si es apenas mayor capas no conviene exportar sino que
quede para el tiempo sieguiente.

(097) Tasa estimada=

0.02

Units: **undefined**

(098) Tasa estimada actual=

0.02

Units: **undefined** [0.001,0.2,0.0025]

(099) "Tasa Imp."=

1

Units: 1/Year

Averiguar este valor.

(100) "Tendencia Cap.Prod."=

$4.2351e+026 * \text{EXP}(-0.0253 * \text{Time} / \text{TIME STEP})$

Units: Mm3

(101) TIME STEP = 1

Units: Year [0,?]

The time step for the simulation.

(102) Tipo de inversión=

0

Units: Dmnl [0,2,1]

0: Sigue igual, Baja. 1: Media. 2: Alta

(103) "Tipo de inversión R."=

2

Units: **undefined** [0,2,1]

0:No se hace nada. 1: Ampliación 2: Construcción nueva planta

(104) Volumen Promedio=

IF THEN ELSE (Time < 2012 ,837.131, IF THEN ELSE(Pozos=200,
513.493, IF THEN ELSE

(Pozos=100, 764.626 , 684.518)))

Units: Mm3

Volumen promedio que aumenta las reservas por pozo exploratorio

exitoso.