



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO BASADO EN ESCENARIOS PARA LOS CAMPOS SACHA Y SHUSHUFINDI

TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEOS

PAÚL ANDRES BEDÓN IZA
paul.bedon@epn.edu.ec

DIRECTOR: Ing. SEBASTIÁN ESPINOZA, MSc.
sebastian.espinoza@geoenergia.gob.ec

CODIRECTOR: Ing. VÍCTOR HUGO HIDALGO, DSc.
victor.hidalgo@epn.edu.ec

Quito, agosto 2020

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por **PAÚL ANDRES BEDÓN IZA**, bajo mi supervisión.

Ing. Sebastián Espinoza, Msc.

DIRECTOR DE PROYECTO

DECLARACIÓN

Yo, **Paúl Andres Bedón Iza**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Paúl Andres Bedón Iza

DEDICATORIA

A mis inefables padres,
Luis y Cecilia.

AGRADECIMIENTO

Realizar el presente trabajo ha sido un camino lleno de aprendizaje continuo. Llega a su término con el apoyo perenne de mi familia (Luis, Cecilia, Pao, Gabriel), a quien agradezco profundamente.

También quiero extender mi agradecimiento al M.Sc Sebastián Espinoza y al M.Sc Javier Fontalvo por la confianza, apoyo, dirección e irreprochable asesoramiento que recibí durante el desarrollo del presente trabajo, y durante mi estancia en el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE).

Una mención particular al M.Sc Marco Rivadeneira, profesor de la Escuela Politécnica Nacional (EPN), quien siempre mostró su solidario apoyo las veces que tuve la oportunidad de discutir sobre los campos gigantes del Ecuador, y la geología del petróleo, agradezco su conocimiento y material académico compartido que sirvió de mucha ayuda; de la misma manera agradezco la codirección del Ph.D Victor Hugo Hidalgo.

De igual importancia, ha sido el apoyo moral recibido por Paola y Joe, quienes estuvieron constantemente pendiente para brindar su ayuda.

Gracias.

ÍNDICE

Certificación	I
Declaración.....	II
Dedicatoria	III
Agradecimiento.....	IV
Nomenclatura	VIII
Resumen	XI
Abstract	XII
Introducción	1
Pregunta de Investigación	
Objetivo General.....	2
Objetivos Específicos.....	2
1. MARCO TEÓRICO	
1.1 Antecedentes.....	3
1.1.1 Definiciones importantes del vocabulario del sector petrolero	5
1.2 Campos Gigantes: Referencia Importante	6
1.2.1 Campos gigantes en el mundo.....	8
1.3 Configuraciones geológicas de los campos gigantes más importantes	14
1.4 Recuperación primaria, secundaria e IOR – EOR	16
1.4.1 Recuperación primaria y secundaria	16
1.4.2 Improved Oil Recovery (IOR)	17
1.4.2.1 Enhanced Oil Recovery.....	18
1.5 Modelos de proyección futura: Revisión Bibliográfica	20
1.6 Petróleo en el Ecuador.....	23
1.6.1 Campos gigantes del Ecuador: Shushufindi y Sacha	25
1.6.1.1 Campo Shushufindi.....	27
1.6.1.2 Campos Sacha.....	29
2. METODOLOGÍA	
2.1 Variación del Modelos de Robelius	31
2.2 Variación del Modelo de Hubbert Multiciclo: simétrico y asimétrico	33
2.2.1 Hubbert Multiciclo Simétrico.....	33
2.2.2 Hubbert Multiciclo Asimétrico	34
2.2.3 Consideraciones de los modelos.....	34
2.3 Últimos Recursos Recuperables (URR) consideraciones para cada modelo.....	35

2.3.1 Reservas Probadas y Probables URR(2P).....	35
2.3.2 Reservas Enhanced Oil Recovery URR(EOR)	36
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	
3.1 Resultados.....	37
3.2 Discusión	43
3.2.1 Campo Shushufindi.....	43
3.2.2 Campo Sacha	45
4. CONCLUSIONES	48
Referencias Bibliográficas.....	50
ANEXOS.....	56
ANEXO 1. Código Robelius Campo SSFF URR(2P).....	58
ANEXO 2. Código Hubbert Multi-ciclo Simétrico SSFF URR(2P)	61
ANEXO 3. Código Hubbert Multi-ciclo Asimétrico SSFF URR(2P)	67
ANEXO 4. Código Robelius Campo SSFF URR(EOR).....	73
ANEXO 5. Código Hubbert Multiciclo Simétrico SSFF URR(EOR)	75
ANEXO 6. Código Hubbert Multiciclo Asimétrico SSFF URR(EOR)	81
ANEXO 7. Código Robelius SSCH URR(2P).....	88
ANEXO 8. Código Hubbert Multiciclo Simétrico SSCH URR(2P).....	90
ANEXO 9. Código Hubbert Multiciclo Asimétrico SSCH URR(2P).....	96
ANEXO 10. Código Robelius SSCH URR(EOR).....	103
ANEXO 11. Código Hubbert Multiciclo Simétrico SSCH URR(EOR).....	106
ANEXO 12. Código Hubbert Multiciclo Asimétrico SSCH URR(EOR).....	112
ANEXO 13. Picos de extracción de los campos: SSFF y SSCH.....	119

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Estimaciones de la distribución del tamaño de los campos petrolíferos del mundo.....	7
Tabla 1.2. Los 20 campos de petróleo más grandes del mundo respecto a los URR.....	13
Tabla 1.3. Características geológicas de campos gigantes importante.....	15
Tabla 1.4. Distribución por tamaños de los campos petrolíferos del Ecuador.....	24
Tabla 1.5. Datos – Campo Shushufindi.....	28
Tabla 1.6. Datos – Campo Sacha.....	30
Tabla 3.1. URR (Mbls) estimados.....	36
Tabla 3.2. Resultados Campo Shushufindi.....	39
Tabla 3.3. Resultados Campo Sacha.....	41

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Exploración y Producción de las Cuencas de Petróleo en el mundo hasta 1979.....	9
Figura 1.2. Distribución de las principales cuencas de hidrocarburo en aguas profundas en el mundo hasta 2019.....	10
Figura 1.3. Campos más grandes de hidrocarburo del Medio Oriente.....	11
Figura 1.4. Proyección de extracción del campo gigante Ghawar.....	12
Figura 1.5. Cuencas sedimentarias de petróleo exploradas y probadas en el mundo.....	15
Figura 1.6. Historial de presión del yacimiento para diferentes tipos de empuje.....	17
Figura 1.7. Tendencia de proyectos EOR en EE.UU.....	19
Figura 1.8. Proyectos EOR por tipo de arena de la formación (1507 proyectos).....	20
Figura 1.9. Comportamiento de producción de los campos gigantes.....	22
Figura 1.10. Perfil de producción de petróleo del litoral ecuatoriano.....	23
Figura 1.11. Proyección de extracción de petróleo del Ecuador.....	24
Figura 1.12. Porcentaje de campos del Ecuador por tamaño.....	25
Figura 1.13. Número de campos petroleros gigantes en comparación con el número total de campos petroleros del Ecuador.....	26
Figura 1.14. URR de campos gigantes (Shushufindi, Sacha) comparado con URR de los campos no gigantes.....	26
Figura 1.15. Producción de campos gigantes Sushufindi y Sacha (2015).....	26
Figura 1.16. Localización del Campo Shushufindi y Sacha.....	27
Figura 2.1. Perfil de producción de un campo gigante y su relación con las componentes del modelo.....	31
Figura 3.1. Proyección de la extracción de petróleo del campo Shushufindi considerando URR(2P).....	38
Figura 3.2. Proyección de la extracción de petróleo del campo Shushufindi considerando URR(EOR).....	38
Figura 3.3. Proyección de la extracción de petróleo del campo Sacha considerando URR(2P).....	41
Figura 3.4. Proyección de la extracción de petróleo del campo Sacha considerando URR(EOR).....	41
Figura 3.5. Primera sección del perfil de producción del campo Sushudindi 1972-2008.....	44
Figura 3.6. Primera sección del perfil de producción del campo Sacha 1972-2004.....	46
Figura 3.7. Producción acumulada de los campos gigantes bajo el modelo Hubbert multicitelo simétrico URR(2P).....	47

Figura 3.8. Producción acumulada de los campos gigantes bajo el modelo Hubbert multiciclo asimétrico URR(EOR)..... 47

NOMENCLATURA

1P	Reservas probadas
2P	Reservas probadas y probables
3P	Reservas probadas, probables y posibles
API	American Petroleum Institute
BPSR	BP Statistical Review of World Energy
CTL	Coal-to-Liquids
DRRR	Agotamiento de las Reservas Remanentes Recuperables
EOR	Enhanced Oil Recovery / Recuperación mejorada de petróleo
FR	Factor de Recobro
GTL	Gas-to-Liquids
IEA	International Energy Agency
IIGE	Instituto de Investigación Geológica y Energética
IOR	Improved Oil Recovery / Recuperación Avanzada de Petróleo
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PA	Producción Acumulada
POES	Petróleo Original en Situ
RRR	Reservas Remanentes Recuperables
SH	Secretaría de Hidrocarburo
SSFF	Shushufindi
SSCH	Sacha
USGS	U.S. Geological Survey
URR	Últimas Reservas Recuperables

Unidades

bls	Barriles
bls/d	Barriles por día
G	Billón (giga)
Gbls	Billones de barriles, Gigabarriles
Gbls/a	Billones de barriles por año, Gigabarriles por año
k	Miles (kilo)
M	Millón (mega)
Mbls/a	Millones de barriles por año
Mbls/d	Millones de barriles por día

RESUMEN

Se desarrollaron 12 modelos de proyección de extracción de petróleo para los campos gigantes de Ecuador (Shushufindi y Sacha) bajo el enfoque del modelo multi-ciclo de Hubbert (simétrico y asimétrico), y bajo el modelo propuesto por Robelius. Estos se realizaron basados en dos escenarios de recursos finalmente recuperables (URR). El primero toma en cuenta las reservas 2P, y el segundo considera además de las reservas 2P, las máximas reservas que se pueden recuperar por la aplicación de métodos de recuperación mejorada de acuerdo a la evidencia empírica de varios campos. Con estos resultados se analizó la tasa de declinación, reservas remanentes, producción acumulada, años de los picos alcanzados y su tasa de agotamiento. El campo Shushufindi bajo el enfoque de Hubbert multiciclo puede alcanzar su segundo pico, previo a su declinación, entre los años 2016-2023 con una extracción aproximada entre 29 y 66 millones de barriles respectivamente; mientras que, el campo Sacha es probable que tenga su segundo pico entre los años 2015-2021, bajo el mismo enfoque, con una extracción aproximada entre 27 y 30 millones de barriles respectivamente. Considerando que los dos campos gigantes representan el 37% de las URR(2P) nacionales totales, es altamente probable que la declinación y agotamiento de reservas de estos dos campos afecte directamente la extracción de petróleo total del Ecuador, haciendo que se alcance el pico nacional entre los años 2015 - 2022. La extracción futura de los campos gigantes será crítica para el acceso de petróleo y la seguridad energética nacional. Por lo tanto, es necesario impulsar una transición energética que desarrolle el potencial de los recursos energéticos renovables, utilizando de forma eficiente las reservas de petróleo disponibles.

Palabras clave: Campos gigantes, pico de petróleo, declinación, agotamiento, reservas.

ABSTRACT

Twelve models of future oil projection were developed for the giant fields of Ecuador (Shushufindi - Sacha) under the approach of Hubbert's multicycle model (symmetric and asymmetric), and under the model developed by Robelius. These were done based on two Ultimately Recoverable Resources (URR) scenarios. The first takes into account 2P reserves, and the second considers, in addition to 2P reserves, the maximum reserves that can be recovered by applying enhanced recovery methods according to empirical evidence from various fields. With these results, the rate of decline, remaining reserves, accumulated production, years of peaks reached and their depletion rate were analyzed. The Shushufindi field under the multi-cycle Hubbert approach may reach its second peak, prior to its decline, between the years 2016-2023; while, the Sacha field is likely to have its second peak between the years 2015-2021, under the same approach. Considering that the two giant fields represent 37% of the national URR(2P), it is highly probable that the decline and depletion of reserves in these two fields will directly affect the total oil extraction of Ecuador, causing the national peak to be reached between the years 2015 - 2022. Future extraction from the giant fields will be critical to oil access and national energy security. Therefore, it is necessary to promote an energy transition that develops the potential of renewable energy resources, efficiently using available oil reserves.

Keywords: Giant fields, peak oil, decline, depletion, reserves.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO BASADO EN ESCENARIOS PARA LOS CAMPOS SACHA Y SHUSHUFINDI

INTRODUCCIÓN

El petróleo es considerado una de las fuentes de energía más importantes por su amplio uso en la civilización moderna (Smil, 2017). Debido a la creciente demanda de este recurso a partir del siglo 20 (Hubbert, 1981), y considerando que es un recurso finito, se han desarrollado varios modelos matemáticos para analizar su comportamiento (Brandt, 2010a). Esto, con el fin de dilucidar los problemas futuros que puede ocasionar el agotamiento de las reservas petrolíferas.

La primera producción de petróleo acreditada a Ecuador por un año entero fue en 1917, en la Península de Santa Elena (Herbert, 1972). Es decir, Ecuador ha extraído petróleo durante un poco más de 100 años, convirtiéndose este recurso en una de las fuentes energéticas y económicas de gran importancia para el país. En el 2014, la extracción de petróleo alcanzó su máximo histórico hasta la fecha, con 203 Mbls (Espinoza, Fontalvo, Martí-Herrero, Ramírez, & Capellán-Perez, 2019). De acuerdo al Balance Energético Nacional (2019), la explotación de petróleo ha disminuido levemente desde el 2014, registrando en el 2018 una producción aproximada de 189 Mbls, con una reducción de 2,7% respecto al año anterior. Así como también, en el mismo 2018, la exportación de petróleo muestra una variación negativa del 2,8% respecto al 2017.

Los resultados de Espinoza et al. (2019) sobre la extracción futura de petróleo en el Ecuador, considerando varios escenarios, indican que el pico de extracción se alcanzará entre los años 2014-2025. Además, expresa que el país podría convertirse en un importador neto de petróleo entre el 2024 y 2035. Una referencia importante que puede evidenciar el periodo en el que se alcanzará el pico de producción a nivel nacional, y el estado de agotamiento de las reservas, es el estudio del comportamiento de producción futura de los campos gigantes, Sacha y Shushufindi. Esto, considerando que de todos los campos petroleros reportados hasta el 2017, los campos gigantes representan en número el 1.25% del total; sin embargo, estos constituyen el 37% de las reservas nacionales totales probables 2P (Secretaría de Hidrocarburos, 2017).

Con el objetivo de conocer el impacto real que realizan los campos gigantes sobre la producción nacional futura, así como también, el estado de las reservas y el comportamiento de producción futura de los mismos. Se toma como referencia el modelo

de Robelius (2007), y las variaciones del modelo de Hubbert (Bardi, 2019; Brandt, 2010a; Maggio & Cacciola, 2009a), para proyectar la extracción de los campos Sacha y Shushufindi. Esto, considerando diferentes URR (Ultimate Recoverable Resources) que tomarán en cuenta la tasa de agotamiento de los campos gigantes DRRR (Depletion of Remaining Recoverable Resources), y el impacto en las reservas de los métodos de recuperación mejorada EOR (Enhanced Oil Recovery).

Pregunta de Investigación

¿Es posible conocer el comportamiento de extracción los campos gigantes -Shushufindi y Sacha- a través de modelos de extracción futura?

Objetivo general

Conocer y analizar el comportamiento de extracción de petróleo de los campos gigantes Sacha y Shushufindi a través de la aplicación de modelos de predicción, con el fin de conocer el pico o los picos de producción, la tasa de declinación y agotamiento, otros factores. Además de identificar el impacto que estos campos producirían en la extracción nacional de petróleo debido al agotamiento de sus reservas.

Objetivos específicos

- Analizar el perfil de extracción histórico de petróleo de los campos gigantes Shushufindi y Sacha.
- Realizar la proyección de extracción de los campos gigantes utilizando modelos matemáticos.
- Tomar en cuenta el impacto de la aplicación de las tecnologías EOR en la producción de los campos gigantes.
- Analizar el impacto del agotamiento de los campos gigantes en la producción total nacional total.

1. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se realiza una introducción del estudio de la producción futura del petróleo en el mundo, y la importancia de los campos gigantes, su geología y una breve descripción de los métodos de recuperación (primaria, secundaria, recuperación mejorada). Esto, es seguido por una revisión bibliográfica del estado del arte de los modelos de producción futura de petróleo. Finalmente, sigue una descripción general de la situación de la producción de petróleo en el Ecuador y el aporte actual de los campos gigantes Sacha y Shushufindi.

1.1 Antecedentes

El petróleo es la principal fuente de energía para el mundo moderno, y de gran importancia para la economía (R. W. Bentley, 2016). De acuerdo con el Balance Energético Mundial (2019), publicado por la Agencia Internacional de Energía (con datos del 2017), el petróleo se encuentra en primer lugar del suministro de energía primaria para el mundo, aportando el 32%. Este es seguido por el carbón 27%, el gas natural 22%, biocombustible 10%, nuclear 5% e hidro 2%. Por lo tanto, resulta fundamental pronosticar el comportamiento de la producción futura de petróleo, y el estado de las reservas disponibles que posee el planeta.

Las reservas de petróleo convencional son las más accesibles y las menos desafiantes tecnológicamente para ser extraídas. Por otro lado, los petróleos no convencionales dejan de fluir a temperaturas y presiones superficiales (Zou et al., 2013), y requiere energía suplementaria para ser extraídas (Brecha, 2008). El reporte “World Energy Outlook 2010” (IEA, 2010) clasifica al petróleo no convencional en: bitumen y petróleo extra pesado de las arenas de Canadá, petróleo extra pesado del cinturón de Orinoco de Venezuela, petróleo producido de oil shale, petróleo producido del carbón por los métodos CTL (coal-to-liquids), petróleo producido del gas natural por los métodos GTL (gas-to-liquids), aditivos de refinería y similares. Otra definición para el petróleo convencional y no convencional utiliza los grados de densidad definida por la American Petroleum Institute (API) ($API = 141,5 / \text{gravedad específica} - 131,5$). De acuerdo a Aleklett (2012b) y Laherrere (2009) el petróleo convencional es definido como aquel que tiene una densidad inferior a la del agua. Es decir, API mayor a 10 grados. El petróleo que tiene un API inferior a 10 grados es clasificado como petróleo extra pesado. Si el petróleo tiene una gravedad API entre 10° y 20° es clasificado como petróleo pesado. Entre 20° y 30° es clasificado como medio pesado, si supera los 30° es calificado como liviano.

El POES de petróleo convencional en el mundo se estima entre 6000 y 8000 Gbls, con un factor de recobro promedio a nivel mundial de 34-35% (IEA, 2005; Kjærstad & Johnsson, 2009). Las últimas reservas recuperables (URR) de petróleo convencional a nivel mundial, de acuerdo a varios autores, se encuentra entre 2000 y 3000 Gbls (Kjærstad & Johnsson, 2009; Maggio & Cacciola, 2009a; S. H. Mohr & Evans, 2008; Sorrell, Speirs, Bentley, Brandt, & Miller, 2009). Adicionalmente, los recursos petrolíferos no convencionales recuperables son estimados en 636 Gbls, compuestos por 173 Gbls de reservas de petróleo de arenas en Canadá, 270 Gbls de reservas de petróleo extrapesado en Venezuela, 160 Gbls de esquisto bituminoso en todo el mundo y 33 Gbls de petróleo de esquisto en los Estados Unidos (Salameh, 2015). La estimación de las reservas de petróleo no convencional tienen un alto grado de incertidumbre, pero su producción ha ido aumentando en los últimos años (Kjærstad & Johnsson, 2009; Salameh, 2015).

El geólogo (Hubbert, 1956, 1980), preocupado por los límites geológicos de las reservas de hidrocarburo en el planeta, presentó un modelo de producción futura de petróleo para Estados Unidos. El modelo evidenció que la producción de petróleo en una región, seguía la forma de una campana simétrica. Además, de acuerdo con su interpretación, el pico de producción es alcanzado cuando la mitad de las reservas son extraídas. Los resultados de su estudio para Estados Unidos, demostraron que el pico de producción sería alcanzado en 1970. Pronóstico que fue confirmado. El modelo siguió su pronóstico hasta inicios del año 2000. Esto, debido que Hubbert sólo consideró para su estudio los URR asociados al petróleo convencional. También aplicó su modelo a las reservas mundiales, considerando un URR de 1250 Gbls, estimó que el pico de producción mundial se alcanzaría en el 2000 (Hubbert, 1956). Las URR mundiales calculadas por Hubbert se consideran subestimadas debido al crecimiento de las reservas de petróleo convencional por la aplicación de nuevas tecnologías, y también debido a la exploración y extracción de las reservas de petróleo no convencional que se encontraban en lugares que no habían sido explorados en su época. Mohr & Evans (2008), desarrollaron un modelo de proyección de extracción de petróleo convencional considerando un URR de 2000 – 3000 Gb, concluyeron que el pico de petróleo mundial podría ser alcanzado entre los años 2010 – 2025. Sorrell, Speirs, Bentley, Brandt, & Miller (2010) y varios autores más, concluyen que es probable alcanzar el pico de petróleo convencional mundial antes del 2030, y que existe un riesgo significativo de alcanzarlo antes del 2020. El último reporte del Proyecto de Recursos Petrolíferos Mundiales presentado por la USGS (United States Geological Survey, 2012), trata sobre la evaluación de los recursos petrolíferos convencionales aún no descubiertos en diferentes regiones geológicas del mundo. Este estudio estima que hay 565 Gbls de petróleo convencional sin descubrir.

La producción y descubrimiento de petróleo depende de factores geológicos, técnicos, económicos y políticos. Estos, al combinarse crean alta incertidumbre en la oferta futura (Sorrell, Speirs, Bentley, Miller, & Thompson, 2012a). Además de estos factores, hay cuatro temas fundamentales que son considerados críticos para el análisis del suministro futuro de petróleo. a) Las reservas de petróleo distribuidos a nivel regional y global entre los campos de diferentes tamaños. b) El crecimiento de las reservas de petróleo estimadas y su importancia en el incremento de las reservas globales. c) Las tasas de declinación de producción y cómo se puede esperar que cambien con el tiempo. d) La tasa de agotamiento de las reservas remanentes (Sorrell et al., 2010).

De los cuatro temas mencionados, uno de los más importantes es el que corresponde al estudio y análisis de las reservas de petróleo distribuidos a nivel regional y global en campos de diferentes tamaños. Respecto al tamaño de las reservas, los campos gigantes son de gran importancia para el análisis de la producción de petróleo mundial (Alekklett, 2012a).

1.1.1 Definiciones Importantes del vocabulario del sector petrolero

Ciertas definiciones son importantes para analizar las reservas de petróleo. Estas pueden ser diferentes en algunas organizaciones e instituciones gubernamentales dedicadas a la industria del petróleo. Para el presente estudio se consideró las definiciones de la Agencia Internacional de Energía (2010), de SPE et al., (2018).

- Reservas o Recursos Comerciales, son aquellas cantidades de petróleo que se prevé recuperar comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a partir de una fecha determinada en condiciones definidas.
- Petróleo original in situ (POES), se refiere a la cantidad total de petróleo o gas contenido en un reservorio antes del inicio de su producción.
- Factor de recobro (FR), es la fracción de petróleo o gas original in situ que es finalmente recuperable.
- Reserva probada URR(1P), es el volumen de petróleo o gas que ha sido descubierto y para el cual hay un 90% de probabilidad de que este pueda ser extraído rentablemente sobre la base de supuestos prevalecientes sobre costo, geología, tecnología, comerciabilidad y precios futuros.
- Reserva probada y probable URR(2P), incluye volúmenes adicionales que se piensan pueden existir en acumulaciones que han sido descubiertas y tienen un 50% de probabilidad de que puedan ser producidas rentablemente.

- Crecimientos de reserva, se refieren a los aumentos típicos en las reservas 2P que ocurren cuando se desarrollan o producen campos de petróleo o gas que ya han sido descubiertos
- Los recursos finalmente recuperables (URR), son las últimas estimaciones de volumen total de hidrocarburos que se considera que pueden producirse comercialmente, incluida las reservas iniciales de 1P, el crecimiento de las reservas y los recursos aún no descubiertos.
- Recursos recuperables remanentes (RRR) son los recursos finalmente recuperables menos la producción acumulada a la fecha.
- Tasa de agotamiento (DRRR), es la cantidad de Recursos Recuperables Remanentes que es extraído cada año.
- Tasa de declinación, se refiere a la reducción anual de la producción del campo después de un pico de producción.

1.2 Campos gigantes: Referencia Importante

Los modelos realizados para el análisis del comportamiento de la extracción de petróleo, toman en cuenta el tamaño de las reservas estimadas dentro de la región de estudio, donde el tamaño hace referencia a las URR (Sorrell et al., 2009). Estas reservas se encuentran distribuidas en la corteza terrestre en diferentes volúmenes. Ivanhoe y Leckie (1993) realizaron uno de los primeros estudios mundiales de los campos de petróleo, y agruparon los campos en diez categorías de tamaño sobre la base de su URR estimada (Tabla 1.1). Reportaron en sus categorías un total de 41 164 campos productivos distribuidos en todo el mundo, esto a inicios de los 1990.

Es fundamental tomar en cuenta una definición y medida clara de los URR. Para el presente trabajo se considera la definición de campos gigantes expuesta por Ivanhoe y Leckie (1993), "The American Association of Petroleum Geologists" (AAPG, 1970) y por Robelius (2007). En donde se define como gigante, a un campo con URR mayor que 500 millones de barriles de petróleo.

Tabla 1.1. Estimaciones de la distribución del tamaño de los campos petrolíferos del mundo

Categoría	URR estimado (Mbls)	No. mundo
Megagiant	> 50 000	2
Supergiant	5 000 - 50 000	40
Giant	500 - 5 000	328
Major	100 - 500	961
Large	50 - 100	895
Medium	25 - 50	1109
Small	10 - 25	2128
Very Small	1 - 10	7112
Tiny	0,1 - 1	10849
Insignificant	< 0,1	17740
Total		41164

(Fuente: Adaptado de Ivanhoe y Leckie, 1993)

Robelius (2007), de acuerdo a los reportes de Radler (2006) y Chew (2005), afirma que en el mundo existen alrededor de 47 500 campos productivos de petróleo (cantidad similar reportada por Ivanhoe y Leckie). De estos, 507 son reportados como campos gigantes. Es decir, que aproximadamente el 1% de los campos productivos del mundo son gigantes. Sin embargo, de los 100 campos petroleros más grandes del mundo, los campos gigantes representan alrededor del 45% de la producción mundial. Además, los URR de los gigantes, representan el 65% de los URR totales del mundo. Por esta razón, el estudio de la producción de los campos gigantes es importante para el suministro futuro de petróleo. Los campos gigantes, por ser los que más contribuyen a la producción mundial, son una referencia importante para pronosticar la producción futura de petróleo y su agotamiento (Vassiliou, 2018). Así mismo, el estudio y análisis de los campos gigantes maduros del Ecuador, Sacha y Shushufindi, ayudarán a pronosticar la producción futura del Ecuador.

Los parámetros que permiten conocer con mayor precisión el comportamiento de los campos gigantes, son la tasa de declinación y de agotamiento. Utilizando una amplia base de datos conformado por 261 campos gigantes que han alcanzado su pico y están en estado de declinación, Höök, Hirsch, & Aleklett (2009), demostraron que las nuevas tecnologías y métodos de producción aplicada a los campos, generan como resultado altas tasas de declinación y de agotamiento. Además, se evidenció que el pico de producción de los gigantes, generalmente ocurre antes de que la mitad de sus URR sean extraídos (Höök, Soderbergh, Jakobsson, & Aleklett, 2009). Además, Höök et al. (2009) encontraron una correlación directa entre el año del pico de agotamiento y la tasa de declinación promedio,

verificando que altas tasas de agotamiento conducen a rápidas declinaciones. Su trabajo clasificó a los campos gigantes en pertenecientes a la OPEP o no, y también diferencia los campos off-shore y on-shore.

1.2.1 Campos gigantes en el mundo

Las reservas de hidrocarburo se han descubierto en todos los continentes: en áreas terrestres, en aguas poco profundas y profundas; exceptuando la Antártida (Siddayao, 1984; Zhang et al., 2019). El agotamiento de las reservas de hidrocarburo a nivel mundial impulsa la exploración en lugares de difícil acceso. En los últimos años, esto ha impulsado la búsqueda de nuevos campos gigantes en aguas profundas, como lo registra Zhang et al. (2019) en su publicación. Es así, que la superficie de la tierra no explorada va reduciéndose. Dejando un margen reducido para encontrar nuevas reservas de hidrocarburos. En la Figura 1.1 y 1.2, se observa como el descubrimiento de las reservas de hidrocarburo ha avanzado con el tiempo a lo largo de los diferentes continentes, desde 1979 hasta la actualidad. La Antártida es el único continente que, debido a su difícil acceso y tratados internacionales, no registra reservas confirmadas. Sin embargo, estudios geológicos indican estimaciones de posibles reservas de petróleo, que en el caso de confirmarse serían campos gigantes (Kingston, 1991; Macdonald et al., 1987).

El Golfo Pérsico conformado por Emiratos Árabes Unidos (EAU), Arabia Saudita, Kuwait, Irán e Irak, es la región en la que se concentra la mayor cantidad de campos gigantes descubiertos (Figura 1.3). El Golfo Pérsico posee 144 de los 507 campos gigantes estudiados por Robelius, estos representan el 28%. Por otro lado, 70 corresponden a Rusia y 53 a Estados Unidos, 13,8% y 10% respectivamente. Siendo Estados Unidos, incluido Alaska, el área de mayor exploración (Robelius, 2007).

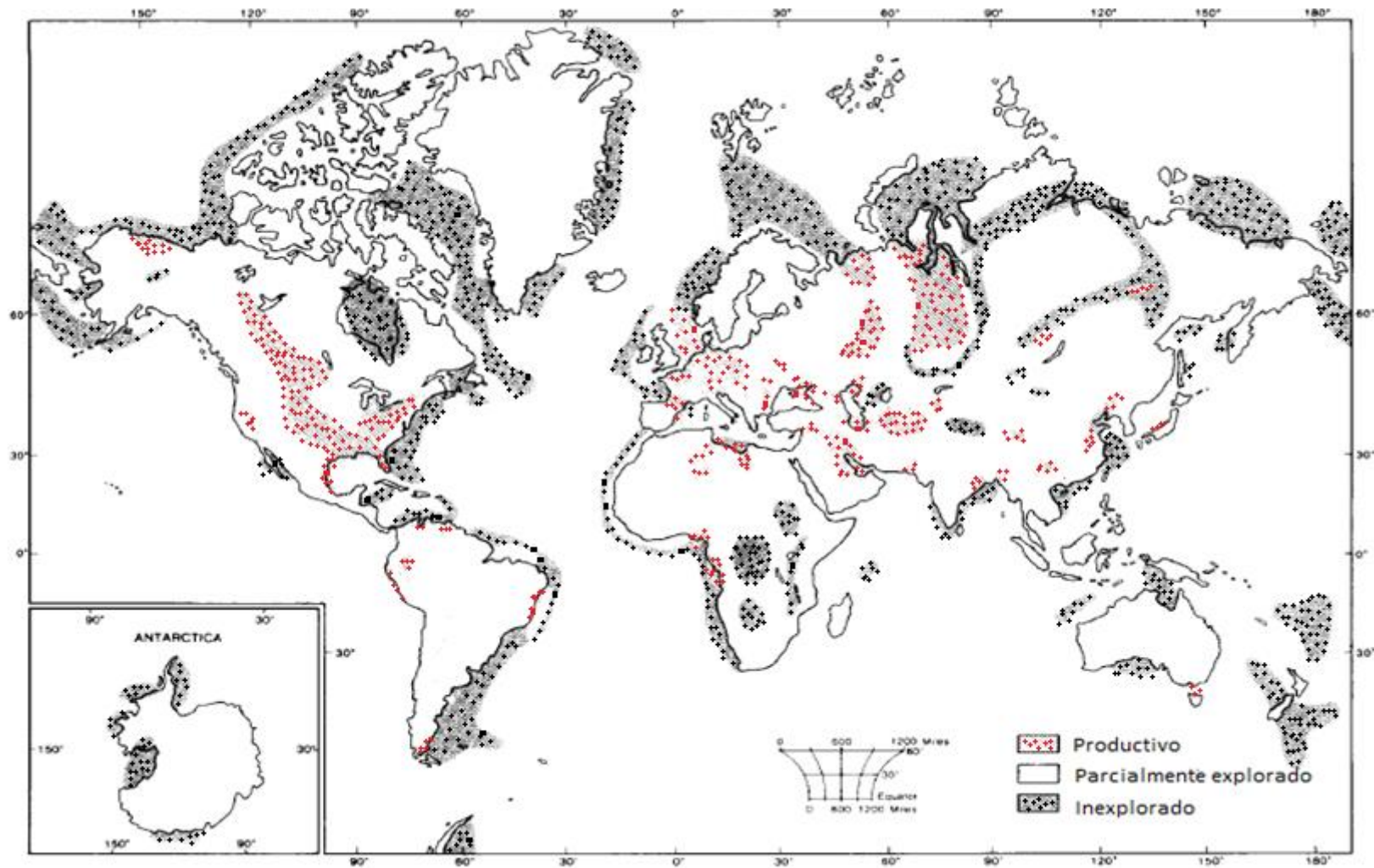


Figura 1.1. Exploración y Producción de las Cuencas de Petróleo en el mundo hasta 1979.
(Fuente: Adaptado de Siddayao, 1984)



Figura 1.2. Distribución de las principales cuencas de hidrocarburo en aguas profundas en el mundo hasta 2019
 (Fuente: Adaptado de Zhang et al., 2019)



Figura 1.3. Campos más grandes de hidrocarburo del Medio Oriente.
(Fuente: Alsharhan, 2014)

De acuerdo a Vassiliou (2018), el primer campo gigante descubierto en el mundo fue “La Brea” en el año de 1868; localizado en la región noroeste de la costa del Perú. En los últimos años, campos gigantes en aguas profundas de gran importancia se han descubierto en Brasil y Guyana (ExxonMobil, 2020; Zhang et al., 2019). En la actualidad, el campo gigante que más reservas ha registrado es el Ghawar de Arabia Saudita, con un URR que varía entre 66 y 150 Gbls; descubierto en 1948 (Simmons, 2002; Smil, 2017). Laherrere (2018) modela este campo con un URR de 123 Gbls (Figura 1.4). Concluye que Ghawar empezará su declinación después del 2018, y para el 2040 tendrá una producción de 2,5 millones de barriles por día. Además, Aleklett (2012) afirma que este campo podrá mantener su meseta de producción hasta el 2022.

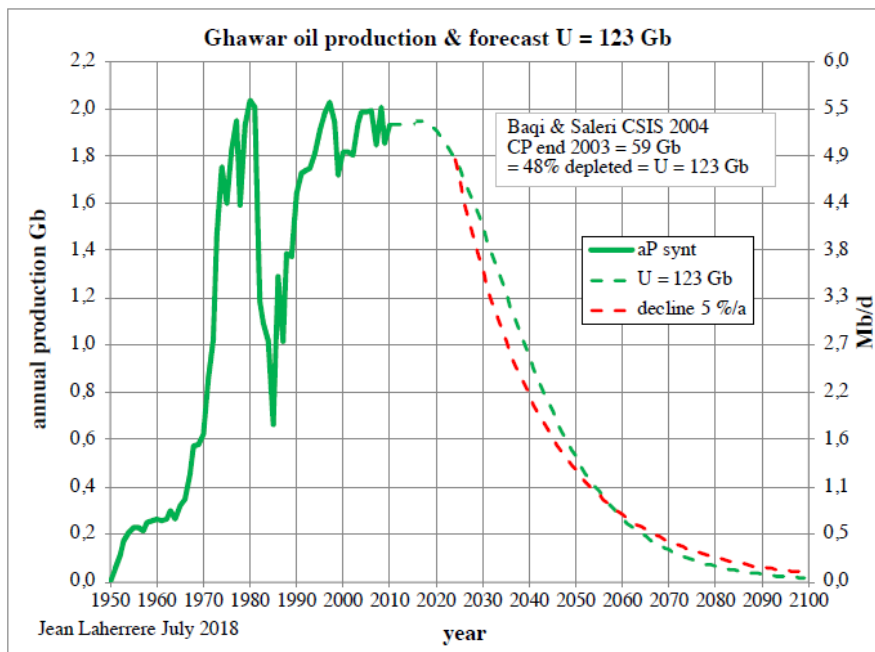


Figura 1.4. Proyección de extracción del campo gigante Ghawar.
(Fuente: Laherrere, 2018)

La mayoría de los 20 campos más grandes de petróleo son maduros (Tabla 1.2). Todos fueron descubiertos antes de 1980. Geológicamente, varios de estos campos se encuentran en reservorios de origen sedimentario, en trampas estructurales anticlinales. Alrededor de 270 campos tienen reservorios conformados por areniscas, que es la tendencia predominante entre los 507 registrados (Robelius, 2007). Varios geólogos mencionan que los campos de petróleo más grandes han sido encontrados en tierra y aguas poco profundas (Vassiliou, 2018), debido a la relativamente fácil identificación de las grandes estructuras anticlinales.

La declinación de la tasa de producción de los campos gigantes (Höök, Hirsch, & Aleklett, 2009b); además, de la disminución del tamaño promedio de los nuevos campos descubiertos (Brecha, 2012; C. J. Campbell, 1996; Höök et al., 2009; Zhang et al., 2019); y la caída de las tasas de agotamiento de las reservas de los gigantes (Höök, 2014; Sorrell, Speirs, Bentley, Miller, & Thompson, 2012b), son hechos que evidencian potenciales problemas de sostenibilidad energética a nivel global, debido a la posible escases de los recursos energéticos de fuente hidrocarburífera. Por lo tanto, es importante profundizar las investigaciones enfocadas en la producción, y reservas de hidrocarburo; a nivel local, regional y mundial, con el fin de tener un diagnóstico claro que permita brindar soluciones a mediano y largo plazo.

Tabla 1.2. Los 20 campos de petróleo más grandes del mundo respecto a los URR.

Nombre del Campo	País	Año de Descubrimiento	Inicio de Producción	Rango de URR [Gbls]
Ghawar	Arabia Saudita	1948	1951	66-150
Greater Burgan	Kuwait	1938	1945	32-75
Safaniya	Arabia Saudita	1951	1957	21-55
Rumaila North & South	Iraq	1953	1955	19-30
Bolivar Coastal	Venezuela	1917	1917	14-30
Samotlor	Rusia	1961	1964	28
Kirkuk	Iraq	1927	1934	15-25
Berri	Arabia Saudita	1964	1967	10-25
Manifa	Arabia Saudita	1957	1964	11-23
Shaybah	Arabia Saudita	1968	1998	7-22
Zakum	Abu Dhabi	1964	1967	17-21
Cantarell	México	1976	1979	11-20
Zuluf	Arabia Saudita	1965	1973	11-20
Abqaiq	Arabia Saudita	1941	1946	13-19
East Baghdad	Iraq	1979	1989	11-19
Daqing	China	1959	1962	13-18
Romashkino	Rusia	1948	1949	17
Khurais	Arabia Saudita	1957	1963	13-19
Ahwaz	Iran	1958	1959	13-15
Gashsaran	Iran	1928	1939	12-14

(Fuente: Adaptado de Robelius, 2007)

1.3 Configuraciones geológicas de los campos gigantes más importantes.

De los ~4600 millones de años que tiene nuestro planeta, solo en los últimos 542 millones de años la presencia compleja de organismos multicelulares ha creado las condiciones para la formación de combustibles fósiles (Höök, Bardi, Feng, & Pang, 2010; Tarbuck & Lutgens, 2015). En la tierra, el 50% del petróleo fue formado durante el periodo Jurásico y Cretácico hace aproximadamente 150 a 200 millones de años (Klemme, H. D. ; Ulmishek, 1991). El petróleo formado en el hemisferio norte por lo general pertenece al periodo Jurásico Temprano, mientras que el petróleo del hemisferio sur corresponde al periodo Cretácico. Los yacimientos de petróleo comercialmente productivos que se han localizado en nuestro planeta, se encuentran en rocas sedimentarias (areniscas, carbonatadas). Es interesante notar que la corteza terrestre hasta una profundidad de 16 kilómetros está compuesta en un 95% de rocas ígneas, un 4,75% de rocas metamórficas y 0,25% de rocas sedimentarias (Walters, 2006). Esto demuestra la finitud de las acumulaciones de petróleo en la Tierra. En la Figura 1.5 se observa las cuencas de roca sedimentaria que se han identificado en nuestro planeta.

La configuración geológica de los campos gigantes varía. Sin embargo, de acuerdo a la evidencia se puede destacar algunas tendencias. Según Halbouty (2003), más de 400 campos gigantes se encuentran acumulados en trampas estructurales (anticlinales, falla), de estos campos más de la mitad se encuentran en estructuras anticlinales. Además, alrededor de 270 campos gigantes tienen reservorios formados por areniscas, que es el tipo dominante de reservorios.

En la Tabla 1.3 se encuentran los campos gigantes más grandes del mundo. La característica geológica notable de estos, es el dominio de las trampas anticlinales y que todos los reservorios son de rocas sedimentarias, donde las areniscas son las principales.

Tabla 1.3. Características geológicas de campos gigantes importantes

Nombre del Campo	Trampa	Reservorio	Edad del reservorio
Ghawar	Estructural (Anticlinal)	Calcarenita - Caliza	Jurásico Tardío Cretácico
Greater Burgan	Estructural	Arenisca	Temprano Cretácico
Safaniya	Estructural (Anticlinal)	Arenisca	Temprano
Bolivar Coastal	Combinación de Estructural y Estratigráfica	Arenisca	Eoceno - Mioceno
Berri	Estructural (Anticlinal)	Calcarenita - Caliza	Jurásico Tardío
Rumaila N & S	Estructural (Anticlinal)	Arenisca	Cretácico Cretácico
Zakum	Estructural (Anticlinal)	Caliza	Temprano
Cantarell	Estructural (Anticlinal)	Dolomita - Brecha	Paleoceno
Manifa	Estructural (Anticlinal)	Calcarenita	****
Kirkuk	Estructural (Anticlinal)	Carbonatada	Oligoceno
Statfjord	Estructural	Arenisca	Jurásico Medio
Prudhoe Bay	Combinación de Estructural y Estratigráfica	Arenisca	Triásico

(Fuente: Adaptado de M. T Halbouty, 2003)

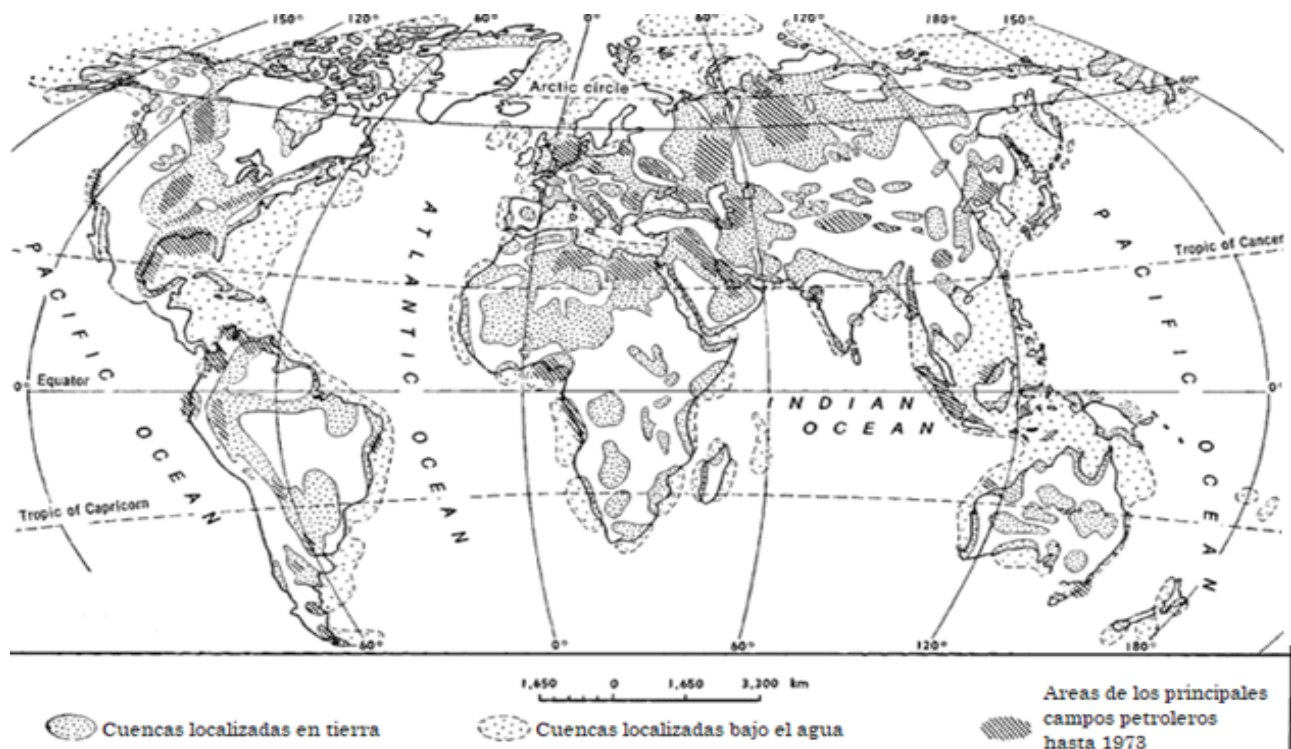


Figura 1.5. Cuencas sedimentarias de petróleo exploradas y probadas en el mundo.

(Fuente: Adaptado de Survey, 2003)

1.4 Recuperación primaria, secundaria e IOR (Improved Oil Recovery) – EOR (Enhanced Oil Recovery)

Los campos petrolíferos maduros exhiben tres etapas más o menos distinguibles. La recuperación o producción primaria, que hace referencia a la energía natural del yacimiento que permite que el fluido avance a través del medio poroso del reservorio hacia la superficie, sin ayuda de energía externa (Muggeridge et al., 2014). Al final de esta etapa, cuando se ha reducido la energía del yacimiento, se practica la inyección de agua o gas para incrementar la recuperación de petróleo, a esa etapa se le denomina recuperación secundaria (Ezekwe, 2010). La tercera etapa implica la introducción de procesos más sofisticados y costosos, que al menos al principio, se aplicaban al final de la recuperación secundaria. A esos procesos se les denomina *Improved Oil Recovery* (IOR) (Stosur, 1996). El IOR sugiere varias aplicaciones tecnológicas con el objetivo de mantener o incrementar la presión interna del campo; además de alcanzar el mayor factor de recobro. La *Enhanced Oil Recovery* (EOR) forma parte del IOR (Alvarado & Manrique, 2010b, 2010a).

1.4.1 Recuperación primaria y secundaria

La cantidad de las reservas recuperadas sin soporte de presión de fluido inyectado (energía externa) se denomina producción primaria (Alvarado & Manrique, 2010a). Es decir, la energía interna del campo al inicio de la extracción es la que permite movilizar el petróleo del reservorio hacia la superficie. La energía interna del campo viene dada por la interacción de las propiedades físicas roca-fluido que forman el reservorio. Básicamente se distinguen cinco tipos de mecanismos internos del yacimiento que permiten la extracción de petróleo y el registro de un primer factor de recobro, debido a la producción primaria (Dake, 2001; Ezekwe, 2010; Paris de Ferrer, 2009). Estos son:

Empuje por gas en solución y expansión de fluidos

Empuje por capa de gas

Empuje con agua

Empuje de drenaje gravitacional

Empuje combinado

En la Figura 1.6 se presentan curvas de presión del yacimiento versus el recobro para diferentes tipos de empuje. Se puede notar que el empuje con agua tiene una caída suave de la presión y alcanza valores altos de recobro, convirtiéndola en uno de los empujes más eficientes.

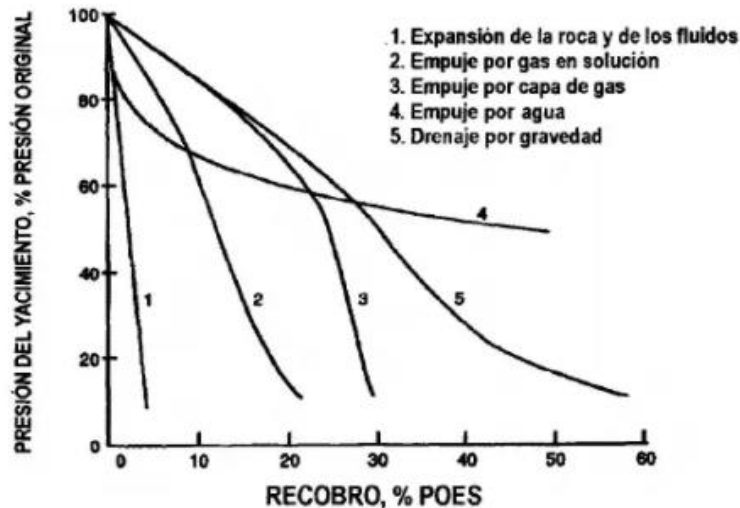


Figura 1.6. Historial de presión del yacimiento para diferentes tipos de empuje.
 (Fuente: Paris de Ferrer, 2009)

Una vez que la energía original del yacimiento empieza a caer de forma considerable debido al agotamiento de presión ocasionado por la recuperación primaria, es necesario acudir a la recuperación secundaria. Alvarado y Manrique (2010b), definen a la recuperación secundaria como un proceso de mejora de la recuperación a través de la inyección de agua o gas.

1.4.2 Improved Oil Recovey (IOR)

El termino suele ser confuso. Sin embargo, se puede generalizar definiendo al IOR como un término que implica la recuperación de petróleo a través de la aplicación tecnológica y desarrollo de ingeniería. Esta aplicación tecnológica se realiza generalmente una vez que la producción primaria y secundaria se ha desarrollado (Thomas, 2007).

IOR se introdujo por primera vez a fines de la década de 1980 cuando el precio del petróleo cayó y, como resultado, hubo menos interés en las tecnologías EOR (Muggeridge et al., 2014). Durante esos años, hubo mejoras significativas en la velocidad de procesamiento de la computadora, la memoria de la computadora y el análisis sísmico. Como resultado permitió construir algoritmos para modelos geológicos más complejos y modelos probabilísticos. Con el tiempo el EOR pasa a formar parte del análisis holístico del IOR (Heming, 1996).

El IOR abarca los métodos del *Enhanced Oil Recovery* (EOR), así como nuevas tecnologías de perforación y pozos, gestión y control inteligente de yacimientos, técnicas avanzadas de monitoreo de yacimientos y la aplicación de diferentes mejoras de los procesos de recuperación primaria y secundaria (Alvarado y Manrique, 2010a).

1.4.2.1 Enhanced Oil Recovery (EOR)

El EOR es una de las tecnologías ampliamente utilizadas (sobre todo en los campos de Estados Unidos) para incrementar el factor de recobro de los campos que han entrado en etapa de madurez (Alvarado & Manrique, 2010a). De acuerdo a diferentes autores (Alvarado & Manrique, 2010a, 2010b; Muggeridge et al., 2014; Stosur, 1996), los métodos de EOR se clasifican en:

Método Térmico: Esto incluye estimulación con vapor; inundación de vapor; drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD); y combustión in situ o, en términos contemporáneos, inyección de aire. Otras tecnologías no comerciales actuales incluyen el calentamiento electromagnético desde el calentamiento resistivo a bajas frecuencias hasta el calentamiento inductivo y dieléctrico a frecuencias más altas, incluida la radiación de microondas.

Método Químico: Esta familia de métodos generalmente se ocupa de la inyección de componentes activos interfaciales como tensioactivos y álcalis (o soluciones cáusticas), polímeros y mezclas químicas. Los tensioactivos para la inundación de espuma se dividen en varias categorías, incluidos los destinados a la conformidad profunda en la inundación de solventes.

Inyección de gas miscible: Estos métodos se asocian con frecuencia con una forma de inyección de gas que utiliza gases como el gas de hidrocarburo, dióxido de carbono y nitrógeno. Sin embargo, el disolvente, aunque no necesariamente económico, puede ser una fase líquida. Las fases supercríticas, como el dióxido de carbono a alta presión, son buenos disolventes.

También se ha desarrollado la recuperación mejorada microbiana de petróleo (Lazar, Petrisor, & Yen, 2007), y en los últimos años se ha impulsado la implementación de los métodos de EOR en reservorios que contienen petróleo no convencional (Balasubramanian, Chen, Bose, Alzahabi, & Thakur, 2018).

La continuidad y desarrollo de los métodos EOR están relacionados directamente con la economía, precio de petróleo e inversiones en el sector (Stosur, 1996).

La figura 1.7 muestra la tendencia de proyectos EOR en Estados Unidos entre los años 1976-2008. A mediados de 1980 se observa una declinación de los métodos térmicos y químicos. Mientras que los métodos de inyección de agua presentan una tendencia de crecimiento a partir del 2000, especialmente con el incremento de los proyectos de inyección de dióxido de carbono (Alvarado & Manrique, 2010a).

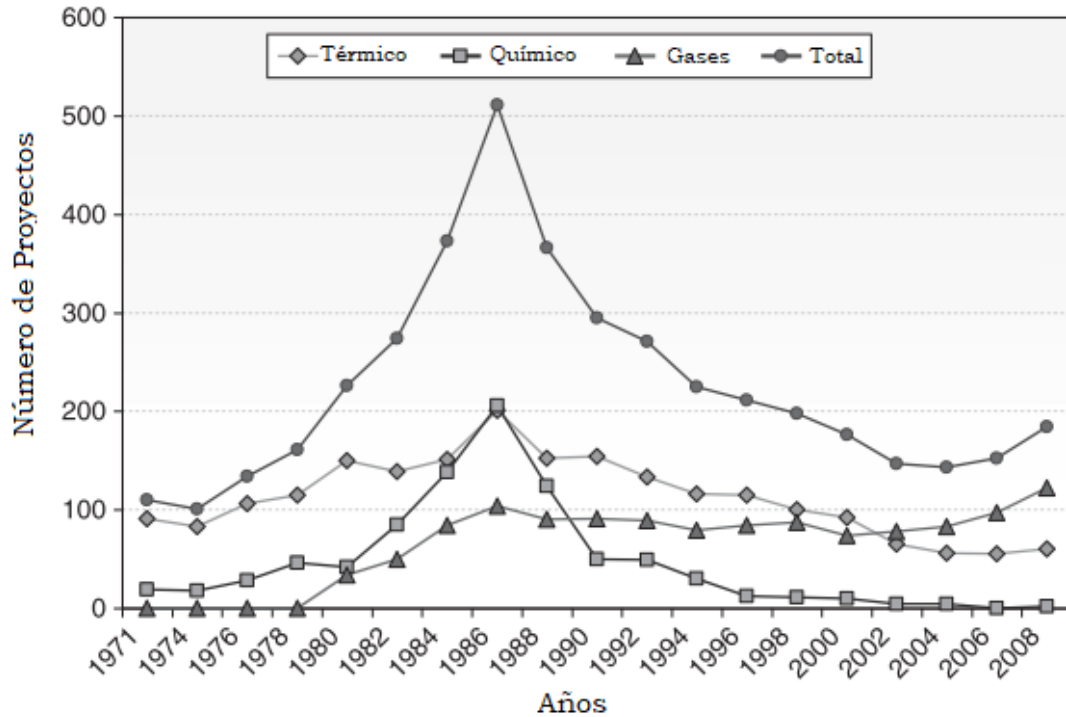


Figura 1.7. Tendencia de proyectos EOR en EE.UU.
(Fuente: Encuestas EOR de Oil and Gas Journal 1976-2008. Alvarado & Manrique, 2010a)

Alvarado y Manrique (2010a), analizaron 1507 proyectos de EOR y su relación con las rocas sedimentarias del reservorio. El 78% de proyectos fueron aplicados en areniscas. Concluyen que los métodos de EOR se han implementado más ampliamente en areniscas, y que la evidencia sugiere que las formaciones compuestas por areniscas muestran el mayor potencial para la implementación de proyectos EOR.

Como se muestra en la Figura 1.8, en las formaciones de areniscas se han aplicado un mayor número de proyectos referentes al método de térmico y químico. Mientras que en las formaciones carbonatadas priman los proyectos recuperación por inyección de gas.

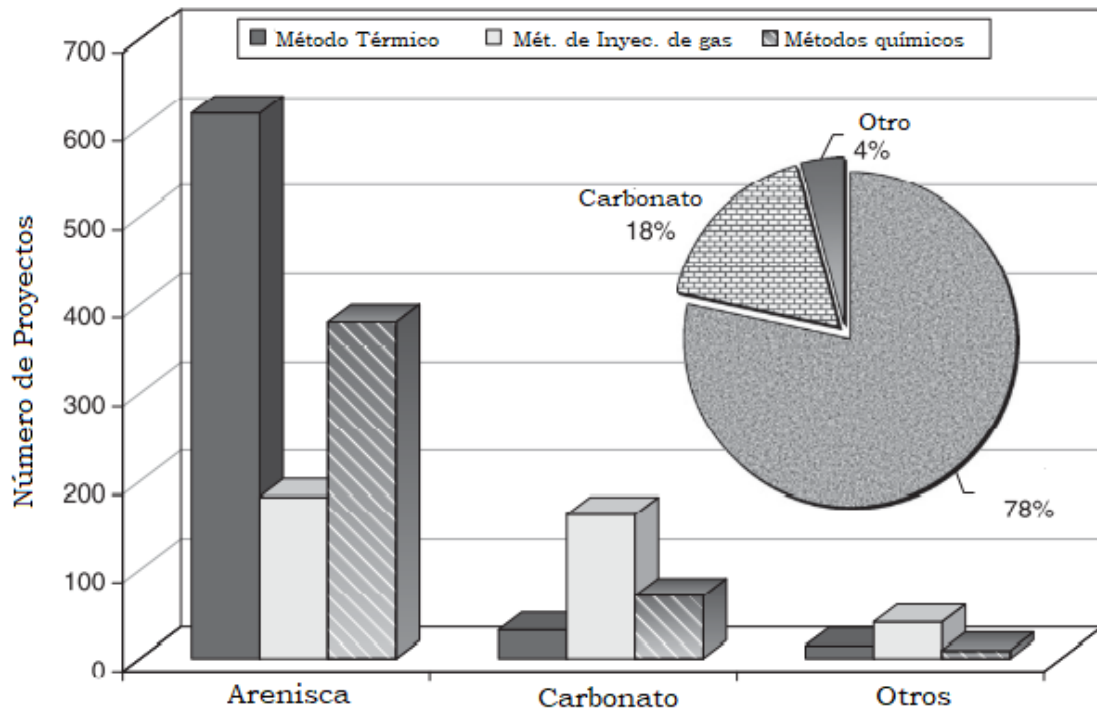


Figura 1.8. Proyectos EOR por tipo de arena de la formación (1507 proyectos)
(Fuente: Adaptado de Alvarado & Manrique, 2010a)

De acuerdo a la evidencia empírica, los campos con petróleo convencional pueden alcanzar un factor de recobro entre 5%-15% debido a la aplicación de métodos de recuperación mejorada (EOR) (Miller & Sorrell, 2014). Por el momento no se conoce un efecto real de los métodos de recuperación mejorada sobre los campos de petróleo no convencional. Estos campos alcanzan un factor de recobro por recuperación primaria de 2% a 8% (Balasubramanian et al., 2018).

1.5 Modelos de producción futura: Revisión Bibliográfica

Los modelos de proyección futura que intentan analizar el comportamiento de la producción de petróleo muestran una debilidad teórica, con gran parte de su análisis basado sobre la heurística y datos empíricos (Pukite, Coyne, & Challou, 2019). Esto lo convierte un campo de investigación en continuo desarrollo.

A partir de los trabajos presentados por Hubbert (1956, 1980), el interés por tratar de modelar el comportamiento de la producción futura, y conocer el límite de las reservas hidrocarburíferas a nivel local, regional y mundial, tomó impulso. Desde entonces, varias propuestas de estudio se han realizado, tomando como referencia las consideraciones y resultados presentados por Hubbert; así como también, cuestionando y probando sus planteamientos (Brandt, 2007a).

Las técnicas y métodos de modelamiento que se han desarrollado para la proyección de petróleo, se pueden organizar dentro de las siguientes categorías: métodos de ajuste de curvas; modelos de simulación de descubrimiento y extracción de recursos; modelos “bottom-up” ricos en datos; y modelos económicos (Brandt, 2010b; S. Mohr, 2010).

Los métodos de ajustes son modelos que contienen una o más funciones para describir el comportamiento de la producción de petróleo. Entre ellas se encuentra el modelo de campana simétrico de Hubbert (1956), y otros modelos que alteran o modifican algunas condiciones planteadas por Hubbert. Por ejemplo, Bartlett (2000) y Brandt (2007) usan un modelo Gaussiano para la producción de petróleo. Bartlett (2000) usa un modelo asimétrico Gaussiano para probar el ajuste de los datos. También, el modelo de ajuste de función exponencial es ampliamente usado (Hallock, Wu, Hall, & Jefferson, 2014; Wood JH, Long G, 2000) . En contraste con los modelos anteriores de un solo ciclo, se han desarrollado modelos multi-ciclos (Laherrere J, 1999; Maggio & Cacciola, 2009a; Patzek, 2008; Wang & Feng, 2016) y multi-funciones (función a trozos) (S. Mohr, 2010; S. H. Mohr & Evans, 2008), que también forman parte de los modelos de ajuste.

En segundo lugar, los modelos de simulación, a diferencia de los modelos de ajuste, incluyen variables independientes que representan mecanismos físicos y/o económicos que gobiernan el descubrimiento y extracción de petróleo. Warren (1958), produjo uno de los primeros modelos complejos. Ha inicios de 1970, modelos de simulación utilizando métodos de dinámica de sistemas fueron desarrollados (Bardi, 2005; Davidsen, Sterman, & Richardson, 1990; Sterman & Richardson, 1985).

Por otro lado, los modelos “bottom-up” utilizan datos detallados a nivel de campo o de proyecto, y a partir de análisis particulares desarrollan proyecciones de extracción de regiones más grandes (Roger Bentley & Boyle, 2008). Campbell (1995, 2013), realizó proyecciones de producción a nivel global con enfoque bottom-up utilizando modelos a nivel nacional. Skrebowski (2004) también ha utilizado este enfoque con campos de petróleo particulares, y proyectos de desarrollo de campos petroleros por encima de un tamaño umbral. Así mismo, Robelius (2007) analiza el comportamiento de 507 campos gigantes y la importancia de estos en la producción mundial de petróleo, y propone un modelo basado en el análisis empírico de estos campos.

Finalmente, los modelos económicos se enfocan en los precios del petróleo, inversión, procesos óptimos de extracción; y no en los aspectos físicos. Holland (2015), considerando la teoría de agotamiento óptima de recursos formalizada por Hotelling (1991), plantea un modelo enfocándose en variables que toman en cuenta el efecto de

los precios: aumentos de la demanda, reducciones de costos a través de tecnología avanzada, reducciones de costos a través de adiciones de reservas y aumentos de capacidad de producción a través del desarrollo del sitio. Por otro lado, también se han desarrollado modelos econométricos que proyectan la oferta y demanda, usando variables económicas como el precio y costo de extracción (Fisher, 1964; Pindyk & Rubinfeld, 1998). Además, modelos híbridos tomando en cuenta los de ajuste basados en el planteamiento de Hubbert con variables económicas, han sido propuestos (Kaufmann, 1991).

El presente trabajo presentará la proyección de extracción de petróleo de los campos gigantes maduros del Ecuador, Sacha y Shushufindi, tomando en cuenta dos modelos diferentes. El modelo botton-up propuesto por Robelius, y un modelo híbrido de ajuste de datos multi-ciclo: simétrico y asimétrico.

El modelo de Robelius (2007) para la producción de los campos gigantes evidencia que el comportamiento de estos campos es diferente al que había planteado Hubbert (1956). Demuestra que los campos gigantes tienen tres fases: “*buildup*”, cuando la producción está incrementando; “*plateau*”, fase de una relativa producción constante; y la fase de agotamiento “*decline*” (Figura 1.9). La ventaja de este modelo es que con un valor de URR correcto debería arrojar una proyección de extracción realista. Mientras que, aplicar este modelo a campos con un histórico de producción reducida, puede ocasionar resultados erróneos (S. Mohr, 2010). Por otro lado, el modelo híbrido de ajuste de datos multi-ciclo (variación del modelo de Hubbert) ha sido utilizado por Espinoza et al. (2019) en el estudio de la producción futura de petróleo del Ecuador, con resultados positivos. Respecto al ajuste multi-ciclo, Maggio y Cacciola (2009b) afirman que este enfoque provee un mejor ajuste a los datos históricos de producción, comparado con el de Hubbert.

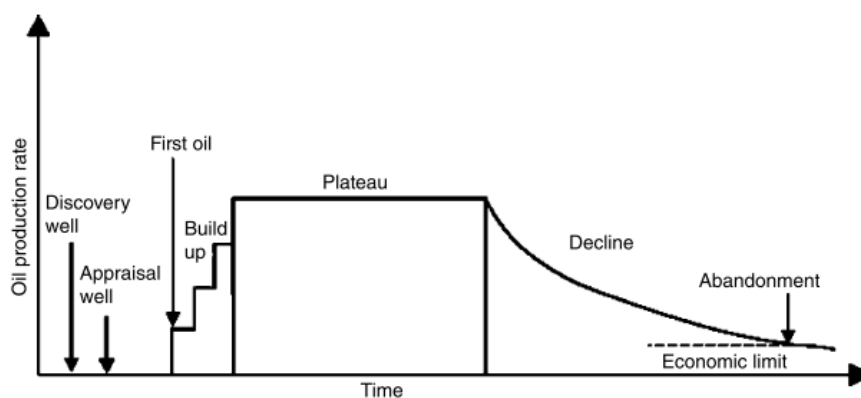


Figura 1.9. Comportamiento de producción de los campos gigantes.
(Fuente: Robelius, 2007)

1.6 Petróleo en el Ecuador

La exploración y extracción de petróleo en el Ecuador, se puede dividir en dos grandes etapas. La primera corresponde a la etapa de producción de los campos de la región costa. De acuerdo a Fanning (1950), el primer registro de producción de petróleo en la Península de Santa Elena fue en 1917. La segunda etapa, corresponde a los campos descubiertos en la región amazónica, que de acuerdo a Baby, Rivadeneira, & Barragán (2014), iniciaron su periodo de exploración en 1922 y se prolongó hasta los años sesenta, en el que se estableció la condición de cuenca sedimentaria con potencial petrolífero. Como consecuencia en 1972 empieza una producción creciente de crudo debido a los campos de la región amazónica.

A partir de la diferencia histórica de exploración y extracción de las dos regiones, se puede evidenciar contrastes considerables en función de las reservas extraídas de cada región, que nos permiten entender el carácter finito de las mismas.

De acuerdo al registro de producción anual de los campos de Santa Elena reportados por Granja (1976) a partir de 1925, se evidencia un pico de producción en 1956, con una caída de producción irreversible hasta el año de 1971 (Figura 1.10). Como consecuencia de la caída constante de producción de los campos de Santa Elena, el país dejó de exportar crudo en el año de 1960, exportación que empezó con cantidades pequeñas en 1928. El descubrimiento de las reservas de la región amazónica y su producción a partir de 1972, son de gran alivio para incrementar la producción nacional que se prolonga hasta el momento. Sin embargo, es evidente que la producción de las reservas de la cuenca oriente alcanzarán un pico, y un eminente declive, semejante a la producción de las reservas de la región costera.

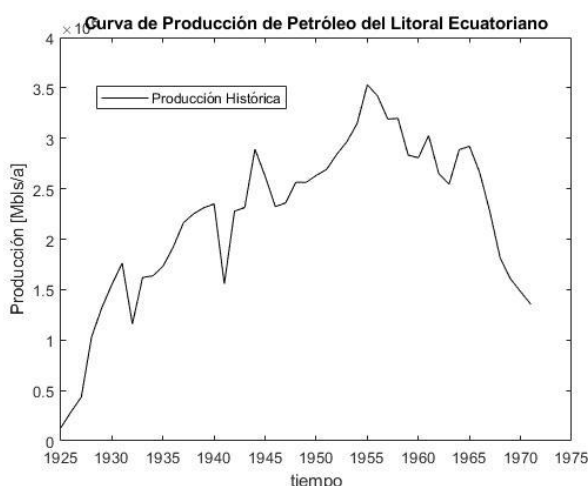


Figura 1.10. Perfil de producción de petróleo del litoral ecuatoriano
(Fuente: Propia)

El estudio del comportamiento de extracción de los campos petrolíferos de la cuenca oriente son pocos, debido a la ausencia de datos confiables, sobre todo de las reservas disponibles. La Secretaría de Hidrocarburos (2017) publicó el estado de las reservas del país utilizando la metodología establecida en el documento “*Petroleum Resources Management System*” que fue desarrollada por la SPE y otras organizaciones del sector petrolero. A partir de estos datos, Espinoza et al., (2019) publicaron el estudio del comportamiento de la producción futura de petróleo en el Ecuador, utilizando un enfoque del modelo de Hubbert (1956). Este trabajo evidencia que Ecuador obtuvo rangos altos de producción entre 196-215 Mbls, y su pico sería alcanzado entre los años 2014-2025 dependiendo del URR considerado (Figura 1.11), con una inminente declinación a futuro cercano.

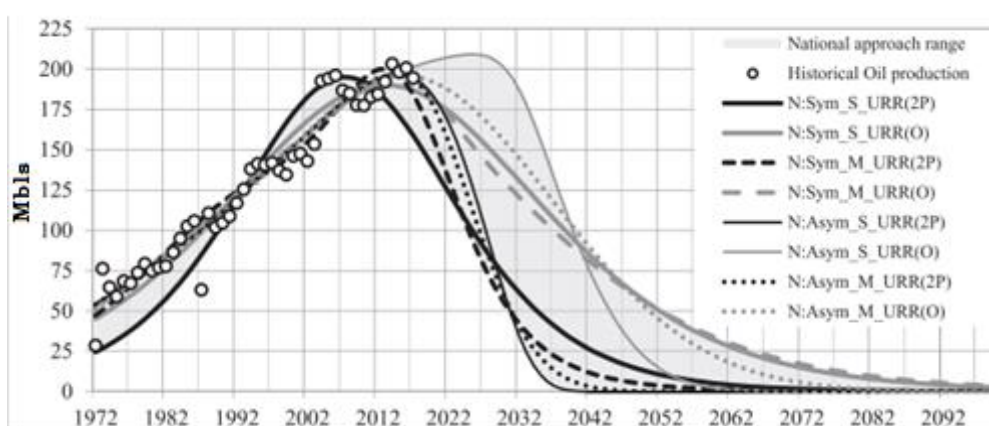


Figura 1.11. Proyección de extracción de petróleo del Ecuador.
(Fuente: Espinoza et al., 2019)

Ecuador cuenta con 158 campos de petróleo reportados (Petroamazonas EC, 2017; Secretaría de Hidrocarburos, 2013, 2017). Considerando la clasificación por tamaños de los campos petroleros de Ivanhoe y Leckie, (1993), la Tabla 1.4 muestra una categorización para los campos gigantes del Ecuador.

Tabla 1.4. Distribución por tamaños de los campos petrolíferos del Ecuador

Categoría	URR (1P) (Mbls)	No.
Pequeño	1 - 10	92
Mediano	10 - 100	48
Grande	100 - 500	16
Gigante	500 - 10 000	2
Supergigante	> 10 000	-
Total		158

(Fuente: Propia)

Se observa que el 58% de los campos son pequeños, 31% medianos, 10% grandes, y apenas el 1% gigantes (Figura 1.12).

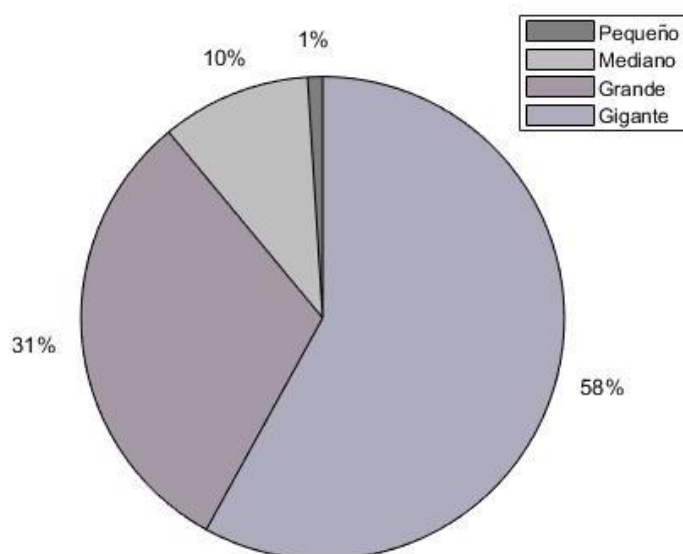


Figura 1.12. Porcentaje de campos del Ecuador por tamaño
(Fuente: Propia)

La finitud de las reservas de petróleo, y la caída de producción futura promueven un análisis exhaustivo de cada campo. Esto con el fin de conocer con mayor claridad la proyección de producción y las consecuencias que conlleva. De acuerdo a Smith (2008), el enfoque más prometedor es modelar la producción de campos y proyectos individuales, y construir proyecciones regionales, agregando información *bottom-up*. Por esta razón, es conveniente empezar el análisis individual de los campos gigantes del país, estos son Sacha y Sushufindi. Se debe tomar en cuenta, que al momento hay una ausencia de modelos de producción futura para estos campos, sobre todo que consideren el impacto de las técnicas de recuperación mejorada que darán mayor precisión en los resultados.

1.6.1 Campos gigantes del Ecuador: Shushufindi y Sacha

En el 2017, Ecuador registró 158 campos petroleros, de los cuales 2 son gigantes. Es decir, los campos gigantes representan el 1,25% de todos los campos. Sin embargo, estos constituyen el 38% del URR(1P) nacional (Figura 1.13 y 1.14). Además, en el 2014, año en el que se reportó la mayor producción nacional hasta la fecha, la producción de los gigantes representó el 29% (Figura 1.15), y el 40% de la producción acumulada nacional fueron de estos campos. Por lo tanto, los campos Sushufindi y

Sacha son de gran importancia para el análisis de extracción futura de petróleo del país, siendo fundamental estudiar su comportamiento.

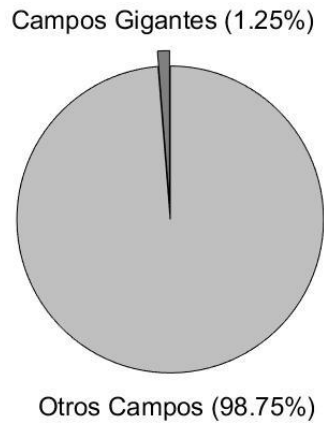


Figura 1.13. Porcentaje de campos gigantes en comparación con el número total de campos petroleros del Ecuador.
(Fuente: Propia)

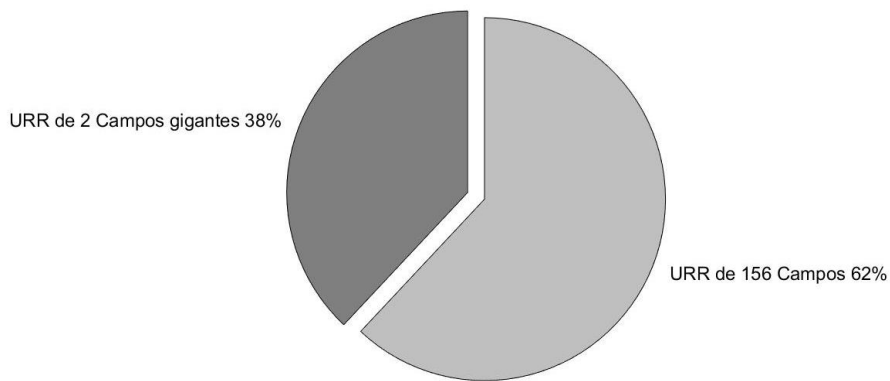


Figura 1.14. URR de campos gigantes (Shushufindi, Sacha) comparado con URR de los campos no gigantes.
(Fuente: Propia)

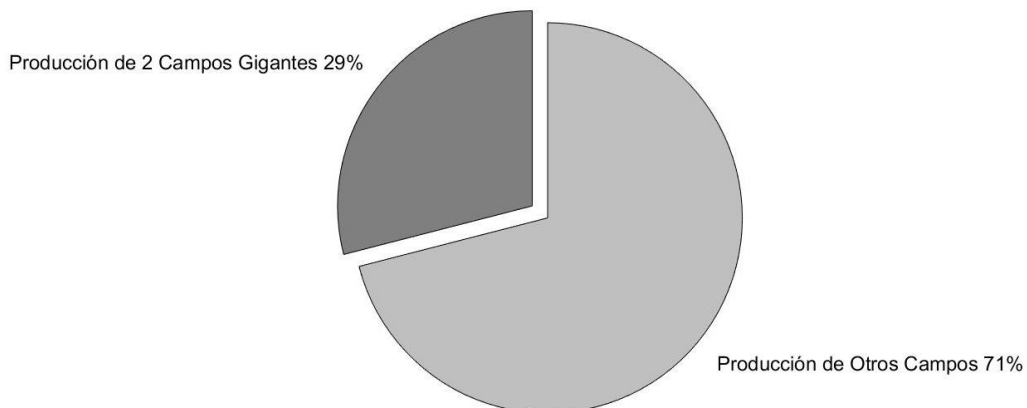


Figura 1.15. Producción de campos gigantes Sushufindi, y Sacha (2015)
(Fuente: Propia)

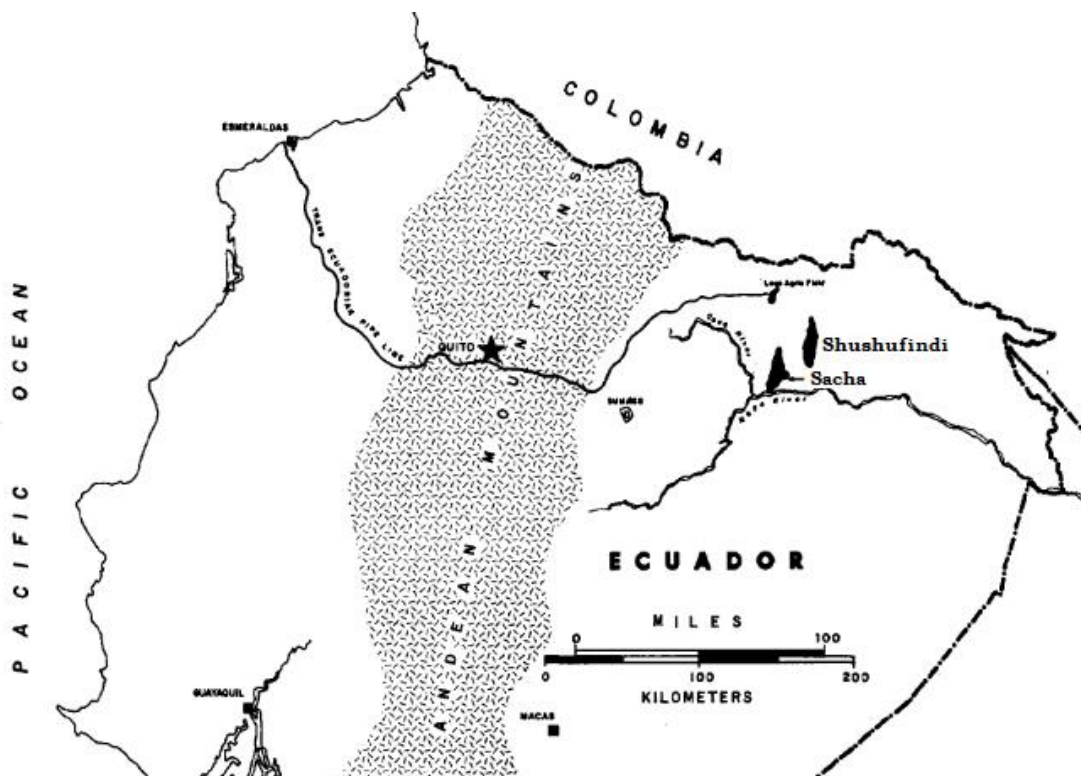


Figura 1.16. Localización del Campo Shushufindi y Sacha
 (Fuente: Modificado de (R. W. Canfield, 1969))

1.6.1.1 Campo Shushufindi

Este campo gigante está ubicado en la zona norte central de la región amazónica ecuatoriana, en el bloque 57. Se encuentra en la provincia de Sucumbíos a 250 km al este de la ciudad de Quito, y 35 km al sur de la frontera colombiana (Figura 1.16). El pozo de descubrimiento inició el 4 de diciembre de 1968. La producción del campo arrancó en agosto de 1972 con un promedio diario para ese mes de 126 400 barriles (Rivadeneira & Baby, 2014).

El campo Shushufindi forma parte del bloque Shushufindi-Libertad, y es el campo que registra las reservas más grandes de la cuenca oriente. Sus reservas probadas son de 1592 millones de barriles, representan el 21% de las reservas de la cuenca oriente de acuerdo a los datos tomados de la Secretaría de Hidrocarburos (2017). La producción acumulada fue de 1240 millones de barriles en el 2015, con una producción que representó el 15% de la producción nacional total, en el mismo año. La producción diaria máxima fue alcanzada en septiembre de 1986, con una tasa promedio diaria de 125 368 barriles. Ese mismo año el campo alcanza su máxima producción anual con 42 millones de barriles. Esto se observa en los datos históricos hasta el 2015. Un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua fue implementado en los 80's para mantener la presión, e incrementar su producción. Sin embargo, este proyecto fue

suspendido en 1999 por falta de resultados (Ohen et al., 2004). En 1993 con una producción de 37 millones de barriles, se evidencia una caída prolongada hasta el año 2008 donde se observa la producción más baja correspondiente a 15,6 millones de barriles. La producción anual de este campo pasó de 42 millones de barriles en 1986, a 15,6 millones de barriles en el 2008, una caída de casi el 62,9% de su producción anual. Se muestra en la producción histórica, a partir del 2012, un incremento de la producción. Esto, debido a la inversión de 1362 millones de dólares en el sector hidrocarburífero del Ecuador. Un posible segundo pico se presenta debido a la implementación de proyectos de perforación de nuevos pozos y optimización de la presión de fondo fluyente; además de trabajos de reacondicionamiento e inyección de agua (Estad et al., 2012; Meza et al., 2017). Con esto, se incrementa la producción llegando a producir 28 millones de barriles en el 2015. Es importante notar que a pesar del inicio de las operaciones del OCP en el 2003, no existió un incremento de la producción en este campo.

Reservorios productores del campo, petróleo en sitio y reservas

Se han definido como reservorios productores del campo Shushufindi: arenisca Tena Basal, de la Formación Tena; arenisca U, y arenisca T, pertenecientes a la Formación Napo. Estos reservorios se desarrollaron en el periodo cretácico del Albiano al Maastrichtense, hace 113 - 65.5 millones de años aproximadamente. (Rivadeneira & Almeida, 2014; Tarbuck & Lutgens, 2015)

Shushufindi registró 3 848 millones de barriles (Mbls) de petróleo en sitio en el 2017, localizados en los reservorios U (46,15%), T (50,64%) y Basal Tena (3,21%) que es un reservorio marginal (Tabla 1.5). Este gigante cuenta con las URR(1P) más grandes de la cuenca, 1409 Mbls (Rivadeneira, 1998; Secretaría de Hidrocarburos, 2013, 2017). El crudo del reservorio T fluctúa entre 26° y 32° API; y el de U entre 24° y 31°, con predominio de los crudos de menos de 30° API (Rivadeneira & Baby, 2014).

Tabla 1.5. Datos - Campo Shushufindi

Formación	POES (bls)	%POES	URR (1P) (bls)	API
Basal Tena	123.613.835	3,21%	8.584.961	21
T	1.948.812.070	50,64%	877.584.666	29,5
U	1.776.013.017	46,15%	523.547.444	28,5
Total	3.848.438.922	100,00%	1.409.717.071	-

(Fuente: Propia)

1.6.1.2 Campo Sacha

Es el segundo campo gigante más grande de la cuenca oriente considerando los URR(1P), ubicado en la zona central de la región amazónica ecuatoriana, bloque 60. Se encuentra en la provincia de Orellana a 180 km al este de la ciudad de Quito (Figura 1.16). El pozo exploratorio fue perforado el 21 de enero de 1969 (R. Canfield, Bonilla, & Robbins, 1982). El campo fue puesto en producción el 4 de julio de 1972 a una tasa promedio diaria de 29 269 barriles, incrementándose a 117 591 bls/d en noviembre de ese mismo año, que es la producción diaria máxima registrada en el campo (Rivadeneira, 1998; Rivadeneira & Baby, 2014).

El campo Sacha es el gigante que registra las segundas reservas probadas más grandes de la cuenca oriente con 1 181 millones de barriles, representan el 16% de las reservas de la cuenca oriente que fueron reportadas por la Secretaría de Hidrocarburos (2017). La producción acumulada fue de 880 millones de barriles en el 2015, con una producción que representó el 14% de la producción nacional total, el mismo año. La producción máxima diaria promedio fue alcanzada en noviembre de 1972, con 117 591 bls/d. Sin embargo, su pico máximo anual se registra en 1973 con 32 millones de barriles, teniendo una caída de producción anual de un poco más del 50%, dos años después. Después de eso, se nota un incremento y estabilidad relativa de la producción hasta 1992, que representa el año del pico de la meseta. A partir de 1993, se evidencia una declinación prolongada de la producción hasta llegar a 14 millones de barriles, en el año 2004. En el 2004, se nota un incremento, esto puede haberse dado por el inicio de funcionamiento del OCP en el 2003, que mostró un aumento de producción a nivel nacional (Espinoza et al., 2019). A partir del 2007 al 2018 se ejecutaron campañas de perforación, proyectos de reacondicionamiento y de recuperación secundaria; además, se implementó un proyecto piloto de recuperación mejorada (Petroamazonas EP, 2019; RioNapó, 2013; Watkins, 2007). Esto ha incrementado la producción, evidenciando un posible nuevo pico, con una nueva producción máxima anual debido a la inyección de agua y proyectos de reacondicionamiento, permitiendo que en el 2015 se haya registrado una producción que ascendió a 27 millones de barriles. Representando un incremento de casi el 50% comparado con la producción registrada en el 2004.

Es importante notar que este campo reportó un POES de 2 850 millones de barriles en 1998 (Rivadeneira, 1998). En el año 2013 se reporta un POES de 5134 millones de barriles (Secretaría de Hidrocarburos, 2013), un incremento de casi el 45%. Esto le convierte en el campo productivo con el POES más grande de la cuenca oriente, superando al gigante Shushufindi.

Reservorios productores del campo, petróleo en sitio y reservas

Se han definido como reservorios productores del campo Sacha: arenisca Tena Basal, de la Formación Tena; arenisca U, y arenisca T, pertenecientes a la Formación Napo; y la arenisca hollín, de la Formación Hollín (R. Canfield et al., 1982; R. W. Canfield, 1969). Sacha registró 5134 millones de barriles (Mbls) de petróleo en sitio, localizados en los reservorios Hollín (56,60%), U (24,37%), T (16,21%) y Tena Basal (2,82%) (Tabla 1.6). Este gigante cuenta un URR(1P) de 1181 millones de barriles, la segunda más grande de la cuenca oriente (Rivadeneira, 1998; Secretaría de Hidrocarburos, 2013, 2017). La gravedad de los crudos de los yacimientos Hollín Principal, Hollín Superior, T y U varían entre 27° y 28° API; mientras que, para Tena Basal se reporta un crudo de 24° API (Rivadeneira & Baby, 2014).

Tabla 1.6. Datos - Campo Sacha

Formación	POES (bls)	%POES	Reservas Probadas (bls)	API
Basal				
Tena	144.844.080	2,82%	30.127.569	24
Hollín	2.905.970.081	56,60%	604.441.777	27
T	832.517.827	16,21%	188.961.547	26
U	1.251.001.415	24,37%	357.788.405	28
Total	5.134.333.403	100,00%	1.181.319.298	

(Fuente: Propia)

2. METODOLOGÍA

Una variación del modelo de Robelius (2007), y una variación del modelo de Hubbert considerando multi-ciclos simétricos y asimétricos (Bartlett, 2000), fueron aplicados para la proyección de extracción futura de petróleo de los campos gigantes, Sushufindi y Sacha. La variación del modelo de Hubbert, fue aplicado por Espinoza et al. (2019) para el estudio del comportamiento de extracción futura de petróleo del Ecuador. Para el desarrollo de estos modelos se consideró dos escenarios en función de URR (2P) y URR(EOR). Estos toman en cuenta los probables incrementos de reservas debido a la recuperación mejorada que se podrían aplicar a cada campo.

2.1 Variación del modelo de Robelius

Robelius (2007) estudió el comportamiento de los campos gigantes y desarrolló su modelo para la proyección de extracción de petróleo de los mismos. Analizó varios perfiles de producción de campos gigantes, y evidenció que la mayoría de las veces una meseta de producción es visible, seguida de una declinación exponencial.

Para cada campo hay tres variables conocidas: la producción acumulada, la última producción anual y las últimas reservas recuperables (URR). Estas variables, junto a los datos históricos del perfil de producción son los componentes del modelo (Figura 2.1).

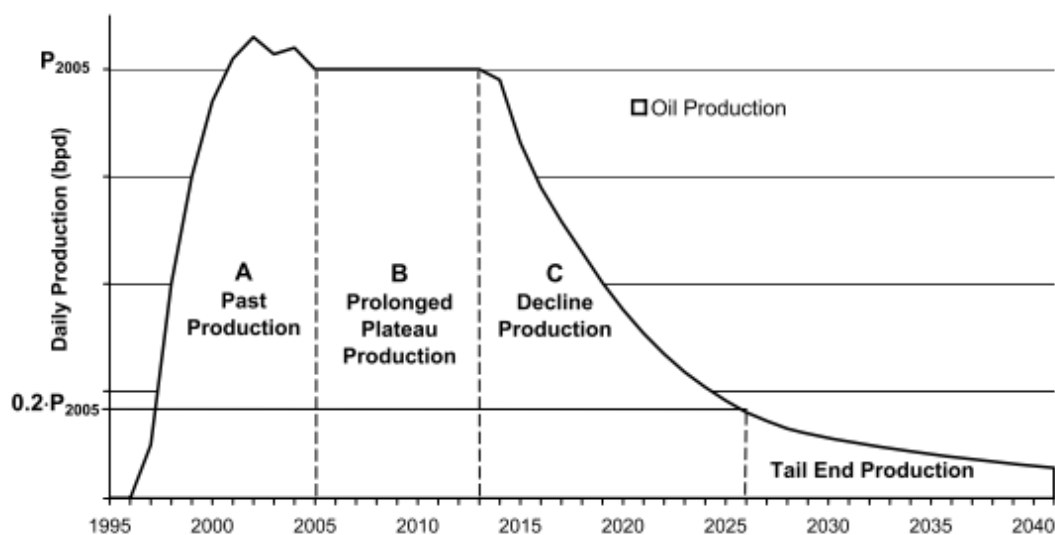


Figura 2.1. Perfil de producción de un campo gigante y su relación con las componentes del modelo.

(Fuente: Robelius, 2007)

El perfil de producción se divide en 3 partes:

1. Producción histórica conocida hasta P_t , donde el área bajo la curva se denomina A.
2. Nivel de la meseta prolongado que continúa desde el nivel de producción P_t , donde el área bajo la curva se denomina B.
3. Declinación de la producción, donde el área bajo la curva se denomina C.

Las variables A, B y C, son medidas en barriles, y están relacionadas con el URR medido también en barriles. Teóricamente:

$$A + B + C = \text{URR} \quad (1)$$

Sin embargo, si $A + C$ excede el valor de URR en P_t , la fase prolongada de la meseta, B, es descartada y la fase de declinación, C, empieza en P_{t+1} .

La curva de declinación de la fase C tiene una caída exponencial, representada por la siguiente ecuación:

$$P_{t_C} = P_t \cdot (1 - x)^{t_n} \quad (2)$$

Donde:

P_{t_C} : producción de la fase C correspondiente al año t_n . [bls/a]

P_t : producción de referencia para el inicio de la fase C. [bls/a]

x: tasa de declinación.

t_n : año correspondiente a la fase de declinación C.

El modelo tomó en cuenta diferentes escenarios, en función de diferentes URR, debido al posible incremento de reservas que puede generarse por la inclusión de recuperación mejorada en cada campo gigante.

Además de las consideraciones del modelo, la producción de referencia P_t para el inicio de la fase C, considera las limitaciones de producción del campo, y la alta probabilidad de caída de producción en base a la evidencia empírica presentada por Höök, Soderbergh, et al. (2009), que demuestra que el pico de producción de los gigantes generalmente ocurre antes que la mitad de sus URR sean extraídos. También se tomó en cuenta el efecto de la aplicación de recuperación secundaria y mejorada que pudiera afectar el comportamiento histórico de producción.

Para la estimación de la tasa de declinación, se programó en MATLAB un ciclo for con la ecuación 1, y un if, considerando que el URR tenga un error de ajuste superior o inferior al 1% respecto al área bajo la curva calculada por el modelo. Es decir:

$$0,99 \cdot \text{URR} \leq A + B + C \leq 1,01 \cdot \text{URR} \quad (3)$$

Dónde:

$$C = \sum_{t_i}^{t_f} P_{t_C} \quad (4)$$

t_i : año inicial correspondiente a la fase de declinación C.

t_f : año final correspondiente a la fase de declinación C.

P_{t_C} : producción de la fase C correspondiente al año t_n .

El rango de variación para la estimación del parámetro de la tasa de declinación fue de 0,01 – 0,2. La tasa de declinación obtenida fue comparada con las tasas de declinación de los resultados del análisis de los 261 campos gigantes realizados por Höök, Hirsch, et al., (2009b).

2.2 Variación del modelo de Hubbert multi-ciclo: simétrico y asimétrico

A continuación, se detalla la metodología del modelo de Hubbert Multi-cilco: simétrico y asimétrico aplicada a los campos gigantes.

2.2.1 Hubbert Multiciclo Simétrico

El modelo de Hubbert plantea que el comportamiento de extracción de petróleo describe una curva en forma de campana. Esta curva puede ser representada por la función de Maggio y Cacciola (2009a):

$$P = \left(2P_{pk} / \left(1 + k \cosh[b(t - T_{pk})] \right) \right) \quad 0 < k \leq 1 \quad (5)$$

Dónde P representa la extracción en el tiempo t medido en barriles, P_{pk} es el pico de extracción también en barriles, T_{pk} es el tiempo correspondiente al pico de producción medido en años, b es una constante que determina la pendiente de la curva, y k es una constante de ajuste establecida en 1 para reducir los parámetros de cuatro a tres.

La implementación de tecnología, políticas gubernamentales y cambios económicos en un campo, pueden causar múltiples picos en el perfil de extracción de petróleo. Estos

factores pueden ser tratados utilizando el enfoque de Hubbert multiciclo, que se define como la suma de diferentes ciclos durante la vida total de extracción.

$$P = \sum_{i=1}^N \left(2P_{pki} / (1 + k \cosh[b_i(t - T_{pki})]) \right) \quad 0 < k \leq 1 \quad (6)$$

2.2.2 Hubbert Multi-ciclo Asimétrico

El modelo que toma en cuenta la asimetría en la curva, fue realizado considerando el trabajo de Brandt (2007b). La función se basa en una curva gaussiana que permite incluir una desviación estándar en la parte creciente y decreciente de la curva. Es una función compuesta:

$$P = P_{pk} \cdot \exp\left(-\frac{(t - T_{pk})^2}{2g(t)^2}\right) \quad (7)$$

Donde $g(t)$ es la función sigmoide que cambia la desviación estándar en la vecindad de $t = T_{pk}$.

$$g(t) = \sigma_{dec} - \left((\sigma_{dec} - \sigma_{inc}) / (1 + \exp(k(t - T_{pk}))) \right) \quad (8)$$

P representa la extracción al tiempo t , P_{pk} es el pico de extracción, T_{pk} es el tiempo correspondiente al pico, σ_{inc} la desviación estándar del lado izquierdo (ancho del lado creciente de la curva de producción), σ_{dec} la desviación estándar del lado derecho (ancho del lado decreciente de la curva de producción), y k la tasa de cambio de la desviación estándar del lado izquierdo al lado derecho.

Como en el caso anterior, un modelo múltiple que considere la asimetría se obtiene sumando el caso individual:

$$P = \sum_{i=1}^N \left(P_{pki} \cdot \exp\left(-\frac{(t - T_{pki})^2}{2g_i(t)^2}\right) \right) \quad (9)$$

$$g_i = \sigma_{dec} - \left((\sigma_{deci} - \sigma_{inci}) / (1 + \exp(k(t - T_{pki}))) \right) \quad (10)$$

2.2.3 Consideraciones de los modelos

Para cada caso, la variación del modelo de Hubbert, multi-ciclo simétrico y asimétrico, fue simulado en MATLAB. Toma en cuenta diferentes escenarios, en función de

diferentes URR, debido al posible incremento de reservas que puede generarse por la inclusión de recuperación mejorada en cada campo gigante.

En cada modelo, para considerar los ciclos múltiples, se requirió proveer de un estimado para el inicio del segundo ciclo. Considerando que los campos, Sushufindi y Sacha, alcanzaron su primer pico con flujo natural a finales de los 80's, y evidenciando el cierre de un primer ciclo los primeros años del 2000. Se tomó como referencia de inicio del segundo pico a partir del 2003 en la mayoría de escenarios.

Para el multi-ciclo simétrico, se permitió que el parámetro b variara entre 0 y 1, y los parámetros restantes fueron encontrados por la función de estimador óptimo $fminsearch$ de MATLAB, con el URR del escenario correspondiente como restricción. Para el multi-ciclo asimétrico, σ_{inci} se manejó de la misma forma que el parámetro b .

Se simularon las funciones del modelo de Hubbert multi-ciclo simétrico y asimétrico, para obtener como parámetros de salida la producción histórica con un URR devuelto; esto, considerando los datos históricos del campo, y como parámetros de entrada los datos de b y σ_{inci} .

En el Anexo 1 al 12, se encuentra el código desarrollado en Matlab para los modelos descritos.

2.3 Últimas Reservas Recuperables (URR) consideradas para cada modelo

La estimación de cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que cuentan con un grado inherente de incertidumbre. Estas cantidades están asociadas con proyectos de desarrollo en diferentes etapas de diseño en implementación (SPE, AAPG, WPC, & SPEE, 2007).

Por esta razón, cada modelo fue desarrollado considerando diferentes escenarios en función de 2 URR denominados 2P, EOR. Se tomó en cuenta las definiciones de reservas presentadas en el documento "Petroleum Resources Management System" (SPE et al., 2018).

2.3.1 Reservas Probadas y Probables URR (2P)

Se usó las reservas URR (2P) porque han evidenciado una mejor certeza en la estimación de las reservas recuperadas (R. Bentley, Mannan, & Wheeler, 2007); además, son las que mayormente se consideran en los modelos de análisis de extracción futura de petróleo (R. W. Bentley, 2016). Los datos fueron tomados de la

Secretaría de Hidrocarburos (2013, 2017), considerada una fuente oficial; y también de estudios académicos publicados por Rivadeneira (1998, 2014).

$$\text{URR}(2P) = \text{reservas probadas} + \text{reservas probables} \quad (11)$$

Las unidades para las reservas tomadas en cuenta (probadas, probables, recuperadas por EOR) se registraron en barriles.

2.3.2 Reservas Enhanced Oil Recovery URR (EOR)

Las reservas URR(EOR) consideran el incremento del factor de recobro debido a la aplicación de los métodos de recuperación mejorada (EOR) (Muggeridge et al., 2014; SPE et al., 2018), tales como inyección de vapor, inyección de CO₂ u otro. La viabilidad de diferentes técnicas de EOR varía ampliamente de un campo a otro, y representan menos del 3% de la producción mundial. EOR generalmente aumenta los factores de recuperación en un 5-15%, pero en casos particulares se ha logrado factores de recuperación de campo total de más del 70% luego de aplicar este tipo de tecnología (Miller & Sorrell, 2014). Por lo tanto, las reservas URR(EOR) tomaron en cuenta el incremento máximo de 15% en su factor de recobro.

La base de datos utilizada para el planteamiento de las reservas fue tomada del reporte de la Secretaría de Hidrocarburos (2013, 2017); los datos históricos utilizados que refieren a la extracción anual de petróleo se obtuvieron solo hasta el año 2015.

$$\begin{aligned} \text{URR(EOR)} &= \text{reservas probadas} + \text{reservas probables} \\ &+ \text{reservas recuperadas por EOR.} \end{aligned} \quad (12)$$

$$\text{Reservas recuperadas por EOR} = 0.15 \times \text{POES} \quad (13)$$

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Resultados

En la Tabla 3.1 se observa los URR que fueron utilizados para recrear diferentes escenarios bajo los diferentes modelos.

Tabla 3.1. URR (Mbls) estimados

	Shushufindi	Sacha
URR (2P)	1.592,25	1.285,30
% FR (2P)	41,37%	25,03%
URR (EOR)	2.169,51	2.055,45
% FR (EOR)	56,37%	40,03%

(Fuente: Propia)

Las Figuras 3.1 y 3.2 muestran el comportamiento de producción del campo gigante de petróleo Shushufindi bajo el enfoque de los modelos multi-ciclos simétricos y asimétricos; así como también el modelo de Robelius. Esto, considerando el URR (2P), y URR(EOR).

Para el campo Shushufindi los modelos multi-ciclos simétricos y asimétricos muestran en el perfil de producción dos picos claramente identificados. El primer pico varía entre los años 1984-1987 con una producción entre 39 y 41 millones de barriles; mientras que, el segundo pico varía entre los años 2016-2023 con una extracción que va entre 29 y 66 millones barriles, respectivamente (Ver Anexo 13). El historial de producción muestra que el primer pico es alcanzado en 1986. En todos los casos el primer pico es alcanzado antes de que la producción acumulada alcance el 50% de su URR. Las proyecciones del escenario URR (EOR), son los únicos que retrasan el segundo pico de extracción al 2023, mientras que bajo el escenario URR(2P), el segundo pico se posiciona en el rango de 2016-2018.

Por otro lado, el modelo de Robelius aplicado a cada escenario indica que el pico de la meseta fue alcanzado en 1993 de acuerdo a su perfil histórico de producción. El segundo pico, fue alcanzado en el 2015 (Figura 3.5).

Todos los modelos presentan una acumulación de extracción de petróleo superior del 50% cuando alcanzan el segundo pico. También se evidencia que la tasa de declinación en el segundo pico es superior al del primer pico para todos los modelos, como se observa en la Tabla 3.2.

Los resultados de los parámetros estimados para cada modelo del campo Shushufindi son presentados en la Tabla 3.2. La calidad del ajuste para los modelos muti-ciclo

simétrico y asimétrico viene dado por el coeficiente de variación (C_v), que se encuentran en el rango de 6,5% - 6,9%. Para el modelo de Robelius el error de ajuste respecto al URR estimado, es para todos los casos inferior al 1%.

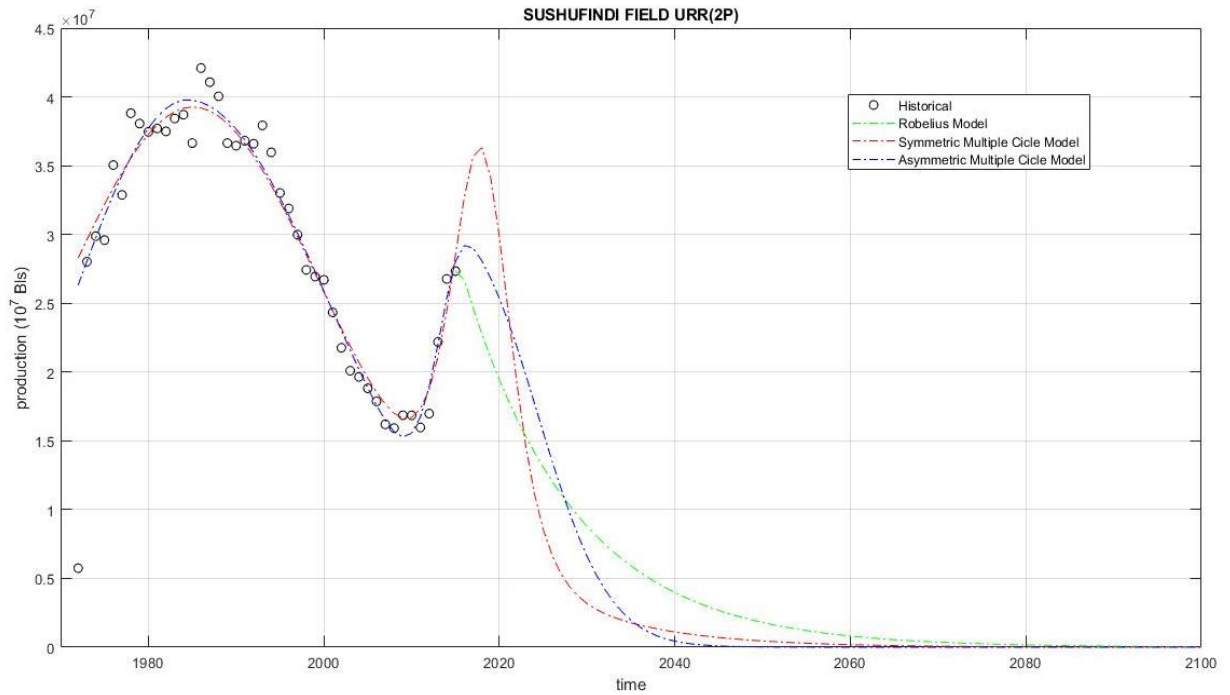


Figura 3.1. Proyección de la extracción de petróleo del campo Shushufindi considerando URR(2P)
(Fuente: Propia)

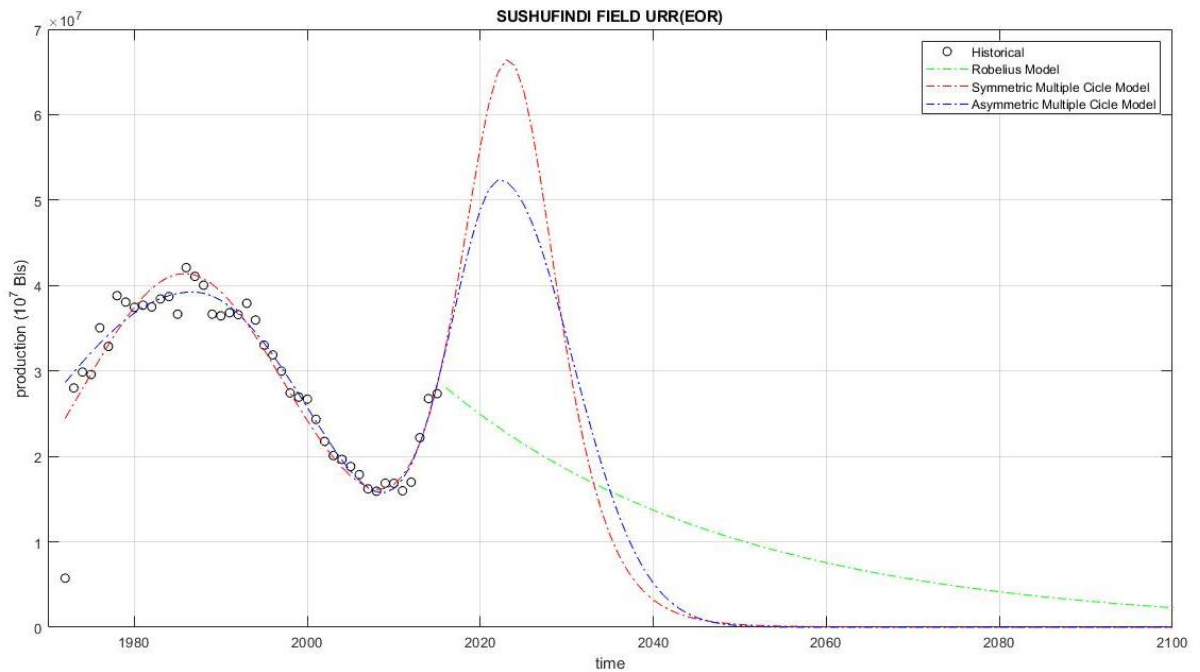


Figura 3.2. Proyección de la extracción de petróleo del campo Shushufindi considerando URR(EOR).
(Fuente: Propia)

Tabla 3.2. Resultados Campo Shushufindi

	URR(2P)			URR(EOR)		
	Robelius M.	Simétrico M. H.	Asimétrico M. H.	Robelius M.	Simétrico M. H.	Asimétrico M. H.
pico de la meseta / primer pico (años)	1993	1985	1984	1993	1986	1987
DRRR en el pico 1 (%)	4,41	3,57	3,47	2,64	2,5	2,51
tasa de declinación 1er pico (%)	-5,57	-3,5	-3,73	-5,57	-4,17	-4,21
Prod. Acum./URR en el pico 1 (%)	45,97	30,92	28,16	33,71	24	24,83
Tiempo de la primera declinación (años)	21	13	12	21	14	15
Tiempo descubrimiento-inicio de prod. (años)	3	3	3	3	3	3
segundo pico (año)	2015	2018	2016	2016	2023	2022
DRR en el pico 2 (%)	7,82	20,09	10,92	3,11	14,06	11,27
tasa de declinación 2do pico (%)	-7,63	-18,84	-10,56	-2,94	-13,85	-10,6
Prod. Acum./URR en el pico 2 (%)	78,01	88,65	83,27	58,51	78,33	78,24
error de ajuste del area bajo la curva%	0,1364	****	****	0.0583	****	****
URR (Mbls)	1590,1	1591,5	1597,1	2168,2	2180,6	2127,2
RRR en el 2do pico (%)	21,98	11,35	16,73	41,49	21,66	21,75
cv (%)	****	6,58	6,65	****	6,97	6,58

(Fuente: Propia)

Las Figuras 3.3 y 3.4 muestran el comportamiento de producción del campo gigante de petróleo Sacha bajo el enfoque de los modelos multi-ciclos simétricos y asimétricos; así como también el modelo de Robelius. Esto, considerando el URR (2P), y URR(EOR).

Para el campo Sacha los modelos multi-ciclos simétricos y asimétricos muestran en el perfil de producción dos picos claramente identificados. El primer pico varía entre 1979-1984 con una extracción entre 22 y 25 millones de barriles, aproximadamente; mientras que, el segundo pico varía entre 2015-2029 con una extracción de petróleo entre 26 y 32 millones, respectivamente (Ver Anexo 13). El historial de producción muestra que el primer pico es alcanzado en 1988. En todos los casos el primer pico es alcanzado antes de que la producción acumulada alcance el 50% de su URR. Las proyecciones del escenario URR (EOR), son los únicos que retrasan el segundo pico de extracción al 2021 y 2029, mientras que bajo los otros escenarios el segundo pico se posesiona entre los años 2015-2017.

Por otro lado, el modelo de Robelius aplicado a cada escenario indica que el pico de la meseta es alcanzado en 1992 de acuerdo a su perfil histórico de producción. El segundo pico, es alcanzado en el 2015 (Figura 3.6).

Todos los modelos presentan una acumulación de extracción de petróleo superior del 50% cuando alcanzan el segundo pico, a excepción del modelo de Robelius bajo el URR(EOR). También se evidencia que la tasa de declinación en el segundo pico es superior al del primer pico, en todos los modelos, como se indica en la Tabla 3.3.

Los resultados de los parámetros estimados para cada modelo del campo Sacha son presentados en la Tabla 3.3. La calidad del ajuste para los modelos muti-ciclo simétrico y asimétrico viene dado por el coeficiente de variación (Cv). El modelo multi-ciclo simétrico bajo el URR(EOR), presenta un valor alto de Cv de 11,41%. Mientras que los modelos restantes multi-ciclo presentan valores de Cv entre 8,30% - 8,33.

Para el modelo de Robelius, el error de ajuste respecto al URR estimado, es para todos los casos inferior al 1%.

Para el campo Shushufindi y Sacha, bajo los dos escenarios y para todos los modelos, la tasa de agotamiento (DRR) del primer pico es superior al del segundo pico y tiene una relación directa con la tasa de declinación. Se evidencia que altas tasas de agotamiento conduce a declinaciones más rápidas.

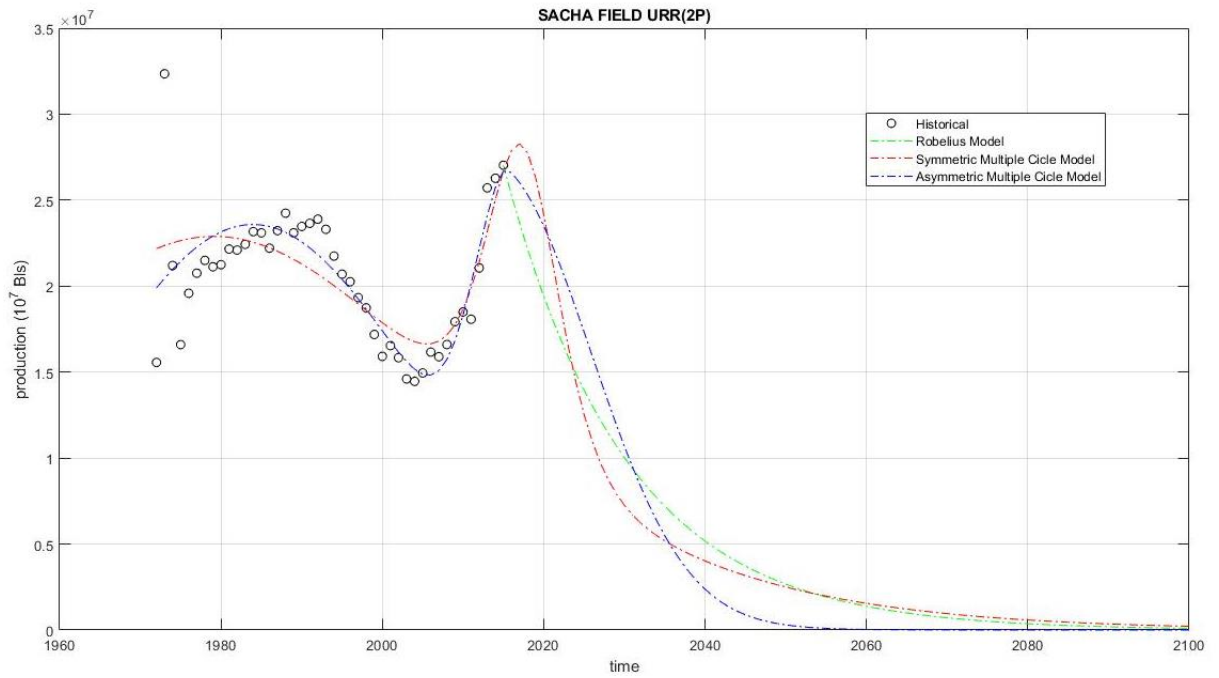


Figura 3.3. Proyección de la extracción de petróleo del campo Sacha considerando URR(2P).
(Fuente: Propia)

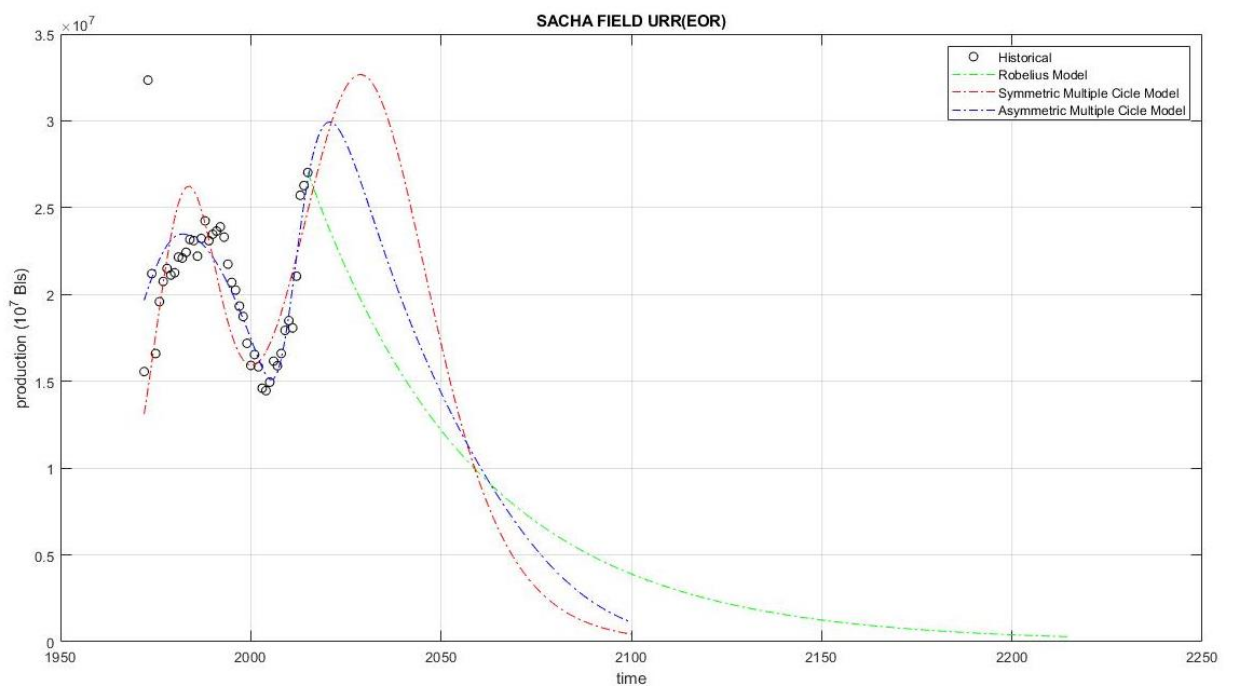


Figura 3.4. Proyección de la extracción de petróleo del campo Sacha considerando URR(EOR).
(Fuente: Propia)

Tabla 3.3. Resultados Campo Sacha

	URR(2P)			URR(EOR)		
	Robelius M.	Simétrico M. H.	Asimétrico M. H.	Robelius M.	Simétrico M. H.	Asimétrico M. H.
pico de la meseta / primer pico (años)	1992	1979	1984	1992	1982	1982
DRRR en el pico 1 (%)	2,87	2,06	2,4	1,46	1,38	1,32
tasa de declinación después 1er pico (%)	-4,32	-1,22	-2,16	-4,04	-2,64	-1,89
Prod. Acum./URR en el pico 1 (%)	34,8	14,03	23,1	21,36	10,59	12,09
Tiempo de la primera declinación (años)	20	7	12	20	10	10
Tiempo descubrimiento-inicio de prod. (años)	3	3	3	3	3	3
segundo pico (año)	2015	2017	2015	2015	2029	2021
DRRR en el pico 2 (%)	6,86	8,71	7,69	2,26	4,17	3,21
tasa de declinación después 2do pico (%)	-6,4	-10,03	-6,21	-2,25	-4,62	-3,17
Prod. Acum./URR en el pico 2 (%)	69,09	74,83	72,33	42,4	62,62	53,72
error de ajuste del area bajo la curva%	0,87	****	****	0,65	****	****
URR (Mbls)	1274,1	1290	1254	2075,8	2097,3	2011,24
RRR en el 2do pico (%)	30,91	25,17	27,67	57,6	37,38	46,27
cv (%)	****	8,32	8,3	****	11,41	8,33

(Fuente: Propia)

3.2 Discusión

3.2.1 Campo Shushufindi

Bajo el escenario 2P, el modelo simétrico multi-ciclo alcanzó un segundo pico en el 2018 con 36 millones de barriles; mientras que, con el modelo asimétrico multi-ciclo el segundo pico se alcanzó en el 2016 con 29 millones de barriles (Anexo 13). Esto con un coeficiente de variación de 6,58% y 6,65% respectivamente (Tabla 3.2). Por otro lado, bajo el escenario EOR, el modelo simétrico y asimétrico multi-ciclo alcanzaría el segundo pico en el 2023 y 2022, con 66 y 52 millones de barriles (Anexo13). Registran un coeficiente de variación de 6,97% y 6,58% respectivamente (Tabla 3.2).

Para el modelo simétrico y asimétrico multi-ciclo del campo Shushufindi (también para el campo Sacha) bajo los dos escenarios 2P y EOR, se puede observar en la Tabla 3.2 que la tasa de declinación del segundo pico, es superior a la tasa de declinación del primer pico en todos los casos. Esto debido a la aplicación de tecnología en el campo (métodos de recuperación secundaria, reacondicionamiento de pozos, perforación de nuevos pozos), como se evidencia también en el estudio de Höök, Hirsch, et al., (2009b).

Para analizar el comportamiento de producción bajo el modelo de Robelius (2007), se identificó en el perfil histórico de producción dos secciones. La primera va desde el inicio de su producción en 1972, hasta el 2008, donde se identifica un comportamiento que sigue el patrón de los campos gigantes: incremento, meseta y declinación. Esta producción viene dada por flujo natural generalmente, y la meseta se identifica entre los años 1978-1993 (Figura 3.5). En 1993 se alcanzó el pico de la meseta, y a partir de ese año la producción cae hasta el año 2008 con una tasa de declinación promedio de -5,57. La segunda sección identificada va desde el año 2009 hasta el 2015 (Figura 3.1 y 3.2), el último dato histórico registrado en la base de datos. El incremento de producción que se evidencia en la segunda sección se debe a la perforación de nuevos pozos y aplicación de tecnología en el campo, principalmente trabajos de reacondicionamiento. Sin embargo, tomando en cuenta el incremento de pozos perforados y la declinación natural de presión; además, que el campo ha superado el pico de la meseta y su extracción acumulada superó el 50% en 1995, la producción tiende a una continua declinación (Höök, Soderbergh, et al., 2009). Por lo que, se aplicó el modelo de Robelius considerando que en el 2015 empezaría a declinar su producción. Esto, bajo el escenario URR(2P) y URR(EOR).

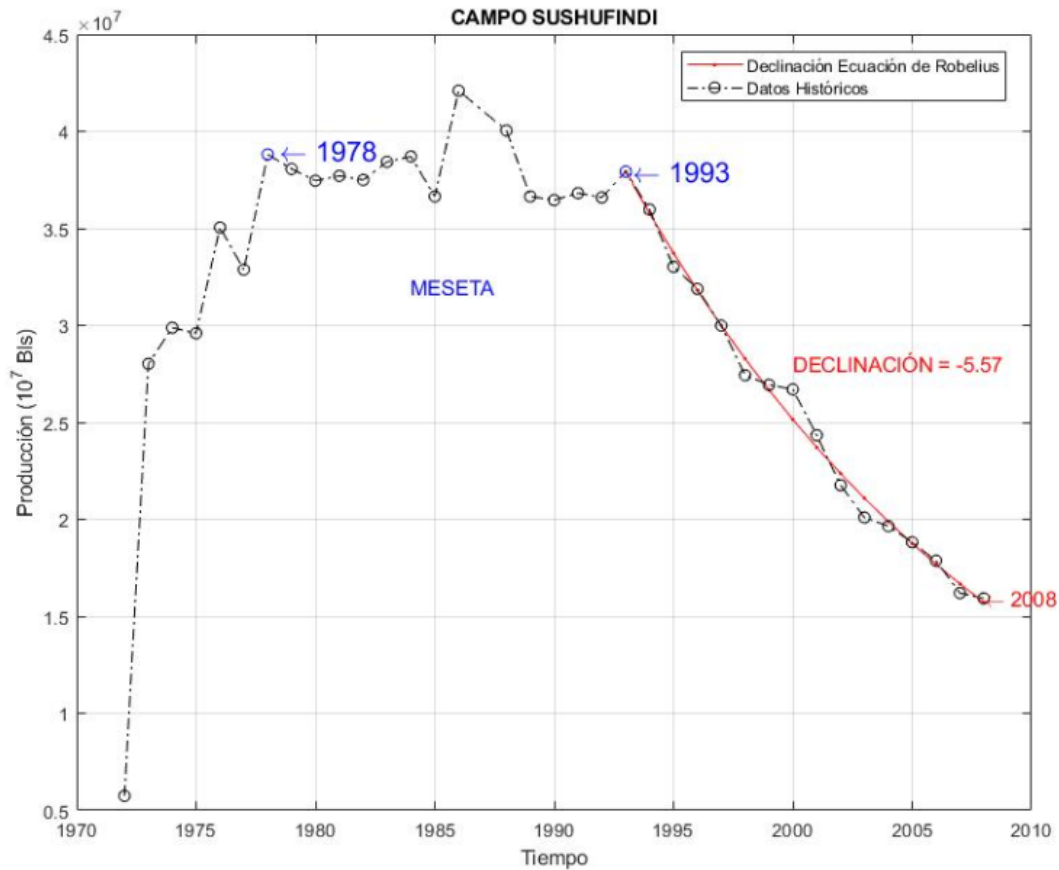


Figura 3.5. Primera sección del perfil de producción del campo Sushufindi 1972-2008. (Fuente: Propia)

Para el caso de URR(2P) bajo el enfoque de Robelius, la declinación a partir del año 2015 tiene una tasa de -7,63%. Esta es superior a la declinación de la primera sección del perfil que fue de -5,57%. Lo que está en concordancia con los resultados del estudio de Höök, Soderbergh, et al. (2009), que evidenció que los campos sometidos a mejoría tecnológica ven un incremento en la tasa de declinación. Se puede observar que la tasa de declinación encontrada está dentro de los valores calculados por Höök, Soderbergh, et al., (2009) correspondientes a los campos gigantes OPEP.

Por otro lado, para el caso URR(EOR) la declinación es de -2,94% en la segunda sección, inferior a la tasa de declinación de la primera sección. A pesar de la aplicación de tecnología en el campo, la no caída de la tasa de declinación se puede justificar debido a que las reservas han incrementado en un 15%, fruto de la recuperación mejorada. Por lo que, el área de la curva de la segunda sección bajo este escenario, debe ser cubierta con una menor declinación. El incremento de reservas no se da en el escenario URR(2P) dado que la recuperación secundaria solo incrementa la presión del campo.

En la Tabla 3.2, se muestra los resultados del campo Shushufindi para los diferentes escenarios bajo el enfoque de los modelos de Hubbert y Robelius.

3.2.2 Campo Sacha

Bajo el escenario 2P, el modelo simétrico multi-ciclo alcanzó un segundo pico en el 2017 con 28 millones de barriles; mientras que, con el modelo asimétrico multi-ciclo el segundo pico se alcanzó en el 2015 con 27 millones de barriles (Anexo 13). Esto con un coeficiente de variación de 8,32% y 8,3% respectivamente (Tabla 3.3). Por otro lado, bajo el escenario EOR, el modelo simétrico y asimétrico multi-ciclo alcanzaría el segundo pico en el 2029 y 2021, con 33 y 30 millones de barriles aproximadamente (Anexo 13). Registran un coeficiente de variación de 11,41% y 8,33% respectivamente (Tabla 3.3).

Para el modelo simétrico y asimétrico multi-ciclo del campo Sacha bajo los dos escenarios 2P y EOR, se puede observar en la Tabla 3.3 que la tasa de declinación del segundo pico, es superior a la tasa de declinación del primer pico, en todos los casos. Esto debido a la aplicación de tecnología en el campo (métodos de recuperación secundaria, reacondicionamiento de pozos, perforación de nuevos pozos), como se evidencia también en el estudio de Höök, Hirsch, et al., (2009b).

Para analizar el comportamiento de producción bajo el modelo de Robelius (2007), se identificó en el perfil histórico de producción dos secciones. La primera va desde el inicio de su producción en 1972, hasta el 2004, donde se identifica un comportamiento que sigue el patrón de los campos gigantes: incremento, meseta y declinación. Esta producción viene dada por flujo natural generalmente, y la meseta se identifica entre los años 1978-1992 (Figura 3.6). En 1992 se alcanza el pico de la meseta, y a partir de ese año la producción cae hasta el año 2004 con una tasa de declinación promedio de -4,32. La segunda sección identificada va desde el año 2005 hasta el 2015 (Figura 3.3 y 3.4), el último dato histórico registrado en la base de datos. El incremento que se evidencia se debe a la perforación de nuevos pozos y aplicación de tecnología en el campo, sobre todo trabajos de reacondicionamiento; además, del inicio del funcionamiento del OCP en el 2003. Sin embargo, tomando en cuenta el incremento de pozos perforados y la declinación natural de la presión, y que, el campo ha superado el pico de la meseta y su extracción acumulada superó el 50% en el 2002, la producción tendería a una continua declinación en su producción futura como lo afirma Höök, Soderbergh, et al., (2009). Por lo que, se aplicó el modelo de Robelius, considerando que en el 2015 empezaría a declinar su producción. Esto, bajo los escenarios URR(2P) y URR(EOR).

Para el caso de URR(2P), la declinación a partir del año 2015 tiene una tasa de -6,4. Esta es superior a la declinación de la primera sección del perfil. Lo que está en concordancia con los resultados del estudio de Höök, Soderbergh, et al. (2009), que

evidenció que los campos sometidos a mejoría tecnológica ven un incremento en la tasa de declinación. Se puede observar que la tasa de declinación encontrada está dentro de los valores calculados por Höök, Soderbergh, et al., (2009) correspondientes a los campos gigantes OPEP.

Por otro lado, para el caso URR(EOR) la declinación es de -2,25% en la segunda sección, inferior a la tasa de declinación de la primera sección. A pesar de la aplicación de tecnología en el campo, la no caída de la tasa de declinación se puede justificar debido a que las reservas han incrementado en un 15%, fruto de la recuperación mejorada en el escenario URR(EOR). Por lo que, el área de la curva de la segunda sección bajo este escenario, debe ser cubierto con una menor declinación. El incremento de reservas no se da en el escenario URR(2P) dado que la recuperación secundaria solo incrementa la presión del campo.

En la Tabla 3.3, se muestra los resultados del campo Sacha para los diferentes escenarios bajo el enfoque de los modelos de Hubbert multi-ciclo y Robelius.

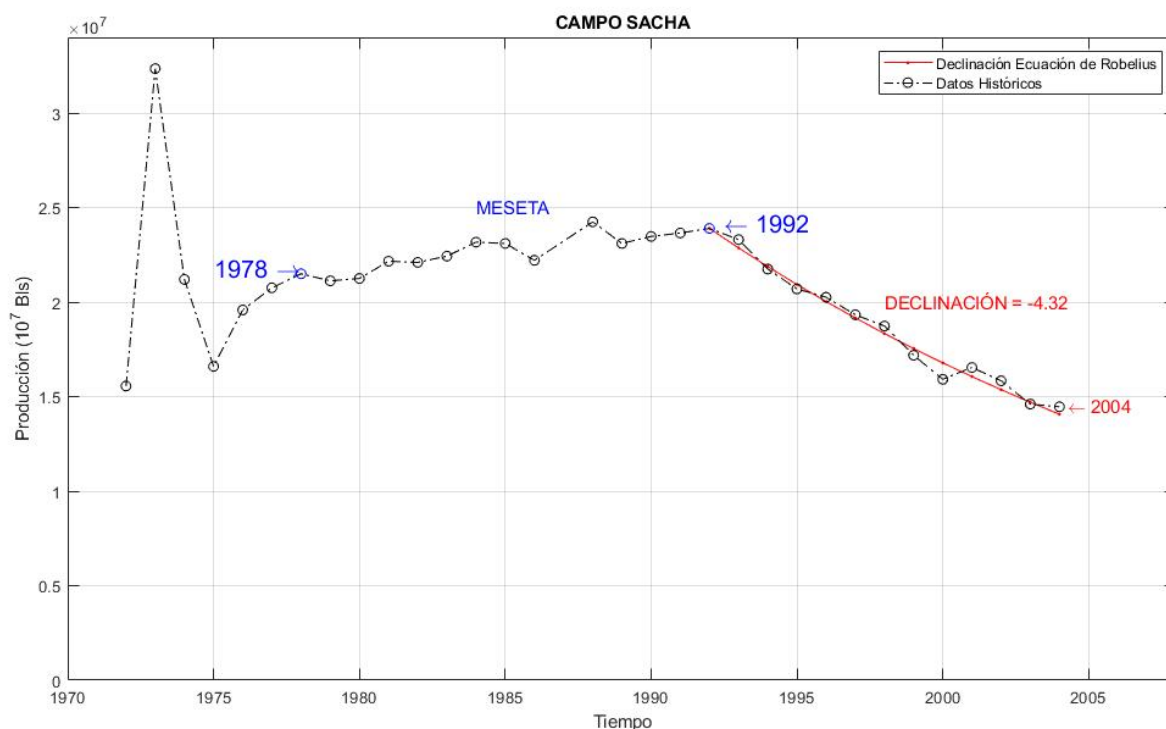


Figura 3.6. Primera sección del perfil de producción del campo Sacha 1972-2004.
(Fuente: Propia)

Se obtuvo también la producción acumulada de los campos gigantes, tomando en cuenta los modelos con el mejor ajuste en función del coeficiente de variación (Modelo Simétrico para URR (2P), y Asimétrico para (EOR)). Se evidenció el pico máximo de producción acumulada en el año 2018, bajo el enfoque de los modelos simétricos de Sacha y Shushufindi (Figura 3.7). Mientras que el acumulado bajo los modelos asimétricos de los campos gigantes alcanzarían un pico en el 2022 (Figura 3.8).

Considerando que las producciones de estos dos campos aportan un porcentaje alto a la producción nacional, se podría alcanzar el pico nacional en los años 2018-2022, debido a la caída de producción y agotamiento de las reservas de estos campos. Estos años se corresponden con el estudio de (Espinoza et al., 2019), que afirman que el pico de extracción nacional podría ser alcanzado entre los años 2014-2025.

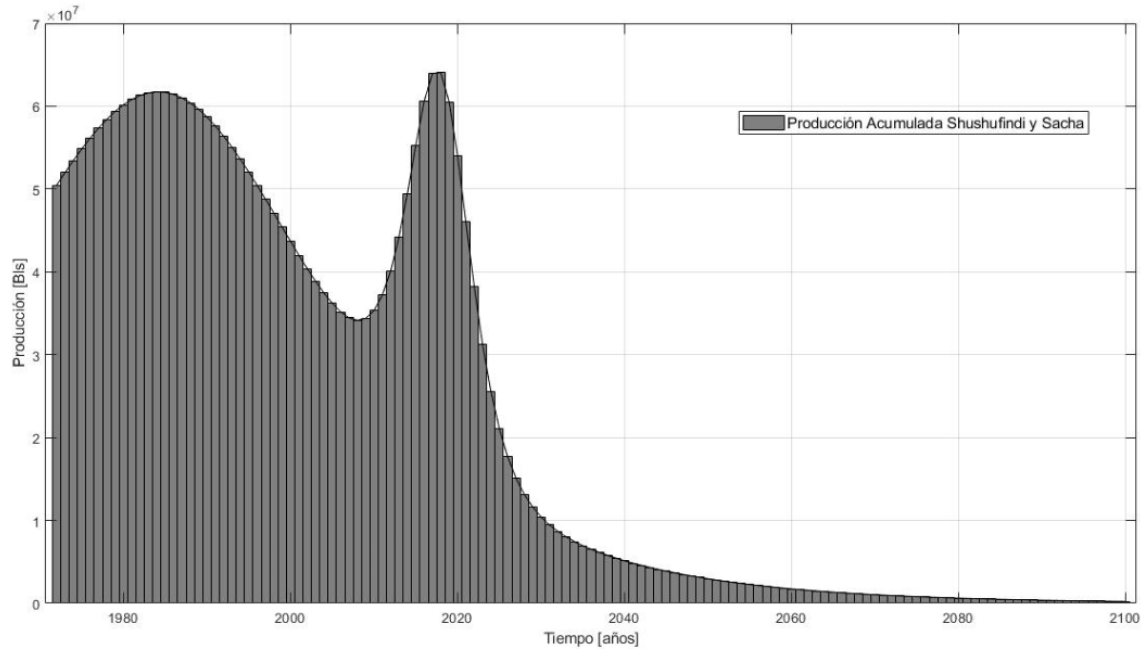


Figura 3.7. Producción acumulada de los campos gigantes bajo el modelo Hubbert multiciclo simétrico URR(2P).
(Fuente: Propia)

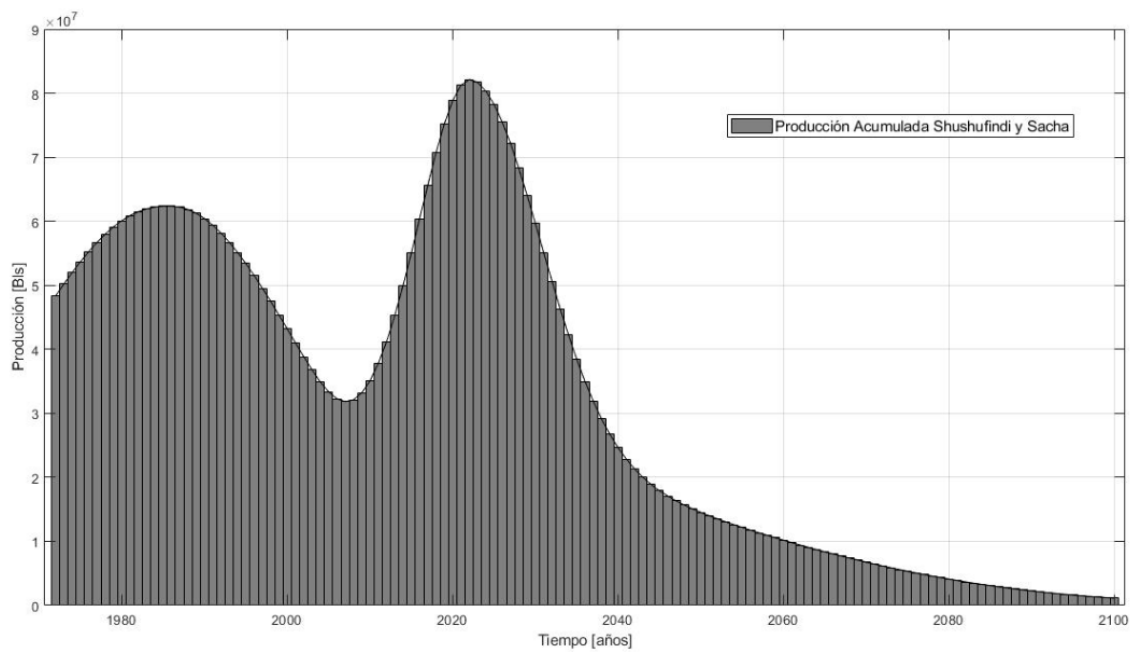


Figura 3.8. Producción acumulada de los campos gigantes bajo el modelo Hubbert multiciclo asimétrico URR(EOR).
(Fuente: Propia)

4. CONCLUSIONES

Los modelos Hubbert multi-ciclo para el campo Shushufindi muestran un coeficiente de variación que se encuentra entre los valores de 6,58% - 6,97%. En el escenario URR(2P) este campo alcanzó su segundo pico bajo el modelo multi-ciclo asimétrico en el año 2016, con una extracción de 29 millones de barriles; y bajo el modelo multi-ciclo simétrico alcanzó su segundo pico en el año 2018, con 36 millones de barriles. Considerando el escenario URR(EOR), el segundo pico bajo el modelo multi-ciclo asimétrico se alcanzaría en el 2022, con una extracción de 52 millones de barriles; y bajo el modelo multi-ciclo simétrico alcanzó su segundo pico en el año 2023, con 66 millones de barriles. La tasa de declinación del segundo pico es superior que el del primer pico para todos los modelos multi-ciclo (Ver Tabla 3.2 y Anexo 13).

Por otro lado, los modelos de Hubbert multi-ciclo para el campo Sacha presenta un coeficiente de variación entre 8,3% - 8,33%, a excepción del modelo simétrico multi-ciclo bajo el escenario URR(EOR), que presentó un coeficiente de variación de 11,41%. Bajo el escenario URR(2P) el campo alcanza su segundo pico bajo el modelo multi-ciclo asimétrico en el año 2015, con una extracción de 27 millones de barriles aproximadamente; y bajo el modelo multi-ciclo simétrico alcanzó su segundo pico en el año 2017, con 28 millones de barriles. Considerando el escenario URR(EOR), el segundo pico bajo el modelo multi-ciclo asimétrico se alcanzaría en el 2021, con una extracción de 30 millones de barriles aproximadamente; y bajo el modelo multi-ciclo simétrico alcanzó su segundo pico en el año 2029, con 33 millones de barriles. La tasa de declinación del segundo pico es superior que el del primer pico para todos los modelos multi-ciclo (Ver Tabla 3.3 y Anexo13).

El modelo de Robelius permitió analizar el comportamiento de la producción de los campos gigantes bajo un patrón ya conocido: incremento, meseta y declinación. Los campos Shushufindi y Sacha siguieron ese patrón. Para los dos campos, el pico de la meseta es alcanzado antes de que se extraiga el 50% de su URR. El campo Shushufindi analizado bajo el modelo de Robelius, permite inferir que el pico de la meseta fue alcanzado en el año 1993, con una extracción acumulada del 45,97%, tasa de agotamiento de 4,41%, seguido por una tasa de declinación promedio de -5,57%.

Por otro lado, el campo Sacha analizado bajo el modelo de Robelius, permite inferir que el pico de la meseta fue alcanzado en el año 1992, con una extracción acumulada del 34,8%, tasa de agotamiento de 2,87%, seguido por una tasa de declinación promedio de -4,32%.

Un segundo pico debido a la aplicación de tecnología (métodos de recuperación, sobre todo perforación de nuevos pozos) fue alcanzado en el 2015 en los dos campos.

La proyección acumulada de extracción de petróleo de los dos campos, tomando en cuenta el mejor coeficiente de variación (Modelo Simétrico para URR (2P), y Asimétrico para (EOR)), indican que se alcanza el segundo pico en los años 2018-2022. Considerando el gran aporte de los campos gigantes a la producción nacional, y la importancia de sus reservas, es altamente probable que el pico de la curva nacional sea alcanzado en los mismos años, 2018-2022. Tomando en cuenta el modelo de Robelius el pico nacional puede ser alcanzado antes del 2018.

Los campos gigantes Shushufindi y Sacha han dominado la producción de petróleo nacional del país, y la extracción futura de petróleo de estos campos serán críticos para el acceso de petróleo y la seguridad energética nacional a corto, mediano y largo plazo. Por lo tanto, es necesario impulsar una transición energética que desarrolle el potencial de los recursos energéticos renovables, utilizando de forma eficiente las reservas de petróleo disponibles.

Referencias Bibliográficas

- Aleklett, K. (2012a). *Peeking at Peak Oil*. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-3424-5>
- Aleklett, K. (2012b). Unconventional Oil, NGL, and the Mitigation Wedge. In *Peeking at Peak Oil* (pp. 95–120).
- Alsharhan, A. S. (2014). Petroleum systems in the Middle East. *Geological Society Special Publication*, 392(1), 361–408. <https://doi.org/10.1144/SP392.19>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010a). Enhanced oil recovery: An update review. *Energies*, 3(9), 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010b). Enhanced Oil Recovery Concepts. *Enhanced Oil Recovery*, 7–16. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-855-6.00008-5>
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, B. (2014). *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (3 era).
- Balasubramanian, S., Chen, P., Bose, S., Alzahabi, A., & Thakur, G. C. (2018). Recent advances in enhanced oil recovery technologies for unconventional oil reservoirs. *Proceedings of the Annual Offshore Technology Conference*, 3, 1799–1805. <https://doi.org/10.4043/28973-ms>
- Bardi, U. (2005). The mineral economy: A model for the shape of oil production curves. *Energy Policy*, 33(1), 53–61. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00197-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00197-6)
- Bardi, U. (2019). Peak oil, 20 years later: Failed prediction or useful insight? *Energy Research and Social Science*, 48(March 2018), 257–261. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.09.022>
- Bartlett, A. A. (2000). An analysis of U.S. and world oil production patterns using Hubbert-style curves. *Mathematical Geology*, 32(1), 1–17. <https://doi.org/10.1023/A:1007587132700>
- Bentley, R., Mannan, S., & Wheeler, S. (2007). Assessing the date of the global oil peak: The need to use 2P reserves. *Energy Policy*, 35(12), 6364–6382. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.08.001>
- Bentley, R. W. (2016). Introduction to Peak Oil. In *Lecture Notes in Energy*. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-26372-4>
- Bentley, Roger, & Boyle, G. (2008). Global oil production: Forecasts and methodologies. *Environment and Planning B: Planning and Design*, 35(4), 609–626. <https://doi.org/10.1068/b33063t>
- Brandt, A. R. (2007a). Testing Hubbert. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.11.004>
- Brandt, A. R. (2007b). Testing Hubbert. *Energy Policy*, 35(5), 3074–3088. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.11.004>
- Brandt, A. R. (2010a). Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.045>
- Brandt, A. R. (2010b). Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique. *Energy*, 35(9), 3958–3974. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.04.045>
- Brecha, R. J. (2008). Emission scenarios in the face of fossil-fuel peaking. *Energy Policy*, 36(9),

3492–3504. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.05.023>

- Brecha, R. J. (2012). Logistic curves, extraction costs and effective peak oil. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.016>
- Campbell, C. J. (1996). World oil: reserves, production, politics and prices. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 6(C), 1–20. [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(07\)80003-8](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(07)80003-8)
- Campbell, C.J. (1995). The Next Oil Price Shock: The World's Remaining Oil and Its Depletion. *Energy Exploration & Exploitation*, 13(1), 19–46. <https://doi.org/10.1177/014459879501300103>
- Campbell, Colin J. (2013). *Campbell's Atlas of Oil and Gas Depletion*. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-3576-1>
- Canfield, R., Bonilla, G., & Robbins, R. (1982). Sacha Oil Field of Ecuadorian Oriente. *American Association of Petroleum Geology*, V 66(N 8), 1076–1090.
- Canfield, R. W. *Sacha Field- Ecuador Oriente Basin*. , (1969).
- Chew, K. (2005). World oil and gas resource and production outlook. *OPEC-IFP*. Retrieved from www.ifpenergiesnouvelles.fr/IFR/en/events (2005)
- Dake, L. P. (2001). *The Practice of Reservoir Engineering*. Retrieved from <https://www.elsevier.com/books/the-practice-of-reservoir-engineering-revised-edition-36/dake/978-0-444-50671-9>
- Davidson, P. I., Sterman, J. D., & Richardson, G. P. (1990). A petroleum life cycle model for the United States and demand. *System Dynamics Review*, 6(1), 66–93.
- Espinoza, S., Fontalvo, J., Martí-Herrero, J., Ramírez, P., & Capellán-Perez, I. (2019). Future oil extraction in Ecuador using a Hubbert approach. *Energy*, 182, 520–534. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061>
- Estad, A., Rodriguez, F. A., Estad, I., Hi-swim, T., Nacional, P., Estad, I., ... Nacional, P. (2012). *Informe estadístico*.
- ExxonMobil. (2020). ExxonMobil ups Guyana recoverable resources to more than 8 billion oil-equivalent barrels, makes discovery at Uaru. Retrieved from https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2020/0127_ExxonMobil-ups-Guyana-recoverable-resources-to-more-than-8-billion-oil-equivalent-barrels#:~:text=ExxonMobil ups Guyana recoverable resources to more than 8 billion,barrels%2C makes di
- Ezekwe, N. (2010). Petroleum Reservoir Engineering Practice. In *Text*. Massachusetts: Prentice Hall.
- Fanning, L. M. (1950). Our oil resources. *Journal of Geology*, 55.
- Fisher, F. (1964). *Supply and costs in the United States petroleum industry*. Baltimore: Hopkins University Press.
- Fredrik Robelius. (2007). *Giant Oil Fields-The Highway to Oil Giant Oil Fields and Their Importance for Future Oil Production*. Retrieved from <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:uu:diva-7625>
- Granja, J. C. (1976). *El Petróleo Miscelaneas*. Quito: Editorial Universitaria.

- Halbouty, M. T. (2003). Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990- 1999. AAPG.
- Halbouty, Michel T., King, R. E., Klemme, H. D., Dott, R. H., & Sr., A. A. M. (1970). *Geology of Giant Petroleum Fields*. Retrieved from <http://archives.datapages.com/data/specpubs/fieldst2/data/a009/a009/0001/0500/0528.htm>
- Hallock, J. L., Wu, W., Hall, C. A. S., & Jefferson, M. (2014). Forecasting the limits to the availability and diversity of global conventional oil supply: Validation. *Energy*, 64, 130–153. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.075>
- Heming, R. F. (1996). Impact of information technology on the entrepreneurship development. *Technology In Society*, 18(3), 297–319.
- Herbert, J. (1972). *Trek of the Oil Finders: A History of Exploration for Petroleum Latin: America After 1920*. Retrieved from <http://archives.datapages.com/data/specpubs/methodo2/data/a073/a073/0001/1100/1136.htm>
- Holland, S. (2015). Modeling Peak Oil Stephen. *The Energy Journal*, 29(2), 61–79.
- Höök, M. (2014). Depletion rate analysis of fields and regions: A methodological foundation. *Fuel*, 121, 95–108. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.12.024>
- Höök, M., Bardi, U., Feng, L., & Pang, X. (2010). Development of oil formation theories and their importance for peak oil. *Marine and Petroleum Geology*, 27(9), 1995–2004. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2010.06.005>
- Höök, M., Hirsch, R., & Aleklett, K. (2009a). Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. *Energy Policy*, 37(6), 2262–2272. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.020>
- Höök, M., Hirsch, R., & Aleklett, K. (2009b). Giant oil field decline rates and their influence on world oil production. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.020>
- Höök, M., Soderbergh, B., Jakobsson, K., & Aleklett, K. (2009). The Evolution of Giant Oil Field Production Behavior. *Natural Resources Research*, 18(1). <https://doi.org/10.1007/s11053-009-9087-z>
- Hotelling, H. (1991). *The Economics of Exhaustible Resources* (Vol. 53).
- Hubbert, M. K. (1956). Nuclear energy and the fossil fuels. *Drilling and Production Practice* 1956, Vol. 1956-Janua, pp. 7–25.
- Hubbert, M. K. (1980). Techniques of Prediction As Applied to the Production of Oil and Gas. In *Oil an Gas Supply Modeling*. Whashington, DC.
- Hubbert, M. K. (1981). The world's evolving energy system. *American Journal of Physics*, 49(11), 1007–1029. <https://doi.org/10.1119/1.12656>
- Instituto de Investigación Geológica y Energética. (2019). *BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL 2018*.
- International Energy Agency. (2005). *From resources to reserves*.
- International Energy Agency. (2010). *WEO: World Energy Outlook 2010*. Retrieved from <https://www.worldenergyoutlook.org/2010.asp>
- International Energy Agency. (2019). World Energy Balances. *Journal of Chemical Information*

- and Modeling*, 53(9), 1689–1699. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Ivanhoe, L. F., & Leckie, G. (1993). Global oil, gas fields, sizes tallied, analyzed. *Oil and Gas Journal*, 91:7. Retrieved from <https://www.osti.gov/biblio/5940467-global-oil-gas-fields-sizes-tallied-analyzed>
- Kaufmann, R. K. (1991). Oil production in the lower 48 states. Reconciling curve fitting and econometric models. *Resources and Energy*, 13(1), 111–127. [https://doi.org/10.1016/0165-0572\(91\)90022-U](https://doi.org/10.1016/0165-0572(91)90022-U)
- Kingston, J. (1991). The Undiscovered Oil and Gas of Antarctica. *U.S. Geological Survey Open-File Report*.
- Kjärstad, J., & Johnsson, F. (2009). Resources and future supply of oil. *Energy Policy*, 37(2), 441–464. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.056>
- Klemme, H. D. ; Ulmishek, G. F. (1991). Effective petroleum source rocks of the world: stratigraphic distribution and controlling depositional factors. In *AAPG*. Retrieved from <http://www.searchanddiscovery.com/documents/Animator/klemme2.htm>
- Laherrere J. (1999). World oil supply - What goes up m... preview & related info | Mendeley. Retrieved June 8, 2020, from <https://www.mendeley.com/catalogue/1ada7034-930a-3de2-8b40-689d531f3833/>
- Laherrere, J. (2009). *Oil peak or plateau?*
- Laherrere, Jean. (2018). *Extrapolation of oil past production to forecast future production in barrels*.
- Lazar, I., Petrisor, I. G., & Yen, T. F. (2007). Microbial enhanced oil recovery (MEOR). *Petroleum Science and Technology*, 25(11), 1353–1366. <https://doi.org/10.1080/10916460701287714>
- Macdonald, D. I. M., Barker, P. F., Garrett, S. W., Ineson, J. R., Pirrie, D., Storey, B. C., ... Marshall, J. E. A. (1987). A preliminary assessment of the hydrocarbon potential of the Larsen Basin, Antarctica. *Marine and Petroleum Geology*, 5(1), 34–53. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90038-4](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90038-4)
- Maggio, G., & Cacciola, G. (2009a). A variant of the Hubbert curve for world oil production forecasts. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.053>
- Maggio, G., & Cacciola, G. (2009b). A variant of the Hubbert curve for world oil production forecasts. *Energy Policy*, 37(11), 4761–4770. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.06.053>
- Meza, D., Gozalbo, E., Whitney, P., Clayton, R., Fonseca, C., Hurtado, J., ... Leon, R. (2017). The Shushufindi Revolution: New Life and a Brighter Future for a Giant. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium 2017*. <https://doi.org/10.2118/184909-ms>
- Miller, R. G., & Sorrell, S. R. (2014). The future of oil supply. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*. <https://doi.org/10.1098/rsta.2013.0179>
- Mohr, S. (2010). *Projection of World Fossil Fuel Production with Supply and Demand Interactions*. The University of Newcastle.
- Mohr, S. H., & Evans, G. M. (2008). Peak oil: Testing hubbert's curve via theoretical modeling. *Natural Resources Research*. <https://doi.org/10.1007/s11053-008-9059-8>

- Muggeridge, A., Cockin, A., Webb, K., Frampton, H., Collins, I., Moulds, T., & Salino, P. (2014). Recovery rates, enhanced oil recovery and technological limits. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 372(2006). <https://doi.org/10.1098/rsta.2012.0320>
- Ohen, H. A., Erian, A., Ali, L., Guzman, D., Guerrero, O., Ochoa, J., & Valdivieso, L. (2004). Integrated reservoir study of the Shushufindi field-dynamic modeling. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 56(10), 64–65. <https://doi.org/10.2118/1004-0064-jpt>
- Paris de Ferrer, M. (2009). Concéptos Básicos. In *Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos* (pp. 45–48).
- Patzek, T. W. (2008). Exponential growth, energetic Hubbert cycles and the advancement of technology. *Archives of Mining Sciences*, 53(2), 131–159.
- Petroamazonas EC. (2017). *Reporte de Producción de los campos petroleros del Ecuador*.
- Petroamazonas EP. (2019). La producción del campo Sacha, operado por Petroamazonas, supera los 70 mil barriles diarios de petróleo. Retrieved June 21, 2020, from <https://www.petroamazonas.gob.ec/?p=10166>
- Pindyk, R., & Rubinfeld, D. (1998). *Econometric models and economic forecasts*. (4th ed.). Boston: McGraw-Hill;
- Pukite, P., Coyne, D., & Challou, D. (2019). Mathematical Geoenergy Discovery, Depletion, and Renewal. In *Geophysical Monograph Series*. <https://doi.org/10.1029/164GM03>
- Radler, M. (2006). Oil production, reserves increase slightly in 2006. *Oil & Gas Journal*.
- RioNapo. (2013). *RíoNapo*. Retrieved from <https://rionapocem.com.ec/revista-institucional/>
- Rivadeneira, M. (1998). *Los Principales Campos de Petroproducción: Proyectos Especiales*.
- Rivadeneira, M. (2014). Breve Reseña Histórica de la Exploración Petrolera de la Cuenca Oriente. In *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (pp. 227–263).
- Rivadeneira, M., & Almeida, P. (2014). Características de los Reservorios Cretácicos de la Cuenca Oriente. In *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (pp. 279–326).
- Rivadeneira, M., & Baby, P. (2014). Características Geológicas Generales de Varios de los Principales Campos Petroleros de Petroamazonas. In *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo* (pp. 329–414).
- Robelius, F. (2007). *Giant Oil Fields -The Highway to Oil: Giant Oil Fields and Their Importance for Future Oil Production*.
- Salameh, M. G. (2015). Oil Crises, Historical Perspective. In *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences* (#edition#). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-409548-9.01290-2>
- Secretaría de Hidrocarburos. (2013). *Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País*.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2017). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador* (p. 98). p. 98. Retrieved from <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/09/Revista-Informe-Anual-del-Potencial-Hidrocarburífero-2017.pdf>
- Sidayao, C. M. (1984). Oil and Gas on the Continental Shelf: Potentials and Constraints in the Asia-Pacific Region. *Ocean Management*, 9(1–2), 73–100. <https://doi.org/10.1016/0302->

184X(84)90019-2

- Simmons, M. R. (2002). *The World's Giant Oilfields*.
- Skrebowski C. (2004). Oil field mega projects 2004. *Petrol Rev*.
- Smil, V. (2017). *ENERGY AND CIVILIZACION: A HISTORY*. Massachusetts: Massachusetts Institute of Technology.
- Smith, M. *EnergyFiles forecastingmodel e oil production*. , (2008).
- Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Brandt, A., & Miller, R. (2009). *Global Oil Depletion an assessment of the evidence for a near-term peak in global oil production*.
[https://doi.org/ISBN number 1-903144-0-35](https://doi.org/ISBN%20number%201-903144-0-35)
- Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Brandt, A., & Miller, R. (2010). Global oil depletion: A review of the evidence. *Energy Policy*, 38(9), 5290–5295.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.04.046>
- Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Miller, R., & Thompson, E. (2012a). Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. *Energy*, 37(1), 709–724. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.10.010>
- Sorrell, S., Speirs, J., Bentley, R., Miller, R., & Thompson, E. (2012b). Shaping the global oil peak: A review of the evidence on field sizes, reserve growth, decline rates and depletion rates. *Energy*. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.10.010>
- SPE, AAPG, WPC, & SPEE. (2007). *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*. Retrieved from https://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf
- SPE, AAPG, WPC, SPEE, SEG, SPWLA, & EAGE. (2018). *Petroleum Resources Management System*.
- Sterman, J. D., & Richardson, G. P. (1985). An experiment to evaluate methods for estimating fossil fuel resources. *Journal of Forecasting*, 4(2), 197–226.
<https://doi.org/10.1002/for.3980040208>
- Stosur, J. J. G. (1996). Enhanced oil recovery-the international perspective. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, 6(C), 253–260. [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(07\)80022-1](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(07)80022-1)
- Survey, U. S. G. (2003). *USGS World Petroleum Assessment 2000* (Vol. 03).
- Tarback, E., & Lutgens, F. (2015). *Earth An Introduction to Physical Geology* (Vol. 3). Retrieved from <http://repositorio.unan.edu.ni/2986/1/5624.pdf>
- Thomas, S. (2007). Enhanced Oil Recovery – An Overview. *Oil and Gas Science and Technology*.
<https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- United States Geological Survey. (2012). An Estimate of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources. In *USGS*. Retrieved from <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3042/>
- Vassiliou, M. (2018). *Historical Dictionary of the Petroleum Industry*. Rowman & Littlefield.
- Walters, C. C. (2006). The Origin of Petroleum. In *Practical Advances in Petroleum Processing* (Vol. 16, pp. 79–101). <https://doi.org/10.1080/00221341808983854>
- Wang, J., & Feng, L. (2016). Curve-fitting models for fossil fuel production forecasting: Key influence factors. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.

<https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.04.013>

Warren, D. (1958). A study of the future productive capacity and probable reserves of the U.S. *Oil and Gas Journal*, 56, 105–119.

Watkins, E. (2007). Ecuador taking measures to increase oil production. *Oil & Gas Journal*, 105(27), 31. Retrieved from <http://search.proquest.com/docview/274351773?accountid=28378>

Wood JH, Long G, M. D. (2000). *Long term oil supply scenarios: the future is neither as rosy or as bleak as some assert*. Washington DC.

Zhang, G., Qu, H., Chen, G., Zhao, C., Zhang, F., Yang, H., ... Ma, M. (2019). Giant discoveries of oil and gas fields in global deepwaters in the past 40 years and the prospect of exploration. *Journal of Natural Gas Geoscience*, 4(1), 1–28. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2019.03.002>

Zou, C., Zhang, G., Yang, Z., Tao, S., Hou, L., Zhu, R., ... Wang, Z. (2013). Concepts, characteristics, potential and technology of unconventional hydrocarbons: On unconventional petroleum geology. *Petroleum Exploration and Development*, 40(4), 413–428. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(13\)60053-1](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(13)60053-1)

ANEXOS

ANEXO 1. Código Robelius SSFF URR(2P)

```
[num,txt,row]= xlsread("Shushufindi.xlsx");

tiempo=cell2mat(raw(2:end,1));

produccion=cell2mat(raw(2:end,2));

plot(tiempo,produccion,'k');

hold on

stem(tiempo(1:7),produccion(1:7),'g');

stem(tiempo(8:end),produccion(8:end),'r');

title("P vs t")

xA= tiempo(1:7); %valores de A

yA= produccion(1:7);

xB= tiempo(8:end);

yB= produccion(8:end);

n1=(-1.61)/(log(1-0.06));

nC1=floor(n1);

xC1=tiempo(end)+1:tiempo(end)+85;

Pp= mean(yB);

Ppf1= 0.2*Pp; % limite final de C, ubicado en el lugar 28
```

```

%PC1=Pp*((1-0.087).^(xCl-tiempo(end)));

URR= 1592246000;

% aC= sum(PC1);

aA= sum(yA);

aB= sum(yB);

for i= 0.01:0.0013:0.2

    PC1=Pp*((1-i).^(xCl-tiempo(end)));

    aC= sum(PC1);

    if (aA+aB+aC < 1.0015*URR) && (aA+aB+aC > 0.9985*URR)

        URR_opt=aA+aB+aC

        i_opt= i

    end

end

PC1=Pp*((1-i_opt).^(xCl-tiempo(end)));

x1=[tiempo',xCl];

y1=[produccion',PC1];

plot(x1,y1)

```



```
error1= (URR-URR_opt)/URR*100
```

```
save y1
```

```
P_t= y1';
```

```
t_p= x1';
```

ANEXO 2. Código Hubbert Multi-ciclo Simétrico SSFF URR(2P)

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados

function main()

% carga datos de producción de petróleo desde 1972 hasta 2015

load produccion_datos.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2015] ;

produccion_real = datos(2,:) ;

clear datos ;

% establece el rango total de tiempo para graficar la curva

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ; %-----

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ; %-----

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(1:15)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;
```

```

pm2 = max(produccion(16:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;

tm2 = tiempo(posPm2) ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 pm2 tm1 tm2] ;

cnt = 0 ;

for b1 = 0.01 : 0.01 : 0.5

    for b2 = 0.01 : 0.01 : 0.5

        % llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
        fminsearch

        %para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

        min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,gs, b1, b2) ;

        gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

        % calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

        tmp = tmin:1:tmax ;

        [yopt, y1, y2] = FcnHubbert(tmp,gopt,b1,b2) ;

        U = trapz(tmp,yopt) ;

        %plot(U,'o') ;

```

```

%hold on

if 1.59 <= U/1e9  && U/1e9 <= 1.6

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    b1_opt = b1 ;

    b2_opt = b2 ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    p2_opt = gopt(2) ;

    t1_opt = gopt(3) ;

    t2_opt = gopt(4) ;

end

end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes

```

```

figure(1) ;

save('shushufindi','y_opt','y1_opt','y2_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 75]) ;

xlabel('time') ;

ylabel('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Symmetric MultiHubbert Curve (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp('Parametros Optimos: ')

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp(['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

```

```

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis), '%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['b1: ', num2str(b1_opt,precis)]) ;

disp(['b2: ', num2str(b2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

intcfz = intconf(tiempo, produccion, b1_opt, b2_opt, p1_opt, p2_opt, t1_opt,
t2_opt) ;

sprintf('b1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('b2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

```

```

sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada

function rmterror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,g, b1, b2)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , g, b1, b2) ;

rmterror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

% función de cálculo para Hubbert múltiple

function [y ,y1, y2] = FcnHubbert(tmp , g, b1, b2)

k1 = 1 ;

k2 = 1 ;

y1 = (2*g(1))./(1+k1*cosh(b1*(tmp-g(3)))) ;

y2 = (2*g(2))./(1+k2*cosh(b2*(tmp-g(4)))) ;

y = y1+y2 ;

end

```

ANEXO 3. Modelo de Hubbert Multi-ciclo Asimétrico SSFF URR(2P).

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados

function main()

% carga datos de producción de petróleo desde 1972 hasta 2015

load produccion_datos.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2015] ;

produccion_real = datos(2,:) ;

clear datos ;

% establece el rango total de tiempo para graficar la curva

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ; %-----

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ; %-----

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(1:15)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;
```



```

pm2 = max(produccion(16:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;

tm2 = tiempo(posPm2) ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 pm2 tm1 tm2] ;

cnt = 0 ;

for b1 = 0.01 : 0.01 : 0.5

    for b2 = 0.01 : 0.01 : 0.5

        % llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
        fminsearch

        %para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

        min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,gs, b1, b2) ;

        gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

        % calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

        tmp = tmin:1:tmax ;

        [yopt, y1, y2] = FcnHubbert(tmp,gopt,b1,b2) ;

        U = trapz(tmp,yopt) ;

        %plot(U,'o') ;

```

```

%hold on

if 1.59 <= U/1e9  && U/1e9 <= 1.6

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    b1_opt = b1 ;

    b2_opt = b2 ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    p2_opt = gopt(2) ;

    t1_opt = gopt(3) ;

    t2_opt = gopt(4) ;

end

end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes

```

```

figure(1) ;

save('shushufindi','y_opt','y1_opt','y2_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 75]) ;

xlabel('time') ;

ylabel('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Symmetric MultiHubbert Curve (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp('Parametros Optimos: ')

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp(['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

```

```

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis), '%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['b1: ', num2str(b1_opt,precis)]) ;

disp(['b2: ', num2str(b2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

intcfz = intconf(tiempo, produccion, b1_opt, b2_opt, p1_opt, p2_opt, t1_opt,
t2_opt) ;

sprintf('b1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('b2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

```

```
sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))
```

```
end
```

```
% función que calcula error RMS entre producción real y estimada
```

```
function rmterror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,g, b1, b2)
```

```
delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , g, b1, b2) ;
```

```
rmterror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;
```

```
end
```

```
% función de cálculo para Hubbert múltiple
```

```
function [y ,y1, y2] = FcnHubbert(tmp , g, b1, b2)
```

```
k1 = 1 ;
```

```
k2 = 1 ;
```

```
y1 = (2*g(1))./(1+k1*cosh(b1*(tmp-g(3)))) ;
```

```
y2 = (2*g(2))./(1+k2*cosh(b2*(tmp-g(4)))) ;
```

```
y = y1+y2 ;
```

```
end
```

ANEXO 4. Código Robelius SSFF URR(EOR)

```
[num,txt,row]= xlsread("Shushufindi.xlsx");

tiempo=cell2mat(raw(2:end,1));

produccion=cell2mat(raw(2:end,2));

plot(tiempo,produccion,'k');

hold on

stem(tiempo(1:7),produccion(1:7),'g');

stem(tiempo(8:end),produccion(8:end),'r');

title("P vs t")

xA= tiempo(1:7); %valores de A

yA= produccion(1:7);

xB= tiempo(8:end);

yB= produccion(8:end);

n1=(-1.61)/(log(1-0.06));

nC1=floor(n1);

xC1=tiempo(end)+1:tiempo(end)+120;

Pp= mean(yB);

Ppf1= 0.2*Pp; % limite final de C, ubicado en el lugar 28

%PC1=Pp*((1-0.087).^(xC1-tiempo(end)));
```

```

URR= 2169511838;

% aC= sum(PC1);

aA= sum(yA);

aB= sum(yB);

for i= 0.001:0.0001:0.20

    PC1=Pp*((1-i).^(xC1-tiempo(end)));

    aC= sum(PC1);

    if (aA+aB+aC < 1.0015*URR) && (aA+aB+aC > 0.9985*URR)

        URR_opt=aA+aB+aC

        i_opt= i

    end

end

PC1=Pp*((1-i_opt).^(xC1-tiempo(end)));

x1=[tiempo',xC1];

y1=[produccion',PC1];

plot(x1,y1)

error1= (URR-URR_opt)/URR*100

P_t= y1';

t_p= x1';

```

ANEXO 5. Código Hubbert Multi-ciclo Simétrico SSFF URR(EOR).

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados

function main()

% carga datos de producción de petróleo desde 1972 hasta 2015

load produccion_datos.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2015] ;

produccion_real = datos(2,:) ;

clear datos ;

% establece el rango total de tiempo para graficar la curva

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ; %-----

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ; %-----

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(1:22)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;
```



```

pm2 = max(produccion(23:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;

tm2 = tiempo(posPm2) ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 pm2 tm1 tm2] ;

cnt = 0 ;

for b1 = 0.01 : 0.01 : 0.5

    for b2 = 0.01 : 0.01 : 0.5

        % llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
        fminsearch

        %para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

        min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,gs, b1, b2) ;

        gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

        % calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

        tmp = tmin:1:tmax ;

        [yopt, y1, y2] = FcnHubbert(tmp,gopt,b1,b2) ;

        U = trapz(tmp,yopt) ;

        %plot(U,'o') ;

```

```

%hold on

if 2.1 <= U/1e9  && U/1e9 <= 2.2

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    b1_opt = b1 ;

    b2_opt = b2 ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    p2_opt = gopt(2) ;

    t1_opt = gopt(3) ;

    t2_opt = gopt(4) ;

end

end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes

```

```

figure(1) ;

save('shushufindi','y_opt','y1_opt','y2_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 75]) ;

xlabel('time') ;

ylabel('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Symmetric MultiHubbert Curve (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp('Parametros Optimos: ')

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp(['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

```

```

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis), '%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['b1: ', num2str(b1_opt,precis)]) ;

disp(['b2: ', num2str(b2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

intcfz = intconf(tiempo, produccion, b1_opt, b2_opt, p1_opt, p2_opt, t1_opt,
t2_opt) ;

sprintf('b1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('b2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

```

```
fprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de  
confianza',intcfz(6,:))
```

```
end
```

```
% función que calcula error RMS entre producción real y estimada
```

```
function rmerror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,g, b1, b2)
```

```
delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , g, b1, b2) ;
```

```
rmerror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;
```

```
end
```

```
% función de cálculo para Hubbert múltiple
```

```
function [y ,y1, y2] = FcnHubbert(tmp , g, b1, b2)
```

```
k1 = 1 ;
```

```
k2 = 1 ;
```

```
y1 = (2*g(1))./(1+k1*cosh(b1*(tmp-g(3)))) ;
```

```
y2 = (2*g(2))./(1+k2*cosh(b2*(tmp-g(4)))) ;
```

```
y = y1+y2 ;
```

```
end
```

ANEXO 6. Código Hubbert Multiciclo Asimétrico SSFF URR(EOR).

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados

function main()

% carga datos de producción de petróleo

load produccion_datos.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2015] ;

produccion_real = datos(2,:) ;

clear datos ;

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ;

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ;

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(1:15)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;

pm2 = max(produccion(16:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;
```

```

tm2 = tiempo(posPm2) ;

k1 = 1 ;

k2 = 1 ;

sd_dec1 = 10 ;

sd_inc2 = 10 ;

sd_dec2 = 10 ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 tm1 sd_dec1 k1 pm2 tm2 sd_inc2 sd_dec2 k2] ;

cnt = 0 ;

for sd_incl = 0:0.1:20

% llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
fminsearch

%para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,sd_incl,gs) ;

gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

% calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

tmp = tmin:1:tmax ;

```

```

[yopt,y1,y2] = FcnHubbert(tmp,sd_incl,gopt) ;

U = trapz(tmp,yopt)

if 2.1 <= U/1e9  && U/1e9 <= 2.2

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    sinc1_opt = sd_incl ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    t1_opt = gopt(2) ;

    sdec1_opt = gopt(3) ;

    k1_opt = gopt(4) ;

    p2_opt = gopt(5) ;

    t2_opt = gopt(6) ;

    sinc2_opt = gopt(7) ;

    sdec2_opt = gopt(8) ;

    k2_opt = gopt(9) ;

end

end

```



```

% gráfica de la curva final y curvas componentes

figure(1) ;

save('shushufindi','y1_opt','y2_opt','y_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 75]) ;

xlabel ('time') ;

ylabel ('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Asymmetric MultiHubbert (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp ('Parametros Optimos: ')

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['k1 = ',num2str(k1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

```

```

disp (['t2 = ',num2str(t2_opt)] ) ;

disp (['k2 = ',num2str(k2_opt)] ) ;

disp (['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

U1 = trapz(tmp,y1_opt) ;

U2 = trapz(tmp,y2_opt) ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)] ) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis),'%'] ) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)] ) ;

disp(['U1: ', num2str(U1,precis)] ) ;

disp(['U2: ', num2str(U2,precis)] ) ;

disp(['sd_inc1: ', num2str(sinc1_opt,precis)] ) ;

disp(['sd_dec1 ', num2str(sdec1_opt,precis)] ) ;

disp(['sd_inc2: ', num2str(sinc2_opt,precis)] ) ;

disp(['sd_dec2: ', num2str(sdec2_opt,precis)] ) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

```

```

intcfz = intconf(tiempo, produccion, sinc1_opt, sdec1_opt, p1_opt, t1_opt,
sinc2_opt, sdec2_opt, p2_opt, t2_opt) ;

sprintf('sdinc1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('sdecl1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('sdinc2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

sprintf('sdecl2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(7,:))

sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(8,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada

function rmserror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,s_incl,g)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , s_incl, g) ;

rmserror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

```

```

% función de cálculo para Hubbert múltiple

function [y,y1,y2] = FcnHubbert(tmp , sd_incl, g)

ft1 = g(3)-(g(3)-sd_incl)./(1+exp(g(4).*(tmp-g(2)))) ;

y1 = g(1).*exp((- (tmp-g(2)).^2)./(2.*(ft1).^2));

ft2 = g(8)-(g(8) - g(7))./(1+exp(g(9).*(tmp-g(6)))) ;

y2 = g(5).*exp((- (tmp-g(6)).^2)./(2.*(ft2).^2));

y = y1+y2 ;

end

```

ANEXO 7. Código Robelius SSCH URR(2P)

```
[num,txt,row]= xlsread("Sacha.xlsx");

tiempo=cell2mat(raw(2:end,1));

produccion=cell2mat(raw(2:end,2));

plot(tiempo,produccion,'k');

hold on

stem(tiempo(1:7),produccion(1:7),'g');

stem(tiempo(8:end),produccion(8:end),'r');

title("P vs t")

xA= tiempo(1:7); %valores de A

yA= produccion(1:7);

xB= tiempo(8:end);

yB= produccion(8:end);

n1=(-1.61)/(log(1-0.06));

nC1=floor(n1);

xC1=tiempo(end)+1:tiempo(end)+85;

Pp= yB(end);

% Pp= mean(yB);

%PC1=Pp*((1-0.066).^(xC1-tiempo(end)));
```

```

URR= 1285300000

%aC= sum(PC1);

aA= sum(yA);

aB= sum(yB);

for i= 0.01:0.006:0.2

    PC1=Pp*((1-i).^(xCl-tiempo(end)));

    aC= sum(PC1);

    if (aA+aB+aC < 1.010*URR) && (aA+aB+aC > 0.99*URR)

        URR_opt=aA+aB+aC

        i_opt= i

    end

end

PC1=Pp*((1-i_opt).^(xCl-tiempo(end)));

x1=[tiempo',xCl];

y1=[produccion',PC1];

plot(x1,y1)

error1= (URR-URR_opt)/URR*100

P_t= y1';

t_p= x1';

```

ANEXO 8. Código Hubbert Multiciclo Simétrico SSCH URR(2P)

```
function main()

% carga datos de producción de petróleo desde 1972 hasta 2015

load datos_produccion.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2016] ;

produccion_real = datos(5,:) ;

clear datos ;

% establece el rango total de tiempo para graficar la curva

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ; %-----

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ; %-----

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(3:30)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;

pm2 = max(produccion(31:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;
```

```

tm2 = tiempo(posPm2) ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 pm2 tm1 tm2] ;

cnt = 0 ;

for b1 = 0.01 : 0.01 : 0.5

    for b2 = 0.01 : 0.01 : 0.5

        % llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
        fminsearch

        %para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

        min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,gs, b1, b2) ;

        gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

        % calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

        tmp = tmin:1:tmax ;

        [yopt, y1, y2] = FcnHubbert(tmp,gopt,b1,b2) ;

        U = trapz(tmp,yopt)

        %plot(U,'o') ;

        %hold on

```



```

if 1.29 <= U/1e9  && U/1e9 <= 1.30

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    b1_opt = b1 ;

    b2_opt = b2 ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    p2_opt = gopt(2) ;

    t1_opt = gopt(3) ;

    t2_opt = gopt(4) ;

end

end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes

figure(1) ;

save('sacha','y_opt','y1_opt','y2_opt') ;

```

```

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth' ,1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 35]) ;

xlabel ('time') ;

ylabel ('production (MMBls)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Symmetric MultiHubbert Curve (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp ('Parametros Optimos: ')

disp (['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp (['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

disp (['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp (['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp (['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

% calcula error RMS, coeficeinte de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

```

```

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis), '%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['b1: ', num2str(b1_opt,precis)]) ;

disp(['b2: ', num2str(b2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

intcfz = intconf(tiempo, produccion, b1_opt, b2_opt, p1_opt, p2_opt, t1_opt,
t2_opt) ;

sprintf('b1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('b2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))

```

```

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada

function rmerror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,g, b1, b2)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , g, b1, b2) ;

rmerror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

% función de cálculo para Hubbert múltiple

function [y ,y1, y2] = FcnHubbert(tmp , g, b1, b2)

k1 = 1;

k2 = 1;

y1 = (2*g(1))./(1+k1*cosh(b1*(tmp-g(3)))) ;

y2 = (2*g(2))./(1+k2*cosh(b2*(tmp-g(4)))) ;

y = y1+y2 ;

end

```

ANEXO 9. Código Hubbert Multiciclo Asimétrico SSCH URR(2P).

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra  
  
% resultados  
  
function main()  
  
% carga datos de producción de petróleo  
  
load datos_produccion.mat  
  
tiempo_real = [1972:1986 1988:2016] ;  
  
produccion_real = datos(5,:) ;  
  
clear datos ;  
  
tmin = 1972 ;  
  
tmax = 2100 ;  
  
tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ;  
  
produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ;  
  
% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente  
  
% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015  
  
pm1 = max(produccion(1:30)) ;  
  
posPm1 = find(produccion==pm1) ;  
  
tm1 = tiempo(posPm1) ;  
  
pm2 = max(produccion(31:end)) ;  
  
posPm2 = find(produccion==pm2) ;
```

```

tm2 = tiempo(posPm2) ;

k1 = 1 ;

k2 = 1 ;

sd_dec1 = 10 ;

sd_inc2 = 10 ;

sd_dec2 = 10 ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 tm1 sd_dec1 k1 pm2 tm2 sd_inc2 sd_dec2 k2] ;

cnt = 0 ;

for sd_incl = 0:0.1:20

% llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
fminsearch

%para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,sd_incl,gs) ;

gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

% calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

tmp = tmin:1:tmax ;

```

```
[yopt,y1,y2] = FcnHubbert(tmp,sd_incl,gopt) ;
```

```
U = trapz(tmp,yopt)
```

```
if 1.2 <= U/1e9  && U/1e9 <= 1.3
```

```
    cnt = cnt + 1 ;
```

```
    U_opt = U ;
```

```
    sinc1_opt = sd_incl ;
```

```
    y_opt = yopt ;
```

```
    y1_opt = y1 ;
```

```
    y2_opt = y2 ;
```

```
    p1_opt = gopt(1) ;
```

```
    t1_opt = gopt(2) ;
```

```
    sdec1_opt = gopt(3) ;
```

```
    k1_opt = gopt(4) ;
```

```
    p2_opt = gopt(5) ;
```

```
    t2_opt = gopt(6) ;
```

```
    sinc2_opt = gopt(7) ;
```

```
    sdec2_opt = gopt(8) ;
```

```
    k2_opt = gopt(9) ;
```

```
end
```

```
end
```

```

% gráfica de la curva final y curvas componentes

figure(1) ;

save('sacha','y1_opt','y2_opt','y_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 35]) ;

xlabel ('time') ;

ylabel ('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Asymmetric MultiHubbert (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp ('Parametros Optimos: ')

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['k1 = ',num2str(k1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

```



```

disp (['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp (['k2 = ',num2str(k2_opt)]) ;

disp (['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

U1 = trapz(tmp,y1_opt) ;

U2 = trapz(tmp,y2_opt) ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis),'%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['U1: ', num2str(U1,precis)]) ;

disp(['U2: ', num2str(U2,precis)]) ;

disp(['sd_inc1: ', num2str(sinc1_opt,precis)]) ;

disp(['sd_dec1 ', num2str(sdec1_opt,precis)]) ;

disp(['sd_inc2: ', num2str(sinc2_opt,precis)]) ;

disp(['sd_dec2: ', num2str(sdec2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

```

```

intcfz = intconf(tiempo, produccion, sinc1_opt, sdec1_opt, p1_opt, t1_opt,
sinc2_opt, sdec2_opt, p2_opt, t2_opt) ;

sprintf('sdinc1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('sdec1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('sdinc2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

sprintf('sdec2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(7,:))

sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(8,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada

function rmserror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,s_incl,g)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , s_incl, g) ;

rmserror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

```

```

% función de cálculo para Hubbert múltiple

function [y,y1,y2] = FcnHubbert(tmp , sd_incl, g)

ft1 = g(3)-(g(3)-sd_incl)./(1+exp(g(4).*(tmp-g(2)))) ;

y1 = g(1).*exp((- (tmp-g(2)).^2)./(2.*(ft1).^2));

ft2 = g(8)-(g(8) - g(7))./(1+exp(g(9).*(tmp-g(6)))) ;

y2 = g(5).*exp((- (tmp-g(6)).^2)./(2.*(ft2).^2));

y = y1+y2 ;

end

```

ANEXO 10. Código Robelius SSCH URR(EOR)

```
[num,txt,row]= xlsread("Sacha.xlsx");

tiempo=cell2mat(raw(2:end,1));

produccion=cell2mat(raw(2:end,2));

plot(tiempo,produccion,'k');

hold on

stem(tiempo(1:7),produccion(1:7),'g');

stem(tiempo(8:end),produccion(8:end),'r');

title("P vs t")

xA= tiempo(1:7); %valores de A

yA= produccion(1:7);

xB= tiempo(8:end);

yB= produccion(8:end);

n1=(-1.61)/(log(1-0.06));

nC1=floor(n1);

xC1=tiempo(end)+1:tiempo(end)+200;

Pp= yB(end);

% Pp= mean(yB);

%PC1=Pp*((1-0.066).^(xC1-tiempo(end)));
```

```

URR= 2055450010;

%aC= sum(PC1);

aA= sum(yA);

aB= sum(yB);

for i= 0.001:0.0005:0.2

    PC1=Pp*((1-i).^(xC1-tiempo(end)));

    aC= sum(PC1);

    if (aA+aB+aC < 1.010*URR) && (aA+aB+aC > 0.99*URR)

        URR_opt=aA+aB+aC

        i_opt= i

    end

end

PC1=Pp*((1-i_opt).^(xC1-tiempo(end)));

x1=[tiempo',xC1];

y1=[produccion',PC1];

plot(x1,y1)

```

```
error1= (URR-URR_opt)/URR*100
```

```
P_t= y1';
```

```
t_p= x1';
```

ANEXO 11. Código Hubbert Multi-ciclo Simétrico SSCH URR(EOR)

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados

function main()

% carga datos de producción de petróleo desde 1972 hasta 2015

load datos_produccion.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2016] ;

produccion_real = datos(5,:) ;

clear datos ;

% establece el rango total de tiempo para graficar la curva

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ; %-----

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ; %-----

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(3:30)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;
```

```

pm2 = max(produccion(31:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;

tm2 = tiempo(posPm2) ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 pm2 tm1 tm2] ;

cnt = 0 ;

for b1 = 0.01 : 0.01 : 0.5

    for b2 = 0.01 : 0.01 : 0.5

        % llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
        fminsearch

        %para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

        min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,gs, b1, b2) ;

        gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

        % calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

        tmp = tmin:1:tmax ;

        [yopt, y1, y2] = FcnHubbert(tmp,gopt,b1,b2) ;

        U = trapz(tmp,yopt)

        %plot(U,'o') ;

```



```

%hold on

if 2.0 <= U/1e9  && U/1e9 <= 2.1

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    b1_opt = b1 ;

    b2_opt = b2 ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    p2_opt = gopt(2) ;

    t1_opt = gopt(3) ;

    t2_opt = gopt(4) ;

end

end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes

```

```

figure(1) ;

save('sacha','y_opt','y1_opt','y2_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 35]) ;

xlabel('time') ;

ylabel('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Symmetric MultiHubbert Curve (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp('Parametros Optimos: ')

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp(['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

```

```

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis), '%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['b1: ', num2str(b1_opt,precis)]) ;

disp(['b2: ', num2str(b2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

intcfz = intconf(tiempo, produccion, b1_opt, b2_opt, p1_opt, p2_opt, t1_opt,
t2_opt) ;

sprintf('b1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('b2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

```

```

sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada

function rmterror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,g, b1, b2)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , g, b1, b2) ;

rmterror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

% función de cálculo para Hubbert múltiple

function [y ,y1, y2] = FcnHubbert(tmp , g, b1, b2)

k1 = 1 ;

k2 = 1 ;

y1 = (2*g(1))./(1+k1*cosh(b1*(tmp-g(3)))) ;

y2 = (2*g(2))./(1+k2*cosh(b2*(tmp-g(4)))) ;

y = y1+y2 ;

end

```

ANEXO 12. Código Hubbert Multi-ciclo Asimétrico SSCH URR(EOR).

```
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados

function main()

% carga datos de producción de petróleo

load datos_produccion.mat

tiempo_real = [1972:1986 1988:2016] ;

produccion_real = datos(5,:) ;

clear datos ;

tmin = 1972 ;

tmax = 2100 ;

tiempo = tiempo_real(2:length(tiempo_real)) ;

produccion = produccion_real(2:length(produccion_real)) ;

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente

% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015

pm1 = max(produccion(3:30)) ;

posPm1 = find(produccion==pm1) ;

tm1 = tiempo(posPm1) ;

pm2 = max(produccion(31:end)) ;

posPm2 = find(produccion==pm2) ;
```

```

tm2 = tiempo(posPm2) ;

k1 = 1 ;

k2 = 1 ;

sd_dec1 = 10 ;

sd_inc2 = 10 ;

sd_dec2 = 10 ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar

guess = [pm1 tm1 sd_dec1 k1 pm2 tm2 sd_inc2 sd_dec2 k2] ;

cnt = 0 ;

for sd_inc1 = 0:0.1:20

% llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab
fminsearch

%para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores

min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,sd_inc1,gs) ;

gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

% calcula los datos de producción con los coeficiente calculados

tmp = tmin:1:tmax ;

```

```

[yopt,y1,y2] = FcnHubbert(tmp,sd_incl,gopt) ;

U = trapz(tmp,yopt)

if 2.0 <= U/1e9  && U/1e9 <= 2.1

    cnt = cnt + 1 ;

    U_opt = U ;

    sinc1_opt = sd_incl ;

    y_opt = yopt ;

    y1_opt = y1 ;

    y2_opt = y2 ;

    p1_opt = gopt(1) ;

    t1_opt = gopt(2) ;

    sdec1_opt = gopt(3) ;

    k1_opt = gopt(4) ;

    p2_opt = gopt(5) ;

    t2_opt = gopt(6) ;

    sinc2_opt = gopt(7) ;

    sdec2_opt = gopt(8) ;

    k2_opt = gopt(9) ;

end

end

```

```

% gráfica de la curva final y curvas componentes

figure(1) ;

save('sacha','y1_opt','y2_opt','y_opt') ;

plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')

hold on

hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;

set(hp(1),'LineWidth',1.5) ;

axis([1960, 2100, 0, 35]) ;

xlabel ('time') ;

ylabel ('production (MMBlS)') ;

legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');

title('Asymmetric MultiHubbert (Conservative Scenario)') ;

grid

hold off

% muestra coeficientes calculados

clc

disp ('Parametros Optimos: ')

disp(['count =',num2str(cnt)]) ;

disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;

disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;

disp(['k1 = ',num2str(k1_opt)]) ;

disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;

```



```

disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;

disp(['k2 = ',num2str(k2_opt)]) ;

disp(['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR

precis =4 ; % precisión para datos de salida

delta_Prod = (produccion) - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre
valor real y estimado de producción en cada año

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados
dividido para total de muestras

cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;

U1 = trapz(tmp,y1_opt) ;

U2 = trapz(tmp,y2_opt) ;

% muestra resultados

disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;

disp(['CV: ', num2str(cv,precis),'%']) ;

disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;

disp(['U1: ', num2str(U1,precis)]) ;

disp(['U2: ', num2str(U2,precis)]) ;

disp(['sd_inc1: ', num2str(sinc1_opt,precis)]) ;

disp(['sd_dec1 ', num2str(sdec1_opt,precis)]) ;

disp(['sd_inc2: ', num2str(sinc2_opt,precis)]) ;

disp(['sd_dec2: ', num2str(sdec2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados

```

```

intcfz = intconf(tiempo, produccion, sinc1_opt, sdec1_opt, p1_opt, t1_opt,
sinc2_opt, sdec2_opt, p2_opt, t2_opt) ;

sprintf('sdinc1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))

sprintf('sdec1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))

sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))

sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))

sprintf('sdinc2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))

sprintf('sdec2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))

sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(7,:))

sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95%% de nivel de
confianza',intcfz(8,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada

function rmserror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,s_incl,g)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , s_incl, g) ;

rmserror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

```

```

% función de cálculo para Hubbert múltiple

function [y,y1,y2] = FcnHubbert(tmp , sd_incl, g)

ft1 = g(3)-(g(3)-sd_incl)./(1+exp(g(4).*(tmp-g(2)))) ;

y1 = g(1).*exp((- (tmp-g(2)).^2)./(2.*(ft1).^2));

ft2 = g(8)-(g(8) - g(7))./(1+exp(g(9).*(tmp-g(6)))) ;

y2 = g(5).*exp((- (tmp-g(6)).^2)./(2.*(ft2).^2));

y = y1+y2 ;

end

```

ANEXO 13. Picos de extracción de los campos: SSFF y SSCH.

SHUSHUFINDI					
URR(2P)			URR (EOR)		
Modelo	Pico [año]	Extracción [bls]	Modelo	Pico [año]	Extracción [bls]
Robelius ¹	1993	37925693	Robelius	1993	37925693
	2015	27339000		2015	28056000
Simétrico M. H.	1985	39268000	Simétrico M. H.	1986	41404000
	2018	36316000		2023	66429800
Asimétrico M. H.	1984	39764000	Asimétrico M. H.	1987	39241000
	2016	29195000		2022	52341000

SACHA					
URR(2P)			URR (EOR)		
Modelo	Pico [año]	Extracción [bls]	Modelo	Pico [año]	Extracción [bls]
Robelius	1992	23895790	Robelius	1992	23895790
	2015	27029894		2015	27029894
Simétrico M. H.	1979	22892000	Simétrico M. H.	1982	25853000
	2017	28285000		2029	32670000
Asimétrico M. H.	1984	23587000	Asimétrico M. H.	1982	23485000
	2015	26688000		2021	29933000

¹ El año referente al primer pico del modelo de Robelius, para los dos campos gigantes, hace referencia al pico de la meseta y no al pico máximo de extracción. Para los demás modelos el Pico hace referencia al año máximo de extracción.

