

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA MUNDIAL EN EL ENFOQUE DE DINÁMICA DE SISTEMAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br Massaad C. Jean Pierre
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Octubre, 2011

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA MUNDIAL EN EL ENFOQUE DE DINÁMICA DE SISTEMAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Javier Ramírez

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br Massaad C. Jean Pierre
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Octubre, 2011

DEDICATORIA

A mi madre, que con su esfuerzo, constancia y amor me ha enseñado a luchar por lo que quiero. A mi padre que con sus palabras me ha dado aliento para no desistir en los momentos difíciles. A mis hermanos por ayudarme a ver el lado positivo de las situaciones que día a día se presentan y nos ayudan a ser mejores personas. Este logro va dedicado a ellos por su apoyo incondicional en todo momento y darme fuerza para alcanzar mis metas.

A mis abuelos por ser pilar fundamental en mi vida, son mi modelo a seguir.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, quien me ha permitido llegar hasta donde estoy, por ser mi guía y darme su amor y ayuda para superar todos los obstáculos.

A mis padres, por ayudarme en los momentos difíciles y comprenderme cuando atravesaba por uno de ellos.

Al resto de mi familia por su apoyo, comprensión y buenos deseos.

A la Universidad Central de Venezuela, la Facultad de Ingeniería y a la Escuela de Ingeniería de Petróleo por haberme formado como ingeniero.

Al Señor Fadi Kabboul por ofrecerme la oportunidad de realizar el trabajo especial de grado en la Dirección Ejecutiva de Planificación de PDVSA, S.A.

A mis tutores, Carlos Gil y Rafael Romero, por todo el apoyo y colaboración prestada, por guiarme en la elaboración de esta investigación.

Al Señor Javier Ramírez por el apoyo brindado durante la elaboración del trabajo especial de grado.

Al Ingeniero Omar Chique por dedicarme parte de su tiempo y colaborar desinteresadamente en la realización del trabajo.

A la Empresa PDVSA, S.A., por abrirme sus puertas y permitir trabajar con ellos.

Massaad C. Jean Pierre.

**PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN
PETROLERA MUNDIAL EN EL ENFOQUE DE DINÁMICA DE SISTEMAS**

Tutor Académico: Prof., Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing., Javier Ramírez

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de
Petróleo. Año 2011. 113 Págs.**

**Palabras Claves: Producción de Petróleo, Capacidad de Producción, Regiones,
Dinámica de Sistemas, Programa Ithink, Predicciones, Demanda Energética.**

Resumen. Es bien sabido que no todos los países tienen la misma capacidad de producción, durante los últimos años la demanda energética mundial ha estado en auge; por ende, es importante satisfacer de alguna manera tal necesidad y la única forma es aumentar la producción de crudo considerablemente, esta investigación se enfocó en el área de producción de crudo por región para determinar el comportamiento de la producción de las distintas regiones mundiales las cuales son: Norte América, Sur/Centro América, Europa, Eurasia, Medio Oriente, África y Asia Pacífico. Se realizó una predicción para cada zona bajo el enfoque de Dinámica de Sistemas usando el programa Ithink, donde se interrelacionaron las variables que influyen principalmente en la producción de crudo (endógenas) y las variables exógenas como los factores externos que el programa no puede simular como los escenarios geopolíticos, evolución de la tecnología y desastres naturales son develados a través del tiempo y se deben tener en cuenta en este estudio. Se obtuvo la predicción para cada Región usando la data histórica del 2000 al 2009 y prediciendo en el periodo del 2010 al 2015 determinando así que regiones aumentan, disminuyen o mantienen constante su producción de crudo.

Índice General

Lista de Tablas.....	ix
Lista de Figuras.....	xi
Introducción.....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
I.1 Planteamiento del Problema.....	2
I.2.1 Objetivo General.....	3
I.2.2 Objetivos Específicos.....	3
I.3 Alcance.....	3
I.4 Justificación.....	4
I.5 Limitaciones.....	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
II.1 Antecedentes.....	5
II.1.1 Producción de Crudo Mundial.....	12
II.2 Marco Teórico.....	22
II.2.1 ¿Qué es el petróleo ?.....	22
II.2.2 Gravedad API y porcentaje de Azufre.....	23
II.2.3 Las reservas de petróleo y sus tipos.....	24
II.2.4 Mercado y sus tipos.....	27
II.2.5 Crudos Marcadores.....	30
II.2.6 La oferta y Demanda de Hidrocarburos.....	35
II.2.7 OPEP.....	38
II.2.8 Dinámica de Sistemas.....	45
CAPÍTULO III: MARCO METODOLOGICO.....	60
III. Metodología Experimental.....	60
III.1 Esquema de Trabajo.....	60
III.2 Ithink.....	61
III.3 Modelo de Simulación Ithink	67

III.4 Procedimiento.....	60
III.4.1 Esquematización de Reservas.....	68
III.4.2 Esquematización de Capacidad de Producción.....	70
III.4.3 Esquematización de Producción.....	72
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	73
IV. Resultados y Discusión.....	73
IV.1 Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Norte América.....	76
IV.2 Predicción de la Producción de Crudo de la Región Sur/Centro América.....	80
IV.3 Predicción de la Producción de Crudo de la región de Europa.....	85
IV.4 Predicción de la Producción de la Región de Eurasia.....	89
IV.5 Predicción de la Producción de la Región de Medio Oriente.....	93
IV.6 Predicción de la Producción de Crudo de la Región de África.....	97
IV.7 Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Asia Pacífico.....	101
IV.8 Predicción de la Producción Petrolera Mundial e Importación y Exportación de las Distintas Regiones.....	105
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES.....	108
RECOMENDACIONES.....	110
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	111

Lista de Figuras

2.1	Cronología del precio nominal mundial del petróleo: 1970-2008.....	6
2.1.1	Producción de Petróleo anual de la Región Norte América (2000-2009).....	14
2.1.2	Producción de Petróleo anual de la Región de Europa (2000-2009).....	15
2.1.3	Producción de Petróleo anual de la Región de Eurasia (2000-2009).....	15
2.1.4	Producción de Petróleo anual de la Región de Centro y Sudamérica (2000-2009).....	16
2.1.5	Producción de Petróleo anual de la Región de Medio Oriente (2000-2009).....	18
2.1.6	Producción de Petróleo anual de la Región de África (2000-2009).....	19
2.1.7	Producción de Petróleo anual de la Región de Asia Pacífico (2000-2009).....	19
2.2.3.1	Reservas Probadas de Petróleo por Región, 2010 (Miles de Millones de Barriles).....	27
2.2.8.1	Modelo de Diagrama de Bloques Productores de Petróleo.....	52
2.2.8.2	Diagrama Causal Simplificado de Productores de Petróleo de Morecroft.....	55
2.2.8.3	Diagrama Causal Simplificado de Modelo de Mundo Petrolero.....	57
3.1	Esquema de Trabajo para la realización del programa Ithink.....	60
3.2	Ventana Principal del Programa de Ithink.....	61
3.2.1	Ventana del Programa Ithink en la pestaña de Mapa.....	64

3.2.2	Red de Dinámica de Sistema Coordinada y sus respectivos símbolos...	66
3.4	Cuadro de Dialogo para Especificaciones de Tiempo de Simulación.....	67
3.4.1	Esquematización de Reservas en el Enfoque de Dinámica de Sistemas.....	69
3.4.2	Esquematización de la Capacidad de Producción en el Enfoque de Dinámica de Sistemas.....	71
3.4.3	Esquematización de la Producción deseada en el Enfoque de Dinámica de Sistemas.....	72
4.1	Calidad de Crudo Global.....	74
4.2	Calidad de Crudo por Región.....	75
4.1.1	Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Norteamérica (Ithink).....	76
4.1.2	Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Norteamérica (Excel).....	77
4.1.3	Predicción de la Producción de la Región de Norteamérica hecha por la IEA.....	78
4.2.1	Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Sur y Centro América (Ithink).....	81
4.2.2	Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Sur y Centro América (Excel).....	82
4.2.3	Predicción de la Producción de la Región de Sur y Centro América hecha por la IEA sin incluir los países que conforman la OPEP.....	83
4.3.1	Predicción de la Producción de Crudo de Europa (Ithink).....	86
4.3.2	Predicción de la Producción de Crudo de Europa (Excel).....	87
4.3.3	Predicción de la Producción de Crudo de la Región Europea hecha por la IEA.....	88
4.4.1	Predicción de la Producción de Crudo de Eurasia (Ithink).....	90

4.4.2	Predicción de la Producción de Crudo de Eurasia (Excel).....	91
4.4.3	Predicción de la Producción de Crudo de Eurasia hecha por la IEA.....	92
4.5.1	Predicción de la Producción de Crudo de Medio Oriente (Ithink).....	94
4.5.2	Predicción de la Producción de Crudo de Medio Oriente (Excel).....	95
4.5.3	Predicción de la Producción de Crudo de la Región de Medio Oriente hecha por la IEA, Países no OPEP.....	96
4.6.1	Predicción de la Producción de Crudo de África (Ithink).....	98
4.6.2	Predicción de la Producción de Crudo de África (Excel).....	99
4.6.3	Predicción de la Producción de Crudo para la Región de África hecha por la IEA, Países No-OPEP.....	100
4.7.1	Predicción de la Producción de Crudo de Asia Pacífico (Ithink).....	102
4.7.2	Predicción de la Producción de Crudo de Asia Pacífico (Excel).....	103
4.7.3	Predicción de la Producción de Crudo en China Principalmente hecha por la IEA.....	104
4.81	Predicción de la Producción de Crudo Mundial (Ithink).....	107

Lista de Tablas

2.1.1	Datos de Producción de petróleo anual para el período 2000-2009, Región Norteamérica (Mbd).....	13
2.1.2	Datos de producción de Petróleo anual para el período 2000-2009, Región Europa (Mbd).....	14
2.1.3	Datos de Producción de Petróleo anual en el período 2000-2009, de la región Eurasia (Mbd).....	15
2.1.4	Datos de producción de petróleo anual para el período 2000-2009 de la región Centro y Sudamérica (Mbd).....	16
2.1.5	Producción de Petróleo anual de la región del Medio Oriente (Mbd). (2000-2009).....	17
2.1.6	Producción de Petróleo anual de la región de África (Mbd). (2000-2009).....	18
2.1.7	Producción de Petróleo anual de la región de Asia Pacifico (Mbd), (2000-2009).....	19
2.1.8	Principales productores de petróleo, 2009 (Miles de barriles diarios)...	21
2.2.2.1	Clasificación de los Crudos según API.....	23
2.2.7.1	Países Miembros de la OPEP.....	43
4.1.1	Resultados de la producción de Crudo anual para la Región de Norte América.....	77
4.1.2	Proceso de Interpolación Norteamérica.....	80
4.2.1	Resultados de la Producción de Crudo anual para la Región Centro/Sur América (Mbd).....	81
4.2.2	Proceso de Interpolación Centro/Sur América.....	85
4.3.1	Resultados de la producción de crudo anual de la región Europa (Mbd).....	86
4.3.2	Proceso de Interpolación de Europa.....	89

4.4.1	Resultados de la Producción de Crudo anual para la Región de Eurasia.....	90
4.4.2	Proceso de Interpolación de Eurasia.....	93
4.5.1	Resultados de la Producción de Crudo anual para la Región de Medio Oriente (Mbd).....	94
4.5.2	Proceso de Interpolación de Medio Oriente.....	97
4.6.1	Resultados de la Producción de Crudo anual para la Región de África (Mbd).....	98
4.6.2	Proceso de Interpolación de África.....	101
4.7.1	Resultados de la Producción de Crudo anual de Asia Pacifico.....	102
4.7.2	Proceso de Interpolación Asia Pacifico.....	104
4.8.1	Importación y Exportación de Crudo de las Distintas Regiones para el año 2010.....	106

INTRODUCCIÓN

Se abordará este trabajo desde una perspectiva dinámica, según la cual el comportamiento emergente, característico de los sistemas complejos, se genera en función de su estructura y las Inter-relaciones con los agentes que interactúan en el mercado. Se plantea la construcción de un modelo de Simulación de Dinámica de Sistemas con el cual se desea investigar y develar los factores condicionales que han impulsado la producción petrolera mundial en la última década generando indicaciones potenciales sobre el comportamiento de dicha producción en el corto plazo.

La mayoría de los modelos sobre el mercado petrolero y los precios desarrollados hasta ahora tienen una orientación racional y están basados justamente en la maximización de la utilidad proveniente de las interacciones entre los agentes considerados, por otro lado, parten de la base que hay unas “realidades base dadas”, de que hay unos postulados globales sobre el comportamiento de los agentes que son indubitables, que podemos incluso caracterizar estas opciones de comportamiento con ecuaciones que no cambian a través del tiempo.

La realidad muestra que las decisiones de los agentes que intervienen en el mercado petrolero no solo utilizan la racionalidad para formular estrategias, si no que además de esta, también utilizan por lo menos, la intuición y la experiencia, por ello, estando la dinámica petrolera caracterizada por una enorme complejidad la metodología que sustentará esta investigación será la Dinámica de Sistemas, centrada alrededor de métodos cualitativos y cuantitativos, que combina modelaje y simulación iterativamente, lo cual nos lleva al mejoramiento continuo de la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

I.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La producción de petróleo es la actividad que está enmarcada dentro de una serie de procesos los cuales son necesarios para poder cumplir con la explotación del mismo. Dichos procesos son requeridos para poder cumplir con el manejo de hidrocarburos desde el yacimiento hasta el pozo, desde este a la superficie; donde se separan, tratan, almacenan, miden y transportan para su posterior utilización.

Debido a la importancia de la producción petrolera mundial la cual debería aumentar significativamente cada año para satisfacer las necesidades energéticas de cada uno de los continentes, existen distintos métodos para determinar las capacidades de producción y las capacidades de refinación en el mercado petrolero, uno de ellos es mediante los datos arrojados por cada sector (estadística) y otro es asociar a un modelo de simulación dinámico para estimar la producción de los años próximos.

Con los datos de producción petrolera de cada continente durante el periodo 2000-2009 y usando un modelo de simulación dinámica para estimar como debería comportarse esta variable, se desea simular una data con el modelo hasta el año 2015 de tal manera que siga una secuencia lógica según los datos arrojados durante los diez años anteriores, y de esta manera observar los datos de predicción durante los próximos cinco años y compararlos con nuestro modelo de simulación de tal manera que concuerde y verificar que la simulación es confiable considerando ciertos parámetros y factores que influirán en el aumento o la disminución anual de las capacidades de producción.

1.2 OBJETIVOS

I.2.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo de simulación de la producción petrolera mundial en el periodo 2000-2009 y predecir lo que será el comportamiento mundial de la producción petrolera hasta el 2015.

I.2.2 Objetivos Específicos

1. Generar explicaciones a las razones por las cuales la producción petrolera es distinta en las regiones del mundo en el periodo 2000-2009.
2. Hacer explícita las interrelaciones de la simulación dinámica entre los mercados y la producción del petróleo a futuro en los distintos continentes.
3. Investigar y hacer notar los factores condicionales que han impulsado la producción de los distintos continentes y predecir mediante el modelo de simulación su comportamiento a futuro 2010-2015.

I.3 ALCANCE

Conocer las capacidades de producción y demanda a futuro de cada continente para determinar que regiones importan mayor cantidad de crudo, de tal manera que se pueda identificar que regiones son productoras y cuáles importan mayor volumen de crudo. El simulador nos arrojará resultados posibles a futuro de manera que se pueda estimar la producción mundial y tener datos en los años 2010-2015.

I.4 JUSTIFICACIÓN

Debido a la importancia de la producción petrolera mundial es necesario conocer que países tienen la mayor producción de crudo anual y cuales importan aumentando así considerablemente sus reservas estratégicas, teniendo en cuenta los precios del petróleo y las variables que lo modifican.

No todos los países tienen la misma capacidad de producción ya que tienen distintos volúmenes de reservas probadas así como también la tecnología es importante para obtener un mayor volumen de crudo provenientes de los yacimientos si hace uso de una adecuada recuperación secundaria que arroje el mayor factor de recobro.

I.5 LIMITACIONES

El programa es capaz de predecir la producción de crudo del año 2010 – 2015 pero se debe tener en cuenta que los resultados arrojados no incluyen factores exógenos que intervienen en la producción como lo son: los escenarios geopolíticos, evolución de la tecnología y problemas ambientales (Huracanes, terremotos), que sean graves e inclusive se vea afectada la industria con este tipo de desastres naturales.

CAPÍTULO II

MARCO TEORÍCO

II.1 ANTECEDENTES^[1]

Desde la década de los 50 el mercado petrolero ha estado en auge y ha sido importante la creación de un ente capaz de administrar las reservas de petróleo y encaminar su adecuada explotación para evitar la mala distribución del recurso no renovable, es por esto que en el año 1960 se crea la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), para fortalecer la capacidad de negociación de los estados productores ante el poder oligopólico de las empresas.

A partir de la segunda guerra y hasta inicios de los setenta el comercio internacional de petróleo reflejaba principalmente transacciones intra-firma (comercio en el cual no solo se busca obtener el precio más alto del producto, sino también la maximización del beneficio asociado a la operación global de producción), entre subsidiarias de las propias empresas. La mayor parte del crudo importado o exportado no se vendía, los precios servían más bien como referencia para negociar impuestos con los gobiernos donde operaban las grandes multinacionales petroleras.

Durante las últimas cuatro décadas se han presentado diversos problemas en el mercado petrolero originando de alguna manera una serie de acontecimientos políticos y económicos que han afectado la industria petrolera como se puede observar en la Figura 2.1, los mismos serán explicados a continuación :

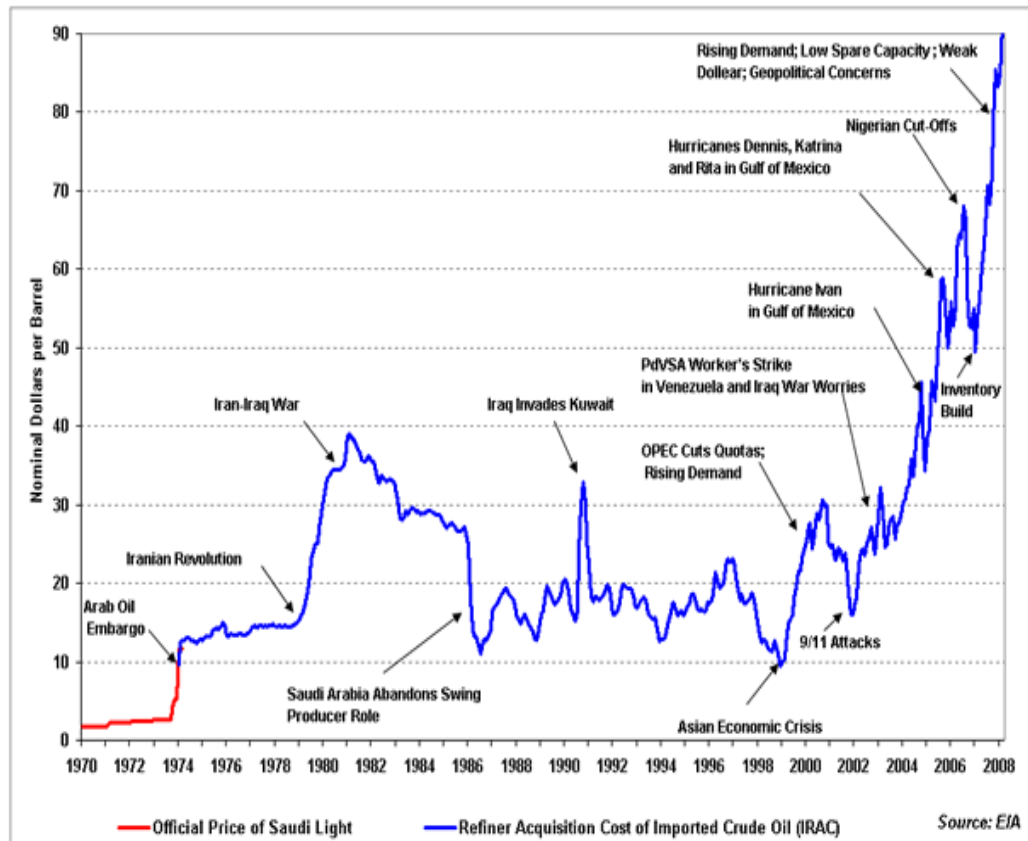


Figura 2.1: Cronología del precio nominal mundial del petróleo: 1970-2008

Fuente: Energy Information Administration (E.I.A.)

- **1970-1973 (Embargo del petróleo Árabe)**

Durante la década de los setenta se propicia la consolidación de un mercado internacional del petróleo con participantes diferentes en la oferta y en la demanda. En el lado de la oferta de petróleo encontramos países como Arabia Saudita, Irán, Irak, Emiratos Árabes Unidos, Libia, Nigeria, Venezuela y México, todas ellas de propiedad mayoritaria estatal y cuyos gobiernos, a excepción de México son miembros de la OPEP.

Por el lado de la demanda, encontramos a intermediarios especializados (*traders*), compañías refinadoras, especuladoras, administradores de riesgos y las propias empresas petroleras. Es de notar que la importancia de las grandes empresas multinacionales petroleras americanas y europeas ha venido disminuyendo.

1. La OPEP comienza a ejercer el poder, eleva la tasa de impuesto y los precios publicados.
2. OPEP inicia proceso de nacionalización, aumenta los precios en respuesta a la caída del dólar.
3. Las negociaciones para la transferencia gradual de la propiedad de los activos occidentales en países de la OPEP.
4. Comienza el Embargo del Petróleo. (19 a 20 de octubre de 1973).

- **1974-1980 (Revolución Iraní).**

Al observar el incremento de precios en los años 70 e inicios de los 80 se dio paso al desarrollo de energías alternas y tecnologías capaces de aumentar la producción de petróleo. A pesar de la disminución del precio a mediados de los ochenta todo el esfuerzo de investigación realizado en esta área y los efectos que deja sobre la operación petrolera son espectaculares. La introducción de tecnologías de visualización en tres dimensiones, de perforación horizontal y la capacidad para operar en mayores niveles de agua, permiten la reducción de los costos de explotación y la expansión de la oferta petrolera en áreas que de otra forma no hubieran tenido capacidad de competir.

5. La OPEP congela los precios publicados, EE.UU. comienza la asignación de petróleo obligatoria.
6. Finaliza el embargo de petróleo. (18 de marzo de 1974).
7. Sauditas incrementan la tasa de impuestos y regalías.
8. EE.UU. comienza programa de derechos de crudo.
9. OPEP anuncia aumento del 15% de los ingresos efectivos el 01 de octubre de 1975.
10. Oficialmente el crudo de Arabia Ligero mantiene su precio para 1976.
11. La producción de petróleo de Irán llega a su valor más bajo en 27 años.
12. La OPEP decide aumentar el precio un 14.5 % en 1979.
13. Revolución Iraní: derrocamiento del Shah.
14. La OPEP realiza otro aumento del 14.5 % para el 01 de abril de 1979.

15. Comienza un descontrol de precios.
16. La OPEP eleva los precios un 15 %.
17. Irán toma a los rehenes, el presidente Carter decide detener las importaciones de Irán y cancela contratos de EE.UU. no de la OPEP.
18. Los sauditas elevan el precio del crudo de referencia de 19 \$/bbl a 26 \$/bbl.
19. Impuestos de beneficios extraordinarios promulgada.
20. Kuwait, Irán y Libia hacen que la producción de la OPEP disminuya a 27 millones de barriles diarios.

- **1980-1986 (Arabia Saudita cambia el rol de productor)**

21. Crudo Árabe Liviano sube a 28 \$/bbl
22. Crudo Árabe Liviano sube a 34\$/bbl
23. La primera gran lucha de la guerra entre Irán e Irak.
24. El presidente de Estados Unidos suprime los controles de precio del crudo.
25. Los precios de *Spot* dominan sobre los precios de la OPEP.
26. Estados Unidos busca importar el crudo Libio y la OPEP planea aumentar su exportación a 18 millones de barriles por día.
27. Siria cierra conexión con el oleoducto Iraquí
28. Libia inicia descuentos; exportación de países NO-OPEP alcanza los 20 millones de barriles por día y la exportación de los países OPEP cae a 15 millones de barriles por día.
29. La OPEP realiza una rebaja de 5\$/bbl y se llega a un acuerdo de que la exportación neta para el año 1983 debería estar en 17.5 millones de barriles por día.
30. Noruega, Reino Unido y Nigeria disminuyen los precios.
31. La OPEP está de acuerdo en reducir el precio del crudo Árabe Liviano a 28\$/bbl.
32. Exportación de la OPEP cae a 13.7 millones de barriles por día.
33. Sauditas se conectan al precio Spot y comienza a aumentar la producción para junio de 1985.

34. Exportación de la OPEP alcanza los 18 millones de barriles por día.
- **1986-1999 (Invasión de Irak a Kuwait).**
35. Se adaptan los precios al tipo *netback* (Garantía de margen positivo al refinador).
36. Se adaptan los precios fijos.
37. Se adaptan los precios al uso de las fórmulas para determinar el valor del crudo.
38. Reunión de la OPEP y NO-OPEP es un fracaso.
39. Acuerdo de la producción de la OPEP. Se realizan cortes de producción en el Mar del Norte de los crudos Fulmar/Brent.
40. Tanquero Petrolero Exxon Valdez derrama 11 millones de galones de crudo.
41. La OPEP eleva techo de producción a 19.5 millones de barriles por día en junio de 1989.
42. Irak invade Kuwait.
43. Comienza Operación Tormenta del Desierto; 17.3 millones de barriles de petróleo crudo se vende como reservas estratégicas.
44. Termina guerra del Golfo Pérsico.
45. Disolución de la Unión Soviética; último incendio de petróleo en Kuwait es apagado el 06 de noviembre de 1991.
46. Sanciones de la ONU sobre Libia.
47. Arabia Saudita se compromete a ayudar a la OPEP para aumentar los precios.
48. Producción de Petróleo de la OPEP llega a 25.3 millones de barriles por día, el más alto en la última década.
49. Kuwait aumenta producción a 560 mil barriles por día en el desafío de la cuota OPEP.
50. Huelga de trabajadores petroleros de Nigeria.
51. Clima extremadamente frío en Estados Unidos y Europa.

52. Estados Unidos lanza ataques con misiles a crucero en el sur de Irak tras la invasión Iraquí, apoyado por tropas de seguridad aérea de refugio en el norte de Irak.
53. Irak comienza a exportar petróleo gracias al acuerdo de la Naciones Unidas.
54. Precios del crudo se elevan debido a la negativa de permitir inspectores de armas en Irak enviados por las Naciones Unidas.
55. La OPEP eleva su techo de producción en 2.5 millones de barriles diarios a 27.5 millones de barriles por día después de 4 años.
56. La oferta mundial de petróleo aumenta en 2.25 millones de barriles por día en 1997, el mayor incremento anual desde 1988.
57. Los precios del petróleo continúan declinando a medida que aumenta la producción de Irak y el crecimiento de la demanda de petróleo en Asia es baja.
58. La OPEP promete recortes de producción adicionales por tercera vez desde marzo 1998. los recortes ascienden alrededor de los 4.3 millones de barriles por día.

- **1999-2008 (Eventos Políticos y Eventos Naturales).**

59. Los precios del petróleo aumentan el triple entre enero de 1999 y septiembre de 2000 debido a la fuerte demanda de crudo mundial, la OPEP reduce la producción por diversos factores incluyendo los climatológicos.
60. El presidente Estados Unidos autoriza la liberación de 30 millones de barriles de petróleo de la reserva estratégica (RE), más de 30 días para aumentar la provisión de petróleo particularmente de combustible para la calefacción en el noreste de Estados Unidos.
61. Los precios caen debido a la poca demanda mundial (en gran parte como resultado de la recesión económica de Estados Unidos) y la sobreproducción de la OPEP.

62. Los precios del petróleo disminuyen de forma pronunciada debido a los ataques terroristas del 11 de septiembre del 2001 y aumenta el miedo por la aguda crisis económica que enfrenta Estados Unidos. Los precios del petróleo aumentan para el 2002 debido a los recortes de producción de los países OPEP y NO-OPEP y los disturbios en el medio oriente.
63. La OPEP reduce la producción de Petróleo, los disturbios en Venezuela y los conflictos en el Medio Oriente son las principales causas de la reducción.
64. Huelga general petrolera en Venezuela, continuación del conflicto en el Medio Oriente y el frío del invierno en el norte genera que los precios del petróleo aumenten considerablemente.
65. Los continuos disturbios en Venezuela y la anticipación de intercambio de petróleo con Irak hace que los precios aumenten en Enero y Febrero del 2003.
66. La acción militar en Irak comienza el 19 de marzo de 2003. Los campos petroleros no son destruidos como se temía.
67. Delegados de la OPEP están de acuerdo para bajar el techo del cartel de salida de 1 millón de barriles por día quedando en 23,5 millones de barriles por día a partir de abril de 2004.
68. La OPEP decide aumentar su producción en 500. 000 barriles por día.
69. El huracán Iván provoca un daño duradero a la infraestructura energética interrumpiendo así el flujo de petróleo desde México a Estados Unidos. El secretario de energía Abraham Spencer libera 1,7 millones de barriles de petróleo de la reserva estratégica.
70. Continúan las interrupciones de suministro de petróleo en Irak y Nigeria así como la fuerte demanda de petróleo aumentan los precios en el primer y segundo trimestre del 2005.
71. Tormentas tropicales, huracanes como Cindy, Dennis, Katrina y Rita perturban el suministro de petróleo en el golfo de México.
72. En respuesta a los disturbios por los huracanes el Departamento de Energía ofrece préstamos de emergencia de 9,8 millones de barriles y

vende 11 millones de barriles de petróleo provenientes de la reserva estratégica.

73. Nigeria cierra la producción en 600 mil barriles a mediados de febrero de 2006 debido a los ataques militares.
74. Miembros de la OPEP acuerdan reducir la producción de la organización de crudo en 1.2 millones de barriles por día el primero de noviembre de 2006 y en febrero de 2007 se comprometen a recortar la producción en 500 mil barriles por día.

II.1.1 PRODUCCION DE CRUDO MUNDIAL [2, 3, 4, 5]

Después de los fuertes cambio registrados en los mercados energéticos en 2008 encabezados por el petróleo crudo, así como el valor máximo alcanzado del precio internacional de este energético en la tendencia alcista desde 2003, las empresas petroleras tuvieron la oportunidad de expandir sus proyectos de exploración y producción con la posibilidad de incrementar sus reservas probadas, su producción y sus ingresos. Sin embargo, con el abrupto cambio de condiciones derivadas de la contracción económica mundial, la demanda se desvió de las expectativas de crecimiento, que agravadas por la fluctuación de los mercados financieros arrastraron al principal mercado de energía primaria del mundo, el petróleo. En este contexto, las compañías petroleras tomaron medidas para adecuarse a las nuevas condiciones del mercado, especialmente el precio que en diciembre de 2008 alcanzo 30,28 USD/b. En 2009 el mercado comenzó a recuperarse bajo condiciones de alta incertidumbre y baja demanda, en el que los proyectos de exploración fueron suspendidos y los de explotación de fuentes no convencionales fueron ejecutados hasta que los precios alcanzaran un nivel aceptable.

Bajo esta perspectiva, la OPEP propuso un recorte en su producción de 4,2 millones de barriles diarios (MMbd) sobre la cuota vigente al momento de emitir la propuesta de 29.045 Mbd y que entraría en vigor el 1 de enero de 2009 con el objetivo de balancear el mercado de crudo y nivelar los precios. Aunque no se

alcanzó esa meta, todos los países de dicha organización participaron con un recorte en sus cuotas de producción ocasionando 74.6% de la reducción de la producción mundial. Cabe mencionar que aunque no todos los países productores del mundo disminuyeron su producción, el resultado anual global fue una contracción de 2.6% sobre la producción de crudo respecto de 2008, ubicándose en 79 948,9 Mbd.

Las expectativas de crecimiento de la producción para el mediano plazo en los países fuera de la OPEP son muy conservadoras. Existen ajustes importantes de las proyección en las cuales solo América Latina y Asia arrojen un incremento cercano de 0,3 MMbd en su producción convencional. Se considera que la implementación de políticas de eficiencia energética en países como Estados Unidos, Canadá y Brasil, en los cuales se han cimentado prácticas de mayor consumo de biocombustibles en el sector transporte, afectará la demanda a largo plazo reduciendo aun más las expectativas de producción mundial. No obstante, los impactos esperados en el corto plazo están asociados al crecimiento económico mundial que se recupera lentamente y en un entorno de incertidumbre.

En la producción por región, Norteamérica reportó el mayor incremento con 218 Mbd equivalente al 1.7% respecto de 2008, como resultado del aumento de EUA de 462 Mbd ya que Canadá y México disminuyeron su producción 1.7% y 5.9%, respectivamente. Estos cambios situaron a la región en tercer lugar con total de 13387 Mbd. Por su parte la región de Europa y Eurasia presentó un incremento de 0.7% (129,7mbd) derivado en los aumentos de la producción de la federación Rusa, Kazajstán, Azerbaiyán y Turkmenistán que contrarrestaron las reducciones equivalentes a 260,5 Mbd encabezada por Noruega con 108,5 Mbd y Reino Unido con 78,5 Mbd, entre otros. Así la producción regional de Europa y Eurasia alcanzo 17852 Mbd, siendo la segunda en importancia después de Medio Oriente (Ver Tablas 2.1.1, 2.1.2 y 2.1.3 al igual que las Figuras 2.1.1, 2.1.2 y 2.1.3).

Tabla 2.1.1: Datos de Producción de anual para el período 2000-2009, Región Norteamérica (Mbd)^[4].

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Estados Unidos	7733	7669	7626	7400	7228	6895	6841	6847	6734	7196
Canadá	2721	2677	2858	3004	3085	3041	3208	3320	3268	3212
México	3450	3560	3585	3789	3824	3760	3683	3471	3167	2979
Total Norte América	13904	13906	14069	14193	14137	13696	13732	13638	13169	13387

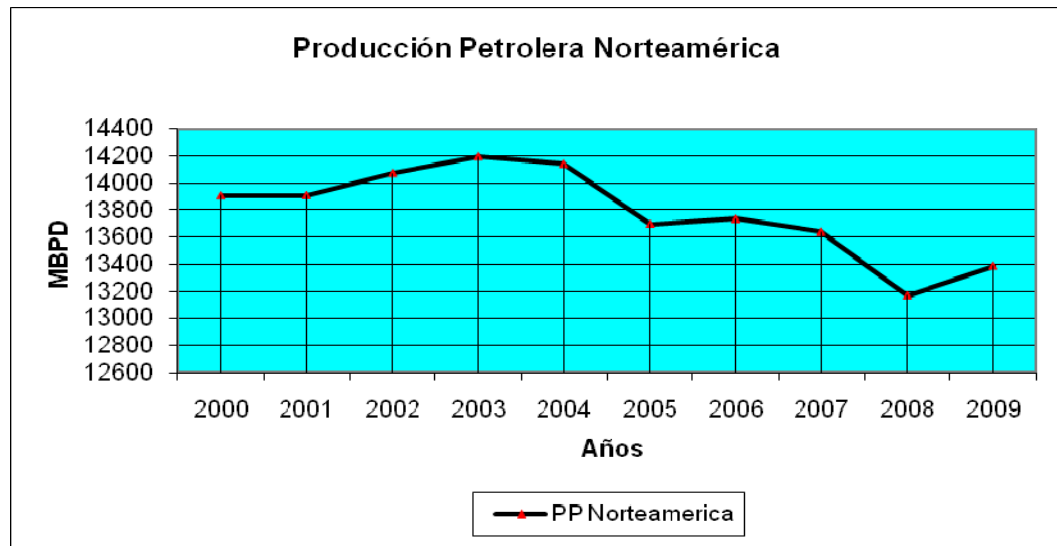


Figura 2.1.1: Producción de Petróleo anual de la región Norteamérica (2000-2009)^[4].

Tabla 2.1.2: Datos de producción de Petróleo anual para el período 2000-2009, Región Europa (Mbd)^[4].

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Dinamarca	363	348	371	368	390	377	342	311	287	265
Italia	95	86	115	116	113	127	120	122	108	95
Noruega	3346	3418	3333	3264	3189	2969	2779	2550	2451	2342
Rumania	131	130	127	123	119	114	105	99	98	93
United Kingdom	2667	2476	2463	2257	2028	1809	1636	1638	1526	1448
Francia	93,2090	90,1330	86,2138	90,236	89,1049	84,2501	89,1987	74,6323	80,0130	78,9099
Alemania	130,960	124,520	127,702	125,07	124,671	117,943	123,200	120,361	130,584	133,036
España	22,2275	26,0552	24,3576	28,169	31,6871	29,3466	30,0600	28,2095	27,5589	27,2292
Holanda	72,1855	63,1591	57,6193	51,172	48,3941	47,4053	40,9842	51,7656	32,2163	43,4886
Otros Europa	238	452	448	513	448	435	437	440	474	431
Total Europa	7158	7215	7152	6934	6581	6109	5700	5434	5215	4956

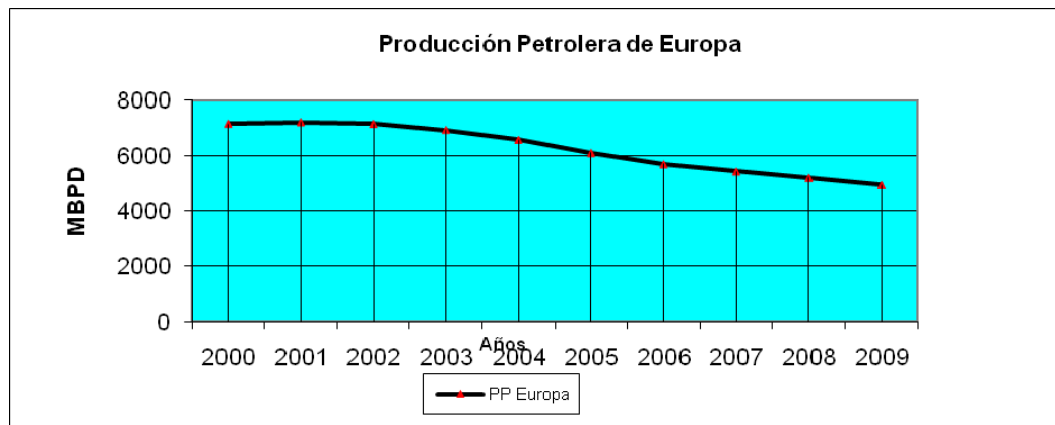


Figura 2.1.2: Producción de Petróleo anual de la región Europea (2000-2009) ^[4].

Tabla 2.1.3: Datos de Producción de Petróleo anual en el periodo 2000-2009, de la región Eurasia (Mbd).

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Azerbaiyán	288,587	308,862	315,418	325,174	317,63	440,006	646,58	849,068	876,15	1012,24
Kazakstán	725,629	835,971	967,514	1061,97	1245,8	1337,17	1387,8	1445,59	1430,6	1540,41
Federación Rusa	6723,63	7159,73	7658,89	8534,77	9273,7	9511,24	9677,3	9878,32	9794,1	9933,70
Turkmenistán	156,636	167,875	192,567	200,000	213,94	196,650	177,21	180,730	189,74	198,152
Uzbekistán	151,916	156,043	153,255	155,995	142,00	125,332	107,49	98,7496	82,884	70,885
Otros Eurasia	145	144	142	148	151	155	161	163	151	142
Total Eurasia	8191,02	8772,05	9429,23	10425,5	11343,	11764,9	12157	12615,1	12524,	12896,9

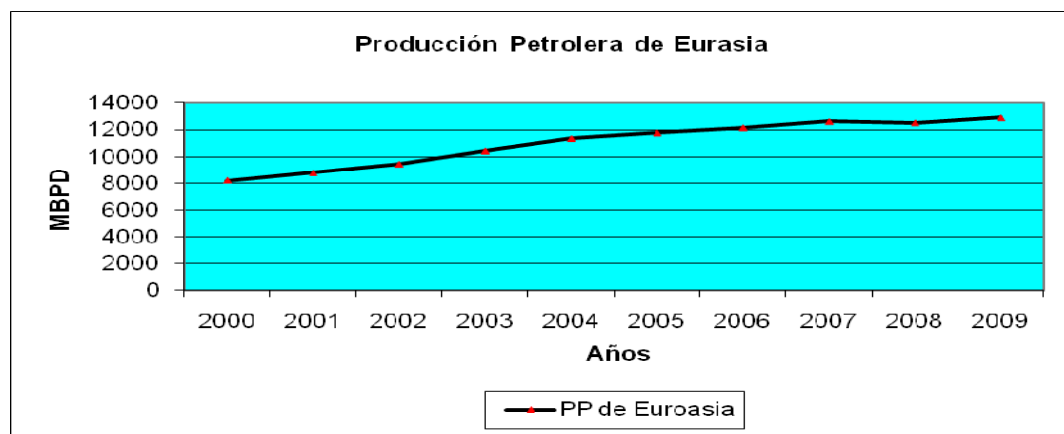


Figura 2.1.3: Producción de Petróleo anual de la Región Eurasia (2000-2009) ^[4].

La región Centro y Sudamérica también reportó un incremento de 1.2% (82 Mbd), donde Venezuela y Ecuador adoptaron los acuerdos de recorte en sus cuotas de producción (Ver Tabla 2.1.4 y Figura 2.1.4), reduciendo así 121.2 Mbd y 18.6

Mbd respectivamente, así como Argentina que reporto una disminución por 5.2 Mbd. Aun así, el aumento de la producción de Brasil por 130.4 Mbd, Colombia por 69 Mbd, Perú con 25.3 Mbd y Trinidad y Tobago 1.7 Mbd inclinaron la balanza a favor del incremento de la producción regional alcanzando 6.760 Mbd. Esta región representa la menor tasa de producción del mundo.

Tabla 2.1.4: Datos de producción de petróleo anual para el período 2000-2009 de la región Centro y Sudamérica (Mbd) ^[4].

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Argentina	819	830	818	806	754	725	716	699	682	676
Brasil	1268	1337	1499	1555	1542	1716	1809	1833	1899	2029
Colombia	711	627	601	564	551	554	559	561	616	685
Ecuador	409	416	401	427	535	541	545	520	514	495
Perú	100	98	98	92	94	111	116	114	120	145
Trinidad & Tobago	138	135	155	164	152	171	174	154	149	151
Venezuela	3239	3142	2895	2554	2907	2937	2808	2613	2558	2437
Otros S. & Cent. América	130	137	152	153	144	143	141	143	140	141
Total Sur y Centro América	6813	6722	6619	6314	6680	6899	6866	6636	6678	6760

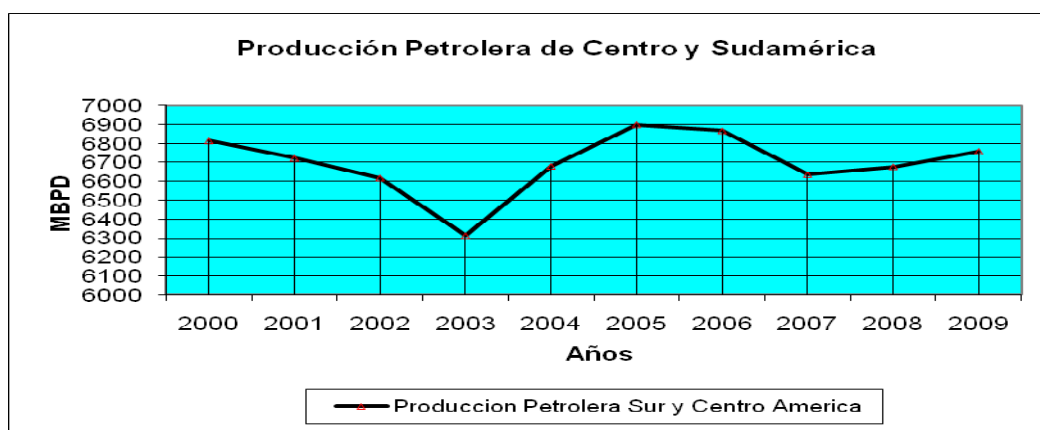


Figura 2.1.4: Producción de Petróleo por año de la región Centro y Sudamérica (2000-2009) ^[4].

Las regiones de Medio Oriente, África y Asia Pacífico mostraron declinaciones en su producción por ajustes a las nuevas condiciones del mercado o por la regulación del mismo, siendo el caso de los miembros de la OPEP (ver Tabla 2.1.5 y Figura 2.1.5), que disminuyeron 2.492,2 Mbd de su producción y al estar ubicados en su mayoría en Medio Oriente, registraron una baja de 1.824,5 Mbd en

dicha región. Al término de 2009 la producción en esta región registró 24.357,1 Mbd siendo la más alta a nivel regional, aunque la más baja en los últimos seis años.

En África, la producción de crudo registró una reducción de 513 Mbd respecto de 2008, alcanzando 9.705 Mbd para 2009 y ocupando el cuarto lugar a nivel regional (Ver Tabla 2.1.6 y Figura 2.1.6). Cabe mencionar que esta región ya rebasaba ese nivel de producción a finales de 2005. Esto muestra el impacto de las reducciones de producción anual de diversos países como Argelia con 181,9 Mbd, Libia con 168 Mbd, Angola con 91 Mbd, Nigeria con 55,2 Mbd y Guinea Ecuatorial con 43 Mbd entre otros. Los aumentos de la producción sumaron 54.4 Mbd integrados por 25 Mbd de Republica del Congo, 19,5 Mbd de Egipto. 9,8 Mbd de Sudán y 0,1 Mbd del resto de los países africanos.

En Asia Pacífico, Tailandia aumento 2,8% su producción, así como Vietnam que la incremento 9 % siendo los únicos países que aumentaron su producción de crudo (Ver Tabla 2.1.7 y Figura 2.1.7). En contraparte, las reducciones se localizan en China, Malasia e India, con 110,6 Mbd, 282,2 Mbd y 13,5 Mbd respectivamente. Indonesia y Brunei mostraron disminuciones menores. El balance regional presentó una reducción de 139.4 Mbd equivalente al retroceso de la Unión Europea.

Tabla 2.1.5: Producción de Petróleo anual para la región del Medio Oriente (Mbd). (2000-2009)^[4].

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Irán	3855	3892	3709	4183	4248	4234	4286	4322	4327	4216
Irak	2614	2523	2116	1344	2030	1833	1999	2143	2423	2482
Kuwait	2206	2148	1995	2329	2475	2618	2690	2636	2782	2481
Omán	959	960	904	824	786	778	742	715	754	810
Qatar	757	754	764	879	992	1028	1110	1197	1378	1345
Arabia Saudita	9491	9209	8928	10164	10638	11114	10853	10449	10846	9713
Siria	548	581	548	527	495	450	435	415	398	376
Emiratos Árabes	2547	2455	2260	2553	2664	2753	2971	2900	2936	2599
Yemen	450	455	457	448	420	416	380	345	304	298
Otros del Medio Oriente	48	47	48	48	48	34	32	35	33	37
Total del Medio Oriente	23475	23025	21729	23299	24797	25258	25497	25156	26182	24357

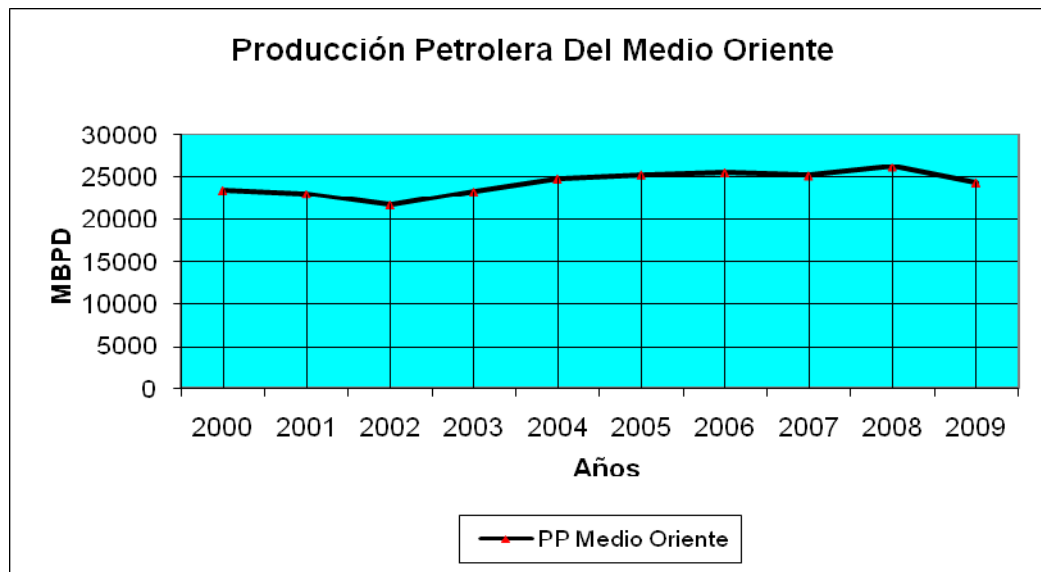


Figura 2.1.5: Producción de Petróleo anual de la región del Medio Oriente (2000-2009) ^[4].

Tabla 2.1.6: Producción de Petróleo anual de la región de África (Mbd). (2000-2009) ^[4].

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Algeria	1578	1562	1680	1852	1946	2015	2003	2016	1993	1811
Angola	746	742	905	870	1103	1405	1421	1684	1875	1784
Camerún	88	81	72	67	89	82	87	82	84	73
Chad	-	-	-	24	168	173	153	144	127	118
República del Congo	254	234	231	215	216	246	262	222	249	274
Egipto	781	758	751	749	721	696	697	710	722	742
Guinea Ecuatorial	91	177	200	244	346	376	364	376	350	307
Gabón	327	301	295	240	235	234	235	230	235	229
Libia	1475	1427	1375	1485	1623	1745	1815	1820	1820	1652
Nigeria	2155	2274	2103	2238	2431	2499	2420	2305	2116	2061
Sudán	174	217	241	265	301	305	331	468	480	490
Tunez	78	71	74	68	71	73	70	97	89	86
Otros África	56	53	63	71	75	72	66	84	79	79
Total África	7804	7897	7990	8386	9324	9921	9925	10238	10219	9705

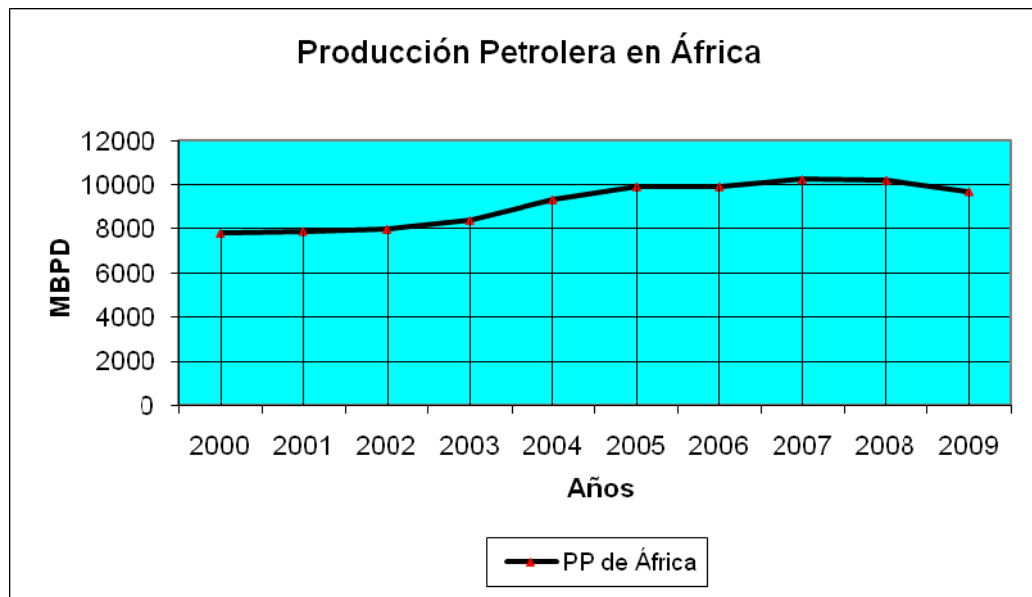


Figura 2.1.6: Producción de Petróleo anual de la región de África. (2000-2009) ^[4]

Tabla 2.1.7: Producción de Petróleo anual de la región de Asia Pacifico (Mbd), (2000-2009) ^[4]

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Australia	809	733	730	624	582	580	554	567	556	559
Brunei	193	203	210	214	210	206	221	194	175	168
China	3252	3306	3346	3401	3481	3627	3684	3743	3901	3790
India	726	727	753	756	773	738	762	769	768	754
Indonesia	1456	1389	1289	1183	1129	1087	1017	969	1031	1021
Malasia	735	719	757	776	793	759	747	763	768	740
Tailandia	176	191	204	236	223	265	286	305	321	330
Vietnam	328	350	354	364	427	398	367	337	317	345
Otros países Asiáticos	200	195	193	195	235	286	305	320	340	328
Total Producción Asia	7874	7813	7836	7750	7853	7946	7942	7968	8175	8036

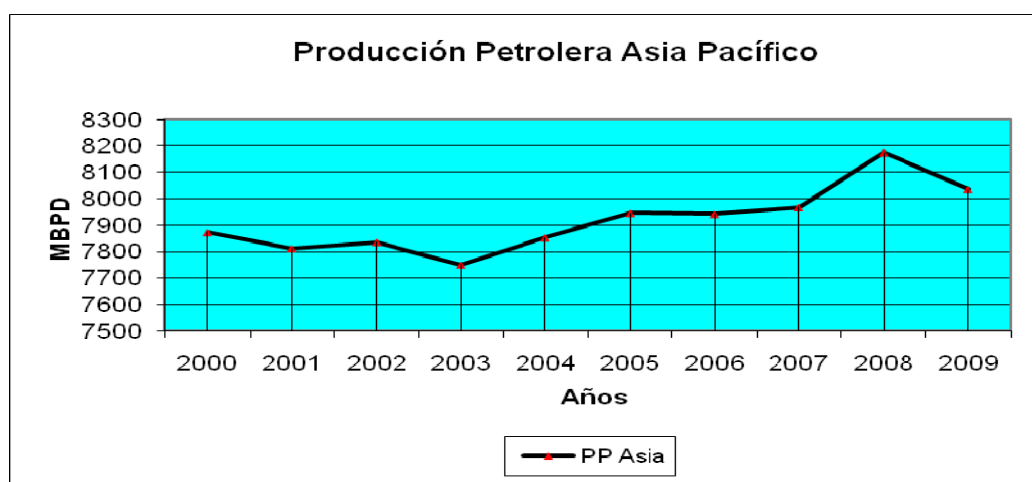


Figura 2.1.7: Producción de Petróleo anual de la Región de Asia Pacifico (2000-2009) ^[4].

A nivel país en 2009, por primera vez en la historia, la mayor producción no se registró en Arabia Saudita, si no en la Federación Rusa con 9934 Mbd equivalente a 12,9% de la oferta mundial debido a un incremento del 1,5 % en su tasa de producción y a los recortes de la OPEP, que representan la mayor reducción de su oferta desde 1983, Arabia Saudita pasó al Segundo lugar por el recorte de producción que presentó el último año en un 10,6% para ubicarse en 9713 Mbd (véase tabla 2.1.8) lo que representó 12% de la producción mundial. En EUA la producción de crudo alcanzó 7196 Mbd ubicándolo como el tercer país productor más importante contribuyendo con un 8,5% de la oferta mundial de crudo.

Posteriormente en orden de importancia aparecen Irán, China y Canadá que presentaron niveles de producción de 4216 Mbd, 3790,4 Mbd y 3215, 5 Mbd respectivamente. Estos países conservan sus posiciones como productores aún cuando Irán presentó una variación de 0.2%, China incrementó su producción 1,4% y Canadá la disminuyó 2 %. La producción integrada de estos países representa 14.3 % del total mundial. México se ubicó en el séptimo sitio con una producción de 2979,5 Mbd y una participación de 3,7% en el total mundial, seguido de los Emiratos Árabes Unidos con 2599 Mbd, Iraq con 2482 Mbd y Kuwait con 2481,1 Mbd, estos últimos con una participación de 3,1% cada uno sobre el total mundial. Irak logró superar a Kuwait y Venezuela subiendo dos posiciones respecto de 2008.

Brasil escalo una posición superando la producción de Argelia al registrar 2029 Mbd. Noruega alcanzó 2341,1 Mbd con lo que descendió una posición por efectos del cambio de Irak, así como por la disminución de su producción y Nigeria mantiene su posición con 2060,8 Mbd. La producción de estos cuatro países en conjunto representa 10,1% de la producción mundial de crudo.

Tabla 2.1.8: Principales productores de petróleo, 2009 (Miles de barriles diarios) ^[4]

Posición	País	2008	2009	Variación % 2008-2009
1	Federación Rusa	9794	9934	1.43
2	Arabia Saudita	10846	9713	-10.6
3	EUA	6734	7196	7.0
4	Irán	4327	4216	-3.3
5	China	3901	3790	-2.8
6	Canadá	3268	3212	-1.0
7	México	3167	2979	-6.2
8	Emiratos Árabes Unidos	2936	2599	-12.0
9	Irak	2423	2482	2.4
10	Kuwait	2782	2481	-11.3
11	Venezuela	2558	2437	-4.9
12	Noruega	2451	2342	-4.8
13	Nigeria	2116	2061	-3.6
14	Brasil	1899	2029	7.1
15	Argelia	1993	1811	-9.1
	Total primeros 15 países	61194	59283	-3.0
	Total resto del mundo	20707	20567	-0.7

La participación de la OPEP sobre la oferta mundial en 2009 fue de 41,2%, al igual que la aportación de los países de la ex Unión Soviética que alcanzó 16,9% en el mismo periodo. La tendencia de aportación de la OPEP respecto del resto de países del mundo es ligeramente creciente en los últimos diez años aunque algunas alianzas entre países y la integración de nuevos productores en los últimos años, han logrado mantener un equilibrio en la proporción de la mezcla de oferta mundial de crudo, balanceando de esta manera importaciones y exportaciones. En

2009 la débil situación de la demanda mundial y los bajos precios con los que inició el año inclinaron la proporción hacia los países fuera de la OPEP.

II.2 MARCO TEÓRICO ^[6]

La evolución reciente del mercado petrolero internacional ha puesto de relieve la pertinencia de su análisis y comprensión. Es un mercado en constante proceso de cambio en los últimos quince años, en los que los participantes principales, por los lados de oferta y demanda también han observado importantes transformaciones derivadas del proceso tecnológico, de la búsqueda de nuevas alternativas energéticas y de la creciente relevancia de los llamados crudos marcadores en la formación de los precios del petróleo, entre otros factores.

Existen más de seis trillones de barriles de petróleo en sitio atribuidos a los crudos pesados, equivalentes al triple de reservas combinadas de petróleo y de gas convencionales del mundo, que actualmente requieren de explotación, debido a la creciente demanda energética mundial.

II.2.1 ¿QUE ES EL PETRÓLEO?

El petróleo es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua, también conocido como petróleo crudo o simplemente crudo.

Es de origen fósil, fruto de la transformación de la materia orgánica procedente de zooplancton y algas que, depositados en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico, fueron posteriormente enterrados bajo pesadas capas de sedimentos.

II.2.2 GRAVEDAD API Y PORCENTAJE DE AZUFRE

La gravedad API es una medida de densidad que describe cuan pesado o liviano es el petróleo comparándola con el agua. La gravedad API es medida con un instrumento denominado hidrometro.

La clasificación de los crudos es expresada internacionalmente mediante °API (American Petroleum Institute), los rangos de gravedad °API utilizada en la industria de los hidrocarburos se muestran en la siguiente tabla 2.2.2.1:

Tabla 2.2.2.1: Clasificación de los Crudos según API ^[3]

TIPO DE CRUDO	°API
Condensado	≥ 40.1
Liviano	30-40
Mediano	22-29.9
Pesado	10-21.9
Extra pesado	≤ 9.9

En la escala °API, los crudos extrapesados se encuentran en el rango de 0.0 – 9.9 °API y los pesados en el rango 10 - 21.9 °API. Así que el rango general que cataloga a ambos tipos de crudos es 0.0 – 21.9°API.

En la escala de viscosidad en centipoise (cp), estos tienen una viscosidad entre 1200 y 95000 cp. Considerando la viscosidad del agua que es aproximadamente 1cp, se puede apreciar la poca fluidez de los crudos pesados y extra pesados ^[7].

La viscosidad es muy importante en el tratamiento y manejo del crudo, desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, de aquí a la superficie, y luego en el transporte e instalaciones de refinación. Por tanto, para hacerlos más fluidos y manejables requieren calentamiento, diluentes o procesos mediante los cuales puedan ser mejoradas las condiciones de fluidez.

Un petróleo crudo con más de 0,3% de azufre se denomina “agrio” o “ácido” en contraposición a los crudos “dulces” que tienen menos que ese porcentaje. En

general, es un hecho reconocido que el porcentaje de azufre aumenta con la densidad del crudo y que para un mismo crudo, la concentración de azufre en los destilados va aumentando a medida que sube el punto de ebullición.

II.2.3 LAS RESERVAS DE PETROLEO Y SUS TIPOS ^[7].

Las reservas son los volúmenes de petróleo, condensado, gas natural y líquidos de gas natural contenidos en los yacimientos que pueden ser recuperados de un modo económicamente rentable a una fecha futura. Todos los estimados de reservas involucran en sí algún grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles a la fecha de estimación. Según este grado de incertidumbre las reservas se clasifican principalmente en probadas o no-probadas (probables y posibles).

Decimos que el método de estimación es determinístico si se obtiene un solo valor para el mejor estimado de reservas; o probabilístico cuando los datos son usados para generar un rango de estimados de reservas y sus probabilidades asociadas.

Los estimados de reservas serán revisados a medida que se cuente con datos adicionales y disponibles de geología e ingeniería o cuando ocurran cambios en las condiciones económicas. Debido a la diferencia en la incertidumbre, se debe tener cuidado cuando se suman reservas de diferente clasificación.

Reservas Probadas.

Las reservas probadas son las cantidades de hidrocarburos estimados con razonable certeza, que serán recuperables comercialmente de yacimientos conocidos, a partir de una fecha dada en adelante, bajo las actuales condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales. Si se emplea el método probabilístico, debe existir al menos un 90 % de probabilidad de que las

cantidades a ser recuperadas serán iguales o superiores al estimado. Las reservas probadas pueden ser subdivididas en desarrolladas y no desarrolladas.

- Reservas Probadas desarrolladas: están representadas por el volumen de hidrocarburos comercialmente recuperables del yacimiento por los pozos e instalaciones existentes. Dentro de esta definición se incluyen las reservas detrás de la tubería revestidora que requieren un costo menor y generalmente no requieren el uso de taladro para incorporarlas a producción. También se incluyen las que se esperan obtener por la aplicación de métodos comprobados de recuperación suplementaria cuando los equipos necesarios hayan sido instalados.
- Reservas Probadas No desarrolladas: son los volúmenes de reservas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas comercialmente a través de los pozos e instalaciones existentes. Incluye las reservas detrás de la tubería que requieren un costo mayor para incorporarlas a producción y las que necesitan de nuevos pozos e instalaciones o profundización de pozos existentes.

El término probado se refiere a las actuales cantidades de reservas del hidrocarburo y no a la productividad de un yacimiento en la figura 2.2.3.1 podemos observar las el volumen de reservas probadas por región para finales del año 2010.

El área de un reservorio considerado con reservas probadas incluye:

- El área delimitada por la perforación y definida por los contactos de fluidos.
- El área no perforada del yacimiento, que puede ser considerada como productiva comercialmente en base a los datos disponibles de geología e ingeniería.

Si se desconocen los contactos de fluidos, los límites probados son definidos por la ocurrencia de hidrocarburos en el nivel más inferior (LKO - *lowest known occurrence*), a menos que existan datos definitivos de geología, ingeniería y de comportamiento.

Reservas Probables.

Las reservas probables son los volúmenes de hidrocarburo, asociados a acumulaciones conocidas, que son estimados hábiles de ser recuperados de una manera comercialmente rentable, considerando la condición económica y operacional actual, de acuerdo los estudios geológicos y de ingeniería.

Reservas Posibles

Las reservas posibles son los volúmenes de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, que el análisis de la información geológica y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas de una manera económicamente rentable que las reservas probables (utilizando métodos probabilísticos al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades recuperadas serían iguales o mayores a la suma de las reservas probadas, probables y posibles). Este tipo de reservas son estimadas suponiendo un escenario futuro con condiciones económicas favorables, distintas a las actuales.

Proved reserves at end 2009
Thousand million barrels

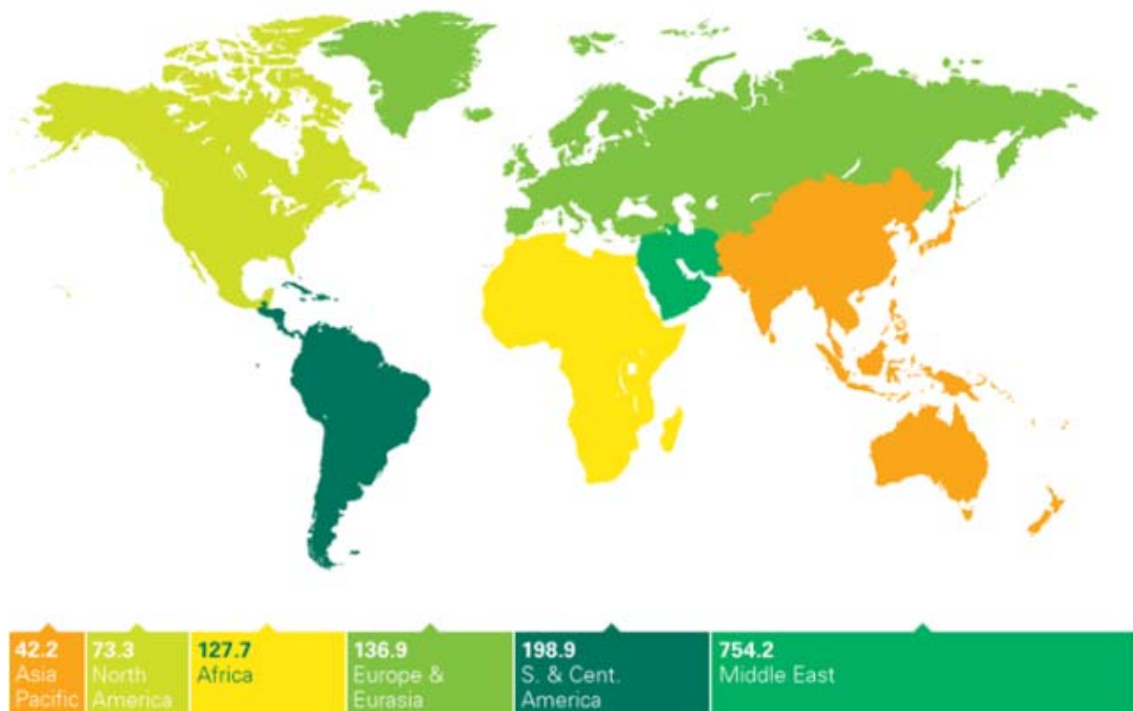


Figura 2.2.3.1: Reservas Probadas de Petróleo por región, 2010. (Miles de millones de barriles)^[4]

En los últimos años se han venido introduciendo al mercado petrolero las llamadas reservas estratégicas que no son más que la acumulación de una cierta cantidad de petróleo por parte de un estado, comprados en un periodo de tiempo y almacenados para ser usados solo en casos en los que se atravesase en alguna región alguna recesión energética.

II.2.4 MERCADO Y SUS TIPOS ^[8]

En un mercado se determinan precios y cantidades como resultado de la interacción entre oferta y demanda, de acuerdo a un conjunto de normas formales o informales que regulan las formas de transacción.

De acuerdo al grado de control que se puede ejercer sobre los precios, los mercados se clasifican en perfectamente competitivos, monopólicos, oligopólicos o de competencia imperfecta.

Si el número de participantes es tal que ninguno en lo individual puede ejercer control sobre los precios, se dice que existe un mercado competitivo. En el otro extremo, existe monopolio si muchos compradores enfrentan a un único vendedor, si muchos vendedores enfrentan a un único comprador; en ambos casos el vendedor o comprador único tiene capacidad en teoría, de fijar el precio de acuerdo a la demanda del mercado.

En un oligopolio se enfrentan pocos participantes comprando o vendiendo productos similares o sustitutos cercanos, en consecuencia sus estrategias de mercado están condicionadas por las reacciones o estrategias de sus rivales; sin embargo, es posible que los participantes formen un cártel, esto es, que establezcan acuerdos que les permitan actuar como si fueran un monopolio. La competencia imperfecta se caracteriza por muchos participantes ofreciendo productos diferenciados, pero sustitutos cercanos, de forma que la demanda por sus productos está fuertemente influenciada por las acciones de la competencia.

Los mercados pueden también clasificarse por el alcance geográfico de las transacciones. Si los participantes pueden comprar o vender sin estar limitados por su ubicación geográfica o país de residencia, tendríamos un mercado de alcance global. Si existen restricciones de carácter comercial, legal o si no existe la estructura necesaria de intermediación, información, regulación de contratos y de arbitraje de precios, de forma que la participación de consumidores y productores se ve discriminada por su lugar de residencia, los mercados pueden clasificarse en nacionales o locales, dependiendo del alcance de las limitaciones mencionadas.

El tiempo también es un factor importante en el funcionamiento de los mercados. En las últimas dos décadas, se ha experimentado un auge de productos financieros derivados: contratos adelantados, futuros, opciones y *Swaps*. El factor común de

ellos es la negociación de condiciones de pago o precios hoy para transacciones en el futuro.

En el caso de contratos adelantados o *Forwards*, las partes interesadas negocian los términos de la transacción en forma directa o a través de un intermediario, lo que le da flexibilidad en cuanto a volúmenes y tiempos involucrados en los contratos. En cambio, los futuros operan en ambientes organizados, con reglas específicas de operación e intermediarios autorizados (casas de compensación) que garantizan a las partes contratantes contra riesgo de quiebra, así como normas respecto del tipo de producto, tiempos de entrega, lugar de entrega y volúmenes de contrato.

En los contratos adelantados y futuros las partes se obligan a cumplir con los términos de compra o venta acordados, pero solamente en casos excepcionales esto involucra el intercambio físico de la materia sujeta a contrato (bienes, monedas, o créditos); en general, lo que sucede es que se compensan los saldos netos. Por ejemplo, si alguien vende un barril de crudo por 20 dólares para entrega en marzo y el precio en marzo resulta de 15 dólares, el comprador paga al vendedor la diferencia en 5 dólares.

A diferencia de los futuros, las opciones otorgan el derecho más no la obligación de llevar a cabo una compra (opción “*call*”) o una venta (opción “*put*”), a un precio acordado hoy por el pago de una prima. Las opciones pueden ser de tipo “americano”, que puede ser ejercida en cualquier momento antes de su vencimiento; o de tipo “europeo”, si solo puede ser ejercida en la fecha de maduración del contrato.

Los *Swaps* son otro instrumento, además de los contratos adelantados, futuros y opciones de negociar precios para transacciones futuras que involucran en general el intercambio de posiciones entre participantes con situaciones de riesgo complementarias. Un comprador de petróleo, por ejemplo, enfrenta el riesgo de un alza en los precios y un vendedor el riesgo de una baja en los precios. Si el

comprador y el vendedor entran en un acuerdo *Swap*, el vendedor se compromete a entregar un volumen determinado de petróleo, sobre un periodo acordado, a un precio previamente especificado. Al final de los periodos de entrega acordados, se compara el precio del mercado con los precios antes hablados y se compensan los saldos netos de pérdida o ganancia. Si el precio de mercado resulta mayor, el comprador paga la diferencia al intermediario y este compensa al vendedor, o viceversa si el precio de mercado es menor al acordado.

II.2.5 CRUDOS MARCADORES^[8]

El petróleo no es una mercancía homogénea. Existen diversos tipos de crudo que se diferencian, principalmente por la gravedad API y su contenido de azufre. Mientras más ligero (mayor gravedad API), es mayor la proporción de combustibles ligeros, de mayor valor, que puede obtenerse mediante procesos simples de destilación. Mientras más pesado (menor gravedad API), es menor la proporción de hidrocarburos volátiles (de 5 a 10 átomos de carbono) y mayor los requerimientos de procesos adicionales para obtener combustibles ligeros. El contenido de azufre igualmente impacta en la complejidad del proceso de refinación y en la calidad de los productos obtenidos.

Actualmente, a pesar de la variedad de crudos que se ofrecen en el mercado, solamente algunos de ellos sirven de referencia para la fijación de precios, ya sea sobre la base de diferenciales respecto a un crudo específico o mediante fórmulas que integran una canasta de crudos. En general, se observa una gran correlación, aunque no perfecta, entre los precios de los diversos tipos de petróleo, lo que refleja una alta elasticidad de sustitución pero también la posible influencia de factores específicos como condiciones locales, costos de transporte o de demanda relativa.

De esta manera, en la práctica, las cotizaciones de los marcadores se utilizan como una especie de unidad de cuenta para los demás tipos de crudo, en las

negociaciones internacionales los crudos que sirven como marcadores en las condiciones actuales del mercado son, principalmente el *West Texas Intermediate (WTI)*, el *Brent* y el *Dubai*. Alrededor de ellos se ha gestado una infraestructura de transporte, almacenamiento y servicios así como facilidades de información, regulaciones y modalidades de contratos, que permiten que el comercio se realice con eficiencia y certidumbre. Además estos crudos se negocian bajo modalidades de entrega física (*spot*), contratos adelantados, futuros y otros derivados, que facilitan la administración de riesgos.

La importancia de *WTI* y del *Brent* como marcadores no radica en el volumen físico de su producción ni de su comercio, los cuales son un tanto marginales respecto del total mundial, sino en que el mercado les ha asignado una función de referente de valor para las negociaciones del resto de los tipos de crudo, ya que además de las condiciones ya descritas, el *WTI* y el *Brent* reúnen requisitos de calidad tanto en grados API como de contenido de azufre. Asimismo el volumen de barriles que se negocian diariamente en los mercados de futuros o a través de contratos adelantados para el *WTI* y el *Brent* supera la producción mundial diaria de petróleo.

Cabe hacer notar que el *WTI* no se comercializa en los mercados internacionales, si no solamente en el mercado de los Estados Unidos compitiendo frente a las importaciones, representando el precio de referencia para el voluminoso comercio de petróleo al interior de la economía estadounidense, dada su condición de gran país consumidor.

El *Brent* por su parte sí se llega a negociar y desplazar en las principales plazas petroleras del mundo. Por sistema *Brent* se conoce a un conjunto de 19 campos de exploración petrolera, de los cuales se extrae crudo que es enviado vía oleoductos hacia la terminal de Sullom Voe, ubicada en las islas Shetland.

- *Dated Brent*, en el cual se realizan transacciones donde un comprador toma un embarque bajo condiciones previas en tiempo de entrega y precio.

Se estima que un volumen aproximado de 400 000 barriles de todo el Brent embarcado a destino (cerca del 60 %) pasa por este mercado.

Este mercado sirve como precio de referencia para casi la totalidad de la producción europea y africana de petróleo crudo, así como para los contratos de compra-venta, que se negocian en Medio Oriente y otros tipos de crudos no europeo dentro de Europa. Asimismo, la cotización del Brent es utilizada por los países de crudo en las formulas para fijar la cotización de sus exportaciones a Europa y a Estados Unidos.

- 15 *Day Brent*, donde mediante un contrato adelantado (*forward*) el vendedor y el comprador se comprometen a realizar una transacción, en la que el comprador cuenta con un plazo de 15 días para avisar sobre las características y requerimientos del embarque de un volumen determinado de barriles de crudo, conforme se estipule en el contrato. Este mercado es informal, por lo que no existe cámara de compensación como en los mercados futuros.

En este mercado se observa un número relativamente pequeño y exclusivo de participantes, en el que destacan las compañías japonesas, y las empresas de corretaje bursátil europeas y asiáticas.

- Contratos por diferencia, o CFD, en los que se establece un puente entre los mercados 15 *Day Brent* y el *Dated Brent*, y permite a los participantes cubrir el riesgo asociado con movimientos en los precios de contratos con entrega física en fecha específica. Los contratos están diseñados para proporcionar un seguro contra cambios bruscos en los precios entre los forward 15 *Day Brent* y los *Dated Brent*.

Existen otros mercados, que tienen menor importancia relativa a nivel mundial, pero que son utilizados para la fijación de precios en mercados regionales como el Dubai (Arabia Saudita), el Tapis (Malasia) y el Minas

(Indonesia). Sin embargo estas cotizaciones spots están asociadas a la evolución del conjunto del mercado petrolero, por lo que se vinculan e interrelacionan con las tendencias de los crudos marcadores mas importantes, como el *WTI* y el *Brent*.

Los intentos por formar un mercado de futuros de la energía se remontan a los años 1935 y 1942, cuando se negociaron contratos de petróleo crudo en el *Commodity Exchange*, en 1971 en la ciudad de NewYork, Cotton Exchange, para entrega en Rotterdam; y en 1974, en plena crisis energética, la misma bolsa introdujo contratos de futuros de petróleo crudo para entrega en el mismo puerto europeo.

Sin embargo, fue hasta 1981 cuando el *New York Mercantile Exchange (NYMEX)*, introdujo contratos de futuros de gasolina y en 1983 los de petróleo crudo; otras bolsas en el mundo han ofrecido contratos de fuentes de energía, como la *International Petroleum Exchange (IPE)* ubicada en Londres, que ofrece el petróleo crudo Brent, Dubai y Nafta, y la *Singapore International Monetary Exchange (SIMEX)* radicada en Singapur, que negocia petróleo crudo tipo Dubai y crudo con alto contenido de Azufre.

En sus inicios el mercado no tuvo demasiado éxito entre los inversionistas, dado que la escasa volatilidad de los precios en los mercados al contado no hacia atractiva la inversión en esos contratos. Además, durante la década de los setenta, la OPEP tenía una influencia preponderante en la fijación del precio del petróleo crudo a nivel mundial.

A principio de los años Ochenta, las modalidades de comercialización de petróleo mostraban los desacuerdos entre los compradores y vendedores al definir los términos de los contratos para entrega inmediata. La volatilidad de los precios que surgió en 1986, trajo implicaciones de importancia para el mercado, los compradores aceptaban el riesgo de formalizar contratos a plazo, negociando descuentos en compras de contado.

La necesidad de manejar el riesgo entre las compras al contado y las de plazo futuro, implicó que las compañías refinadoras de petróleo pusieran una mayor atención en el mercado de futuros incrementando el volumen de contratos negociados a partir de ese año.

La negociación de futuros de petróleo ha traído cambios en la comercialización de los distintos tipos, al utilizar la cotización como marcador en el mercado. Así, las condiciones cambiantes en que se mueven la demanda y oferta de petróleo crudo, son rápidamente transmitidas por el mercado de futuros, influyendo este sobre el posicionamiento de los distintos participantes en el mercado *spot*.

Además del precio, principal indicador en un mercado de futuros, el análisis de mercado también considera tanto el volumen como el interés abierto.

El volumen se refiere al número total de contratos negociados en un lapso determinado, el cual aumenta cada vez que se realiza una transacción, se mantiene cuando no hay transacciones pero nunca disminuye.

El interés abierto (*open interest*) representa el número total de posiciones abiertas o no compensadas que existen al final de una sesión. Los contratos abiertos aumentan cuando tanto comprador y vendedor abren una posición en el mercado, y disminuyen cuando ambos cierran posiciones, permaneciendo invariable en los demás casos.

Los contratos abiertos miden el flujo de dinero entrando y saliendo del mercado, y junto con el volumen constituyen los dos parámetros de la liquidez del mercado para un contrato de futuros en particular.

II.2.6 LA OFERTA Y LA DEMANDA DE HIDROCARBUROS ^[9].

La oferta mundial en los mercados petroleros es controlada por la demanda de los diferentes tipos de hidrocarburos como petróleos crudos, gas natural y productos derivados. Si la demanda es alta, la producción es también alta y el precio de cada sustancia tiende a mantenerse estable o a subir si hay o se percibe que puede haber escasez de determinado suministro a corto, mediano o largo plazo. La alta demanda alienta casi instantáneamente, inusitada actividad en todas las ramas de la industria para abastecer el consumo.

Cuando se observa una disminución en la demanda se siente el efecto en todas las actividades de la industria. Primeramente, el precio de los crudos tiende a bajar. El volumen de producción debe ajustarse a niveles descendentes y esto repercute desde los pozos hasta los expendios de gasolinas, inclusive todas las operaciones corriente arriba y corriente abajo del negocio. Como es natural, afecta a todos los programas y proyectos de la industria por razones económicas.

Los altibajos de la oferta y la demanda pueden ser largos o cortos y son episodios que forman parte del negocio desde los mismos comienzos de la industria. Por tanto, no es nada fácil pronosticar con certeza el comportamiento general del mercado petrolero mundial a mediano y largo plazo. Existen factores geopolíticos, socioeconómicos, geográficos, financieros y operacionales, que pueden influir en la oferta y la demanda mundial de los hidrocarburos. Por tanto, el dinamismo, la complejidad y la competitividad de la industria pueden ser afectados por los factores mencionados antes. A veces, condiciones atmosféricas extremas e inesperadas, en verano o invierno en los mercados importantes, influyen en la demanda, el suministro y los precios. De allí que la empresa mejor preparada para enfrentar con éxito las circunstancias sea la más beneficiada. A los mercados de todo el mundo concurren un gran número de empresas privadas y estatales grandes, medianas y pequeñas, que conforman un extenso grupo de suplidores,

compradores y/o distribuidores directos de crudos y/o productos. La capacidad empresarial y competitividad de cada empresa depende a la vez de sus recursos y grado integral de sus operaciones. Pues no es lo mismo operar como empresa integrada y como exportador desde su propio país que operar como una transnacional mediante varias empresas filiales desde varios países.

La oferta y la demanda crean la competencia de crudos y productos en los mercados, especialmente en los mercados internacionales. En el caso del mercado nacional, en algunos países los precios de los productos son regulados a expensas de la realidad de la oferta y la demanda y de las inversiones, costos y gastos involucrados.

La regulación de precios puede utilizarse con muchos fines que no todas las veces surten los resultados deseados. Por otro lado, la liberación de precios mal empleada puede desembocar en una especulación que exaspera al consumidor. También la guerra de precios puede inicialmente beneficiar a algunos proveedores y consumidores pero a la larga se empiezan a sentir los perjuicios y hay que retomar el curso de la oferta y la demanda.

A veces, diferenciales significativos de precios no inducen el flujo de suministros de un área a otra porque el volumen no es suficiente para copar la demanda y se corre el riesgo de perder el control y crear incertidumbre en el mercado. Otras veces, jugar con el precio como medio para atraer mayor clientela tiene su límite, porque no puede sustituir la calidad del producto, el buen servicio y las buenas relaciones establecidas vendedor/comprador. Si el precio se utiliza como regulador del consumo, su acción puede ser variable, podría inducir bajas momentáneas en el consumo o podría también ocasionar cambios en la actitud de los consumidores con respecto a otros productos que sustituyen al regulado.

En la industria petrolera estadounidense, ejemplo de mercado interno que se rige por la oferta y la demanda, y donde existen varias docenas de empresas integradas y cientos de empresas independientes productoras de crudos y cientos de

empresas independientes refinadoras de crudos, la competencia por los mercados regionales es bastante fuerte. De vez en cuando se producen “guerras de precios” entre expendios de gasolina, pero esto es muy pasajero, porque a la larga la influencia de la oferta y la demanda juega su papel equilibrador. Además, llega el momento en que el público se cansa y su apatía resulta ser factor regulador.

Estas erupciones de competencia nunca han logrado el fin propuesto por sus iniciadores; al contrario, en ocasiones han sido condenadas por el público. Un aspecto que influye y ayuda es que toda la información sobre estadística petrolera es asequible a quien desee mantenerse informado sobre todas las operaciones petroleras y, por tanto, puede juzgar por sí mismo cómo se comporta el mercado. En sí, cuando se trata de un crudo nuevo en el mercado, la siguiente información y aspectos son fundamentales para apoyar el precio que pueda asignársele:

- En primer término, es importante poseer un análisis de las características, propiedades y rendimiento del crudo.
- Comparar el crudo con otros crudos similares para tener idea sobre los procesos de refinación a que deben ser sometidos para optimar su rendimiento y comercialización.
- Apreciar si las instalaciones actuales de la refinería donde se piensa refinar el crudo son suficientes para lograr el rendimiento y la comercialización deseadas o si son necesarias modificaciones a las plantas o adiciones de plantas complementarias.
- Investigar si dicho crudo, mezclado con otro(s) crudo(s) hace más factible un mayor rendimiento de productos y, por ende, optimación de su comercialización.
- A mediano y a largo plazo, cuáles son las perspectivas comerciales de los productos para obtener la posible optimación de su comercialización, en el mercado nacional y/o internacional.

- Origen del crudo, volumen de reservas, régimen de producción y capacidad de la empresa que lo ofrece.
- Precio del crudo en la terminal de embarque y cuáles son los costos de transporte y otros gastos afines hasta el destino final.
- Condiciones del contrato de compra-venta durante corta, mediana o larga duración, y los volúmenes necesarios del crudo para satisfacer los requerimientos de carga de la refinería durante las cuatro estaciones del año, tratándose de climas gélidos.
- Por último, la rentabilidad que cada producto derivado de ese crudo deja en la cadena de operaciones al concluir el mercadeo nacional y/o internacional.

Naturalmente, en todo esto son importantes también la estructura, la organización, los recursos de cada empresa, la magnitud y el alcance de las operaciones. Y, por encima de todo, la capacidad y experiencia de la gente. No es lo mismo una empresa que únicamente refina crudos que una empresa grande integrada. Tampoco es lo mismo una empresa integrada que opera solamente en su país sede que una que opera en el exterior, refinando y comercializando crudos y productos. También tienen más radio de acción y oportunidades las empresas que poseen filiales integradas en varios países y acometen el negocio petrolero en cadena a escala internacional.

II.2.7 OPEP

La creación de la Organización de Países exportadores de Petróleo, OPEP surge de la teoría de la existencia de intereses comunes entre los países productores del medio oriente y Venezuela, a fin de defenderse de las poderosas presiones que ejercían las compañías, que manejaban la industria petrolera nacional de ambas regiones. Por eso, el acercamiento de Venezuela hacia los países del medio oriente

no se hizo esperar. Ya desde 1947 se habían hecho los primeros contactos, y una vez que Venezuela adoptó la fórmula del 50/50, para repartir las ganancias de las empresas concesionarias, otros países se lanzaron la misma aventura.

Todos estos eventos lograron crear conciencia en los pueblos respectivos, de que lo mejor que podían hacer era unir esfuerzos para poder defender sus intereses comunes. Con motivo de la celebración en Caracas de la Convención Nacional del Petróleo en septiembre de 1951 vino a Venezuela una misión de observadores de Arabia Saudita, con el propósito de establecer contactos con personas del gobierno Venezolano para crear vínculos más importantes entre estos dos exportadores, la visita no dio resultados esperados y la situación continuó igual.

Durante la realización del congreso los representantes venezolanos fueron sometidos a un acoso de espionaje por parte de las empresas petroleras, hasta tal punto que tuvieron que reunirse secretamente en un Chalet del famoso y lujoso Maadi Yacht Club, situado en una pequeña isla en las afueras de el Cairo, facilitado por el ingeniero egipcio Mahmud Abu Zeid, uno de los organizadores del congreso. Las reuniones bilaterales que se hicieron con los representantes de los países productores, también se realizaron en este sitio, y allí se produjo una especie de pacto de caballeros, llamado pacto “Maadi” que fue suscrito por los jefes de las delegaciones: por la RAU: S. Nassim; por Venezuela: Juan Pablo Pérez Alfonzo; por Irak: Mohamed Salman; por el Emirato de Kuwait: Ahmed El-Sayed; por Arabia Saudita: Abdulah El-Tariki; Por Irán: Farman Farmanian y por la liga Árabe: Mohamed Salman.

En vista del éxito obtenido en estas reuniones al margen del congreso, los representantes de estos países se comprometieron a llevar a sus respectivos gobiernos la idea de construir una Comisión Petrolera Consultiva, que permitiera la discusión de los problemas comunes a fin de llegar a conclusiones coincidentes. Esta comisión debía reunirse ordinariamente una vez al año, además de otras reuniones extraordinarias que a solicitud de alguno de los países estimara conveniente su realización. Los acuerdos llegados en este pacto fueron:

1. Aumento de la participación de los países productores de petróleo, en los beneficios sobre una base razonable u equitativa no menor al 60%.
2. Conveniencia de llegar a una integración de la industria petrolera, a fin de asegurar mercados estables para los países productores, evitando la transferencia de ganancias de una fase de las operaciones a otra, lo cual reducía los ingresos de los gobiernos.
3. Conveniencia de aumentar la capacidad de refinación en los países productores, y de una mejor utilización del gas natural.
4. Optimización del uso del gas natural.
5. Creación de empresas Petroleras estatales, que operasen paralelamente a las transnacionales.
6. Establecer en cada país, organismos capaces de coordinar desde el punto de vista nacional, la explotación, la producción y la conservación del petróleo.
7. Cualquier cambio en los precios del petróleo, que pretendan hacer las compañías, deberá ser notificado y sometido previamente a la aprobación de los gobiernos de los países productores.
8. Exhortar a todos los países árabes a establecer un sistema de consultas mutuas tendentes a elaborar una política común a todos.

En este punto se refleja la influencia que tuvo el ministro venezolano Juan Pablo Pérez Alfonzo en el acuerdo final, pues cinco de ellos son una versión internacional de su “Pentágono Petrolero”.

La creación de las grandes compañías no se hizo esperar, comenzaron una política de baja de precios usando como pretexto los excedentes de producción que quedaban sobrantes por encima de la demanda, lo que les obligaba a bajar los precios, forzando así a los países productores a reducir su producción con el fin de eliminar los excedentes y balancear la relación oferta/demanda. Inclusive los pequeños productores independientes del estado de Texas (Grupo TIPRO), se

vieron obligados a reducir su producción y algunos de ellos a cerrar pozos. En mayo de 1960, después de regresar de la convención del Grupo TIPRO, al que fue invitado conjuntamente con Pérez Alfonzo, el ministro Tariki declaró a la prensa internacional que “la baja de los precios no tenía justificación alguna, la producción debe corresponder a la demanda. Los países productores deben consultarse entre sí y acordar una política conjunta”.

Por su parte, el 8 de agosto de 1960, Pérez Alfonzo en rueda de prensa condenaba públicamente las maniobras que “Las grandes estaban preparándose para una nueva reducción de precios”, los grandes países consumidores, cuya prosperidad y nivel de vida la han obtenido en gran parte a expensas de los países pequeños, tendrán que cargar con mucho de la culpa y responsabilidad por los efectos adversos que estas tácticas económicas erróneas puedan tener sobre el desarrollo y bienestar del mundo.

Inmediatamente el gobierno de Irak se dispuso a invitar oficialmente para el día 10 de septiembre a una reunión en Bagdad, a los países seleccionados por el ministro Tariki y el embajador Araujo, que fueron: Arabia Saudita, Irán, Kuwait y Venezuela, que conjuntamente con Irak, fueron los cinco países que tuvieron el honor de ser los fundadores de la OPEP. Esta reunión tendría como objetivo principal, la elaboración de un documento que plasmara la política común de los cinco países en materia de producción y precios del petróleo. Esta convocatoria se mantuvo, de mutuo acuerdo entre todos los invitados, en el más riguroso secreto, para evitar cualquier boicot que pudieran hacer algunas compañías a través de algunos de ellos hasta el 5 de septiembre, cuando la radio iraquí anunció oficialmente la celebración de una conferencia especial el 10 de septiembre en Bagdad con el fin de definir “una postura unificada de los cinco países enfrentados a la reducción de precios que las compañías petroleras habían anunciado unilateralmente sin consultar con los gobiernos respectivos”. El anuncio tomó por sorpresa a los círculos petroleros mundiales, pues se pensaba que el problema de los precios se iba a discutir en el próximo Congreso Petrolero Árabe que se reuniría en Beirut entre el 17 y el 22 de octubre de ese mismo año

1960. Pero la realidad fue otra. La decisión de la convocatoria y el secreto mantenido, rindió los frutos esperados.

Los países productores habían decidido unirse para actuar conjuntamente ante la “agresión permanente de las compañías”, y como un recurso final para tratar de convencer a los gobiernos de los países productores de la inconveniencia de la citada conferencia.

La organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP, quedó constituida por los cinco países asistentes a la conferencia: Irak, Irán, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela. Se firmaron los estatutos tal como fueron presentados por el delegado Iraní, se firmó el Acta Constitutiva, y se designó a Fuad Ruhani Secretario General Ad Interin, en reconocimiento a su labor en la tarea de lograr el beneplácito de su gobierno, y por haber contribuido a la redacción de los estatutos, pues esta secretaría le correspondería a Irak, de acuerdo a los estatutos que disponían una alternabilidad en orden alfabético en inglés.

La segunda conferencia de la OPEP, se realizó en Caracas el 16 de enero de 1961 en los salones del Palacio Blanco, edificio anexo al Palacio de Miraflores. Los delegados aprobaron entre otras cosas, la admisión de Qatar como el sexto miembro de la organización y la ratificación de Fuad Ruhani como primer secretario General. También se escogió la ciudad de Ginebra en Suiza, como sede permanente de la organización. Más tarde, en diciembre de 1965, la sede fue trasladada a Viena, Austria.

A continuación podemos observar en la siguiente lista los países miembros de la Organización con sus respectivos años de ingreso:

Tabla 2.2.7.1: Países Miembros de la OPEP

País	Año
Irán	1960
Irak	1960
Kuwait	1960
Arabia Saudita	1960
Venezuela	1960
Qatar	1961
Indonesia	1962
Libia	1962
Emiratos Árabes Unidos	1967
Argelia	1969
Nigeria	1971
Ecuador	1973
Gabón	1975

La estructura organizativa de la OPEP está conformada por:

- La conferencia, es la máxima autoridad de la Organización y consiste en la reunión de las delegaciones normalmente presididas por el Ministro de petróleo de cada país miembro. Se reúne extraordinariamente dos veces al año, aunque pueda tener reuniones extraordinarias cada vez que convenga a los intereses de la Organización. Las decisiones se toman siempre por unanimidad, y es responsable de la formulación de las políticas generales. También es responsable por la aceptación de nuevos miembros y elige al presidente de la Organización, cargo rotativo cuya duración es un año, y al secretario general.
- La junta de gobernadores, está conformada por los gobernadores nombrados por cada país miembro y confirmados por la Conferencia. Es responsable de la Gerencia de la Organización y de la implementación de

las resoluciones dictadas por la Conferencia. Somete el presupuesto anual a la consideración y aprobación de la Conferencia, así como los informes sobre cualquier asunto de interés para todos.

- La Comisión Económica, es un cuerpo especializado que opera bajo el marco del Secretariado, para asesorar a la Organización en la promoción de la estabilidad de los niveles de los precios internacionales del petróleo. Está compuesta por una junta formada por representantes de cada país miembro y un coordinador que “ex officio” es el director de la División de Investigación.
- El Secretariado, es responsable de las funciones ejecutivas de la organización, de acuerdo a los estatutos y bajo la dirección del Presidente. El Secretariado está compuesto por:
 - El secretario General, quien es el representante ejecutivo y legal de la Organización. Dura en sus funciones tres años renovables por un periodo adicional. Tiene un Secretario General Adjunto, también designado por el mismo periodo. Sus funciones son las de coordinación de las actividades administrativas y la supervisión general de los diferentes Departamentos y Divisiones.
 - La División de Investigación, responsable por el desarrollo de un continuo programa de investigación sobre temas relacionados con el Petróleo, la Energía, etc.
 - El Departamento de Administracion de Personal.
 - La Agencia de Noticias OPECNA
 - La Oficina del Secretario General
 - La Oficina Legal

II.2.8 DINAMICA DE SISTEMAS ^[8]

Los sistemas dinámicos son sistemas cuyos parámetros internos (variables de estado) siguen una serie de reglas temporales. Se llaman sistemas por que están descritos por un conjunto de ecuaciones (sistema) y dinámicos porque sus parámetros varían con respecto a alguna variable que generalmente es el tiempo. El estudio de los sistemas dinámicos puede dividirse en 3 subdisciplinas:

- Dinámica Aplicada: Modelado de procesos por medio de ecuaciones de estado que relacionan estados pasados con estados futuros.
- Matemáticas de la dinámica: se enfoca en el análisis cuantitativo del modelo dinámico.
- Dinámica Experimental: Experimentos en laboratorio, simulaciones en computadora de modelos dinámicos.

Clasificación de sistemas dinámicos.

- Discretos y Continuos: Los sistemas dinámicos pueden dividirse en dos grandes clases en los que el tiempo varía continuamente y en los que el tiempo transcurre discretamente. Los sistemas dinámicos de tiempo continuo se expresan con ecuaciones diferenciales ordinarias, ecuaciones diferenciales en derivadas parciales y ecuaciones diferenciales con retrasos. Por otro lado si el tiempo es discreto los sistemas se describen por medio de ecuaciones diferenciales también conocidas como mapas iterados.
- Autónomos y No autónomos: un sistema dinámico es autónomo si está representado por una ecuación diferencial ordinaria autónoma o no forzada de la forma $\dot{x} = F(x)$, mientras que si al sistema dinámico lo modela la ecuación diferencial ordinaria no autónoma o forzada $\dot{x} = F(x, t)$, el sistema dinámico es no autónomo. La diferencia en $\dot{x} = F(x)$ y $\dot{x} = F(x, t)$ radica en que la primera no contiene ningún estímulo externo al sistema dependiente al sistema que ocasione cambios en el comportamiento natural de la dinámica del sistema, mientras que la

segunda si, la función que fuerza el comportamiento del sistema puede ser constante, periódica, aleatoria, etc.

- Invariantes o variantes en el Tiempo: un sistema es invariante si este no depende del tiempo. De la definición se puede concluir que todo sistema autónomo es invariante en el tiempo. En general para que el sistema sea invariante en el tiempo dos trayectorias que pasen por el mismo punto en diferentes tiempos tendrán la misma evolución con un desplazo en el tiempo. De no cumplir esta condición el sistema dinámico recibe el nombre de sistema variante en el tiempo.
- Lineales y No-Lineales: un sistema dinámico es lineal si cumple $X = F(ax + by)$, es decir, es lineal si la función F que relación la tasa de incremento de variables de estado con sus valores actuales cumple con el principio de superposición. Los sistemas lineales son sencillos de analizar y de trabajar, ya que la solución del sistema sujeto a condiciones complejas se puede lograr simplificando el problema a la suma de respuestas del sistema a condiciones más sencillas. Existen técnicas ampliamente usadas para analizar estos sistemas como lo son la transformada de Laplace, el principio de superposición, la transformada de Fourier, etc. Sin embargo si la ecuación falla en un sistema, este se dice ser no lineal, el hecho de ser no lineal hace que su análisis sea mucho más complejo (ya que no se puede simplificar el problema a instancias más sencillas).

En relación a las características de la complejidad, Sterman (2000), plantea que los retos que enfrentamos todos, son como movernos desde generalizaciones sobre el cambio acelerado y la complejidad, hacia metodologías que ayuden a comprender la complejidad. Para ello se requiere: (a) aprender sobre la complejidad dinámica y las fuentes de resistencia a las políticas, (b) considerar que las políticas pueden crear efectos colaterales no anticipados, (c) evaluar nuestra tendencia a interpretar la experiencia como una serie de eventos, (d) comprender los lazos de retro-alimentación presentes en el sistema, (e) comprender que causa y efecto pueden estar lejanos en espacio y tiempo, y (f) considerar el “comportamiento contra-intuitivo de los sistemas sociales”. En

esencia, se trata de comprender que los sistemas complejos son dinámicos, altamente acoplados, gobernados por la retro-alimentación, no-lineales, poseen organización propia, son adaptativos, resistentes a las políticas, y contra-intuitivos; y que aún contando con la maravilla de la mente humana, la complejidad del mundo real empequeñece nuestras capacidades cognitivas

En relación al principio de racionalidad limitada, se conoce que la complejidad dinámica reduce nuestro potencial para aprender. Pero, ¿cuán sabiamente utilizamos la información que poseemos?, ¿procesamos la información de la mejor manera posible y tomamos las mejores decisiones?, la respuesta es no. Nuestra capacidad para resolver problemas complejos es muy pequeña, y como consecuencia de esto, (a) nuestros mapas cognitivos a menudo ignoran la retro-alimentación, múltiples interconexiones, relaciones no lineales, retardos de tiempo, y otros elementos de la complejidad dinámica, (b) tendemos a culpar a las personas en vez de a los sistemas complejos, (c) obviamos que la estructura genera el comportamiento, y (d) obviamos que en los sistemas complejos, distintas personas colocadas en la misma estructura, tienden a comportarse de manera similar

Forrester (1971), en relación al comportamiento contra-intuitivo de los sistemas sociales, estima que, debemos considerar que (a) las causas de problemas y sus síntomas están alejados en tiempo y espacio, (b) muchos problemas actuales han resultado de medidas “anteriores” de corto plazo, (c) los sistemas sociales parecieran contar con pocos puntos desde los cuales podamos influenciar en su comportamiento, (d) las presiones de corto plazo son más visibles y requieren atención urgente, (e) las consecuencias de políticas pueden ser conflictivas en el corto y el largo plazo, (f) los puntos de influencia podrían no estar en los puntos donde los ejecutivos esperan, (g) intervenir “solo” con la intuición puede alterar el sistema equivocadamente, y (h) suprimir un síntoma puede causar problemas en otros espacios del sistema. Parecieran no existir comportamientos en los sistemas sociales libres de dificultades. Los más atractivos parecen posibles solo si actuamos con una buena comprensión de su dinámica, y disciplinadamente,

enfrentando las presiones de corto plazo que acompañan la ruta hacia un futuro deseable.

Así mismo, plantea que una Imagen mental es un modelo, todas las decisiones son tomadas sobre la base de modelos, todas las leyes se aprueban sobre la base de modelos, todas las acciones ejecutivas también. El razonamiento no es usar o ignorar los modelos, sino cual de los modelos alternativos es elegido. Los modelos mentales son generalmente imprecisos e incompletos, de hecho, estos cambian con el tiempo, incluso en el transcurso de una conversación. Estos modelos fluyen y cambian a medida que avanza el debate. Durante una discusión, cada individuo usa un modelo distinto para interpretar el asunto debatido. Por contraste, los modelos dinámicos son explícitos en cuanto a los supuestos utilizados para la generación de políticas y la manera en que ellos se relacionan. La construcción de un modelo dinámico ayuda a la clarificación de ideas. Asuntos y consecuencias no completamente transparentes, o escondidos son expuestos, de manera que puedan ser examinados y debatidos. La ventaja primaria de los modelos dinámicos sobre los modelos mentales, es que los primeros pueden determinar de manera consistente las consecuencias dinámicas futuras de cómo los supuestos dentro del modelo interactúan entre ellos. Los modelos de dinámica de sistemas no son derivados estadísticos de datos históricos, sino la representación de la estructura a través del tiempo de un sistema, y su relación con las políticas que guían las decisiones en el mismo. Los modelos dinámicos muestran como se generan las dificultades en los sistemas sociales, y demuestran porqué muchos esfuerzos para mejorarlos han fracasado. Pueden construirse modelos dinámicos muy superiores a los modelos intuitivos y/o completamente racionales sobre los cuales se basan muchas veces los estudios de investigación.

La metodología de Dinámica de Sistemas (DS), permite realizar diagnósticos y análisis estratégicos conducentes a políticas gerenciales, estrategias y planes para el mejoramiento continuo de las organizaciones, tanto desde una perspectiva cualitativa como cuantitativa, a través del tiempo. Lyneis (1980), plantea que la DS provee dos elementos esenciales para el diseño de políticas gerenciales y la

planificación corporativa efectiva: (a) Un énfasis en la comprensión del comportamiento como resultado de la estructura corporativa y las políticas gerenciales: cuando una organización comprende la mayoría de los aspectos relacionados con su comportamiento corporativo, puede reducir sustancialmente la brecha entre sus objetivos y el diseño de políticas gerenciales. En lugar de fijar objetivos arbitrariamente y luego seleccionar la disposición de recursos y políticas gerenciales sugeridas por la “intuición” y la “experiencia” para alcanzar los objetivos, la organización puede evaluar los objetivos y las políticas gerenciales conjuntamente. La contribución principal de la DS es ayudar a comprender cuáles factores causan el comportamiento observado en la organización, para luego diseñar políticas gerenciales para mejorar su comportamiento, y (b) una teoría del comportamiento y el uso de modelos computacionales para asistir el proceso de planificación y análisis corporativo.

La DS permite mejorar el comportamiento de sistemas bajo estudio mediante el diseño de políticas robustas y factibles, evitando las consecuencias no deseadas. Los participantes en un trabajo de investigación basado en DS ganan experiencia utilizando un método estructurado para el diseño y evaluación de políticas que refleja una visión informada del efecto que tienen las limitaciones institucionales y culturales sobre la factibilidad y resultados de las políticas, incluyendo costos y beneficios, y obstáculos potenciales para la implantación de nuevas políticas. La DS es útil para la definición dinámica de problemas, desarrollo de hipótesis para explicar comportamientos dinámicos problemáticos, formulación y validación de modelos de simulación computarizados, y desarrollo de políticas para mejorar el comportamiento sistémico.

Forrester (1971), indica que generalmente se percibe que la mayor dificultad para la comprensión del comportamiento de los sistemas sociales radica en la falta de Información. La DS, por el contrario, considera que el problema radica en la ausencia de una metodología para percibir las consecuencias derivadas de Información que ya poseemos. La DS inicia la conceptualización con conceptos e Información sobre la cual la gente actúa, generalmente, es suficiente la

Información disponible sobre la estructura del sistema y sobre las políticas usadas para la toma de decisiones. Esta Información disponible se ensambla en un modelo que muestra las consecuencias en el comportamiento de partes del sistema bien conocidas. Muchas veces se atribuyen los problemas a fuerzas externas, pero el análisis dinámico a menudo muestra como las políticas internas que asume la organización causan los problemas. En realidad, se puede generar un círculo en el cual las soluciones que se presumen adecuadas empeoran las dificultades, y por lo tanto, causan mayores incentivos para redoblar las acciones que causan el problema.

Muchas veces los problemas en los sistemas sociales capturan la atención ejecutiva en los puntos en los cuales un intento de intervención tiene amplias posibilidades de fallar. La intuición humana es, en ocasiones, derivada de su continua exposición a sistemas sencillos, en los cuales la solución a los problemas se encuentra cercana en espacio y tiempo, y se manifiestan como síntomas evidentes. A menudo las causas de problemas en los sistemas dinámicos complejos se encuentran muy alejadas en tiempo y espacio de los síntomas. Las verdaderas causas pueden estar muy lejos en tiempo y espacio, y generarse de una parte completamente diferente del sistema del cual se observan los síntomas. Naturalmente, los sistemas complejos pueden desviar la atención del analista de muchas maneras, al presentar causas aparentes que llenan las expectativas derivadas de la continua exposición a sistemas sencillos. Naturalmente, las causas aparentes son usualmente coincidencias, que así como el síntoma del problema en sí mismo, son producidas por la dinámica de realimentación de un sistema más grande.

Forrester (1975; Petrides, 2004), plantea que “la DS puede analizar el comportamiento de problemas no solo gerenciales, sino en el cambio ambiental, la política, el comportamiento económico, la medicina, la ingeniería y otros campos. La DS provee unas bases comunes que pueden ser aplicadas cada vez que deseemos comprender e influenciar como las cosas cambian, a través del tiempo”. La DS provee una metodología para la construcción de modelos cualitativos y

cuantitativos, que permite la simulación de sistemas complejos, para comprender las razones que subyacen a la ocurrencia de determinados fenómenos de naturaleza dinámica; y aunque originalmente la manera en que se definían las relaciones causales en la DS eran de tipo determinista, una mejor comprensión de la metodología ha permitido, a través del tiempo, la incorporación de relaciones causales variables, para una mejor representación de los problemas bajo estudio.

La metodología puede ser sucintamente descrita de la siguiente manera (Petrides, 2004): una vez establecidos los objetivos del modelo, el modelador procede a observar, muy cuidadosamente, la manera en que el sistema real funciona, para construir el modelo de acuerdo con dicha realidad; la búsqueda de cómo funciona el proceso de toma de decisiones asociado y la determinación de las diversas políticas, estrategias y comportamientos contingentes, se hace una necesidad vital, porque, para la construcción del modelo, el dinamicista no debería basar su diseño incorporando una miríada de variables exógenas, por cuanto esto desvirtuaría el propósito mismo de la investigación propuesta. De hecho, si el comportamiento de un sistema está realmente influenciado por una multiplicidad de variables exógenas – sean estas constantes o ecuaciones –, no tendría mucho sentido tratar de comprender porque un comportamiento dinámico en particular se desarrolla de la manera que lo hace. Por lo tanto, el comportamiento de un sistema de interés para un dinamicista debería ser representado, mayoritariamente, a través de variables endógenas, a través de las cuales pueda observarse el comportamiento dinámico como en la realidad ocurre, y por las mismas razones.

De particular uso en los modelos de dinámica de sistemas es el concepto de retroalimentación, la cual se manifiesta de dos maneras fundamentales: (a) retroalimentación positiva, para modelar situaciones en las cuales se refuerza el comportamiento observado, lo cual lleva a lazos de refuerzo de dichas condiciones, y (b) retroalimentación negativa, para modelar situaciones en las cuales se balancea el comportamiento observado, lo cual lleva a lazos de balance de dichas condiciones. Como observa el psicólogo Powers (1973; Petrides, 2004) “la retroalimentación es un aspecto omnipresente y fundamental del comportamiento, que es tan invisible como el aire que respiramos”.

Morecroft (1990, 2007), desarrolló, para la compañía Shell, un modelo para estudiar la dinámica de largo plazo de la industria petrolera global, enfocándose en la representación del comportamiento de los productores de petróleo, y tomando en consideración cinco sectores fundamentales: (a) productores flexibles OPEP, con capacidad para manejar a voluntad cambios significativos en la política de producción, (b) productores oportunistas OPEP, (c) cuotas OPEP, (d) productores independientes, quienes representan al resto de los productores, y (e) precio y demanda de mercado, donde se ajusta el precio de acuerdo al desbalance entre oferta y demanda, y se ajusta la demanda de acuerdo a las influencias de corto y largo plazo del precio, el crecimiento del PIB, y otros determinantes no económicos de la demanda (véase Figura 2.2.8.1).

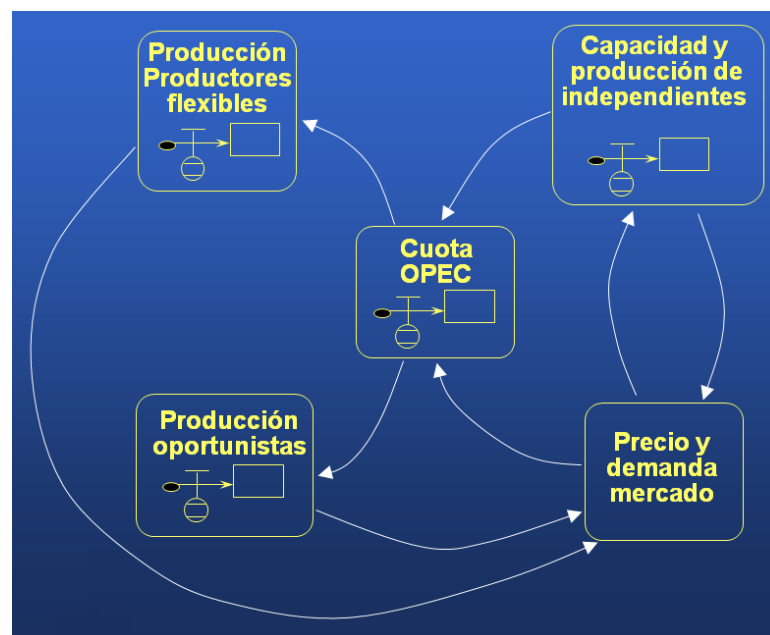


Figura 2.2.8.1: Diagrama de bloques modelo productores de petróleo (Morecroft)^[8].

En el diagrama causal de la figura 2.2.8.2 se puede observar, en el lazo (con efecto balance) de suministro comercial, que la capacidad de producción agregada de los productores independientes se genera, por la presión del déficit de producción, a partir de un proceso en el cual la aprobación de nuevas inversiones(a través de criterios estándar de retorno sobre la inversión) lleva a la construcción de nueva capacidad, lo que toma años en producirse, y que toma en consideración tanto los

precios del crudo como los costos asociados. El lazo (con efecto balance) de agotamiento de reservas muestra que la aprobación de nuevos proyectos de producción hace que disminuya la cantidad de reservas no desarrolladas, y que como consecuencia de esto, el costo de extracción aumente, reduciéndose en índice precio vs costo, disminuyendo a su vez, a través del tiempo, la presión sobre la aprobación de nuevas capacidades.

El rol establecido en el modelo para el productor “flexible” es el de producir lo suficiente para defender el precio marcador “previsto”; para que un productor tome este rol, debe tener la capacidad física y económica para aumentar o disminuir la producción en gran cantidad, drásticamente, rápidamente, para absorber variaciones inesperadas en la demanda (derivadas de, por ejemplo, un invierno con temperaturas no tan bajas), o para compensar por disminuciones de la producción de otros productores. Este tipo de productor posee dos tipos de comportamiento en el modelo, el “flexible”, y el “punitivo”. En el modo “flexible” selecciona una tasa de producción igual a la cuota requerida para defender el precio marcador, a menos que el precio del mercado se aleje del precio marcador previsto. Al detectarse una desviación de precios, el productor modifica la producción drásticamente, rápidamente, hacia arriba o hacia abajo para regular el precio. De manera que este comportamiento puede influenciar el precio del mercado al realizar ajustes a la producción en función del precio marcador que se desee defender. El comportamiento “punitivo” aparece cuando el productor siente que no posee una participación en el mercado consona con su importancia, o que no está recibiendo los ingresos que se merece, en este caso, cuando su participación en el mercado cae por debajo del límite pre-establecido (variable), el productor responde punitivamente aumentando la producción drásticamente, rápidamente, haciendo que disminuyan los precios, y enviando una señal de “disciplina” a los demás productores. El precio marcador es aquel defendido por la OPEP, y es una función promedio de dos años del precio del mercado.

Los productores independientes son todos aquellos que no forman parte de la OPEP, y se asume que los mismos producen a su capacidad, todo el tiempo. De

manera que a diferencia de los productores OPEP, estos no operan con grandes capacidades ociosas. Por lo tanto, su tasa de producción está en función de su capacidad de expansión, y la velocidad a la cual pueden hacer que esta cambie, tomando en consideración los retardos asociados a la construcción de nuevas capacidades de producción (años), y el agotamiento de sus campos petroleros. Han sido modelados de manera “racional”, y por lo tanto sus decisiones de inversión en nueva capacidad obedecen únicamente a la rentabilidad esperada.

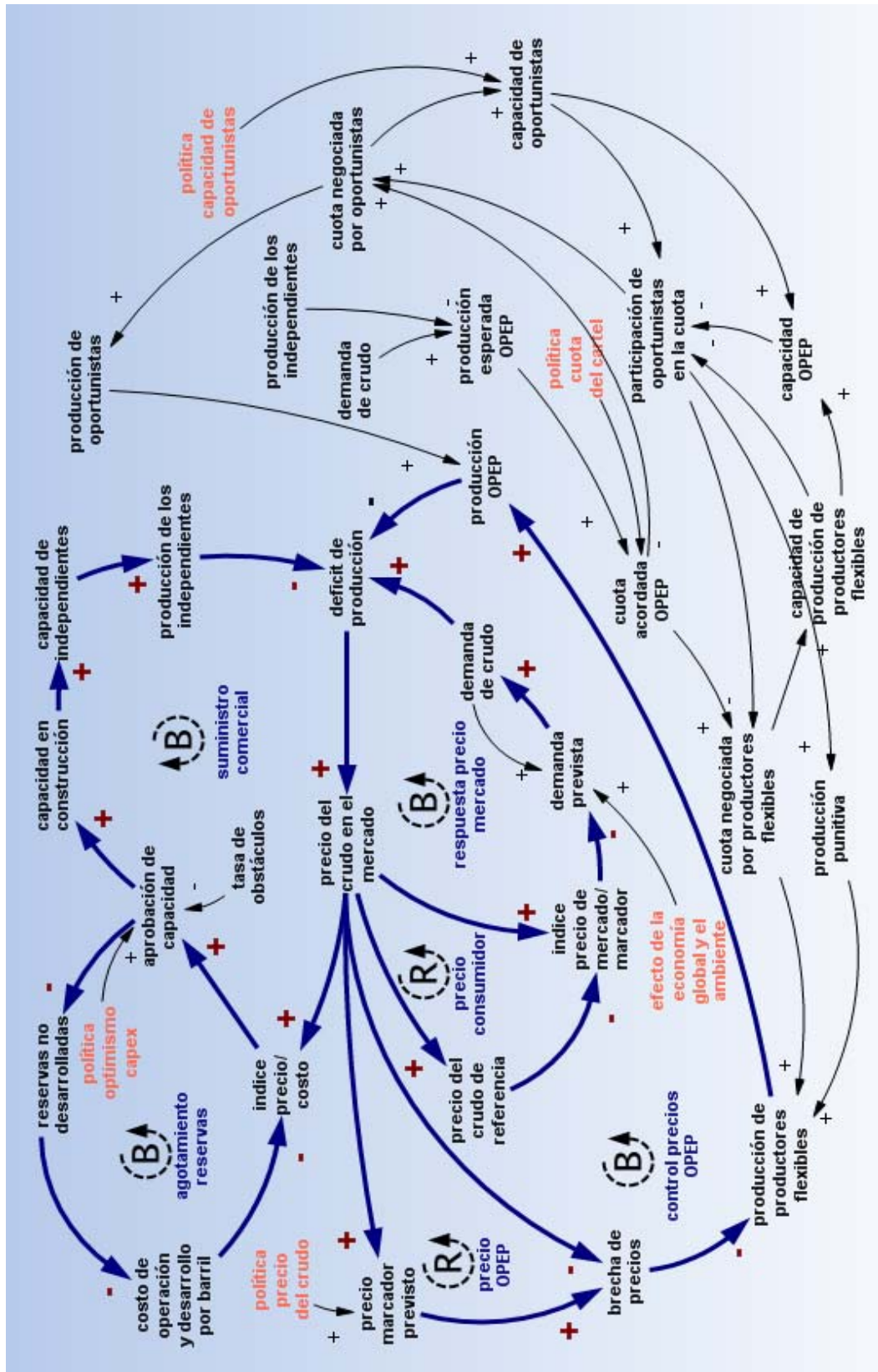


Figura 2.2.8.2: Diagrama causal simplificado de productores de petróleo de Morecroft ^[8].

Genta-Anderson (1994), desarrollaron, para la compañía Amoco, un modelo para ayudar en la caracterización de escenarios futuros, como soporte para la realineación estratégica y el re-diseño del grupo mundial de exploración de esta corporación petrolera. Este esfuerzo se resume en el diagrama causal de la figura 2.2.8.3, en el cual puede observarse que se maneja un escenario de estabilidad mundial en el cual las compañías nacionales de petróleo (NOC's) asumen, a través del tiempo, mayor control de sus operaciones y producción, lo cual impacta el suministro mundial de crudo y consecuentemente el precio, cerrándose el lazo de retro-alimentación a través del impacto en el crecimiento económico, hasta llegar nuevamente a la variable de estabilidad (lazo de control de NOC's). El lazo de precio y demanda (de balance) nos indica el efecto que podrían tener los aumentos de precio del petróleo sobre el crecimiento económico, el PIB y la demanda, mientras que el lazo de precio, crecimiento y suministro nos muestra los efectos asociados con el suministro de capital y de petróleo.

La aparición de nuevos productores independientes también es modelada, así como la disponibilidad del suministro de capital para proyectos, y la colaboración potencial de estos independientes con las grandes corporaciones petroleras. Es importante destacar los múltiples lazos de retro-alimentación presentes, de tipo balance (B) o tipo refuerzo (R), los cuales interactúan dinámicamente, a través del tiempo para producir los efectos combinados en este sistema complejo.

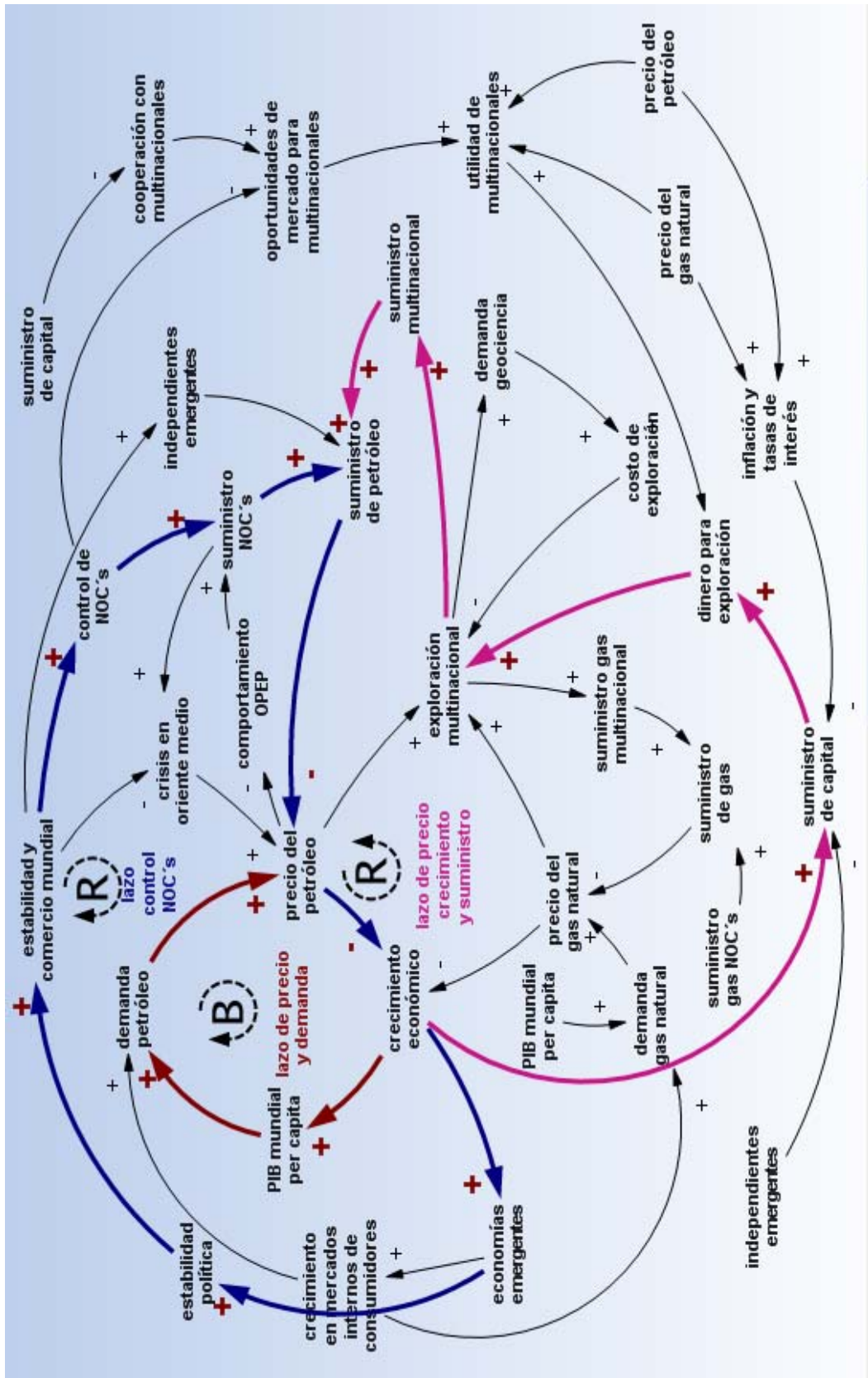


Figura 2.2.8.3: Diagrama Causal simplificado de Modelo Mundo Petrolero (Genta-Anderson) ^[8].

Mashayekhi (2001), desarrolló un modelo para explicar el comportamiento oscilatorio de los precios del petróleo; plantea que cuando los precios suben, aumentan los recursos financieros de las naciones exportadoras de petróleo, en el corto plazo, al tiempo que disminuye, temporalmente, su necesidad de exportar crudo, lo cual puede disminuir el suministro de crudo y consecuentemente generar una tendencia de aumento de precios, pero, dicho aumento disminuiría la demanda en los países importadores de crudo (a través de un retardo).

Mientras la demanda en los países importadores disminuye, los países exportadores gastan su ingreso, generando una estructura financiera gubernamental más dependiente del ingreso petrolero. Su estructura económica también se hace más dependiente del petróleo, y como resultado, requieren más ingresos petroleros para financiar al gobierno y a la economía como un todo.

Este aumento en la necesidad de ingresos de los países exportadores de petróleo hace que los mismos aumenten la producción en el momento en que la demanda está disminuyendo en los países importadores. Como resultado, el suministro se hace mayor a la demanda y el precio del crudo disminuye, haciendo menores los ingresos petroleros, generando más necesidad de exportación y mayor disminución en precios, aumentando nuevamente la demanda en los países importadores, generándose un nuevo ciclo de precios.

Sterman(1981), desarrolló un modelo para estudiar la naturaleza e importancia relativa de las múltiples interconexiones entre la energía y la economía, creando una plataforma integral para la evaluación de los efectos de los precios crecientes de la energía sobre el crecimiento económico, la inflación y otros indicadores económicos y energéticos clave. El modelo provee una representación general – en desequilibrio- de los enlaces más representativos entre la economía y la energía. El PIB, el consumo, la inversión, los salarios, los precios y otros agregados económicos y energéticos principales son calculados endógenamente.

Aunque el modelo genera la dinámica macroeconómica de la economía, el mismo está basado en una teoría del comportamiento explícita sobre la toma de decisiones por parte de los individuos y las firmas a nivel microeconómico.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

III. METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

En este capítulo usaremos el programa Ithink para construir y simular un modelo de producción petrolera mundial, en el siguiente esquema representado por la Figura 3.1 se presenta la metodología utilizada en esta investigación. Se presenta una breve descripción de las técnicas empleadas para la realización de los esquemas de trabajo en el enfoque de dinámica de sistemas al igual que el funcionamiento del mismo.

III.1 ESQUEMA DE TRABAJO

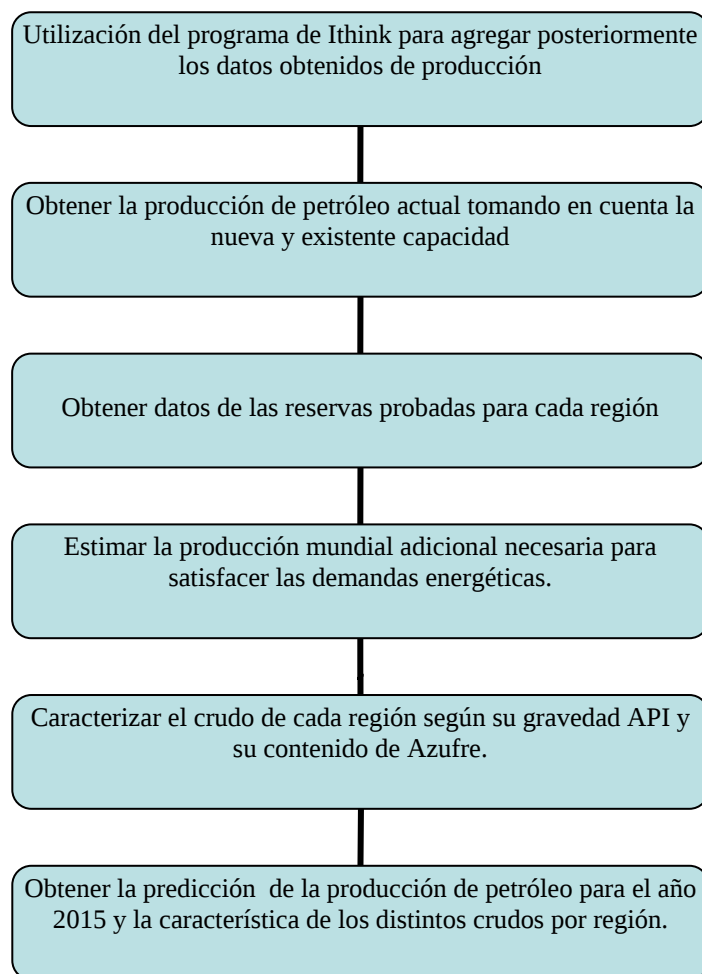


Figura. 3.1: Esquema de Trabajo para la realización del programa Ithink.

Mediante el ambiente operacional de Ithink la producción petrolera mundial estará representada en tres pasos:

- Elaboración del Modelo Dinámico.
- Suministro de la información Numérica (Datos).
- Simulación del Modelo Dinámico.

III.2 ITHINK ^[9]

La ventana principal de Ithink está dividida en cuatro pestañas: Interface, Mapas, Modelos y Ecuaciones. Cada pestaña representa una distinta capa en el modelo. Las pestañas colocadas del lado izquierdo nos permiten tener acceso a cada una de ellas como se puede observar en la siguiente figura 3.2

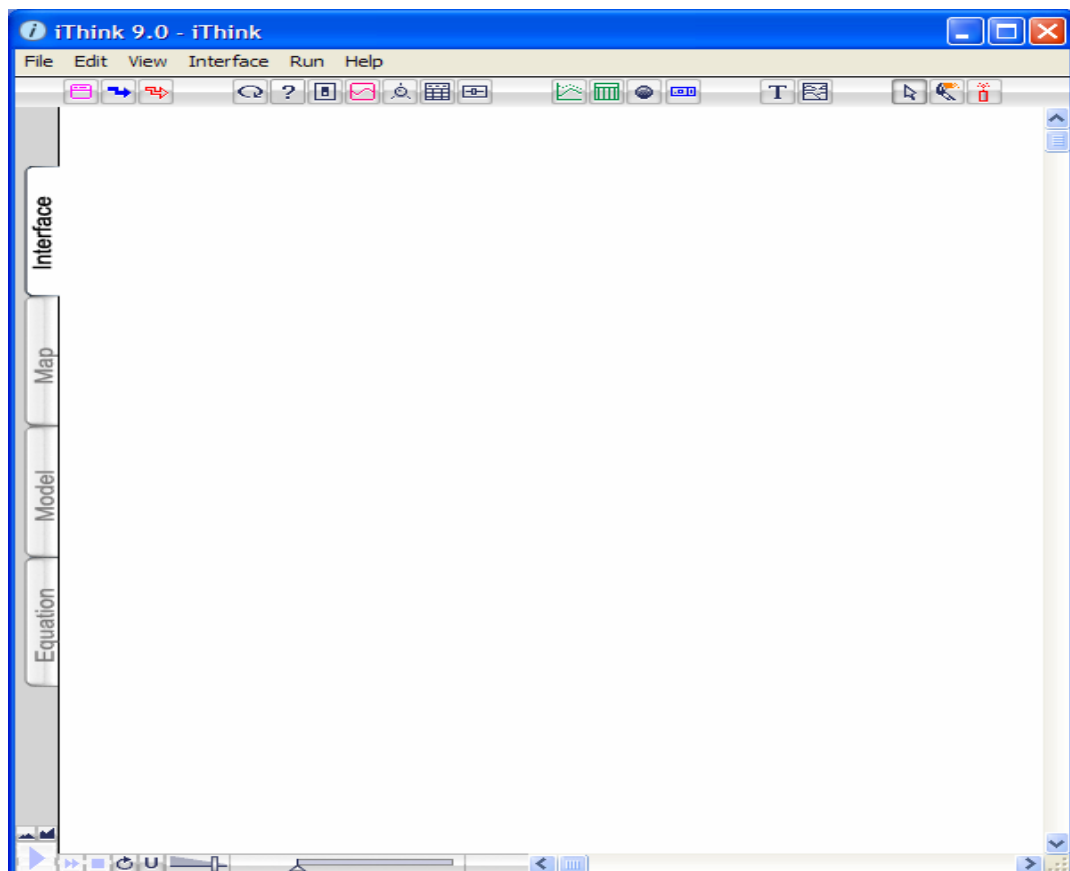


Figura 3.2: Ventana Principal del Programa de Ithink ^[9].

En la parte superior de la ventana de la figura 3.2 en la pestaña de la interface hay una serie de iconos que se consideran como bloques de construcción para el programa, herramientas y objetos.

Los bloques de construcción del programa son los siguientes: 

Estos tres iconos creadores representan la creación de un marco, la incorporación de un flujo y la incorporación de un conector, respectivamente. La creación de un marco permite representar un alto nivel en los procesos y facilita el aprovechamiento para la construcción de un modelo, la incorporación de un flujo permite representar en un, alto nivel, los flujos entre los procesos incluidos en el modelo y facilita la construcción del mismo y la incorporación de un conector permite representar en forma de resumen cualquier conexión que se tenga con otros sectores que se encuentren en el modelo sería considerado como un conector entre sectores.

Los botones de trazado se dividen en dos el botón de trazado y el botón de crear comandos los cuales son los siguientes: 

El botón de trazado te permite crear representaciones gráficas basado en el modelo que se desea construir, el resultado de estos gráficos son de fácil entendimiento ya que permiten identificar la causa y efecto en el modelo que generan un comportamiento dinámico.

El botón de signo de interrogación es utilizado para construir un botón de comando en la interfaz del usuario, cuando se hace clic en un botón de comando pueden pasar al menos tres cosas importantes las cuales son: navegar hacia otra pantalla dentro del mismo programa, ejecutar un comando o proporcionar información de interés.

Los objetos de entrada son: 

Los objetos de entrada representan un interruptor, un dispositivo de entrada gráfica, una entrada de dispositivo de mando, un dispositivo de entrada de lista y un dispositivo de regulador de entrada.

Los interruptores te permiten crear un comportamiento de encendido/apagado para las variables en los modelos y los distintos sectores, el dispositivo de entrada gráfica te permite observar la forma de una función que se ha querido modelar con el sistema, el dispositivo de entrada de mando nos permite agregar valores iniciales para los stocks (constantes) y para ajustar valores a distintas constantes, es importante destacar que este último no se puede utilizar para acomodar constantes durante las simulaciones.

El dispositivo de entrada de lista nos permite ingresar valores numéricos exactos mientras que el dispositivo de regulador de entrada nos permite variar algún valor de una constante durante la simulación.

Los objetos de salida son: 

Los objetos de salida están representados por un constructor de gráfico, un constructor de tabla, un indicador de estado y una pantalla numérica.

El constructor de gráfico permite construir variables gráficamente a través del tiempo, el constructor de tabla permite la creación de valores variables a través del tiempo, el indicador de estado se utiliza para proporcionar información sobre los principales datos de salida en el modelo de simulación puede ser configurado como un medidor de tal manera que puede informar cómo se comporta una variable a través del tiempo y la pantalla numérica se utiliza para mostrar la corriente de salida asignada con las respectivas variables del modelo la pantalla es útil para obtener una lectura precisa de los valores de cada variable a medida que la simulación avanza.

Algunos objetos adicionales son los siguientes: 

Los objetos adicionales representan el cuadro de texto y el cuadro de los gráficos, el primero es importante para colocar textos en el programa y el segundo nos ayuda a enmarcar los gráficos de las distintas simulaciones e inclusive los cuadros de texto se pueden enmarcar usando este icono.

Las herramientas son las siguientes: 

Los iconos de herramienta están representados por una flecha, una brocha y una dinamita. El primero nos permite ubicarnos en la cualquier parte del espacio blanco en la ventana y ubicar los iconos de construcción del modelo, la brocha nos permite darle color a todos los iconos y la dinamita está diseñada para retirar algún elemento no deseado en el diagrama muy similar a la opción eliminar.

En la parte inferior izquierda podemos observar estos dos iconos,  que nos permiten reducir o alargar el diagrama haciendo clic en la opción deseada del usuario. En la segunda pestaña de la ventana de Ithink está identificada con el nombre de mapa la cual debe verse como se observa en la figura 3.2.1

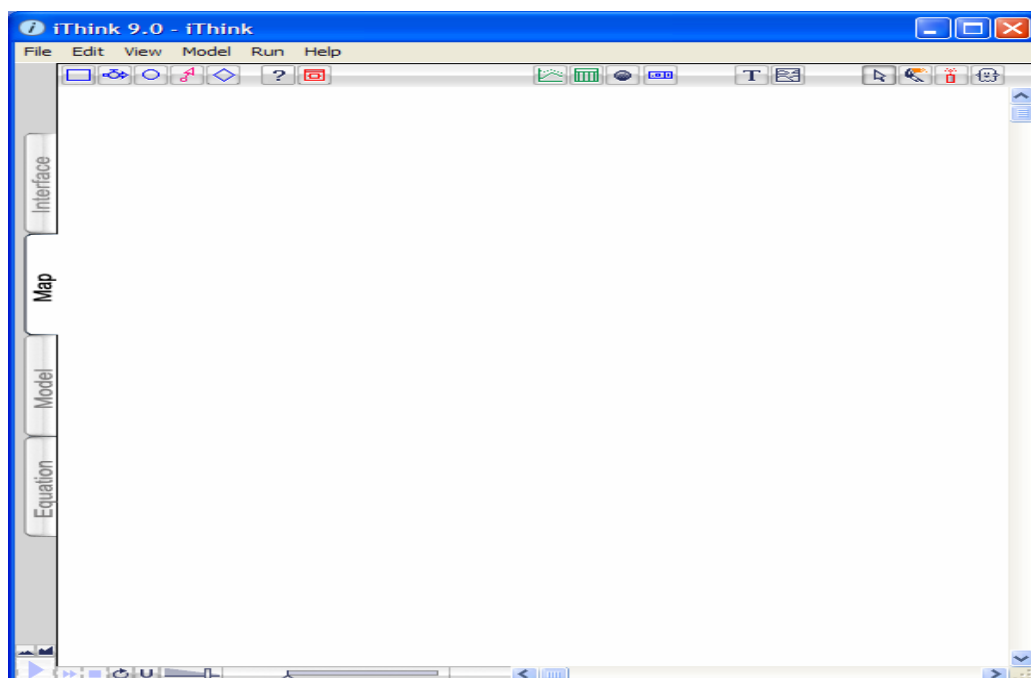


Fig. 3.2.1: Ventana del Programa Ithink en la pestaña de Mapa^[9].

Los cinco iconos constructores que se tienen en esta ventana son los siguientes:



, los cuales representan un “stock”, un flujo, un convertidor, una acción de conector y un proceso de decisión de diamante.

Uno de los elementos más importantes en nuestro sistema dinámico es la producción de petróleo la cual es una variable que puede aumentar o disminuir durante los próximos años y será representada mediante el uso de un “stock”, en Ithink los “stocks” son un símbolo genérico para cualquier elemento que se acumule, en nuestro caso la producción de petróleo.

El icono que usamos para representar los flujos contiene una tubería que al final se puede observar una flecha y puede iniciar normalmente con una nube del otro extremo. Las tuberías son los conductos que contabilizan el flujo hacia los “stocks” los flujos pueden ser regulados de distintas formas, el círculo que está unido a la tubería es el receptor y responsable de procesos lógicos específicos y se encarga de regular el flujo según el usuario desee. El círculo y la válvula T pueden funcionar como regulador de flujo, inclusive se puede llegar a controlar el volumen que pasa a través de la válvula ya sea para permitir un gran paso de volumen o simplemente disminuir su paso hacia el “stock”

En cuanto a las nubes es importante destacar que los flujos provienen de algún lado, en nuestro caso estaríamos hablando de las reservas probadas que serán extraídas del yacimiento mediante un plan de explotación razonable. En Ithink se usa para indicar que no importa de dónde proviene el primer flujo y hacia dónde va, en efecto, las nubes serían como los límites de nuestro estudio.

La red de coordinación representa cómo las distintas poblaciones y los flujos están interconectados en una organización. La red se compone de relaciones de causalidad (que pueden ser visibles en el sistema dinámico como flechas de una línea recta), los vínculos de información (que se muestran como flechas de una línea punteada) y los convertidores (representados en forma de círculo).

Un convertidor combina vínculos causales entrantes o los flujos de información para obtener un enlace de salida causal, por ejemplo bucles de retroalimentación, surgen naturalmente de la combinación de acciones de flujos, convertidores y flujos de información (ver Figura.3.2.2)

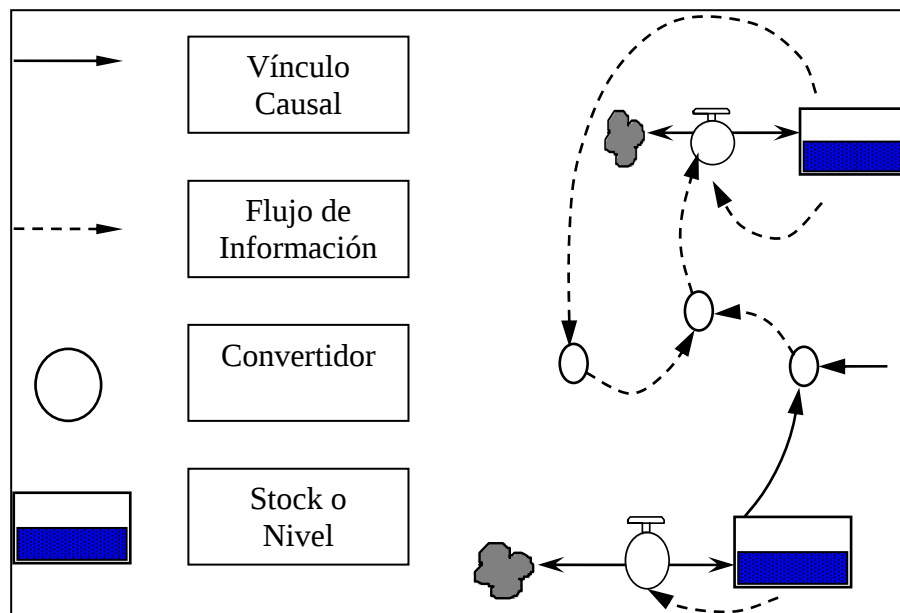


Fig. 3.2.2: Red de Dinámica de Sistema Coordinada y sus respectivos símbolos ^[9].

Hay dos tipos de causalidad en el modelo de dinámica de sistemas hay limitaciones prácticas que representan como los activos o recursos de trabajo en conjunto le entregan resultados a la empresa y hay políticas de operación en la cual la toma de decisión de la gestión de procesos activos que guía la acumulación de existencia de los recursos es llevada por los flujos de información discrecional dichos enlaces no están programados pero han evolucionado y pueden ser diseñados para lograr propósitos específicos y metas de la organización.

Una vez se ha construido el mapa del modelo es importante definir las variables y las constantes para los distintos iconos, debemos hacer clic en la pestaña de Modelo y a los iconos se le verá reflejado un signo de interrogación lo que indica que aún no tienen un valor definido según sea el caso.

III.3 MODELO DE SIMULACION ITHINK

Cuando se simula un modelo dinámico en Ithink se puede interpretar la salida de datos de tres maneras: animación de diagramas, lotes de variables y tabla numérica de valores.

Antes de correr cualquier programa es importante que se especifique el tiempo para poder simular y hasta cuando se quiere simular. Cuando seleccionamos la opción de Run Specs un cuadro de dialogo aparece el cual podemos observar en la siguiente figura 3.4

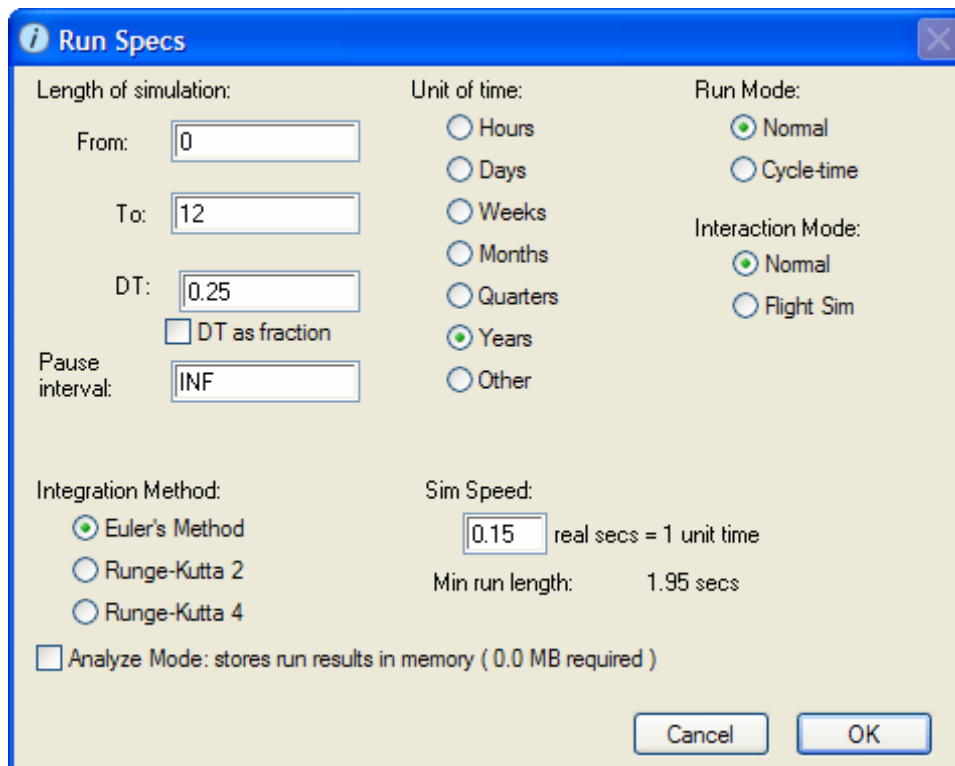


Figura 3.4: Cuadro de Dialogo para especificaciones de tiempo de simulación.

El DT (intervalo de tiempo), determina cuantas rondas realizará el software por unidad de tiempo, en este caso podemos observar en la figura 3.4 que esta simulación realizará un cálculo por cada 0.25 de unidad de tiempo. En el cuadro de opciones también se puede observar que unidad de tiempo se desea. El intervalo de pausa determina la frecuencia con que se producirá una pausa en el funcionamiento del modelo. Colocar un valor de INF, significará que no habrá

pausa. Si se desea cambiar los valores numéricos de las variables durante su ejecución se puede establecer un intervalo de pausa adecuado, inclusive se puede colocar una pausa en cualquier punto de la simulación y observar los valores de las variables deseadas.

III.4 PROCEDIMIENTO

III.4.1 ESQUEMATIZACIÓN DE RESERVAS

Es importante destacar que las reservas pasan por un proceso de estudios para identificar el volumen de recursos que puede encontrarse en los yacimientos de petróleo, que se identifican como reservas probadas, probables y posibles. Estos estudios se basan en la exploración de petróleo el cual es el encargado de la evaluación, exploración y certificación de yacimientos de petróleo a medida que aumentan las exploraciones y las certificaciones de los recursos se obtendrá un aumento en su volumen aumentando proporcionalmente las reservas probadas.

Seguidamente se puede hablar de un incremento de reservas que está constituido por la suma de las Nuevas reservas por exploración mas las nuevas reservas vía desarrollo (se obtienen por producción).

Las nuevas reservas por exploración está ligado a variables como pozos exploratorios anuales, el cual es el primer pozo que se perfora con el fin de encontrar hidrocarburo o gas en un yacimiento y se le agrega otra variable la cual es barriles base, la cual asume una producción de barriles diario por pozo para cuantificar su productividad. Cabe destacar que por cada pozo que se perfora se obtendrá una menor producción ya que se considera que el mismo esta extrayendo el crudo del mismo yacimiento disminuyendo así las reservas iniciales que se tenían, agotando el yacimiento debido a que hay un mayor número de pozos.

Las nuevas reservas vía desarrollo son las que se refieren a la producción de petróleo, es decir, son las que provienen una vez que se desarrolla un campo petrolero y se obtienen mayores valores de producción de los esperados aumentando así las reservas probadas.

De esta manera se puede tener una certificación de reservas probadas en el enfoque de dinámica de sistemas considerando los parámetros antes mencionados obteniendo así un flujo de producción durante un tiempo determinado hasta obtener una producción acumulada, como se puede observar en la figura 3.4.1.

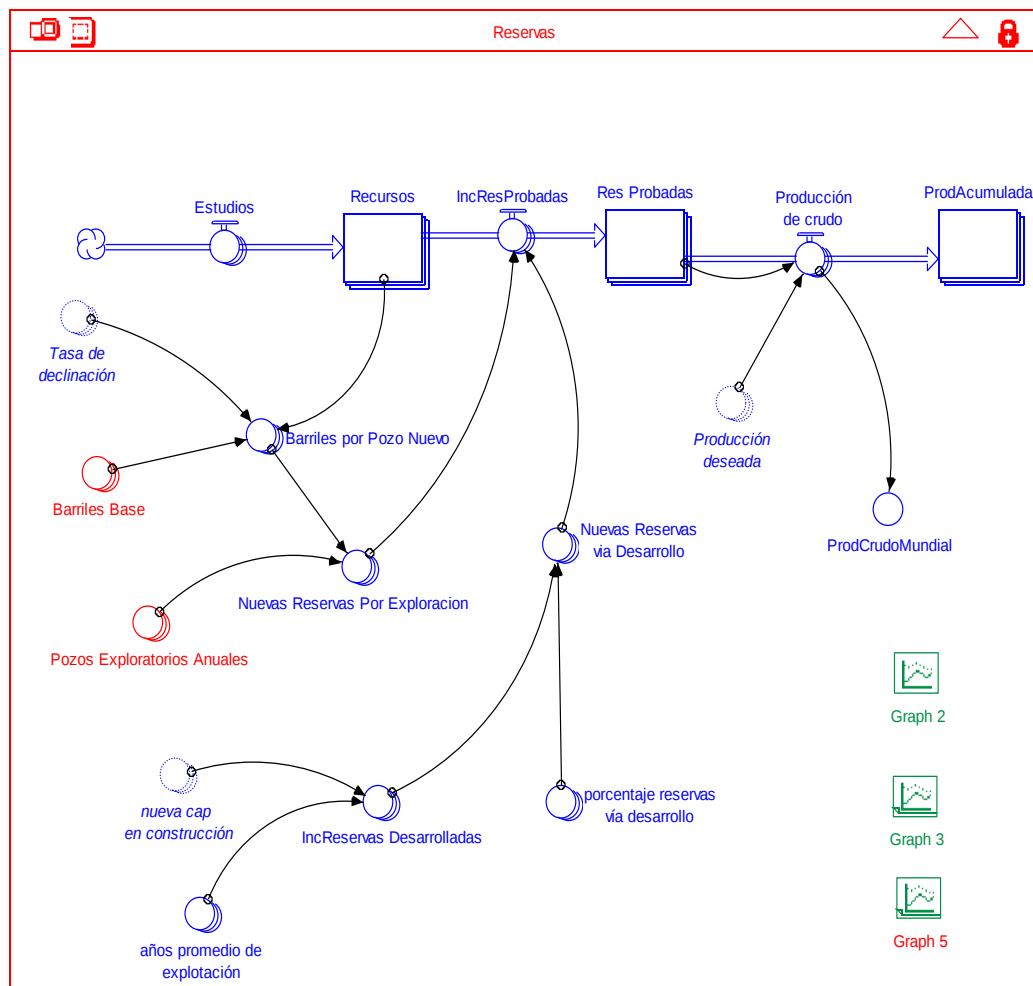


Figura 3.4.1: Esquematización de reservas en el enfoque de dinámica de sistemas.

III.4.2 ESQUEMATIZACIÓN DE CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN

La capacidad de producción es el máximo nivel de actividad que puede alcanzarse con una estructura dada, en el ámbito petrolero se puede definir como la producción de crudo máxima que se tiene diaria con las estructuras que se manejan en superficie para su máximo valor de producción, teniendo en cuenta que la eficiencia puede disminuir un porcentaje debido a factores externos como por ejemplo: se avería la fuente de electricidad del sistema, falta de personal calificado, problemas de almacenamiento de crudo en el patio de tanques, etc. De esta manera puede disminuir considerablemente la capacidad de producción.

Las principales variables que se consideraron para la construcción de este esquema fueron las siguientes: Nueva Capacidad en Construcción, Capacidad en Construcción, Nueva Capacidad de Producción, Tiempo de Construcción, Capacidad de Producción, Declinación, Tasa de Declinación y Capacidad de Producción Deseada. Como se puede observar en la siguiente grafica 3.4.2.

La nueva capacidad en construcción es el valor de la producción que se puede aumentar en un plazo de tiempo determinado para alcanzar una producción deseada.

La brecha de la capacidad de producción es la diferencia entre la capacidad de producción deseada para cada región menos la capacidad de producción actual (producción), finalmente arrojará como resultado cuanto se debe producir para alcanzar la producción deseada.

La capacidad de producción deseada, dependerá de diversos factores como por ejemplo una fracción viable de incremento de capacidad la cual está relacionada con distintos aspectos económicos que determina cuanto debe ser el aumento de la producción.

Nueva capacidad en construcción dependerá del tiempo de construcción, el cual se refiere al tiempo que se necesite para la construcción de las distintas infraestructuras petroleras que aumentan la producción de crudo.

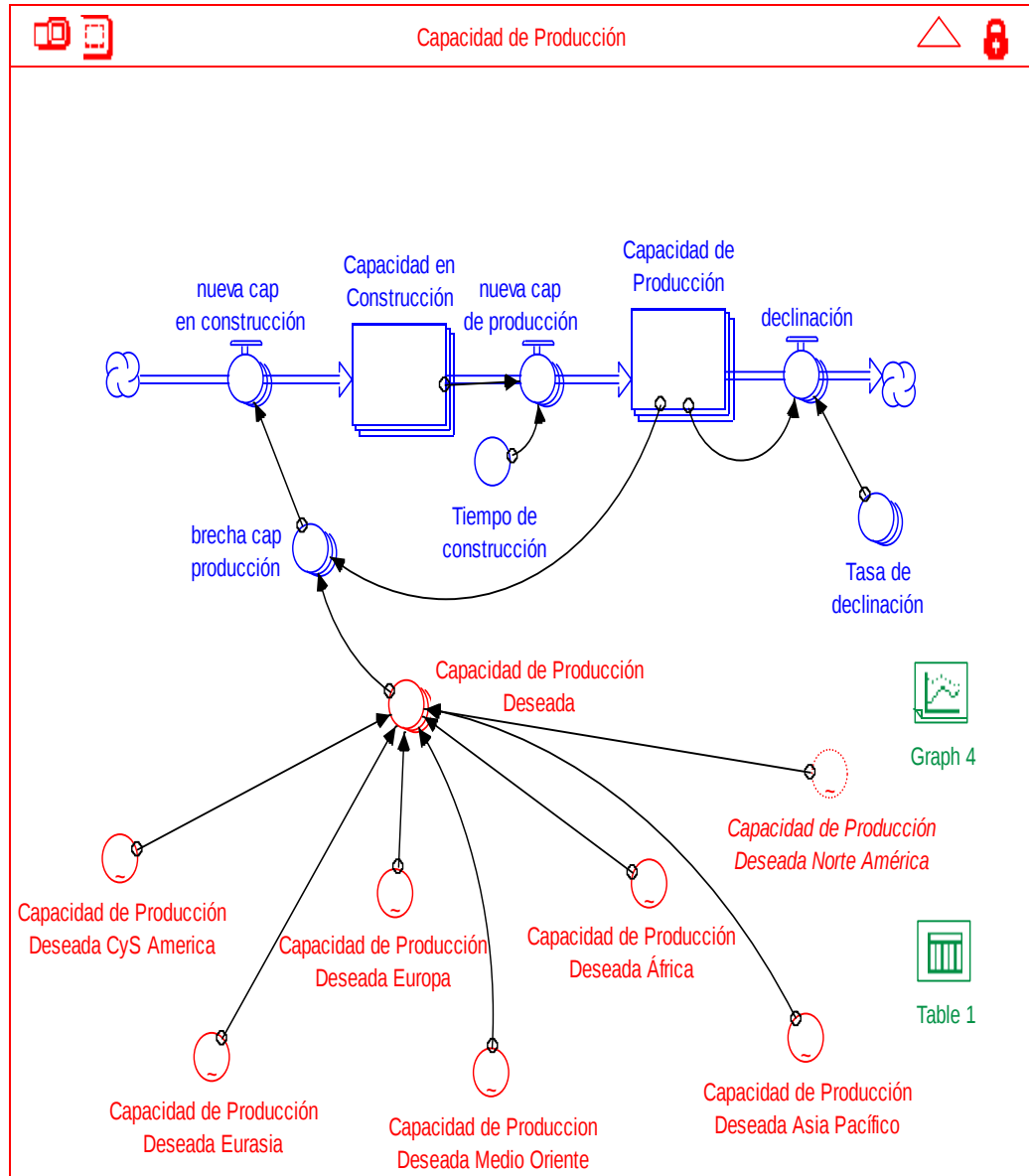


Figura 3.4.2: Esquematización de la Capacidad de Producción en el enfoque de dinámica de Sistemas.

La declinación es el factor que disminuye la producción considerablemente ya que por factores externos e internos de la industria petrolera pueden generar un comportamiento no deseado de la producción.

III.4.3 ESQUEMATIZACION DE PRODUCCIÓN

En el enfoque de dinámica de sistemas para la producción la cual depende fundamentalmente de la capacidad de producción de cada región, el potencial de producción y la demanda de crudo, como se puede observar en la figura 3.4.3.

La producción deseada la cual es aquella que se quiere alcanzar durante un determinado periodo de tiempo, está definida como el mínimo entre la capacidad de producción de cada región por su respectivo potencial de producción y la demanda de crudo para cada región.

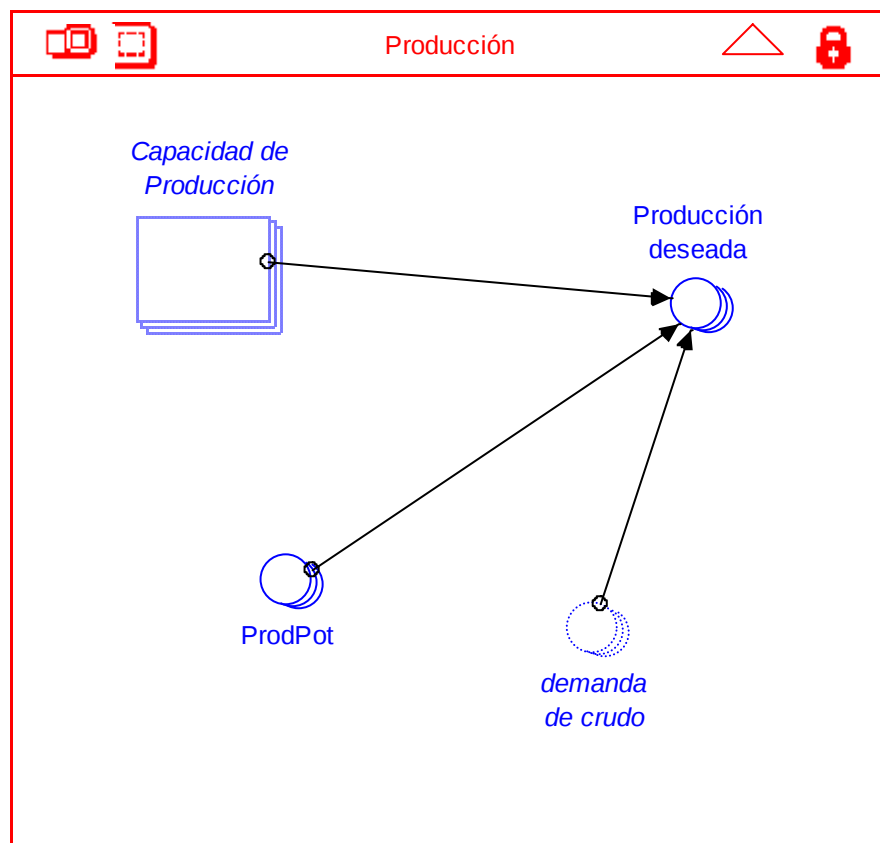


Figura 3.4.3: Esquematación de la producción deseada en el enfoque de Dinámica de Sistemas.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN ^[10]

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la corrida realizada con el programa Ithink según el esquema experimental descrito en el capítulo 3.

Para abordar el análisis de resultados nos enfocaremos en tres factores fundamentales que pueden explicar el aumento de la producción de crudo o su disminución durante los años de la predicción realizada en nuestro caso para el año 2010 hasta el 2015 , los factores que se discutirán son los siguientes:

- Producción de crudo por calidad.
- Relación de reservas/ producción para cada región.
- Importación y Exportación de Crudo.

La producción de crudo está orientada a producir crudo mas liviano y dulce para un periodo intermedio de la predicción como aumenta el condensado y crudo liviano producido en la Formación de la Unión Soviética y el Medio Oriente. Sin embargo, entre 2012 y 2015 hay una declinación en la región del Norte combinado con un aumento en la producción de Canadá donde se tiene un bitumen el cual no es mejorado mientras que en America Latina se reserva la tendencia de la producción de crudo por ende este se hace mas pesado y agrio para el año 2015, como podemos observar en la figura 4.1

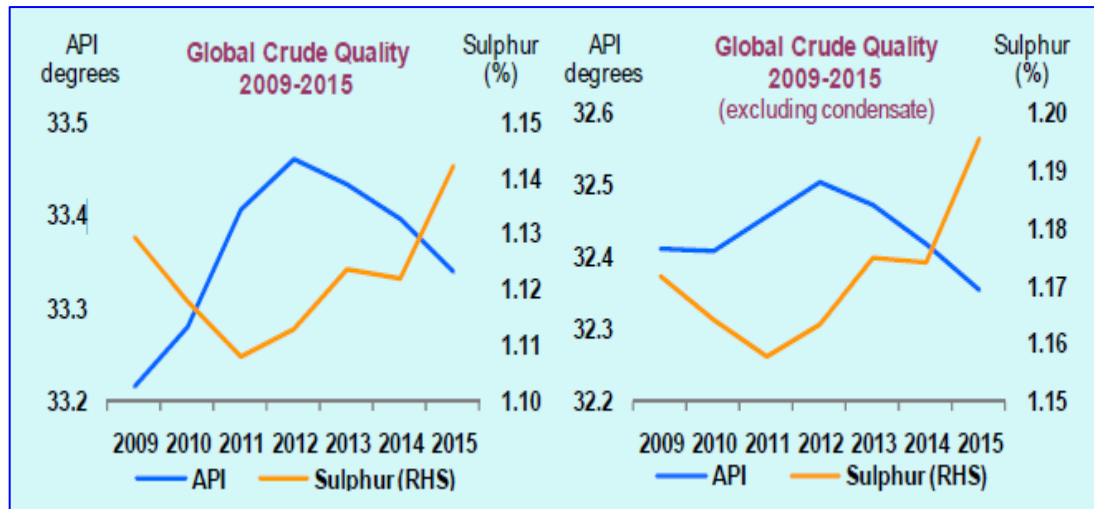


Figura 4.1: Calidad del Crudo global ^[10].

Tanto la producción como la gravedad API será más ligera en el año 2012 aumentando de 33.2° a 33.5°, gracias a la contribución de las regiones de Centro y Sur América, el Medio Oriente y la Formación de la Unión Soviética los cuales son los que contribuyen a la mayor parte del cambio de la gravedad del crudo. En contraste con la predicción de la estabilidad de la Gravedad API del crudo al final del periodo (2015), la gravedad API presenta una ligera caída y llega a 33.3°, la tendencia varía principalmente a los desarrollos que se generen en las regiones de América del Norte y Europa. En términos de acidez la producción del crudo será más dulce en los primeros años de la predicción y llega a presentar valores de 1.11 % en el 2011, gracias a la producción de condensados y la gran capacidad de producción de crudos livianos en el Medio Oriente. Para el 2015, mientras más barriles bituminosos provenientes de las arenas de Canadá se produzcan en el mercado aumentará la acidez del crudo llegando a alcanzar un porcentaje de 1.14% para el último año de la producción, como se puede observar en la figura 4.2.

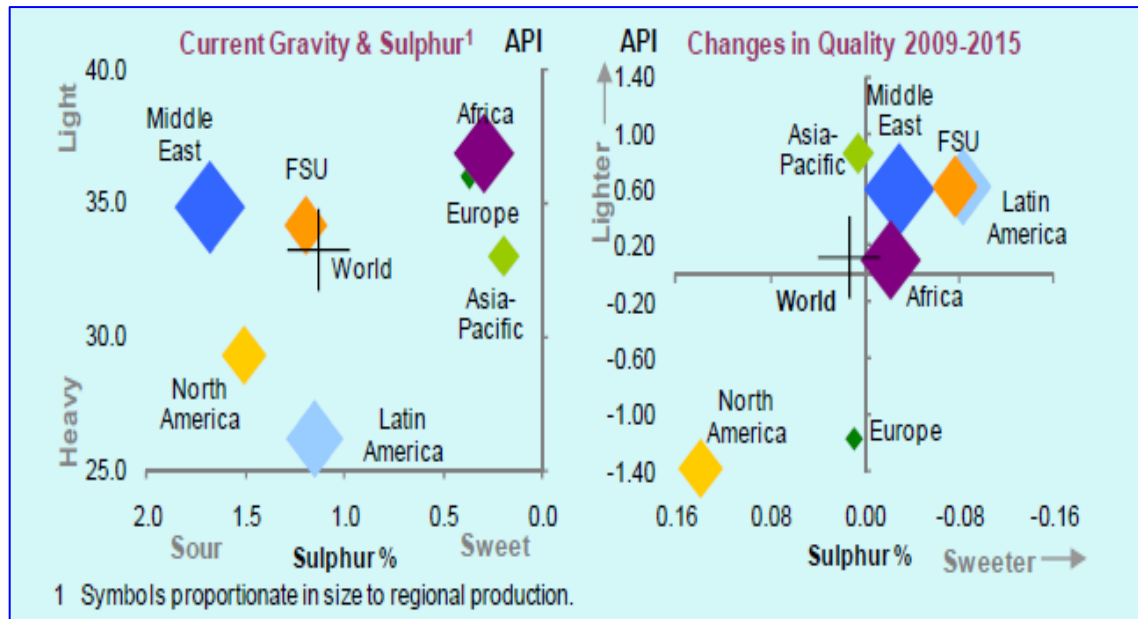


Figura 4.2: Calidad de crudo por Región^[10].

El cambio más significativo en calidad de crudo en el periodo de predicción del 2009-2015 en la región de América del Norte, donde se puede observar que el crudo será más pesado y ácido el cual se verá afectado con el aumento de la producción de bitumen en Alberta (Canadá). El promedio de la gravedad API se verá disminuida en la región de Europa la cual caerá un grado. Por otra parte, el comienzo de la producción de crudo liviano de Kazakhstan eleva la calidad de crudo de la formación de la Unión Soviética, mientras que al compararlo con la declinación de la producción de crudo pesado de China causa un efecto en el que la calidad de crudo de Asia aumente aproximadamente un grado. El crudo latinoamericano, tradicionalmente mas pesado que el promedio de los crudos de otras regiones, se vuelve más liviano y dulce gracias a la producción de crudo desalado en Brasil a pesar del incremento de la producción de crudo pesado en Colombia de los campos Rubiales y Castilla. De manera general el crudo que va hacia las refinerías será un poco más liviano pero más ácido para el año 2015.

IV.1 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REGIÓN DE NORTEAMÉRICA.

La región de Norteamérica la cual está constituida por los siguientes países: Estados Unidos, Canadá y México, en nuestro estudio son los que abarcan la mayor producción de crudo de esa zona, está ubicada en América y se extiende en el hemisferio Occidental desde el Océano Glacial Ártico por el norte hasta el Istmo de Tehuantepec por el sur, y esta a su vez cercado por el Océano Pacífico al oeste, y por el Océano Atlántico al este.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región de Norteamérica se puede observar en la figura 4.1.1 donde se representa la predicción de crudo de la zona. Para obtener un resultado más concreto se realizó un promedio de los cuatro valores arrojados para el año 2010 y de manera similar para los años siguientes y así se puede obtener una predicción y así observar el comportamiento de la producción de crudo.

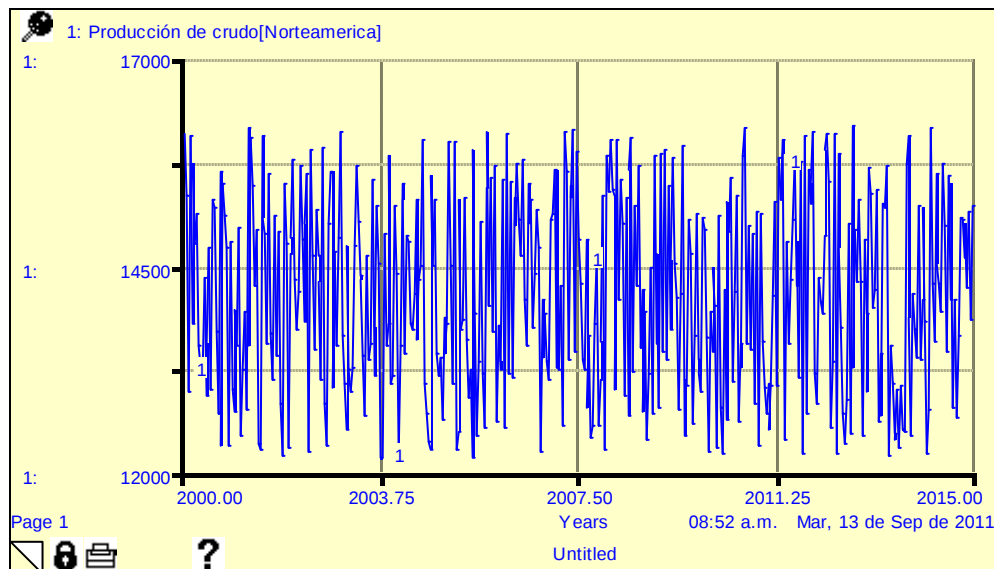


Figura 4.1.1: Predicción de la producción de crudo de Norteamérica (Ithink).

Los resultados de la producción de crudo para los años del 2010 al 2015 se pueden observar en la siguiente tabla 4.1.1, donde se realizó un promedio de cuatro cifras arrojadas por cada año de tal manera que se obtuvo un valor final considerado como la producción de crudo para cada año.

Tabla 4.1.1: Resultados de la producción de Crudo por año para la Región de Norte América (Mbd).

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	13941	13578	13185	12955	13361	15215
	12210	13030	15510	12680	13576	15215
Norteamérica	15352	14318	13742	12438	13453	15215
	14979	15766	14923	16083	15073	15215
	14120,5	14173	14340	13539	13865,75	15215

En la figura 4.1.2 podemos observar cómo se comporta la curva de la producción de crudo de la región de Norteamérica desde el año 2010 hasta el año 2015, como se puede observar hay un incremento considerable de la producción ya que hay una mayor demanda energética y para poder satisfacerla se necesita un incremento en la producción de crudo.

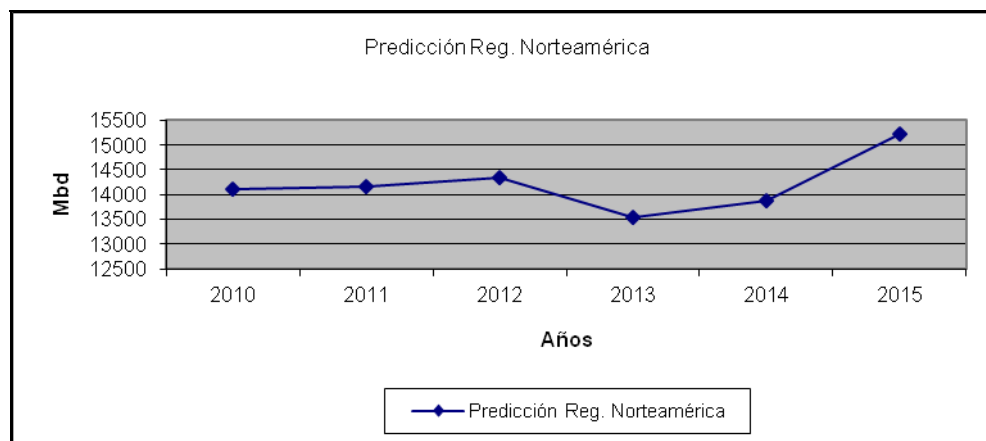


Figura 4.1.2: Predicción de la producción de Crudo de Norteamérica (Excel).

Como podemos observar en el gráfico 4.1.2 para el año 2010 se predice una producción 14120,5 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 para esa región la cual fue de 13338 Mbd se observa que hubo un incremento del 5.86 %, para los años 2011 y 2012 se puede observar un comportamiento constante ya que los valores no varían de manera considerable reportándose valores de 14173 Mbd y 14340 Mbd respectivamente, no es sino hasta el año 2013 que se observa una

leve caída de la producción con un valor de 13539 Mbd la cual se puede atribuir a factores climáticos, económicos o políticos , siguiendo con el análisis observamos que la producción comienza a aumentar considerablemente en el 2014 y el 2015 sigue la tendencia de aumento con producciones de 13865,75 Mbd y 15215 Mbd respectivamente.

Según la Agencia Internacional de Energía conocida por sus siglas en ingles IEA, la región de Norte América es ahora vista como la que mayor crecimiento y fuerza esta tomando en el ámbito de la producción de petróleo y son países que no pertenecen a la OPEP, con un total de producción que va desde 1500 Mbd hasta 14000 Mbd para el 2015. Después de las revisiones al alza de crudo en tierra provenientes de las formaciones de bajas permeabilidad o muy apretadas, la producción total de Estados Unidos se estima que crecerá considerablemente entre 500 Mbd hasta 8300 Mbd para el año 2015. La producción de campos maduros en Alaska y California seguirá declinando mientras que la producción en el golfo de México esta marcada por los retrasos hasta mediados de la década, cuando el crecimiento se reanude. A pesar de la pronunciada declinación en los campos como Cantarell, México carece de nuevos proyectos para aumentar la producción, estos análisis podemos observarlos en la siguiente figura 4.1.3.

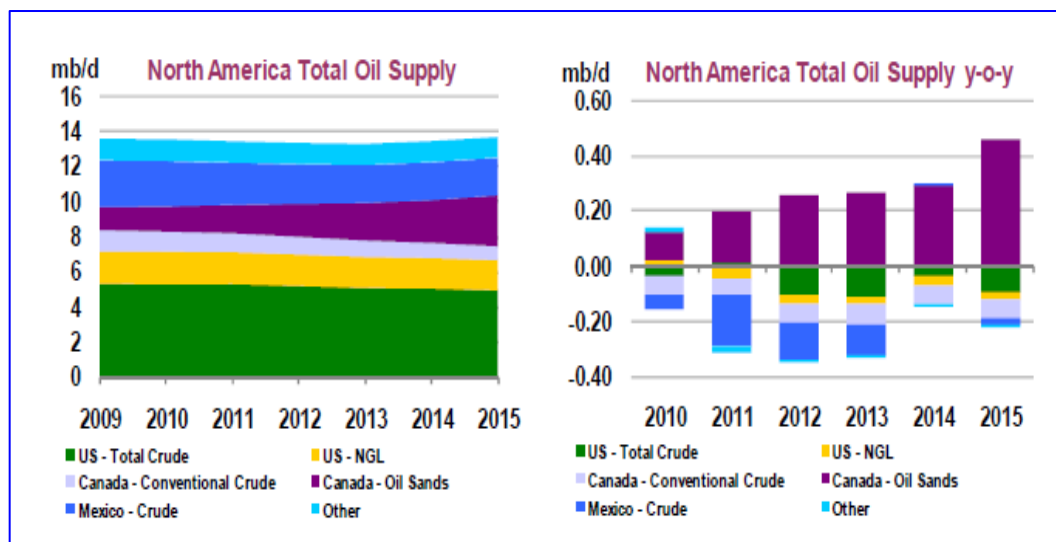


Figura 4.1.3 Predicción de la Producción de la Región Norte América hecha por la IEA ^[10] (No incluye países miembros de la OPEP).

Tecnológicamente se considera como una de las regiones más avanzadas de tal manera que aprovecha las reservas de crudo en el estado que se presenten y aun así obtener una producción considerable, un ejemplo de esta zona es el caso de Canadá (Alberta), donde se encuentra un deposito de bitumen rico en crudo situado al norte del país, estas arenas son una combinación de minerales arcillosos, arena de sílice, agua y bitumen crudo. Con la moderna tecnología de petróleo no convencional usando el método de recuperación secundaria CHOPS (Cold Heavy Oil Production Sand), se ha recuperado un gran volumen de crudo que posteriormente aumenta la producción de la zona.

En el tema de Mercado e impuestos conocemos que el crudo marcador que se comercializa en Estados Unidos es el West Texas Intermediate (WTI) y en los países de Canadá y México se utilizan los crudos marcadores de WTI y el BRENT por ende el crudo de esa región debe presentar una gravedad API que cumpla con las característica de los crudos marcadores para que tenga el valor comercial deseado.

Un Factor importante que se considera endógeno es el tema de la relación Reserva/Producción el cual para la región de Norteamérica se ha realizado el siguiente análisis, se tomó un valor de producción entre el año 2012 y 2013 que se considera la mitad del periodo de predicción de tal manera que se promedio un valor de producción de crudo entre 14340 Mbd y 13539 Mbd respectivamente, obteniéndose como resultado 13939.5 Mbd y dividiendo las Reservas Probadas de la región la cual es 73300 MMb entre la producción de crudo promediada 13939.5 Mbd, se obtuvo un cociente de 5258.43 días el cual se dividió por 365 días para obtener la relación reserva producción de 14.40 años lo que representa que si la tendencia de producción de esa región permanece similar durante los siguientes años se puede considerar un agotamiento de las reservas en aproximadamente 14 años, estas ecuaciones se observan a continuación:

Tabla 4.1.2: Proceso de interpolación Norte América.

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	14340	13939.5	13539

Una vez obtenido el valor del promedio se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{73300000000 \text{ Bbl}}{13939500 \text{ Bbl}} = 5258.43 \text{ días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 5258.4325 \text{ días} * \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} = 14.40 \text{ años}$$

Obteniendo finalmente el valor de tiempo en que podría agotarse las reservas probadas si se tiene una producción con la tendencia que se obtuvo de la predicción.

IV.2 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REGIÓN DE SUR Y CENTROAMÉRICA.

La región de Sur y Centro América la cual está constituida por los siguientes países: Argentina, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela, los cuales tienen la mayor producción de crudo de esa zona, está rodeado por el Océano Pacífico y el Océano Atlántico.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región de Sur y Centro América se puede observar en la figura 4.2.1 donde se representa la predicción de crudo para la zona, realizándose el mismo método de promedio para calcular los valores de los distintos años del 2010 al 2015.

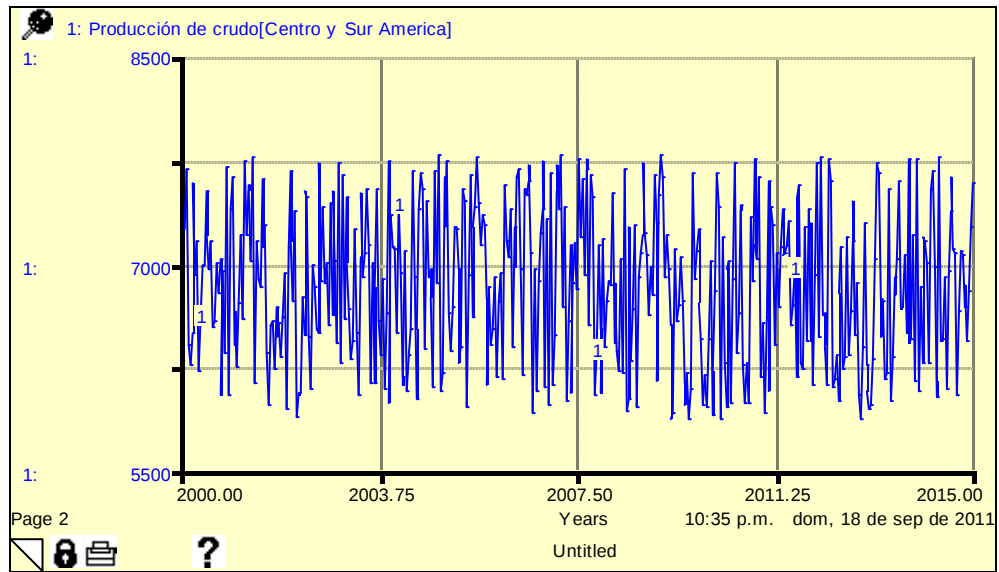


Figura 4.2.1: Predicción de la Producción de Crudo de Sur y Centro América (Ithink).

En la Siguiete Tabla 4.2.1 podemos observar los valores obtenidos par los años del 2010 al 2015, donde se realizó un promedio de las cuatro cifras arrojadas por año.

Tabla 4.2.1: Resultados de la Producción de Crudo por año para la Región Centro/Sur América (Mbd).

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Sur y Centroamérica	7009	6566	6909	6060	6817	7585
	7188	7077	7754	6729	6974	7585
	6355	6551	7120	6890	6941	7585
	7326	7326	7451	7758	7081	7585
	6969,5	6880	7308,5	6859,25	6953,25	7585

En la figura 4.2.2 podemos observar cómo se comporta la curva de la producción de crudo de la región de Sur y Centro América desde el año 2010 hasta el 2015, como se puede observar hay un incremento hasta el año 2012 y luego disminuye considerablemente para el año 2013 aumentando posteriormente durante los años 2014 y 2015 manteniendo la tendencia.

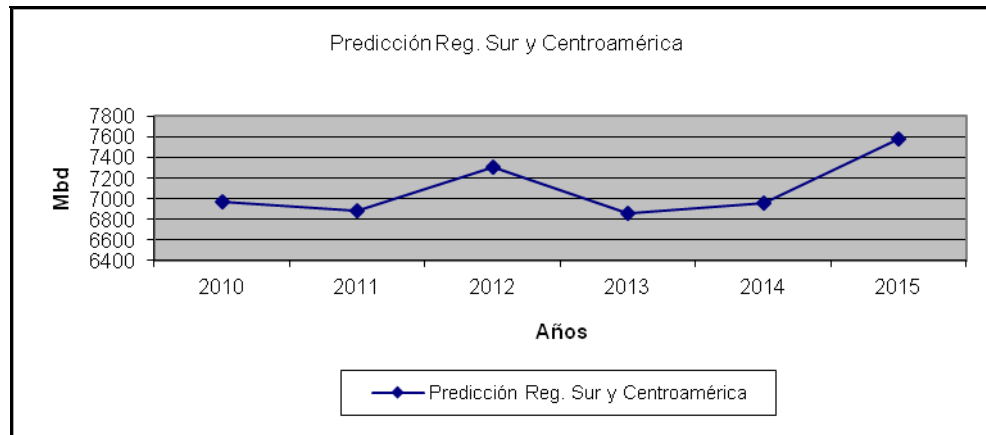


Figura 4.2.2: Predicción de la producción de crudo para Sur y Centro América (Excel).

Como se puede observar en la figura 4.2.2 para el año 2010 se predice una producción de 6969.5 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 para la región de Sur y Centro América la cual fue de 6760 Mbd se observa que hubo un incremento del 3.1 % respecto al año pasado, para los años 2011 y 2012 la tendencia tiende a elevarse considerablemente presentando resultados de 6880 Mbd y 7308,5 Mbd respectivamente por ende producción debería ir en ascenso debido a la cantidad de reservas probadas que presenta esta región, para el año 2013 se observa una disminución en la producción respecto al 2012 que cae a 6859.25 Mbd y posteriormente para los años 2014 y 2015 se espera que esta se eleve considerablemente presentando una producción de crudo de 6953.25 Mbd y 7585Mbd respectivamente lo que en porcentaje representa un 12.2 % respecto al año 2009.

En cuanto a los países que no pertenecen a la OPEP en Latinoamérica se observa que hay un fuerte crecimiento de la producción de crudo en la región, incrementando de 3900 Mbd a 5100 Mbd para el 2015, donde se ve un mayor crecimiento en Brasil y Colombia. En Brasil se espera que la producción de crudo pase de 815 Mbd a 2800 Mbd gracias al aumento de la producción en costa afuera y la explotación de campos pre salados más importantes de Brasil que hoy en día presentan las mayores reservas en estos últimos mencionados, una predicción hecha por la IEA puede observarse en la siguiente figura 4.2.3.

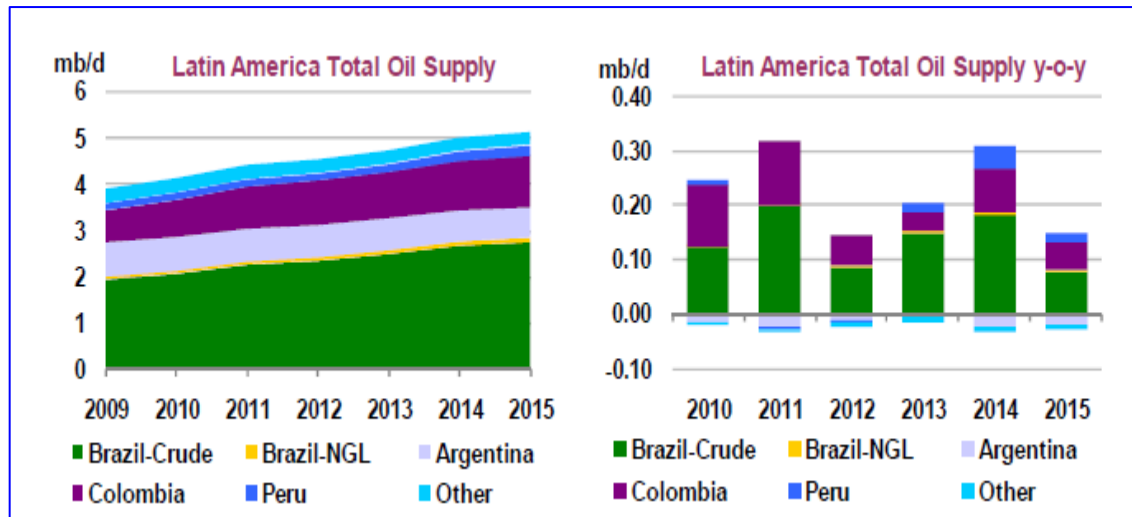


Figura 4.2.3: Predicción de la producción de crudo de Centro y Sur América hecha por la IEA sin incluir a los países que conforman la OPEP de esa región ^[10].

En términos de crecimiento, Colombia es la nueva estrella de países de Latinoamérica que no integra la OPEP. La producción de crudo está enfocada a mostrar un aumento de 675 Mbd a 1100 Mbd para el 2015, alcanzando un promedio de aumento por cada año de 100 Mbd. Así como se observa crecimiento en los campos de Castilla y Rubiales, ha sido impresionante como aumenta la producción por año llegando a alcanzar 70 Mbd en febrero del año 2010. Los operadores tienen planes ambiciosos para aumentar la producción aún más, con la ayuda de nueva infraestructura colocada en el lugar correcto para traer crudo de el área de los Llanos hasta el terminal de exportación de la costa, todo esto con la improvisación de un buen ambiente de seguridad. Perú presenta un aumento de 75Mbd para el 2015 mientras que Argentina declina su producción hasta 90 Mbd.

Es importante resaltar que la Región de Sur y Centro América posee reservas de 237.100 MMbbl y la mayor parte de estas reservas se encuentran en Venezuela presentando una característica de que el crudo es de baja gravedad API caracterizándolo como pesado y extrapesado, por ende el incremento de precios del crudo así como la declinación de la producción , han llevado a las compañías que desarrollan a orientar sus esfuerzos en la investigación de nuevos desarrollos para crudos pesados y extrapesados. La selección de la tecnología a aplicar para

aumentar la recuperación depende de la adecuada caracterización de los yacimientos y de los fluidos contenidos en los mismos.

De acuerdo a la experiencia de PDVSA en el caso de la FPO (Faja Petrolífera del Orinoco); el petróleo de la zona posee una desventaja: presenta viscosidades bajas en comparación con otros que tienen densidad similar, razón por la cual es posible bombear crudo desde el yacimiento, obteniendo producciones de unos cientos de barriles sin tecnologías térmicas. Sin Embargo, para generar mayor valor a partir de las grandes inversiones que deben ejecutarse sobre los campos, fue necesario obtener mas volumen de crudo, de allí la importancia de implementar nuevas técnicas, de esta manera la producción de la región puede considerarse en auge ya que posee grandes reservas, se realizan las inversiones necesarias y se tiene la tecnología aumentando así la producción de crudo durante los siguientes años como se presenta en la tendencia de la curva de la figura 4.2.2.

Como Podemos observar en la Tabla 4.7.1 La región de Sur y Centro América se caracteriza por ser exportadora de crudo con un volumen de 2588 Mbbl/d y presenta una importación de 504 Mbbl/d lo que indica que es una región que tiene una demanda energética menor a las otras regiones y es capaz de satisfacer sus necesidades con la producción de la zona sin necesidad de importar crudo.

En cuanto al factor más relevante que podría causar una disminución de la producción de crudo a largo plazo es el de la relación Reserva/Producción el cual para la región de Sur y Centro América se ha realizado el siguiente análisis, se tomo un valor de producción entre el año 2012 y 2013 que se considera la mitad del periodo de predicción de tal manera que se promedió un valor de producción de crudo entre 7308.5 Mbd y 6859.25 Mbd respectivamente, obteniéndose como resultado 7083.87 Mbd y dividiendo las Reservas Probadas de la región la cual es 237.100 MMb entre la producción de crudo promediada 7083.87 Mbd se obtuvo un cociente de 33470.40 días el cual se dividió por 365 días para obtener la relación reserva producción de 91.7 años lo que representa que si la tendencia de producción de esa región permanece similar durante los siguientes años se puede

considerar un agotamiento de las reservas en aproximadamente 91 años, estas ecuaciones se observan a continuación:

Tabla 4.2.2: Proceso de interpolación Centro/Sur América.

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	7308.5	7083.87	6859.25

Una vez obtenido el valor del promedio se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{237100000000 \text{ Bbl}}{7083870 \text{ Bbl/Día}} = 33470.4053 \text{ Días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 33470.4053 \text{ Días} * \frac{1 \text{ Año}}{365 \text{ Días}} = 91.7 \text{ años} = 92 \text{ años}$$

Es importante resaltar que países como Venezuela y Ecuador son miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), por ende están obligados a restringir su producción hasta cierto volumen lo que se conoce como la cuota OPEP lo que podría generar una tendencia similar durante los siguientes años y la producción no aumente considerablemente debido a esta restricción.

IV.3 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REGIÓN DE EUROPA.

La región de Europa la cual está constituida por los siguientes países para el caso de estudio son los siguientes: Dinamarca, Italia, Noruega, Rumania, Reino Unido, Francia, Alemania, España y Holanda. Esta Región se encuentra limitada con el océano Ártico al norte, el océano Atlántico al oeste y el mar mediterráneo al sur.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región de Europa se puede observar en la figura 4.3.1 donde se representa la predicción de crudo de la zona. Donde se realizó un promedio de los cuatro valores del año 2010 al 2015 y así observar el comportamiento de la producción gráficamente.

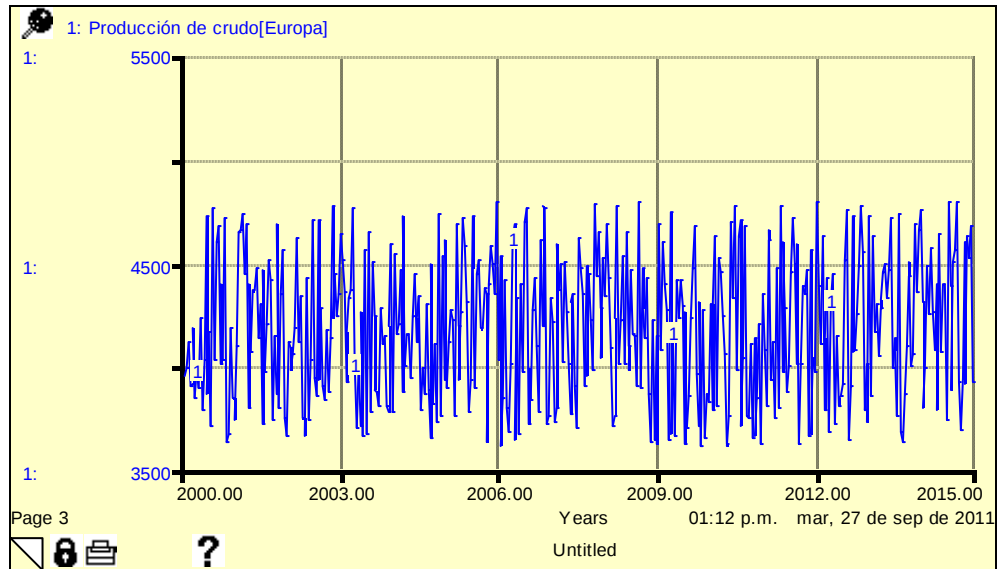


Figura 4.3.1: Predicción de la Producción de crudo de Europa (Ithink).

Los resultados de la producción de crudo para los años 2010 al 2015 se pueden observar en la siguiente tabla 4.3.1, donde se realizó un promedio de cuatro cifras arrojadas por cada año de tal manera que se obtuvo un valor final considerado como la producción de crudo para cada año de la predicción.

Tabla 4.3.1: Resultados de la producción de crudo por año de la región Europa (Mbd)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	4624	4346	3961	3718	4714	3914
	4239	4112	4416	4276	4066	3914
Europa	4706	3867	3844	3984	3727	3914
	3737	4005	4067	4087	3910	3914
	4326,5	4082,5	4072	4016,25	4104,25	3914

En la figura 4.3.2 podemos observar como se comporta la curva de producción de crudo de la región de Europa desde el año 2010 hasta el año 2015, como se puede observar un comportamiento constante en la región esto se debe a que por ser

países desarrollados presentan una tendencia de consumismo muy elevada y en nuestro gráfico es notoria la declinación de la producción de crudo.

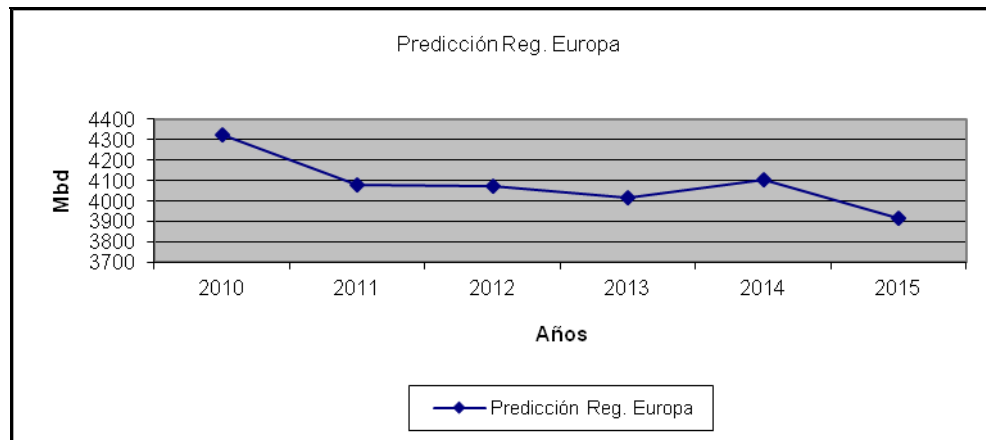


Figura 4.3.2: Predicción de la Producción de Crudo de Europa (Excel).

En la figura 4.3.2 para el año 2010 se predice una producción de 4326.5 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 para esa región la cual fue 4955.40 Mbd se observa que hubo una disminución del 12.69%, para los años 2011 y 2012 se presenta un comportamiento constante ya que los valores no varían notablemente arrojando cifras de 4082.5 Mbd y 4072 Mbd respectivamente, en el año 2013 se observa una caída de la producción con una valor de 4016.25 Mbd, siguiendo con el análisis se observa un aumento para el año 2014 no muy significativo pero para el año final de la predicción en el año 2015 se tiene una valor de 3914 Mbd lo que nos indica que la tendencia de la curva está declinando.

Reportes realizados por la IEA, nos indica que la región de Europa es la que presenta la mayor y pronunciada declinación, la producción total se ve proyectada a caer de 4500 Mbd en el año 2009 hasta 3300 Mbd para el año 2015, como se puede observar en la figura 4.3.3. Reino Unido es el que presentará la caída mas considerable de la región, con una producción que cae de 1500 Mbd en el 2009 a 900 Mbd para el año 2015, a pesar que nuevos campos son explotados la declinación proviene de los campos maduros que han estado produciendo, Reino Unido se ha mantenido con una producción de 80 Mbd en promedio, con la

declinación que se presentará se han hecho los esfuerzos necesarios para recuperar las tasas de producción y así extender la vida promedio de los campos.

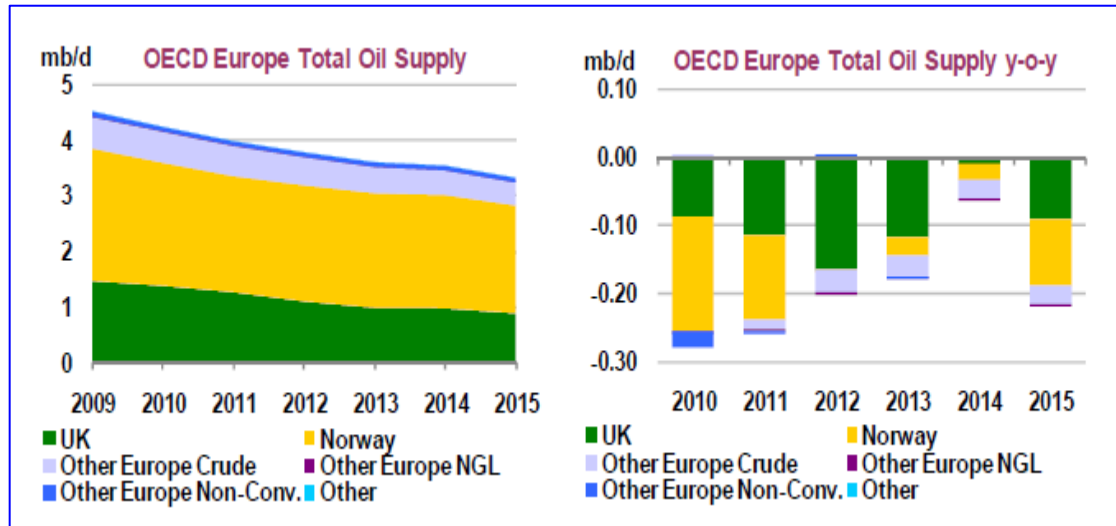


Figura 4.3.3: Predicción de la Producción de Crudo de la Región Europea hecha por la IEA ^[10].

Noruega también presentó un alza en su promedio presentando 90 Mbd gracias al mejor desempeño y esfuerzo realizado para prevenir la declinación de la producción de crudo, sin embargo al realizar una comparación entre el Reino Unido y Noruega, la base de reservas que tiene Noruega es significativamente mayor que la del Reino Unido. La producción de crudo de Noruega se observa una declinación que va de 2400 Mbd para el 2009 y 1900 Mbd para el año 2015. Los líquidos del gas Natural y los condensados crecen en aproximadamente 50 Mbd mientras que la producción de crudo declina a 500 Mbd para el 2015.

En cuanto al tema de la relación Reserva/Producción para la región de Europa se ha realizado el siguiente análisis, se tomó un valor entre los años 2012 y 2013 (Tabla 4.3.2) que representa el valor intermedio de la producción para la predicción y se promedia entre estos dos valores los cuales son 4072 Mbd y 4016.25 Mbd respectivamente, obteniéndose un valor de 4044.12 Mbd y al dividir las reservas probadas de la región que para finales del año 2009 y principios del 2010 tienen un valor de 14 700 MMbbl se obtiene un cociente de 3634.90 días equivalente a 3635 días y al dividirlo entre 365 días se obtiene la relación reserva producción por año la cual equivale a 9.95años, lo que representa que si la

tendencia permanece constante durante 10 años se agotarían las reservas probadas para la región de Europa por ende es importante en este caso hace una inversión considerable en el área de exploración de nuevos yacimientos para satisfacer por mas tiempo la producción de crudo y de esta manera no agotar los yacimientos de la región que están siendo explotados, estas ecuaciones las podemos observar a continuación:

Tabla 4.3.2: Proceso de Interpolación Europa

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	4072	4044.12	4016.25

Una vez obtenido el valor de la iteración se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{14700000000 \text{ Bbl}}{4044125 \text{ Bbl/Día}} = 3634.90 \text{ Días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 3634.90 \text{ Días} * \frac{1 \text{ Año}}{365 \text{ Días}} = 9.95 \text{ años} = 10 \text{ años}$$

IV.4 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REGIÓN DE EURASIA.

Eurasia es el continente formado por las regiones históricas de Europa y Asia, usualmente denominadas también continentes, en nuestro estudio está conformado principalmente por los siguientes países: Azerbaijan, Kazakhstan, Federación Rusa, Turkmenistan y Uzbekistan.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región de Eurasia se puede observar en la figura 4.4.1 donde se representa la predicción de crudo de la zona. Para obtener un resultado más concreto se realizó un promedio de los cuatro

valores arrojados para el año 2010 y los siguientes hasta el 2015 y así poder obtener el comportamiento de la curva de producción de la región.

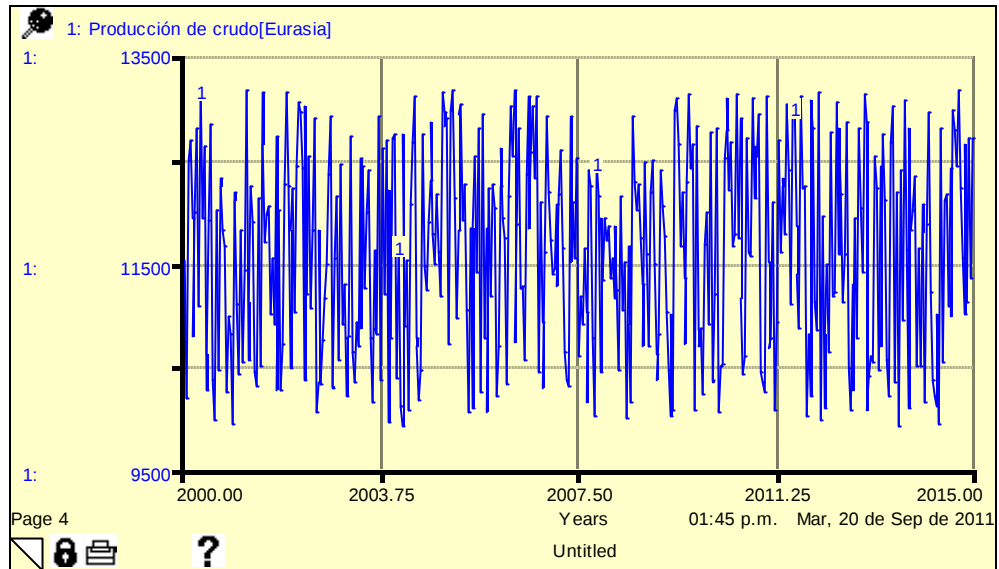


Figura 4.4.1: Predicción de la producción de crudo de Eurasia (Ithink).

Los resultados de la producción de crudo para los años del 2010 al 2015 se pueden observar en la siguiente tabla 4.4.1, donde se realizó un promedio de cuatro cifras arrojadas por cada año de tal manera que se obtuvo un valor final considerado como la producción de crudo para ese año.

Tabla 4.4.1: Resultados de la producción de crudo por año para la Región de Eurasia (Mbd).

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Eurasia	12763	10329	11116	10062	10484	12694
	12501	10907	11476	12428	11197	12694
	13138	11086	12153	12176	12164	12694
	11546	13120	11933	12806	13172	12694
	12487	11360;5	11669;5	11868	11754;25	12694

En la figura 4.4.2 podemos observar como se comporta la curva de la producción de crudo de la región de Eurasia desde el año 2010 hasta el año 2015, como se puede observar hay un incremento considerable de la producción en los últimos años pero la curva presenta un comportamiento constante entre los años 2011 y 2014 manteniendo la producción en un rango entre 11000 Mbd y 12000 Mbd.

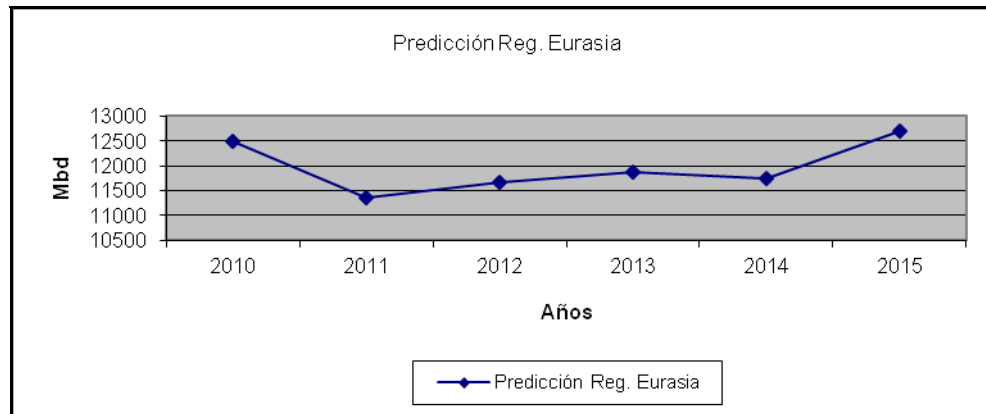


Figura 4.4.2: Predicción de la producción de crudo de Eurasia (Excel).

Como podemos observar en la figura 4.4.2 para el año 2010 se predice una producción de 12487 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 la cual fue 12897 Mbd se observa que hubo una disminución respecto a la última cifra del 3.17% de la producción de crudo, siguiendo la tendencia de la curva para los años 2011 y 2012 se tiene una cifra menor que para la del año 2010 las cuales son 11360.5 Mbd y 11669.5 Mbd respectivamente, para los años 2013 y 2014 se presentan cifras de 11868 Mbd y 11754.25 Mbd presentando una tendencia constante de la producción de crudo no es sino hasta el 2015 que aumenta considerablemente la cifra y llega a 12694 Mbd.

Según la IEA para la región de Eurasia la producción de la Unión Soviética es revisada y estaría disminuyendo unos 50 Mbd en promedio por año pero aun así sigue siendo uno de los países principales que elevan la producción de esta región. La producción de Rusia está ajustada a elevarse en promedio a 110 Mbd según estudios recientes realizados por la IEA, donde la mayoría de la producción proviene de los campos Key. Sin embargo la producción de la región parece estable durante el año 2010 con un valor de 10200 Mbd aunque con un incremento de 200 Mbd para el periodo 2010-2011 llegando a 10400Mbd. No obstante Rusia presenta una fuerte producción de 250 Mbd de líquidos del gas natural NGL y se espera que aumente de 590Mbd en 2009 a 840 Mbd para el año 2015. A pesar de estas compensaciones hay una declinación en la producción de crudo, se ha estado invirtiendo gran parte para la producción del LGN así como

se piensa expandir la infraestructura necesaria para su extracción. Todo este análisis realizado por la IEA podemos observarlo en la figura 4.4.3.

La predicción para Azerbaijan se ha revisado y presenta una disminución promedio de 100 Mbd, pero aún así se ve un aumento desde 1100 Mbd para el 2009 y 1200 Mbd en el 2015. El Azeri-Chirag-Guneshli (ACG) el cual es un complejo costa afuera seguirá suministrando la mayor parte del crudo Azerí. Aunque la producción presente una declinación significativa.

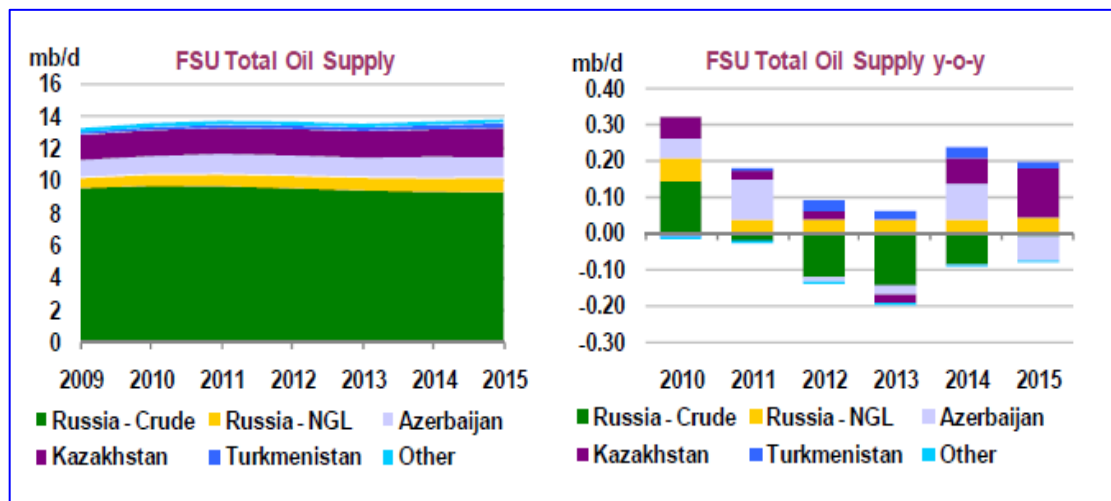


Figura 4.4.3: Predicción de la producción de crudo en Eurasia hecha por la IEA ^[10].

La producción de crudo en Kazakhstan se ve un poco disminuida con un promedio de 50 Mbd debido a una recesión en el tiempo de los proyectos para aumentar la producción, a pesar que se incluyen grandes proyectos como los de la extracción de condensado del campo Karachaganak y aún más importante el comienzo de la producción del campo súper gigante Kashagan. De manera general para Kazakhstan en la revisión de la predicción se espera que su total producción pase de 1600 Mbd para el 2009 a 1900 Mbd para el año 2015.

Para la región de Eurasia se realizó el análisis de Reserva/Producción del mismo modo que se calculó para las anteriores regiones tomando un valor intermedio de la producción de crudo entre los años 2012 y 2013 (Tabla 4.4.2), que respectivamente son los siguientes 11669.5 Mbd y 11868 Mbd obteniéndose un

valor de 11768.75 Mbd y se procedió a dividir la reservas probadas de la región las cuales se ubican en 122 000 MMBbl entre el valor promediado de la producción, obteniéndose como cociente el siguiente valor que representa la relación Reserva/Producción en días de 10366.43 y para llevarla a años la dividimos entre 365 días/año de tal manera que se obtiene la relación Reserva/Producción de 28.40 años , lo que indica que si se mantiene el ritmo de la producción de crudo se podría producir durante los próximos 28 años en la región de Eurasia donde es importante acotar que la Federación Rusa es la que mayor producción de crudo aporta para la región, las ecuaciones se observan a continuación:

Tabla 4.4.2: Proceso de Interpolación Eurasia.

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	11669.5	11768.75	11868

Una vez obtenido el valor de la iteración se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{122000000000 \text{ Bbl}}{11768750 \text{ Bbl/Día}} = 10366.43 \text{ Días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 10366.43 \text{ Días} * \frac{1 \text{ Año}}{365 \text{ Días}} = 28.40 \text{ años} = 28 \text{ años}$$

IV.5 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REGIÓN DE MEDIO ORIENTE.

La región del Medio Oriente la cual está constituida en nuestro estudio por los siguientes países : Irán, Irak, Kuwait, Omán, Qatar, Arabia Saudita, Siria, Emiratos Árabes y Yemen, se localiza en la unión de Eurasia y África, entre el mar Mediterráneo y el océano Indico.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región del Medio Oriente se puede observar en la figura 4.5.1 donde se representa la predicción de crudo de la zona, donde se realizó el mismo procedimiento que las otras regiones para promediar la producción de crudo por año.

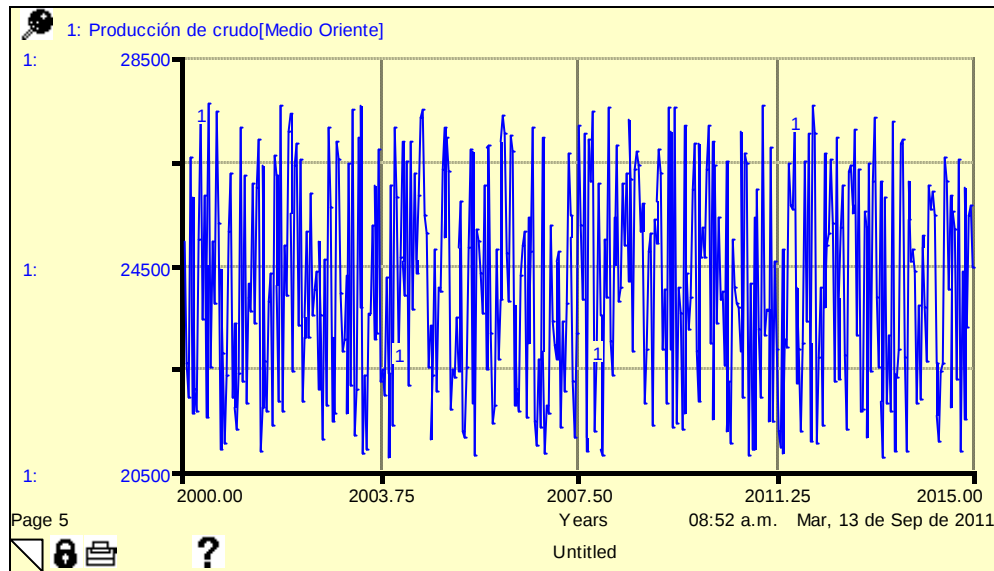


Figura 4.5.1: Predicción de la producción de crudo de Medio Oriente (Ithink).

Los resultados de la producción de crudo para los años 2010 al 2015 se pueden observar en la siguiente tabla 4.5.1, donde se realizó un promedio de cuatro cifras arrojadas por cada año de tal manera que se obtuvo un valor final considerado como la producción de crudo para ese año.

Tabla 4.5.1: Resultados de la producción de Crudo por año para la Región de Medio Oriente (Mbd)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
	22931	27578	27022	21105	21849	24429
	22489	22813	25083	26069	25420	24429
Medio Oriente	23708	25608	25209	27265	26075	24429
	24084	21221	27091	25338	26532	24429
	23303	24305	26101;25	24944;25	24969	24429

En la figura 4.5.2 podemos observar cómo se comporta la curva de la producción de la región de Medio Oriente desde el año 2010 hasta el año 2015, como se

puede observar la producción varia, entre 23000 Mbd y 26000 Mbd aproximadamente de tal manera que al compararlo con el histórico se observa una tendencia similar a los años pasados.

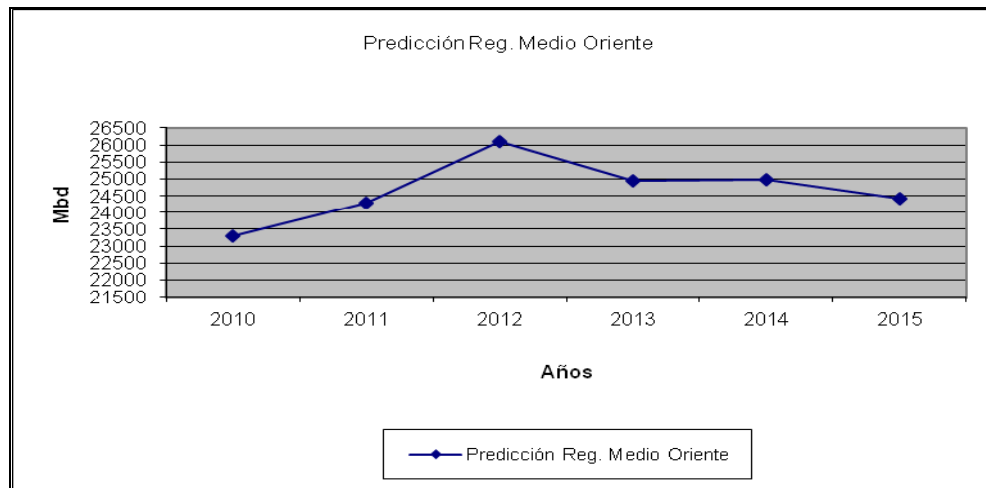


Figura 4.5.2: Predicción de la producción de crudo de Medio Oriente.

Como podemos observar en la figura 4.5.2 para el año 2010 se predice una producción de 23303 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 la cual fue de 24357 Mbd se observa que hubo una disminución de 4.32 % respecto al año anterior pero esta disminución se compensa para los años 2011 y 2012 donde la producción es 24305 Mbd y 26101.25 Mbd respectivamente y donde esta última representa el punto máximo de la gráfica para la predicción de la producción de crudo, para el año 2013 se tiene un valor de 24944.25 Mbd y desde ese año se observa una tendencia constante en la curva presentando valores de 24969 Mbd y 24429 Mbd para los años 2014 y 2015.

Según la IEA que hace especial énfasis en los países que no conforman lo OPEP y se puede observar también la predicción en la figura 4.5.3, al observar la revisión de la producción general de la región se observa un incremento que llega a 45 Mbd en promedio sin embargo se observa una declinación que va desde 1700 Mbd en el 2009 a 1500 Mbd para el año 2015. La producción en Siria está anticipada a caer rápidamente de 385 Mbd a 240 Mbd para el año 2015, debido a la relativa madurez de los campos existentes. Yemen también se verá afectado con una caída en la producción que llega aproximadamente a 95 Mbd, mientras que

Omán gracias a una cadena de recuperación secundaria los proyectos aumentaran su producción de 815 Mbd en el 2009 a 930 Mbd para el 2011, antes de que la producción caiga de nuevo a 865Mbd para el año 2015.

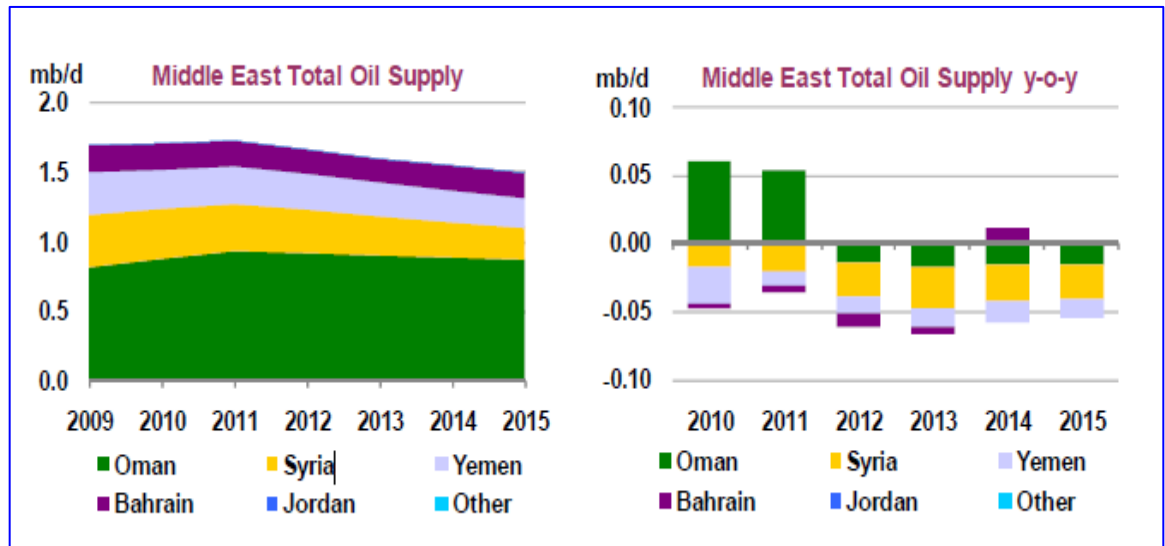


Figura 4.5.3: Predicción de la producción de crudo de la Región de Medio Oriente hecha por la IEA, países No-OPEP^[10]

Los países que pertenecen a la OPEP como lo son Irán, Irak , Arabia Saudita , Kuwait y Qatar , presentarán una producción estable es decir no la aumentarán debido a la cuota OPEP que pueda establecerse a futuro y de esta última variable depende la producción de los países antes mencionados que para los años de la predicción pueden presentar un aumento o disminución según lo ordene la Organización de Países Exportadores de Petróleo, lo que podría sumarse a la predicción de la IEA y así obtener un promedio de la región la cual podría experimentar un ligero aumento y ubicarse en 24357 Mbd para el año 2009 llegando a 24429 Mbd para el año 2015.

Como sabemos la región de Medio Oriente es una de las que mayores reservas probadas posee para finales del año 2009 y comienzos del año 2010 (Tabla 4.5.2), por ende es importante observar la relación Reserva/Producción de esta región por que a pesar de ser una de las regiones con mayores reservas es la que presenta mayor producción de crudo, del mismo modo se tomó un valor intermedio de producción entre el año 2012 y 2013 estos últimos años mencionados presentaron

los siguientes valores respectivamente 26101.25 Mbd y 24944.25 Mbd obteniéndose en promedio entre esos dos valores de 25522.75 Mbd y por último se dividieron las reservas probadas las cuales para la región son 754.200 MMBbl entre el valor de la producción de crudo dando como resultado un cociente de 29550.10 días y al llevarlo a años dividiendo entre 365 días/año se obtuvo finalmente la relación Reserva/Producción de 80.95 años, es decir, que el Medio Oriente podría seguir produciendo a este ritmo durante 81 años para experimentar un déficit considerable en sus reservas probadas.

Tabla 4.5.2: Proceso de Interpolación de Medio Oriente.

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	26101.25	25522.75	24944.25

Una vez obtenido el valor de la iteración se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{754200000000 \text{ Bbl}}{25522750 \text{ Bbl/Día}} = 29550.10 \text{ Días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 29550.10 \text{ Días} * \frac{1 \text{ Año}}{365 \text{ Días}} = 80.95 = 81 \text{ años}$$

IV.6 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO EN LA REGIÓN DE ÁFRICA.

La región de África la cual está constituida en nuestro estudio por los siguientes países: Algeria, Angola, Camerún, Chad, República del Congo, Egipto, Guinea Ecuatorial, Gabón, Libia, Nigeria, Sudán y Túnez. La región se encuentra separada de Europa por el Mar Mediterráneo y se une a Asia en su extremidad noreste por el istmo de Suez.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región de África se puede observar en la siguiente figura 4.6.1, donde se representa la producción histórica (2000-2009) y la predicción de la producción de crudo del 2010-2015.

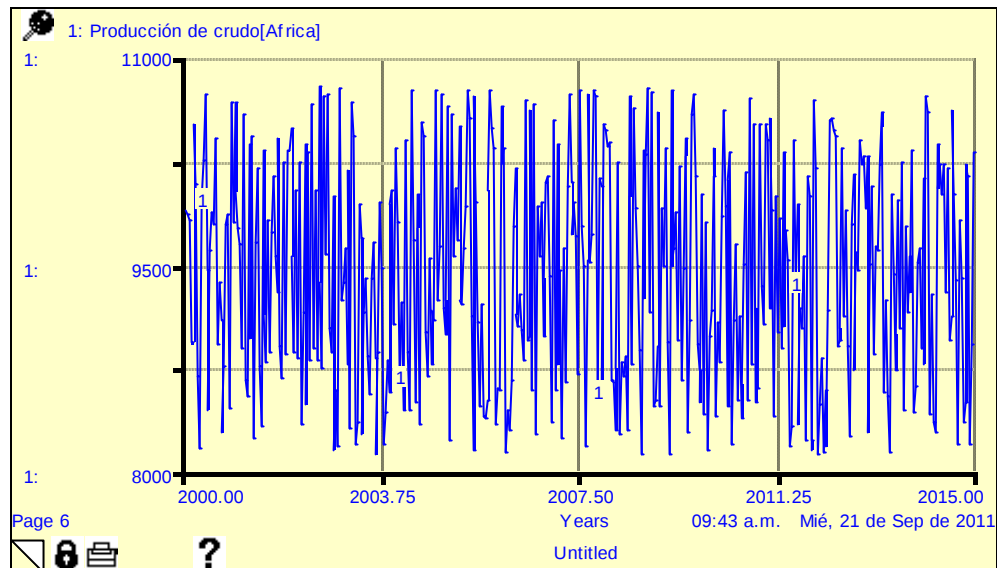


Figura 4.6.1: Predicción de la producción de crudo de África (Ithink).

Los resultados de la producción de crudo para los años 2010 al 2015 se pueden observar en la siguiente tabla 4.6.1, donde se realizó un promedio de cuatro cifras arrojadas por cada año de tal manera que se obtuvo un valor final considerado como la producción de crudo para ese año.

Tabla 4.6.1: Resultados de la producción de crudo por año para la Región de África (Mbd).

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
África	9155	9061	10197	9501	10122	10316
	9914	9004	10542	10604	10365	10316
	8509	9528	10336	9420	10190	10316
	10168	9036	9586	9556	9401	10316
	9436;5	9157;25	10165;25	9770;25	10019;5	10316

En la figura 4.6.2 podemos observar como se comporta la curva de la producción de crudo para la región de África desde el año 2010 hasta el año 2015, como se puede observar para los dos primeros años de la producción se observa un bajo en la producción respecto al año 2009 no es sino hasta el año 2013 que se eleva la producción y se mantiene la tendencia en aumento hasta el año 2015.

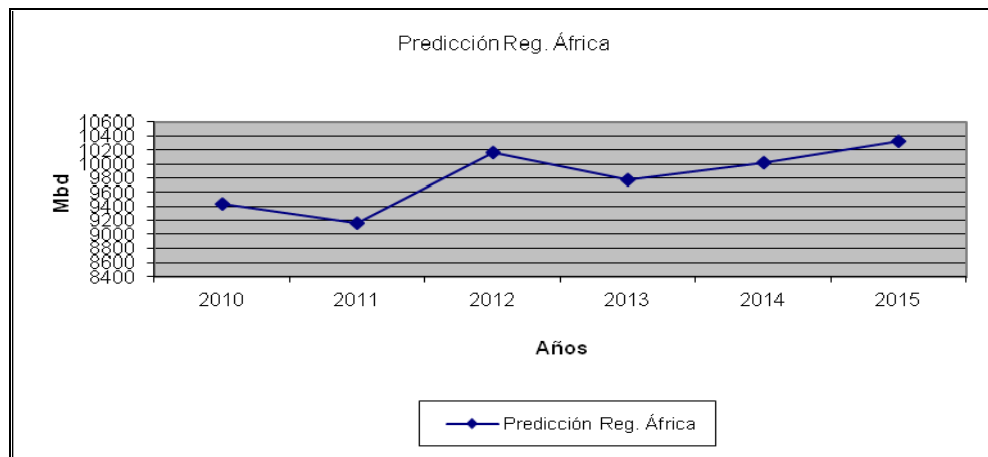


Figura 4.6.2: Predicción de la producción de crudo de África (Excel).

Como se puede observar en el gráfico 4.6.2 para el año 2010 se predice una producción de 9436.5 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 para la región de África la cual fue de 9705 Mbd se observa que hubo una disminución del 2.77% respecto a ese año, si seguimos la tendencia de la curva para el año 2011 también se observa una disminución en la producción de crudo con un valor de 9157,25 Mbd no es si no hasta el año 2012 que se empieza a reportar un alza en la producción de crudo con una valor de 10165.25 Mbd finalmente para los años 2013 , 2014 y 2015 se espera una tendencia de aumento en la producción llegando a alcanzar 10316 Mbd para el último año de la predicción lo cual representa un porcentaje de aumento del 6.29%.

La producción de los países No-OPEP en África es revisada y se espera que decline en aproximadamente 100 Mbd llegando a 2400 Mbd para el 2015, sin tener en cuenta la producción de los países que pertenecen a la OPEP en esta región. Ghana aumentará considerablemente su producción pasando de una producción cercana a cero en el 2009 y llegando a 175 Mbd para el 2015 y puede que llegue a 300 Mbd en la mitad del período de predicción, todo esto gracias al campo Jubilee ya que se posee un gran potencial de reservas de crudo y aumentará así la producción. Uganda otro nuevo país en el mundo del petróleo comenzará a producir petróleo en el área del lago de Albert para el año 2011 y llegará a alcanzar 50Mbd para el 2015. Para los otros productores la predicción no es tan

favorable debido a que experimentarán una declinación significativa en la producción significativamente, Sudan, debido a las pocas inversiones y la inestabilidad política. La producción en Egipto, Congo y Chad presentará una declinación en el periodo de estudio, para los países como Libia, Nigeria y Angola que pertenecen a la OPEP presentará una producción constante sin afectar significativamente la región a pesar de la inestabilidad política que se presenta en Libia, llegando a alcanzar para el año 2015 una producción de 10316 Mbd para toda la región. En la siguiente figura 4.6.3 podemos observar el estudio hecho por la IEA para los países que no conforman la OPEP.

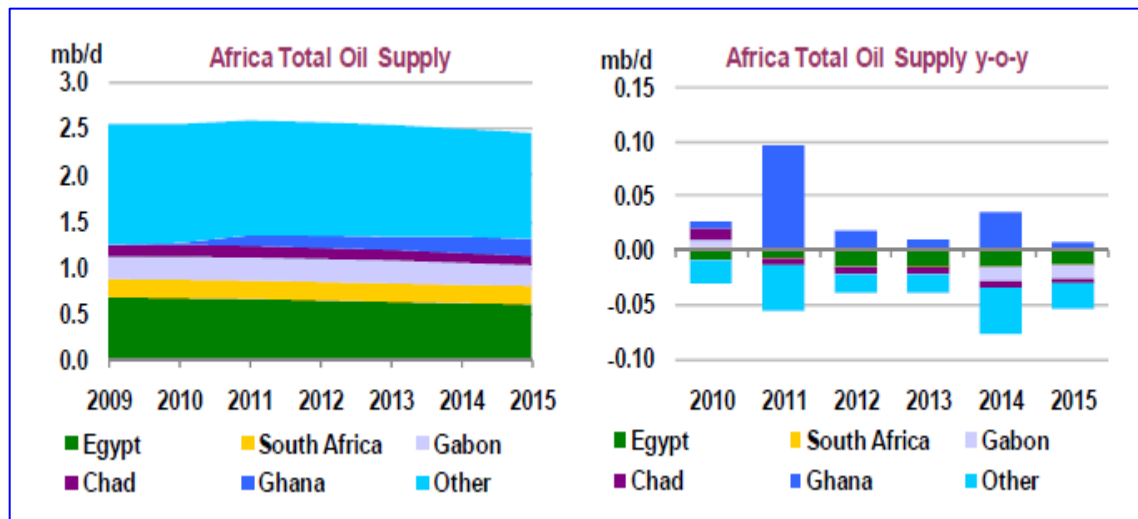


Figura 4.6.3: Predicción de la producción de crudo para la Región de África hecha por la IEA, Países No-OPEP^[10].

Ahora bien para la región de África se tiene valores de 10165.25Mbd para el año 2012 y 9770.25 para el año 2013 como se puede observar en la Tabla 4.6.2, promediando un valor entre estos dos años se obtiene un valor de producción de crudo de 9967.75 Mbd, y al dividir las Reservas probadas de la región que son 127.700 MMBbl entre el valor promediado se obtiene que la relación Reserva/Producción en días es de 12811.32 al llevarlos a años se debe dividir entre 365 días/años de tal manera que se obtiene finalmente 35.1 años. Esto nos indica que al permanecer la producción constante en la región se podrá producir

sin ningún problema durante los próximos 35 años, las ecuaciones se ven a continuación:

Tabla 4.6.2: Proceso de Interpolación África.

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	10165.25	9967.75	9770.25

Una vez obtenido el valor de la iteración se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{127700000000 \text{ Bbl}}{9967750 \text{ Bbl/Día}} = 12811.31 \text{ Días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 12811.31 \text{ Días} * \frac{1 \text{ Año}}{365 \text{ Días}} = 35.09 = 35 \text{ años}$$

IV.7 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO DE LA REGIÓN DE ASIA PACÍFICO.

La región de Asia Pacífico la cual está constituida en nuestro estudio por los siguientes países: Australia, Brunei, China, India, Indonesia, Malasia, Tailandia y Vietnam, se ubica en el hemisferio norte y limita al norte con el océano Glacial Ártico, al este con el océano Pacífico, al sur con el océano Índico y al oeste con la frontera de Europa.

El resultado arrojado por el programa Ithink para la región de Asia Pacífico se puede observar en la figura 4.7.1 donde se representa la predicción de crudo para la zona.

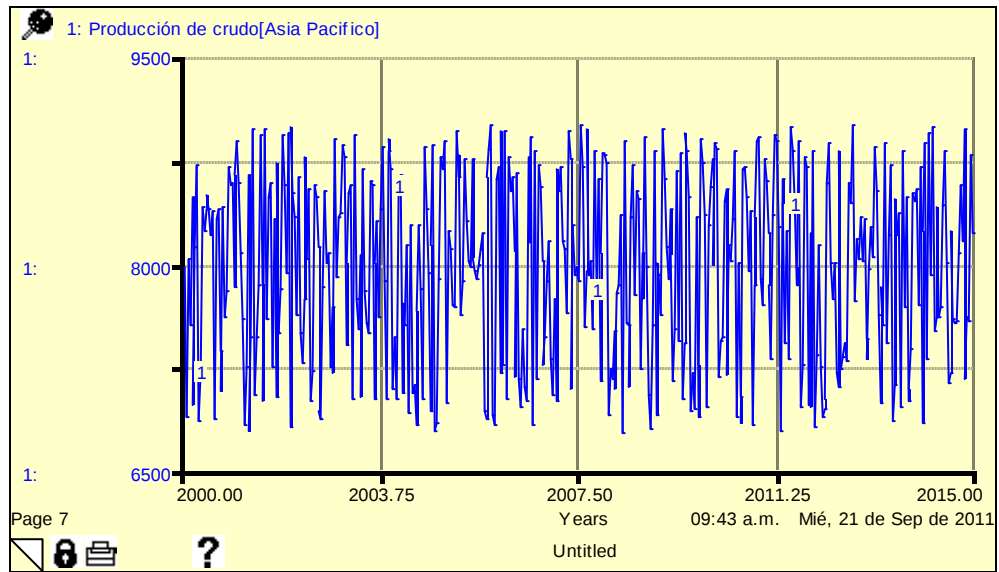


Figura 4.7.1: Predicción de la producción de crudo de Asia Pacífico (Ithink).

Los resultados de la producción de crudo para los años del 2010 al 2015 se pueden observar en la siguiente tabla 4.7.1, donde se realizó un promedio de cuatro cifras arrojadas por cada año de tal manera que se obtuvo un valor final considerado como la producción de crudo para cada año.

Tabla 4.7.1: Resultados de la producción de crudo por año de Asia Pacífico (Mbd)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Asia pacífico	8557	7684	8126	8256	8696	8217
	8449	8887	8869	7816	8989	8217
	7998	8990	7219	8467	7996	8217
	8382	8766	8997	8483	8072	8217
	8346;5	8581;75	8302;75	8255;5	8438;25	8217

En la figura 4.7.2 podemos observar como se comporta la curva de la producción de crudo para la región de Asia Pacífico desde el año 2010 hasta el año 2015, como se puede observar hay una tendencia de constante producción de crudo la cual se mantiene en un rango entre 8200 y 8600 Mbd durante los años de predicción.

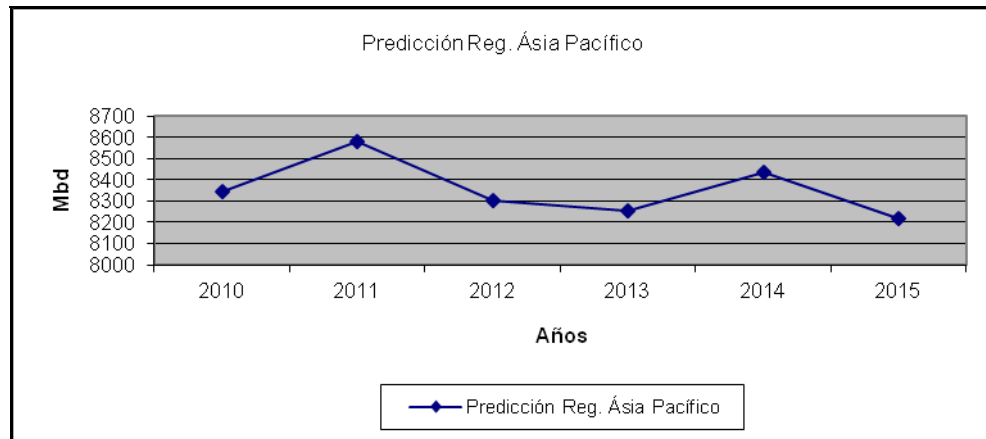


Figura 4.7.2: Predicción de la Producción de crudo de Asia Pacífico (Excel).

En la figura 4.7.2 se puede observar que para el año 2010 se predice una producción de 8346.5 Mbd y al compararla con la producción del año 2009 la cual fue de 8036 Mbd para la región se tiene un ligero incremento de la producción en un 3.85% respecto al 2009 y al observar la curva se tiene una tendencia de producción constante, reportándose la mayor producción para el año 2011 con un valor de 8581.75 Mbd y cerrando esta predicción para el 2015 con 8217 Mbd.

La producción en Asia al ser estudiada por la IEA indico que se verá una disminución de 170 Mbd lo que generó una disminución general de 7400 Mbd en el año 2009 ubicándose en 7300Mbd para el 2015, donde no incluyen en este caso a países como Australia y Brunei para nuestra predicción si están insertados y en este caso al incluirlos para el año 2015 se espera una producción de 8217Mbd. El perfil de producción de China disminuye en 65 Mbd por año y se espera que para el 2015 llegue a 3700 Mbd, aunque presente un pico de 4000 Mbd para el año 2012. También Nueva Guinea y Tailandia verán un aumento en su producción de aproximadamente 35 Mbd para el año 2015. Mientras que la producción de Malasia presentará una caída de 45Mbd por año. India e Indonesia ambos esperan una producción constante hasta el final del periodo. A pesar de la baja en la producción de la región ligada a un aumento de gas natural en la zona, la producción de la región de LGN aumentará de 660 Mbd en 2009 a 830 Mbd para el año 2015, como podemos observar en la siguiente figura 4.7.3.

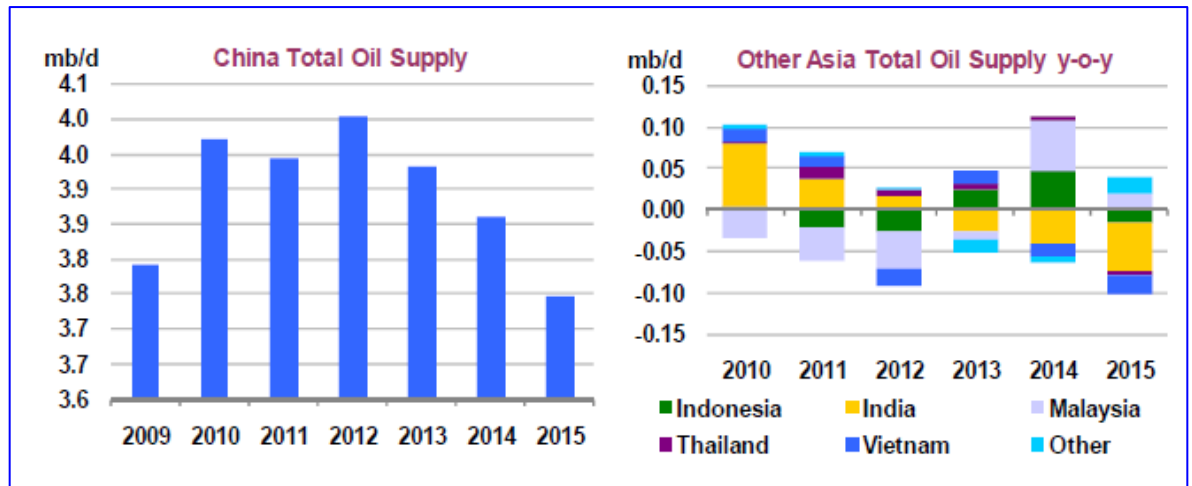


Figura 4.7.3: Predicción de la producción de Crudo en China principalmente hecha por la IEA ^[10].

Para obtener un valor de la relación Reserva/Producción de la región de Asia Pacífico se iteró un valor de la producción de crudo entre los años 2012 y 2013 (Tabla 4.7.2) los cuales fueron los siguientes 8302.75 Mbd y 8255.5 Mbd respectivamente, arrojando como resultado el siguiente valor promedio de 8279.125 Mbd, procediendo a dividir las reservas de la región las cuales son 42200 MMbd entre el valor promediado arrojando una relación de 5097.15 días lo representa 13.96 años indicando que si la región de Asia Pacífico sigue produciendo a este ritmo y no se certifican más reservas al cabo de aproximadamente 14 años la producción disminuirá considerablemente.

Tabla 4.7.2: Proceso de Interpolación Asia Pacífico.

Años	2012	2012.5	2013
Mbd	8302.72	8279.125	8255.5

Una vez obtenido el valor de la iteración se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = \frac{42200000000 \text{ Bbl}}{8279125 \text{ Bbl/Día}} = 5097.15 \text{ Días}$$

Posteriormente se realizó el siguiente cálculo:

$$\frac{\text{Reservas}}{\text{Producción}} = 5079.15 \text{ Días} * \frac{1 \text{ Año}}{365 \text{ Días}} = 13.96 \text{ años} = 14 \text{ años}$$

IV.8 PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA MUNDIAL E IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN DE LAS DISTINTAS REGIONES.

Las regiones que mayor exportación de crudo presentan en Bbl/d son: Sur y Centro América, Eurasia, Medio Oriente y África como se puede observar en la tabla 4.8.1; la razón principal es que son los principales productores de crudo a nivel mundial por ende para satisfacer el mercado internacional de crudo la demanda es mayor en regiones como: Norte América, Europa y Asia Pacífico, ya que presentan un alto consumismo y una mayor demanda energética y se abastecen con su producción interna.

Según nuestro análisis y predicción la Región de Norteamérica está tomando auge en la producción de crudo al igual que la región de Eurasia lo que podría significar que para el año 2015 si siguen al mismo ritmo y producen mayor crudo que los años anteriores la Importación de crudo disminuirá de manera considerable. Sin Embargo no pasa lo mismo con la región de Europa como se observa en el Figura 4.3.2 la producción de crudo disminuirá para el año 2015 y por ser una región de países desarrollados hay un alto consumo de energía lo que para los próximos años implicara una mayor importación de crudo para satisfacer sus demandas energéticas, lo mismo pasa con la región de Asia, se espera que para el año 2015 la importación aumente debido a que la producción va en picada durante las predicciones del 2010 al 2015.

Las regiones de Sur y centro América, Eurasia, Medio Oriente y África; debido a que presentan grandes cantidades de reservas probadas y la tendencia de su producción de crudo para el año 2015 está en alza seguirán siendo los principales exportadores de crudo a nivel Mundial.

Tabla 4.8.1: Importación y Exportación de crudo de las Distintas Regiones para el año 2010.

Fuente: Energy Information Administration, Department of Energy, EUA

	Toneladas en Millones				Miles de Barriles Diarios			
	Importación	Importación	Exportación	Exportación	Importación	Importación	Exportación	Exportación
	De crudos	De Productos	De Crudo	Productos	Crudo	De Productos	Crudo	Prod.
US	442;8	122; 0	2;2	89;5	8893	2550	44	1871
Canadá	39;1	15;3	96;5	25;7	785	320	1938	538
México	0;5	21; 0	63;8	8;0	9	439	1282	168
S. & Cent. América	25;1	41;3	128;9	54;4	504	863	2588	1137
Europa	513;3	152; 0	23;1	72;9	10308	3177	464	1523
Unión Soviética	0;9	3;2	342; 0	105;1	18	67	6868	2197
Medio Oriente	7;0	10;5	822;1	91;6	140	219	16510	1916
África del Norte	18;4	10;0	111;1	25;3	369	209	2232	528
Oeste de África	†	12;1	212;3	5;3	1	254	4263	110
Este y Sur de África	21;9	5;7	14;8	0;3	439	119	297	6
Australia	22;8	17;1	12;8	2;0	458	358	258	42
China	203;5	49;8	4;7	29;4	4086	1041	94	614
India	145;8	10;4	0;1	35;4	2928	217	1;9	740
Japón	176;5	35;3	-	16;5	3545	738	-	345
Singapur	46;3	79;8	2;3	72;0	930	1668	47	1505
Otros Asia Pacífico	228;6	127;6	40;2	59;9	4590	2667	807	1252
Indefinido *	-	0;9	15;5	20;6	-	18	311	430
Total del Mundo	1892;5	714;0	1892;5	714;0	38005	14925	38005	14925

Podemos observar en la figura 4.8.1 el resultado arrojado por el programa Ithink que representa la producción de crudo mundial, es decir, una predicción de la suma de todas las regiones estimando como aumentaría la producción mundial en los próximos años.

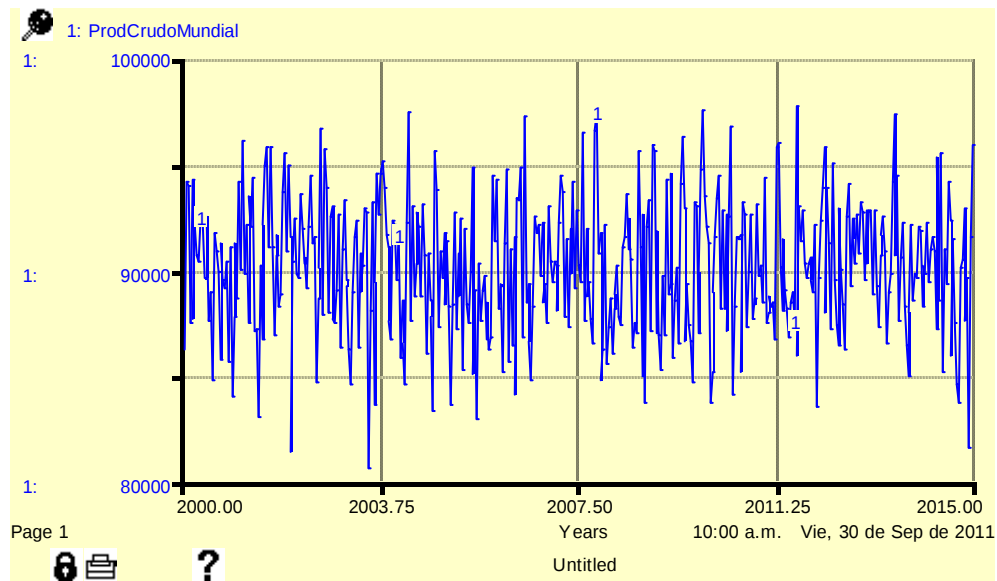


Figura 4.8.1: Predicción de la Producción de crudo Mundial (Ithink).

Para los años 2009 y 2015 se arrojaron los siguientes resultados 91805 Mbd y 95895 Mbd respectivamente, según la IAE en el periodo del 2009 al 2015 la producción de crudo aumentará con un promedio de 300 Mbd , es decir, aumentando la capacidad de producción de 91000 Mbd en el 2009 a 96500 Mbd para el año 2015.

La producción de los países NO-OPEP esta proyectada a crecer de 51500 Mbd para el año 2009 a 52500 Mbd para el año 2015. Principalmente este aumento proviene de la región de Sur y Centro América y las Arenas bituminosas de Canadá.

La producción de crudo de los Países OPEP se espera que incremente de 35700 Mbd en el 2009 a 36800 Mbd para el año 2015, donde principalmente el crecimiento proviene de los siguientes países Irak, Arabia Saudita, Angola y Emiratos Árabes, a pesar de que no se presentaron cambios con la predicción arrojada de la IAE de diciembre del 2009. Venezuela mantendrá su producción mientras que Angola, Nigeria y Algeria están proyectadas a disminuir debido a escenarios políticos no favorables lo que hace no atractivo las inversiones en esos países y demora los proyectos acordados durante el periodo 2010-2015.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

Gracias a la simulación realizada con el programa Ithink se concluye:

- Las reservas probadas para cada región de estudio son distintas y por ende la producción varía para cada una de ellas, se pudo concluir que la relación Reserva/Producción varía en los distintos continentes observándose que las mayores reservas se encuentran en los países como Venezuela y Arabia Saudita que representan la región de Centro/Sur América y Medio Oriente respectivamente, estimando que su producción no variará durante los años futuros se espera una producción constante y continua ya que poseen un gran volumen de reservas probadas, en cambio las regiones que no poseen un volumen considerable de reservas deben aumentar las inversiones en el área de exploración para la posterior certificación de reservas y así subsistir en el ámbito petrolero, de tal manera que su producción no decaiga y sea capaz de satisfacer las demandas energéticas requeridas en su respectiva región. Es importante resaltar que regiones como Norte América y China poseen un gran volumen de reservas estratégicas.
- Regiones que están en auge en el ámbito de la producción de petróleo disminuirán su importación ya que su producción crecerá durante los próximos años estas regiones son : Norte América, Eurasia, mientras que regiones como: Centro/Sur América, Europa, África y Medio Oriente no exportarán el mismo volumen de petróleo ya que las regiones que mayor demanda presentan aumentarán su producción; en cuanto a la región de Asia Pacífico sabemos que presenta una gran demanda energética por ende su importación será mayor en los próximos años ya que su producción caerá para el año 2015.

- Distintos factores han impulsado considerablemente la producción de petróleo, la tecnología es uno de los mas importante para aumentar la producción, como sabemos en las distintas regiones la gravedad API del crudo es diferente y se necesitan varios métodos de recuperación secundaria para obtener un mayor factor de recobro y así extraer la mayor cantidad de crudo del yacimiento. Venezuela y Canadá son los países con mayores reservas mundiales de crudo pesado y extrapesado. Canadá tiene una amplia trayectoria en la aplicación de tecnologías de procesos térmicos, en conjunto con pozos horizontales. Sin embargo muchos de los métodos de recuperación han evolucionado para lograr mayor recuperación y para hacer más eficiente las inversiones.

El factor ambiental también es muy importante ya que como sabemos durante el año no todas las regiones pasan por las cuatro estaciones y es importante destacar que durante el invierno se puede considerar una disminución en la producción de petróleo y regiones como Norte América, Eurasia, Europa pueden verse afectada, así como también el ataque de huracanes puede afectar la producción evento que ocurre interanualmente.

Otro factor fundamental es el tema de Inversiones como sabemos a medida que se van agotando las reservas probadas es importante invertir en nuevos proyectos de exploración para aumentar así las reservas probadas y consecuentemente invertir en proyectos para aumentar la producción, regiones como Norte América, Europa y Asia Pacífico invierten más en tecnologías para obtener un mayor factor de recobro y aumentar la producción ya que no poseen grandes reservas y aprovechan al máximo el volumen de crudo que tienen disponible mientras que regiones como : Centro/Sur América, Eurasia, África y Medio Oriente, poseen un volumen de reservas considerables y tienen una producción constante.

RECOMENDACIONES

- Durante el programa realizado los escenarios geopolíticos no intervienen en los resultados así como los eventos de índole natural.
- Las variables como las capacidades de producción dependen de parámetros económicos que no fueron objeto de estudio en esta simulación y se tomaron como constantes.
- Si se requiere simular una predicción a mayor plazo es importante renovar los datos que principalmente intervienen en el programa.
- Los resultados arrojados son predicciones; por ende, la incertidumbre en comparación con otras fuentes de información es considerable.
- Realizar un estudio que fusione los datos económicos y de producción en conjunto puede arrojar un resultado con menos incertidumbre.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Precio spot registrado el día 23 de diciembre de 2008. Energy Information Administration, Department of Energy. EIA.
2. Monthly Oil Market Report, Enero 2009. OPEP.
3. Cuota de producción en septiembre 2008. OPEP
4. Incluye petróleo crudo, condensados, líquidos de planta, petróleo de esquistos y de arenas bituminosas. BP Statistical review of world energy, Junio 2010.
5. Monthly Oil Market Report, Diciembre 2009, OPEP.
6. PDVSA. Faja Petrolífera del Orinoco. Agosto 2005.
7. Barberii, E. y Essensfeld, M (2006). Yacimientos de Hidrocarburos. Tomo III. Fundación Fondo Editorial Juan Jones Parra. Caracas. 154p.
8. Chique, O. (2010). Influencia de los Mercados Financieros en los precios del petróleo 2000-2009 – Un Enfoque de Dinámica de Sistemas-. Tesis Doctoral. Universidad Central de Venezuela, 131p.
9. An Introduction to Ithink: Building a Population Dynamics Model, Febrero 2007. Isee Systems, Inc, Lebanon, New Hampshire, USA.
10. International Energy Agency. (2010). Medium Term Oil and Gas Markets. 268 p.