

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS					
CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA 1 de 2

Neiva, 24 de enero de 2020

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

JUAN SEBASTIÁN CONDE RODRÍGUEZ, con C.C. No. 1081516164,

ANDERSON STEVEN MUÑOZ ORDOÑEZ, con C.C. No. 1084259187,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado Titulado APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-HUBBERT PARA EL PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE CAMPOS OFFSHORE EN BRASIL presentado y aprobado en el año 2020 como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS**



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Juan Sebastian C

Firma: Anderson S. Muñoz O.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 3

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-HUBBERT PARA EL PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE CAMPOS OFFSHORE EN BRASIL

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
CONDE RODRÍGUEZ	JUAN SEBASTIÁN
MUÑOZ ORDOÑEZ	ANDERSON STEVEN

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GUERRERO MARTIN	CAMILO ANDRÉS
ESCOBAR MACUALO	FREDDY HUMBERTO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2020

NÚMERO DE PÁGINAS: 75

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas_X_ Fotografías___ Grabaciones en discos___ Ilustraciones en general_X___
 Grabados___ Láminas___ Litografías___ Mapas_X_ Música impresa___ Planos___
 Retratos___ Sin ilustraciones___ Tablas o Cuadros_X_

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. PRONÓSTICO	FORECAST	6. BRASIL	BRAZIL
2. PRODUCCIÓN	PRODUCTION	7. TOMADOR DE PRECIO	PRICE TAKER
3. MULTI-HUBBERT	MULTI-HUBBERT	8. _____	_____
4. COSTA AFUERA	OFFSHORE	9. _____	_____
5. URR	URR	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Esta investigación se enfocó en un tipo de escenario optimista en el cual de los diferentes modelos Multi-Hubbert establecidos para pronosticar la producción total costa afuera se eligió uno que funcionara para tres campos en específico, los cuales son Marlim sul, Roncador y Serra, cuyos datos fueron proporcionados por la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de Brasil. En un inicio se hizo un análisis histórico para observar el comportamiento de cada uno de los campos y añadiendo un gráfico con los datos totales de producción costa afuera.

Al aplicar el método escogido, se seleccionaron los picos de producción de cada uno de los 3 campos, así como también de la producción total costa afuera, de esta manera se pudieron realizar los cálculos de producción a futuro para cada campo, los cuales hay que

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3

recordar que se establecieron bajo una estadística de probabilidad de P90 lo que significa que hay un 90% de probabilidad de que las cantidades reales recuperadas sean iguales o superiores a la estimación más baja.

Una vez realizados los cálculos con el método Multi-Hubbert, se observó un escenario en el cual la producción continuaba con su proyección a aumentar basados en los datos históricos presentados en los últimos 30 años de la producción costa afuera de Brasil.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

This research focused on a type of optimistic scenario in which the different Multi-Hubbert models established to forecast total offshore production, one that worked for three specific fields was chosen, which are Marlim sul, Roncador and Serra, whose data were provided by the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) of Brazil. Initially, a historical analysis was made to observe the behavior of each of the fields and adding a graph with the total offshore production data.

When applying the chosen method, the production peaks of each of the 3 fields were selected, as well as the total offshore production, in this way it was possible to perform the production calculations in the future for each field, which should be remembered that they were established under a probability statistic of P90 which means that there is a 90% probability that the actual quantities recovered are equal to or higher than the lowest estimate.

Once the calculations were made using the Multi-Hubbert method, a scenario was observed in which the production continued with its projection to increase based on historical data presented in the last 30 years of offshore production in Brazil.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: ERVIN ARANDA ARANDA

Firma:



Nombre Jurado: JAIRO ANTONIO SEPÚLVEDA GAONA

Firma:



Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.

APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-HUBBERT PARA EL PRONÓSTICO DE
PRODUCCIÓN DE CAMPOS OFFSHORE EN BRASIL

JUAN SEBASTIÁN CONDE RODRÍGUEZ
ANDERSON STEVEN MUÑOZ ORDOÑEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2020

APLICACIÓN DEL MODELO MULTI-HUBBERT PARA EL PRONÓSTICO DE
PRODUCCIÓN DE CAMPOS OFFSHORE EN BRASIL

JUAN SEBASTIÁN CONDE RODRÍGUEZ

ANDERSON STEVEN MUÑOZ ORDOÑEZ

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR POR EL
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR

CAMILO ANDRÉS GUERRERO MARTIN

CODIRECTOR

FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO

DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA

2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

FIRMA DEL DIRECTOR DE TESIS

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

NEIVA, _____

DEDICATORIA

A mi padre Helimeleg Muñoz Rodríguez, por su paciencia y su constante apoyo tanto económico como emocional para así alcanzar este objetivo, además ser mi inspiración para estudiar ingeniería y darme múltiples buenos consejos lo cuales me fueron infundados por él.

A mi madre Esthela Ordoñez, por su paciencia y ser una gran fuente de motivación y cariño como solo una madre ha de serlo, por brindarme su apoyo emocional y económico incondicional en esta vida.

A mi hermano Juan Manuel Muñoz Ordoñez, quien es uno de los pilares de mi vida, al darme su apoyo incondicional en este proceso académico, además de motivarme a ser una mejor persona y ser uno de los más grandes regalos que me ha dado la vida.

A cada uno de los profesores quienes me ayudaron a formarme profesionalmente y amigos universitarios que hicieron parte de este gran proyecto cuya amistad aprecio mucho.

Por último, a mi compañero de tesis, Juan Sebastián Conde Rodríguez y el ingeniero Camilo Andrés Guerrero Martin por la dedicación y el apoyo para realizar este proyecto de grado.

Anderson Steven Muñoz Ordoñez

A mi familia por su constante e incondicional apoyo en este importante proceso educativo profesional y a mi compañero de tesis Anderson Steven Muñoz Ordoñez por su colaboración en la presente investigación.

Juan Sebastián Conde Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar su sentimiento de gratitud a:

La Universidad Surcolombiana, por ser el centro de estudios que nos permitió formarnos como profesionales listos para afrontar el mundo laboral petrolero con todas las capacidades.

Al ingeniero Camilo Andrés Guerrero Martin por ser nuestro guía en esta última etapa de nuestra carrera.

A todos los profesores del programa de Ingeniería de Petróleo por sus enseñanzas dadas a nosotros.

A la economista Esperanza González por su aporte en el desarrollo de este proyecto.

Al profesor Alexandre Szklo por su colaboración y explicación del método gráfico usado en esta investigación.

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS	VI
RESUMEN.....	VIII
ABSTRACT	IX
INTRODUCCIÓN	X
1. MARCO TEÓRICO.....	1
1.1. Modelos para la estimación de reservas.....	1
1.2.1. Métodos analógicos.....	2
1.2.2. Métodos analíticos	2
1.2.3. Métodos estadísticos	3
1.2.4. Métodos Volumétricos	4
1.2.5. Métodos de Rendimiento	8
2. SITUACIÓN EN BRASIL.....	12
2.1. Reservas brasileñas	12
2.2. Producción brasileña en costa afuera (Offshore)	12
2.2.1. Riesgos de depender de la producción costa afuera (Offshore)	13
3. TEORÍA DEL PICO DE HUBBERT	15
3.1. Modelo simple de Hubbert.....	15
3.1.1. Price taker.....	17
3.2. Modelo Multi-Hubbert.....	17

3.2.1.	Multi-Hubbert modificado por Laherrère	18
3.3.	Últimas reservas recuperables.....	19
3.4.	Aplicación del modelo Multi-Hubbert en campos costa afuera de Brasil	22
3.4.1.	Metodología	22
4.	RESULTADOS Y DISCUSIONES	29
4.1.	Marlim Sul	29
4.1.1.	Análisis histórico.....	29
4.1.2.	Pronóstico.....	30
4.1.3.	Resultados	31
4.2.	Roncador	32
4.2.1.	Análisis histórico.....	32
4.2.2.	Pronóstico.....	34
4.2.3.	Resultados	35
4.3.	Serra	37
4.3.1.	Análisis histórico.....	37
4.3.2.	Pronóstico.....	38
4.3.3.	Resultados	40
4.4.	Datos totales de producción costa afuera de Brasil	41
4.4.1.	Análisis histórico.....	41
4.4.2.	Pronóstico.....	42

4.4.3. Resultados	43
5. CONCLUSIONES	45
6. RECOMENDACIONES	46
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	47
8. ANEXOS.....	50

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Mapa de estructura sobre la porosidad	8
Figura 2 Mapa isópaco de arena total neta	8
Figura 3 Producción diaria promedio en campos brasileños de costa afuera cada año	13
Figura 4 Precios del petróleo por año	14
Figura 5 Curva Hubbert (1962).....	15
Figura 6 Metodología usada.....	23
Figura 7 Planos del campo Marlim-Sul ²⁰	24
Figura 8 Planos del campo Roncador ²¹	25
Figura 9 Planos del campo Serra ²²	26
Figura 10 Producción total Marlim Sul por año.....	29
Figura 11 Ciclos para Marlim Sul.....	30
Figura 12 Pronóstico para Marlim Sul	31
Figura 13 Sumatoria final para Marlim Sul	31
Figura 14 Producción total Roncador	34
Figura 15 Ciclos para Roncador.....	34
Figura 16 Pronóstico para Roncador.....	35
Figura 17 Sumatoria final para Roncador	35
Figura 18 Producción total Serra.....	38
Figura 19 Ciclos para Serra.....	39
Figura 20 Pronóstico para Serra	39
Figura 21 Sumatoria final para Serra	40
Figura 22 Producción total costa afuera de Brasil por año	41

Figura 23 Ciclos para la producción total en costa afuera	42
Figura 24 Pronóstico para producción total	43
Figura 25 Sumatoria final.....	43

RESUMEN

Esta investigación se enfocó en un tipo de escenario optimista en el cual de los diferentes modelos Multi-Hubbert establecidos para pronosticar la producción total costa afuera se eligió uno que funcionara para tres campos en específico, los cuales son Marlim sul, Roncador y Serra, cuyos datos fueron proporcionados por la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) de Brasil. En un inicio se hizo un análisis histórico para observar el comportamiento de cada uno de los campos y añadiendo un gráfico con los datos totales de producción costa afuera.

Al aplicar el método escogido, se seleccionaron los picos de producción de cada uno de los 3 campos, así como también de la producción total costa afuera, de esta manera se pudieron realizar los cálculos de producción a futuro para cada campo, los cuales hay que recordar que se establecieron bajo una estadística de probabilidad de P90 lo que significa que hay un 90% de probabilidad de que las cantidades reales recuperadas sean iguales o superiores a la estimación más baja.

Una vez realizados los cálculos con el método Multi-Hubbert, se observó un escenario en el cual la producción continuaba con su proyección a aumentar basados en los datos históricos presentados en los últimos 30 años de la producción costa afuera de Brasil.

ABSTRACT

This research focused on a type of optimistic scenario in which the different Multi-Hubbert models established to forecast total offshore production, one that worked for three specific fields was chosen, which are Marlim sul, Roncador and Serra, whose data were provided by the Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) of Brazil. Initially, a historical analysis was made to observe the behavior of each of the fields and adding a graph with the total offshore production data.

When applying the chosen method, the production peaks of each of the 3 fields were selected, as well as the total offshore production, in this way it was possible to perform the production calculations in the future for each field, which should be remembered that they were established under a probability statistic of P90 which means that there is a 90% probability that the actual quantities recovered are equal to or higher than the lowest estimate.

Once the calculations were made using the Multi-Hubbert method, a scenario was observed in which the production continued with its projection to increase based on historical data presented in the last 30 years of offshore production in Brazil.

INTRODUCCIÓN

En Brasil la base de la producción de crudo durante los últimos años ha sido la explotación en costa afuera, esto debido a los avances que hubo en la tecnología de extracción del petróleo y al aumento de la inversión por parte del gobierno brasileño en su territorio marítimo, en consecuencia, aumentando las reservas del país a tal punto que para el 2017 representaban el 95.35% de las reservas probadas totales de Brasil.

El comportamiento de los campos que se encuentran costa afuera en Brasil presenta un dinamismo en el cual existen diferentes picos de producción en sus datos históricos, esto relacionado con el manejo que se le ha dado a la recuperación secundaria en la zona. Debido a la forma en la cual se comportan, es necesario utilizar un modelo matemático el cual se pueda ajustar a estas variables; el modelo más conveniente a utilizar es el Multi-Hubbert, por las variaciones que se ajustan a una gran cantidad de escenarios posibles presentando características básicas de la zona, como resultado se decide trabajar con el modelo anteriormente mencionado.

El interés de Brasil en la zona es enorme, dado que desde el inicio de siglo la producción costa afuera no ha descendido, al contrario, se ha mantenido y ha aumentado hasta la fecha. En consecuencia, es necesario acumular una gran cantidad de información sobre los comportamientos que pueda tener la producción, es por ello que este tipo de investigaciones son importantes para aclarar el futuro de la explotación costa afuera en Brasil.

1. MARCO TEÓRICO

1.1. Modelos para la estimación de reservas

Los métodos o modelos que se usan en el proceso de estimación de reservas son parte fundamental al momento de trabajar una zona. El volumen de las acumulaciones de petróleo es una incertidumbre que debe afrontarse con un debido proceso. Es gracias a esta incertidumbre que se desarrollan estos modelos, de esta manera se calculan las cantidades estimadas de crudo.

Estos métodos pueden ser estáticos o dinámicos, los primeros se usan antes de la producción, al no haber cambios en el estado del pozo este se considera estático. Los métodos dinámicos en cambio se pueden usar una vez ya se haya comenzado a producir.

Los modelos dinámicos se consideran más confiables que los estáticos, aunque si se requiere precisión es posible usar más de un método ya sea estático o dinámico al momento de calcular las reservas. Su uso depende de varios factores y va desde el historial de producción del campo, complejidad geológica, la calidad y cantidad de datos, el ambiente de operaciones, así como costos, Esto último lo profundiza Aguilera¹, pone énfasis en el costo/ganancia al momento de realizar la estimación volumétrica. Aparte de todo esto la habilidad y experiencia de los encargados de hacer las estimaciones es fundamental.

Champman Cronquist², describe los principales métodos de estimación de reservas y los agrupa en tres tipos; analógicos, volumétricos y de rendimiento. Otro punto de vista tiene la Agência Nacional do Petróleo de Brasil, que sugiere que los métodos sean divididos como métodos empíricos, analíticos, numéricos, experimentales y de similitud.

Tomando la clasificación de Cronquits², se tiene que:

1.2.1. Métodos analógicos

Los métodos de analogía normalmente se usan para estimar la recuperación final de petróleo y / o gas para zonas no perforadas y para complementar los métodos volumétricos de estimación de reservas en las primeras etapas de desarrollo y producción. La metodología se basa en la presunción de que, pozos o depósitos análogos son comparables en algunos aspectos.

Existen dos categorías amplias de métodos analógicos: analíticos y estadísticos. Sin embargo, independientemente del método utilizado, los yacimientos análogos (Son aquellos que comparten la mayoría de sus características geológicas y fisicoquímicas) y yacimientos objetivos deben ser similares en su configuración estructural.

Litología y ambiente de depositación de la roca reservorio; naturaleza y grado de heterogeneidad principal, grosor neto medio, petrofísica del sistema roca / fluido, presión inicial y temperatura; propiedades del fluido del yacimiento y mecanismo de accionamiento, relación espacial entre el gas libre (si existe), el petróleo y el acuífero en las condiciones iniciales. Debido a que todos estos aspectos del reservorio rara vez, si es que alguna vez, son similares, generalmente se necesitan ajustes de compensación desde el yacimiento análogo al yacimiento objetivo.

1.2.2. Métodos analíticos

Los métodos analíticos; incluyen el uso de factores de recuperación (por ejemplo, STBO / acre-ft de reservorio) o eficiencias de recuperación (porcentaje de recuperación) de reservorios análogos para estimar las reservas de petróleo y / o gas para los pozos o reservorios que se están estudiando. Los parámetros básicos de la roca y / o del fluido (porosidad, saturación de agua y factor de volumen de formación (FVF)) se pueden usar con, o como modificadores, para estos factores de recuperación o eficiencias de recuperación. El F_{RS} (factor de recuperación de un reservorio análogo), se puede estimar como:

$$F_{RS} = \frac{F_{RA}(\Phi S_{hi})_S}{(\Phi S_{hi})_A} \quad (1)$$

donde los términos $(\Phi S_{hi})_S$ y $(\Phi S_{hi})_A$ se refieren a reservorios sujetos y análogos, respectivamente.

En muchas áreas, las estimaciones de las propiedades de la roca (porosidad, saturación de agua inicial y espesor neto) hechas de registros de líneas fijas están sujetas a una considerable incertidumbre. La analogía puede ser la única forma para estimar reservas al no poseer datos básicos o pruebas en la formación, estas analogías pueden sacarse de pozos maduros donde la geología sea lo más cercana al entorno estudiado.

Cuando se usan métodos análogos para estimar reservas para pozos individuales, los pozos análogos y los objetivos deben ser similares en cuanto a la terminación del pozo, incluyendo el tipo de estimulación (si existe); método de producción; potencial inicial absoluto de flujo abierto para pozos de gas; índice de potencial y / o productividad inicial para pozos petroleros; y límite económico.

1.2.3. Métodos estadísticos

Los métodos estadísticos incluyen el uso de los datos de recobro por pozo de petróleo y / o gas de pozos análogos en la misma tendencia de producción o en configuraciones geológicas análogas para estimar el recobro de los pozos en estudio.

La definición de SPE de 1997 requiere que para las reservas probadas estimadas utilizando métodos probabilísticos haya al menos un 90% de probabilidad (una estimación de "P90") de que la cantidad recuperada sea igual o superior a la cantidad estimada. Se requiere al menos un 50% de probabilidad (una estimación "P50") para las reservas probadas más probables estimadas usando métodos probabilísticos

En algunas áreas productoras, la recuperación final de petróleo o gas de pozos individuales puede controlarse mediante tendencias geológicas, como el ambiente de depositación, la intensidad de la fractura o el grado de diagénesis. En tales casos, se puede hacer un mapa de recuperación isoutima, redondeando la recuperación final estimada de pozos individuales en el área de interés. Este mapa se puede usar para estimar reservas para secciones sin perforar, los factores no geológicos podrían controlar la recuperación final de petróleo o gas.

Los diferentes procedimientos de terminación y estimulación pueden producir distintas recuperaciones finales de los pozos individuales. Por ejemplo, para los pozos en varias áreas de los EE. UU., Según Fast³, se observa una correlación entre el tamaño del tratamiento de fractura y la recuperación final. Cuando se usen mapas isoimitados, se debe determinar si existe una relación estadísticamente válida entre la recuperación definitiva y el método de finalización o estimulación u otro parámetro.

En este caso, los pozos adyacentes a las secciones sin perforar y aquellos colocados en la producción al inicio de la vida del yacimiento pueden exhibir mayores recuperaciones finales que los pozos en ubicaciones centrales y aquellos ubicados en la producción al final de la vida del yacimiento. Estas estimaciones se deben tener en cuenta antes de usar los mapas de recuperación isoimitados, para estos lugares que todavía no han sido perforados.

Se debe tomar precaución al momento de evaluar factores como el espacio entre pozos, la técnica de terminación, el costo de operación y el procedimiento de operación ya que estos afectan significativamente la recuperación final de petróleo y / o gas.

1.2.4. Métodos Volumétricos

Para estimar las reservas generalmente se usan al principio de la vida útil de un reservorio, antes de que haya suficientes datos de producción y / o presión para usar el método de rendimiento, y

para las zonas detrás de la tubería, que podrían no ponerse en producción hasta que la zona actual sea abandonada. Si bien los métodos volumétricos son los métodos más utilizados para estimar reservas, los resultados de su uso podrían estar sujetos a una incertidumbre considerable, según el entorno geológico y la cantidad y calidad de los datos geológicos y de ingeniería. Por lo tanto, se recomienda que un evaluador compare las reservas estimadas por métodos volumétricos con el desempeño del pozo y el yacimiento en la etapa práctica más temprana de la producción y realice los ajustes necesarios. Los métodos volumétricos para estimar reservas involucran tres pasos:

1. Mapeo volumétrico u otro procedimiento para determinar el volumen neto del reservorio.
2. Determinar los parámetros de roca/fluido para calcular los volúmenes unitarios de petróleo, gas y/o condensado inicialmente en su lugar (O / G / CIP).
3. Estimar RES (B_{oi} , B_{gi}) para petróleo, gas y / o condensado. El Paso 1 puede involucrar el uso de mapas de volumen de roca bruta y una relación de ratio neto a bruto para obtener el volumen neto del reservorio.

Existen ecuaciones para calcular reservas iniciales y gas en solución.

$$N_i = \left[\frac{7,758 \phi_o (1 - S_w) A_o h_{no}}{B_{oi}} \right] \quad (2)$$

Para los análisis donde $A_o h_{no}$ se determina a partir de la planimetría de mapas isopacos

$$N_i = \left[\frac{7,758 \phi_o (1 - S_w) V_o R_{ngo}}{B_{oi}} \right] \quad (3)$$

donde 7,758 es el factor de conversión de acre-ft a bbl.

Las reservas iniciales de solución de gas se calculan como:

$$G_{Fi} = \left[\frac{43,560 \phi_g (1 - S_w) A_g h_{ng}}{B_{gi}} \right] \quad (4)$$

donde 43,560 es el factor de conversión de acre-ft a ft^3

Al inicio es necesario tener un concepto claro sobre el yacimiento que se trabaja, se deben crear mapas de la estructura superior e inferior del yacimiento, así como un mapa isopaco. Todos estos mapas deben estar respaldados por datos confiables, datos que son resultados de estudios geológicos en la zona, la calidad de las pruebas sísmicas, información otorgada en la perforación y la habilidad de la persona o personas encargadas de evaluar toda esta información.

Los mapas de estructura deben estar claramente marcados para indicar los límites del yacimiento relacionados con fallas, contactos de fluidos y / o cambios de fases, así como para indicar todos los pozos que penetran en la formación del pozo objetivo. La ubicación de las líneas sísmicas relevantes y los puntos de disparo se deben mostrar en todos los mapas del reservorio.

El término espesor neto (net pay) es un paso en el mapeo volumétrico, su objetivo es eliminar los intervalos de roca no productivos y, a partir de estos cálculos en los distintos pozos, proporcionar una base sólida para una descripción de yacimiento de calidad 3D y cálculos cuantitativos de hidrocarburos in situ y cálculos de flujo. De acuerdo con Goerge⁴, entre los factores que influyen en ello se encuentran la cantidad y la calidad de los datos de registro, núcleo y de prueba; la naturaleza del sistema de roca / fluido; y el mecanismo de unidad / recuperación previsto.

El espesor neto se puede usar para diferentes motivos:

Cuando se evalúa un yacimiento para determinar los hidrocarburos totales in situ (por ejemplo, como una verificación independiente de los cálculos de balance de materiales), el espesor neto generalmente incluye todos los intervalos que contienen hidrocarburos que probablemente contribuyan al "balance de energía".

Cuando se considera una inyección de agua, el espesor neto debe incluir solo los intervalos considerados "inundables", un criterio que implica continuidad de pozo

Dependiendo de las circunstancias, el espesor neto puede ser como probado, probable o posible de esta manera se reconoce el grado de incertidumbre en dichas estimaciones y proporcionar una base para clasificar las reservas asociadas con cada estimación.

Cuando la información geológica sea insuficiente para la creación de mapas volumétricos se puede hacer una estimación del área al cual se atribuyen las reservas, esto se hace temporalmente hasta que se dispongan de datos geológicos confiables.

Las asignaciones de área iniciales deben reflejar el área de drenaje esperada para el pozo y deben usar toda la información análoga, geológica y de prueba disponible.

Existen dos tipos de límites de yacimiento, externos e internos. Los límites externos definen el contorno isopaco cero para aceite o gas libre. Los límites internos pueden afectar el flujo de fluidos en el yacimiento.

Clasificación de las reservas volumétricas. La clasificación de las reservas volumétricas puede involucrar tanto los límites de updip (Superior) / downdip (Inferior) como las asignaciones de área.

Limites Updip / Downdip. Las definiciones de yacimiento de la SPE / WPC [6] de 1997 y U.S. SEC [10] (U. S. Securities and Exchange Commission en español Comisión de Bolsa y Valores de Estados Unidos) de 1978 limitan las reservas probadas a un volumen no más profundo que GWC u OWC. Las definiciones de SPE / WPC de 1997 establecen: "En ausencia de datos sobre contactos de fluidos, la menor presencia conocida de hidrocarburos controla el límite comprobado, a menos que se indique lo contrario en los datos geológicos, de ingeniería o de rendimiento definitivos". El uso de "geológico" abarca todas las facetas de la geología, incluida la geofísica. De manera similar, las definiciones de la U.S. SEC establecen: "En ausencia de información sobre contactos de fluidos, la menor presencia estructural conocida de hidrocarburos controla el límite inferior demostrado del yacimiento".

Ejemplo de mapeo volumétrico.

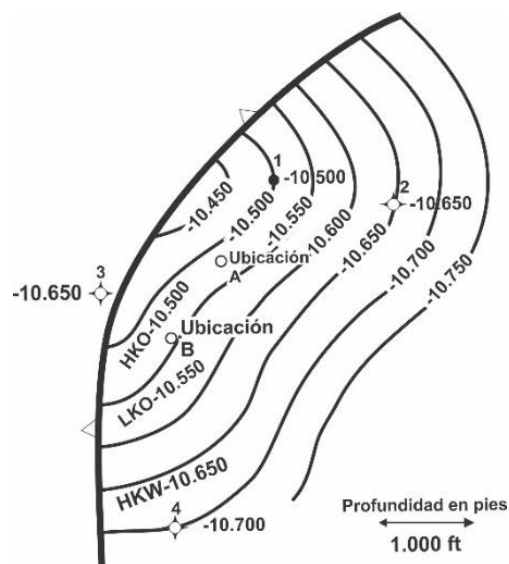


Figura 1 Mapa de estructura sobre la porosidad

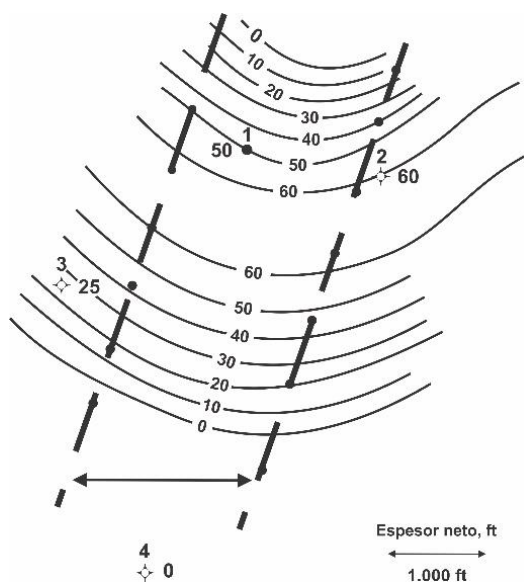


Figura 2 Mapa isópaco de arena total neta

1.2.5. Métodos de Rendimiento

Los métodos de rendimiento se utilizan después de que un campo, depósito o pozo haya estado en producción sostenida el tiempo suficiente para desarrollar una tendencia de datos de presión y / o producción que puedan analizarse, generalmente matemáticamente, para estimar O / GIP y / o

producción futura. El análisis puede incluir cálculos de balance de materiales, simulación por computadora o tendencias históricas "ajustadas" de las tasas de producción [relación agua / petróleo (WOR), relación gas / petróleo, relación agua / gas (WGR), relación condensado / gas, y / o presión], o alguna combinación de estos.

La ecuación de balance de materia (EBM) se deriva como el balance volumétrico que iguala la producción acumulada de fluidos, expresada como un vaciamiento, y la expansión de los fluidos como resultado de una caída de presión en el yacimiento. Se basa en la ley de conservación de la materia, que establece que la masa de un sistema cerrado permanece siempre constante.

La forma general de la EBM fue desarrollada inicialmente por Schilthuis en 1941. La EBM establece que la diferencia entre la cantidad de fluidos iniciales en el yacimiento y la cantidad de fluidos remanentes en el yacimiento es igual a la cantidad de fluidos producidos.

El balance de materiales clásico (CMB) es un procedimiento computacional mediante el cual se promedian las propiedades del fluido y el historial de presión / rendimiento de un yacimiento, tratando el reservorio como si fuera un tanque. La simulación por computadora utiliza principios de balance de materiales, pero segmenta el reservorio en numerosas celdas o bloques de rejilla, en lugar de tratarlo como un tanque. Además, los programas de simulación pueden usarse para pronosticar la producción⁵.

Para la aplicación del balance de materiales se toman en cuenta algunas consideraciones importantes, tales como:

1. Volumen poroso constante. No existe compactación ni subsidencia.
2. El PVT es representativo del yacimiento
3. Proceso isotérmico
4. C_w y C_f son despreciables

5. Se considera equilibrio termodinámico entre el gas y el petróleo a presión y temperatura de yacimiento

6. Dimensión cero.

$$N = \frac{N_p[B_g + (R_p - R_s)B_g] - (W_e - W_p B_w) - G_{iny} B_{giny} - W_{iny} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g + m B_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{oi}(1+m) \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p} \quad (5)$$

Esta ecuación se conoce como ecuación general de balance de materiales (EBM). Una forma más conveniente de la EBM puede obtenerse introduciendo en la ecuación el concepto del factor volumétrico total o bifásico, B_t , el cual está definido por:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \quad (6)$$

Al introducir B_t dentro de la EBM y suponiendo que no existe inyección de fluidos, resulta:

$$N = \frac{N_p[B_t + (R_p - R_{si})B_g] - (W_e - W_p B_w)}{(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) + B_{ti}(1+m) \left(\frac{C_w S_{wc} + C_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p} \quad (7)$$

Donde S_{wi} es la saturación de agua inicial; R_p , la relación gas-petróleo acumulada producida, PCN/BN y Δp , el cambio en la presión volumétrica promedio del yacimiento, lpc.

La aplicación confiable del método de balance de materiales requiere datos históricos precisos de producción para todos los fluidos (petróleo, gas y agua), datos históricos precisos (estáticos) de presión en el fondo del pozo y datos PVT representativos de las condiciones iniciales del reservorio.

Entre las aplicaciones principales de este método se tiene que, determinar hidrocarburos iniciales en el yacimiento, evaluar W_e conociendo N o G , predecir el comportamiento y recobro final de yacimientos especialmente los que producen por gas en solución o depleción y evaluar factores de recobro

Las limitaciones para CMB incluyen:

- Yacimientos con fuertes empujes de agua o grandes capas de gas que mantienen la presión del yacimiento cerca de la presión inicial, un escenario en el que los errores de presión del reservorio causan cálculos erráticos de los términos de expansión y, por consiguiente, soluciones inexactas.
- Yacimientos delgados, de área extensa y/o de baja permeabilidad que tienen amplias variaciones de presión en el área del yacimiento y condiciones de saturación que no se pueden promediar de manera confiable
- Aceites volátiles, en los cuales los volúmenes de líquidos de tanques de almacenamiento separados del gas de solución no se contabilizan. Esta última limitación podría superarse utilizando los procedimientos analizados por Walsh⁶

2. SITUACIÓN EN BRASIL

Brasil es una potencia latinoamericana, la cual necesita una gran cantidad de energía para poner a producir sus empresas, dado esto, el petróleo en este país tiene una gran importancia a nivel local. Es por eso que el gobierno brasileño ha estado buscando constantemente aumentar sus reservas petroleras, en el caso brasileño, esto ha llevado al gobierno a buscar reservas costa afuera (Offshore), dado que, siendo el de mayor extensión territorial de Sudamérica, no tuvo la suerte de tener suficientes reservas en su territorio en tierra, como es el caso de Venezuela.

De igual manera, es importante recordar que la nación sudamericana, también tiene un potencial interesante para la prospección y posterior producción de yacimientos no convencionales, no obstante, dado el éxito del presal, toda su capacidad investigativa y recursos están volcados al desarrollo de este tipo de yacimiento.

2.1. Reservas brasileñas

En los últimos años, Brasil se ha convertido en un país pionero de exploración y producción en costa afuera, cuyas reservas empezaron a aumentar considerablemente a partir de los años noventa, tanto así que en 2017 tenía un total 12.835 millones de barriles de petróleo en reservas probadas, de las cuales 12.238 millones de barriles de esas reservas son solo en costa afuera, una representación de un 95.35% de las reservas totales del país, tanto así que en 2017, solo en costa afuera producía un promedio de 2.48 millones de barriles de petróleo diarios.

2.2. Producción brasileña en costa afuera (Offshore)

Un claro ejemplo de cómo la producción de Brasil ha ido aumentando a medida que se enfoca mucho más en la exploración costa afuera, tal y como se puede apreciar en la figura 3, dicho crecimiento abrupto si es comparado con datos de los años 60 donde cuya producción era bastante reducida, y actualmente es casi por completo la dependencia total de la nación en cuanto a

producción de crudo se refiere. Dicho comportamiento se puede observar en la Figura 3 a continuación, donde se muestra la producción diaria en promedio de cada año en campos costa afuera de Brasil desde que se tiene registro:

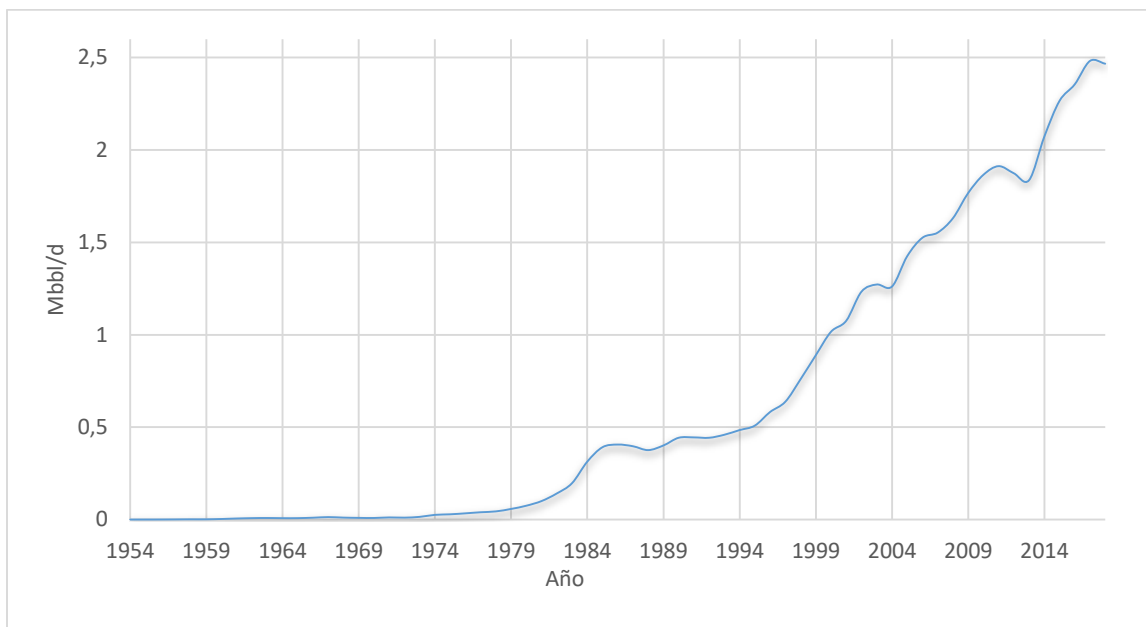


Figura 3 Producción diaria promedio en campos brasileños de costa afuera cada año

2.2.1. Riesgos de depender de la producción costa afuera (Offshore)

La producción de petróleo en costa afuera (offshore) puede tener, tanto su lado positivo como su lado negativo, ya habiendo hablado de la cara positiva para Brasil, la contra parte tiene una serie de complicaciones para la ejecución de producción en costa afuera.

Primordialmente se recuerda que a finales de 2014 se observó un gran declive en los precios internacionales del petróleo, tanto para la referencia WTI y BRENT, tal fue la crisis que en 2016 un barril de petróleo llegó a costar 30\$ USD o menos respectivamente cuando dos años atrás costaba 100\$ USD o poco más de eso; con este escenario la producción costa afuera tuvo grandes complicaciones, dado que para que la extracción de crudo en dichos campos marítimos sea rentable, el precio del barril debe estar por encima de los 80\$ USD para que este sea económicamente

rentable en este país, en caso contrario generarán pérdidas, según datos proporcionados por Knoema¹⁹.

Dadas las variaciones del precio del barril de crudo, la exploración costa afuera puede ser muy riesgosa, al observar los precios del crudo a lo largo de los años, se ve que durante varias décadas los precios estuvieron muy por debajo de los precios más recientes en los últimos 20 años, como se puede observar en la figura 4, donde están graficados los precios del petróleo desde 1946 hasta el 2018.

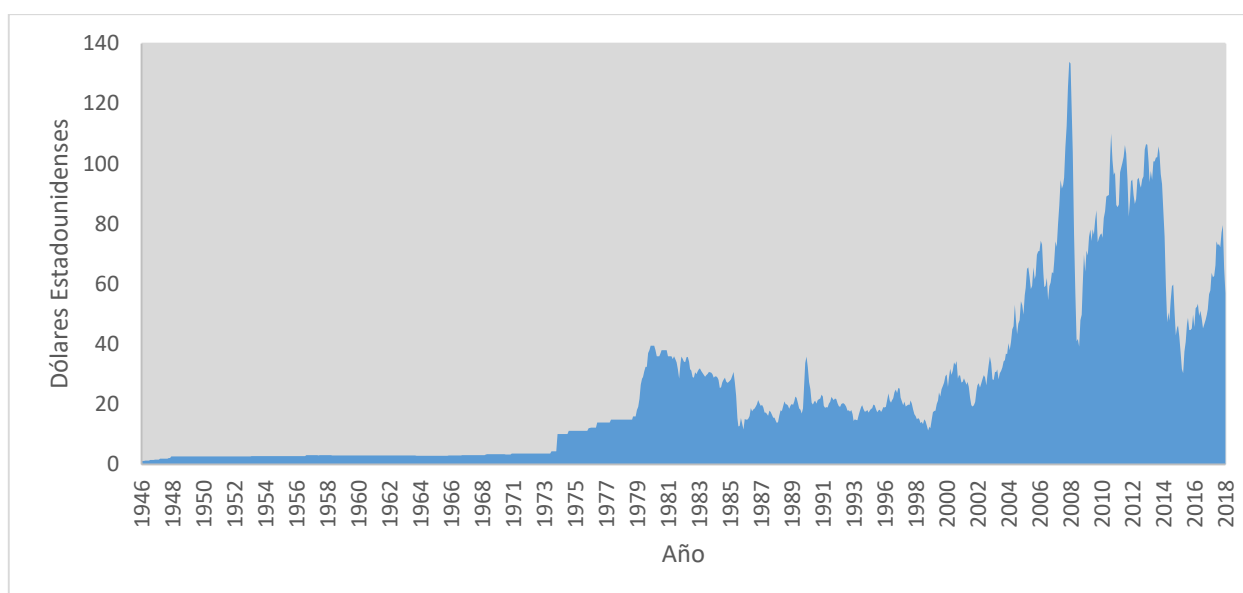


Figura 4 Precios del petróleo por año

Si comparan las figuras 3 y 4, se observa que justo después del 2014 cuando se empieza a bajar el precio del barril de petróleo¹⁹, paradójicamente la producción costa afuera de Brasil empezó a repuntar a pesar de que ya no era rentable producir a dichos precios los cuales eran menores a 60\$ USD, se podría decir que este comportamiento es para suplir la demanda interna, dado que su consumo es bastante, y en este caso, el precio era lo de menos, hasta que en 2018 empezó a subir el precio y superó la barrera de los 60\$ USD, pero sigue siendo pérdidas para Brasil, dado que el costo de extracción es 80\$ USD.

3. TEORÍA DEL PICO DE HUBBERT

3.1. Modelo simple de Hubbert

Diferentes métodos han sido aplicados para predecir las curvas de producción de muchos países y regiones en general, donde muchos factores influyen en el resultado de las curvas, entre ellas la económica y por supuesto la geofísica. M. King Hubbert⁷ desarrolló un modelo que preveía el comportamiento de la producción de petróleo en 48 estados estadounidenses y pasó a ocupar un lugar destacado en el mundo del petróleo.

Posteriormente, Hubbert⁷ utilizó estos estudios para generar una curva en forma de campana para la producción acumulativa de petróleo, a través de variables como tiempo, factores que describen la inclinación de la curva, y puntos medios como producción en el pico, tiempo en que ocurre el pico, tiempo de duración de la mitad de la producción. La figura 5 trae el resultado del modelo presentado por Hubbert⁸ en 1956, que apuntaba al punto máximo de producción estadounidense entre el final de la década de 1960 y la primera mitad de la década de 1970, dependiente de una variación del EUR (Estimated Ultimate Recovery en español Recuperación Final Estimada) entre 150 y 200 mil millones de barriles.

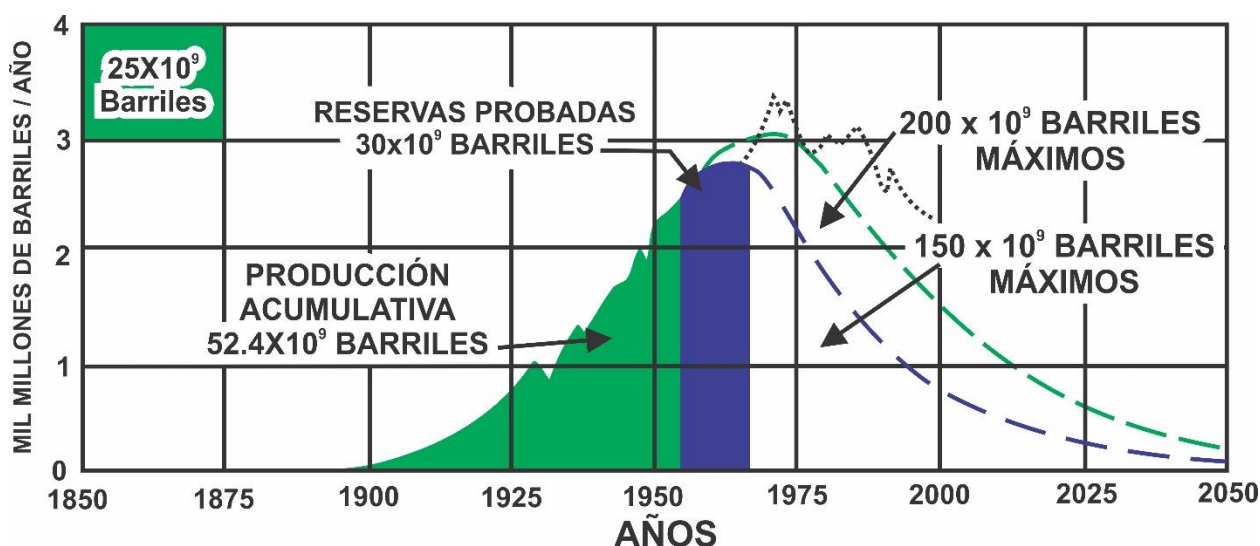


Figura 5 Curva Hubbert (1962)

Hubbert notó que la ratio de descubrimientos/producción para un set de campos dados crecía exponencialmente hasta un máximo valor, y posteriormente empezaba a decrecer hasta acercarse a cero. Este comportamiento formaba una curva en forma de campana.

Basado en este patrón el modelo Hubbert⁸ podía predecir las curvas de producción de los campos incluido el pico mayor de producción y su año, así como con el punto y tiempo de abandono.

La ecuación propuesta por Hubbert⁸ en su método es:

$$Q_D = \frac{Q_\infty}{1 + a \cdot e^{-bt}} \quad (8)$$

Donde Q_D es la producción acumulada a un tiempo t , que tiende a Q_∞ ; e es el número Neperiano; a y b son los parámetros estimados.

A pesar de la relativa exactitud del modelo, recientes estudios determinaron que había campos y zonas donde no se seguía este patrón. Por lo tanto, varios autores desarrollaron variantes para mejorar su exactitud. Algunos proponen hacer una aproximación híbrida en la cual el modelo geofísico de Hubbert se une con uno econométrico que use los precios variantes del crudo entre otras variables económicas influyentes en la producción de crudo en los campos. Un ejemplo de esta idea es el modelo de Kaufmann⁹, el cual lo aplica en dos fases; primero introducir la producción de crudo acumulada a una curva logística como lo planteó Hubbert; en la segunda etapa la desviación de la curva Hubbert a los datos de producción actual es usada como variable dependiente en un modelo económico explicado por variables políticas y económicas independientes.

3.1.1. Price taker

Price taker (Tomador de precios) es una persona o compañía que no tiene control para dictar los precios de un bien o servicio. En el mundo comercial, un price taker es un comerciante que no afecta el precio de las acciones si él o ella compra o vende acciones. Un price taker es lo opuesto a un price maker (Creador de precios). Es decir, no se les garantiza ganancias, pueden optar por fabricar más productos, incluso si no es rentable hacerlo, solo para mantener la participación en el mercado o lograr otros objetivos. Por lo tanto, los inversores que pueden distinguir a los price taker de los creadores de precios pueden identificar más fácilmente a los productores de ganancias estables. Los price taker generalmente no son líderes en sus industrias.

Brasil hace parte de los países price taker en relación al crudo. Es cierto que ese país es un exportador de crudo, gas y derivados, pero al ser su aportación al comercio mundial mínima, no afecta en consideración el valor del barril de crudo.

En el orden mundial el precio general es dictado en cierto grado por los países que hacen parte de la OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries), pero no siempre es así. El valor del barril del petróleo es muy variable y puede verse afectado por cualquier acción, orden, conflicto o accidente relacionado con algunos de sus exportadores más grandes o sus países vecinos, véase USA, EAU, Rusia y más recientemente Venezuela.

3.2. Modelo Multi-Hubbert

Una curva Multi-Hubbert de producción es una suma de dos o más curvas Hubbert, el modelo Multi-Hubbert fue propuesto inicialmente por Hubbert, quien notó que la curva de producción de los campos de Illinois, USA, tenían dos picos máximos.

3.2.1. Multi-Hubbert modificado por Laherrère

Laherrère argumentó que la producción de crudo en regiones con pocas cuencas y/o campos es generalmente mejor representada por una curva Multi-Hubbert.

El modelo Multi-Hubbert presentado por Laherrère^{10 11} es:

$$P = \frac{2P_m}{1+k*\cosh[b(t-t_m)]} \quad (9)$$

(10)

Donde P es la producción anual en mil millones de barriles por año t, P_m es el pico de producción el cual es el punto máximo de la curva, t_m es el año del pico de producción, k ≤ 1 es una constante y b es la pendiente de la curva.

Cuando se introduce en la ecuación la constante K (0 < K ≤ 1), el tiempo t_m y el nivel de producción P_m se aplanan. La producción en el pico será entonces:

$$P_{max} = \frac{2P_m}{K+1} \quad (10)$$

Donde P_{max} es el nuevo pico de producción para cada ciclo i.

$$U = \frac{4P_m}{b} \frac{\ln(1+\sqrt{1-K^2})-\ln K}{\sqrt{1-K^2}} \quad (11)$$

b es un parámetro que cuenta como la pendiente de la curva, donde b_i para i=1...N son las pendientes de cada ciclo. El área bajo la curva es igual a U, donde U representa el recobro estimado definitivo.

El modelo Multi-Hubbert como tal, tampoco es perfecto y muchas variantes de este fueron desarrolladas por otros autores. Como ejemplo Maggio y Cacciola¹² y Holland¹³, la ecuación de Maggio y Cacciola es una solución práctica para no asumir de que el radio de producción es

estrictamente proporcional a la primera fuerza tanto de las depleciones como de los efectos de información

El modelo presentado es el siguiente:

$$p = \sum_{i=1}^N \frac{2P_{mi}}{1+K_i \cosh[b(t-t_{mi})]} \quad (12)$$

Donde

$$U_i = \frac{4P_{mi}}{bi} \frac{\ln\left(1+\sqrt{1-K_i^2}\right)-\ln(Ki)}{\sqrt{1-K_i^2}} \quad (13)$$

$$URR = \sum_{i=1}^N U_i \quad (14)$$

Donde U_i es el URR para cada ciclo.

Este modelo difiere por la variante K . Cuando $K=1$ el modelo se comporta como el modelo Hubbert. Ellos asumieron que la producción mundial de petróleo tiene dos ciclos de ahí que $N=2$, El primer ciclo es para el pico de producción en los 70's con una constante URR (Último Recurso Recuperable) de 150 mil millones de barriles que fue calculado por Laherrere. El segundo ciclo puede ser calculado restando la URR actual de la URR del primer ciclo. Por lo tanto, los parámetros independientes son P_{mi} , K_1 , t_{m1} , P_{m2} , K_2 y t_{m2} .

3.3. Últimas reservas recuperables

Cuando se reportan volúmenes de petróleo, la cifra más grande que se puede dar es el aceite inicial u original ("OOIP"); este es el volumen total de petróleo (convencional o no convencional) que se estima que está presente en un campo, área o región determinada. Sin embargo, esta cifra solo transmite parte de la información necesaria para estimar los recursos recuperables. La fracción del OOIP que se estima recuperable, el factor de recuperación es igualmente importante y puede

variar sustancialmente según las condiciones geológicas, la tecnología utilizada y los precios del petróleo.

La definición de URR es fundamental para el modelo Hubbert, ya que define el pico de producción, el tiempo del pico de producción y el total de crudo producido bajo la curva Hubbert¹⁴.

El recurso recuperable en última instancia ("URR") de un campo o región es la suma de todo el petróleo que se espera recuperar de ese campo o región en todo momento. Esta cifra incluye, todo el petróleo que no se puede recuperar con la tecnología actual y/o no es económico actualmente, pero se espera que lo sea antes de que cese la producción. Se argumenta que la URR es solo una estimación del volumen total de petróleo recuperable y podría cambiar con tecnología, economía y conocimiento diferentes, sin embargo, la URR debe definirse de manera tal que tome en cuenta los desarrollos tecnológicos anticipados, los cambios en las condiciones del mercado y/o la exploración.

Si la producción acumulada hasta la fecha, en general una cifra bien aceptada, se resta de la URR estimada, se hace referencia al resto como los recursos recuperables en última instancia ("RURR"). Dos cifras alternativas reportadas a veces son los recursos técnicamente recuperables ('TRR'), que es la fracción del petróleo existente que se estima que solo se puede recuperar con la tecnología actual, y los recursos económicamente recuperables ('ERR'): el petróleo que se considera tanto técnica como económicamente recuperable.

Existen diferentes ecuaciones dependiendo del autor al momento de determinar el valor de URR, entre estos están las ecuaciones de:

Maggio; Cacciola¹⁵.

$$U_i = \frac{4P_{mi}}{bi} \frac{\ln\left(1 + \sqrt{1 - K_i^2}\right) - \ln(Ki)}{\sqrt{1 - K_i^2}} \quad (15)$$

$$URR = \sum_{i=1}^N U_i \quad (16)$$

Chavez; Rodriguez¹⁶

$$URR = 0.8P_m c \quad (17)$$

Donde P_m es el pico de producción y c es un parámetro de estimación promedio de vida útil de los pozos

González, e.; Szklo, a.; Lucena, a¹⁷

$$URR = \frac{4P_{Mi}}{b_i} \quad (18)$$

Donde b_i representa el declive de cada uno de los ciclos.

El subconjunto final de recursos son las reservas. Estos términos a menudo se usan de forma sinónima cuando se analizan volúmenes de petróleo que se estima que existen, sin embargo, son bastante distintos.

Según McGlade¹⁸ la determinación de recursos a partir de datos de campo existentes es uno de los métodos más utilizados para generar estimaciones de recursos agregados de petróleo convencional mediante el ajuste de curvas de datos de producción, descubrimiento o campos existentes. Si bien estos proporcionan estimaciones de la URR del petróleo convencional a nivel nacional o regional, han sido criticados por varios motivos, entre ellos:

La adaptación de las formas funcionales a los datos no tiene una base teórica real y no hay una opinión de consenso sobre qué forma funcional es la más apropiada de usar. Tampoco son estadísticamente robustos, con frecuentes correlaciones en serie de términos de error y variables faltantes.

Los datos utilizados a menudo son incompletos o inexactos, por lo que generalmente se aplican a regiones agregadas que son demasiado grandes y no geológicamente similares.

No pueden tener en cuenta el cambio tecnológico, por lo que el crecimiento de reservas futuras, que no tiene una forma coherente y precisa generalmente aceptada, debe incorporarse por separado.

los diversos procedimientos y técnicas que se pueden utilizar a menudo producen resultados muy diferentes y, por lo tanto, pueden ser muy engañosos.

Un enfoque alternativo es a través del uso de procedimientos de modelado de procesos de descubrimiento, que son modelos que describen cómo se desarrollará a lo largo del tiempo. Estos también tienen muchas limitaciones, entre ellas su incapacidad para anticipar futuros ciclos de descubrimiento si se aplican a regiones que son demasiado grandes y su necesidad de suposiciones sobre el crecimiento futuro de las reservas. Estos métodos se pueden contrastar con los métodos geológicos más utilizados que se emplean generalmente para regiones que están relativamente inexploradas. También existen errores e incertidumbres en estas evaluaciones. La evaluación de expertos, a menudo requerida al interpretar datos geológicos, también puede ser muy subjetiva y/o afectada por influencias sociales.

3.4. Aplicación del modelo Multi-Hubbert en campos costa afuera de Brasil

3.4.1. Metodología

1. En un inicio se tomó registro de la data relacionada con los campos costa afuera en Brasil, para esto se tomaron como fuente los datos otorgados por la Agência Nacional do Petróleo de Brasil (ANP).
2. De esta data de un rango de cerca de 80 años se eligieron tres campos de prueba para el desarrollo de la actividad. Estos campos fueron; Roncador, Marlim Sul y Serra.
3. Se hizo un análisis y el contexto en el que se encontraban; si estos habían sufrido algún tipo de recuperación, ajuste o abandono. Así mismo un análisis geográfico de la zona.

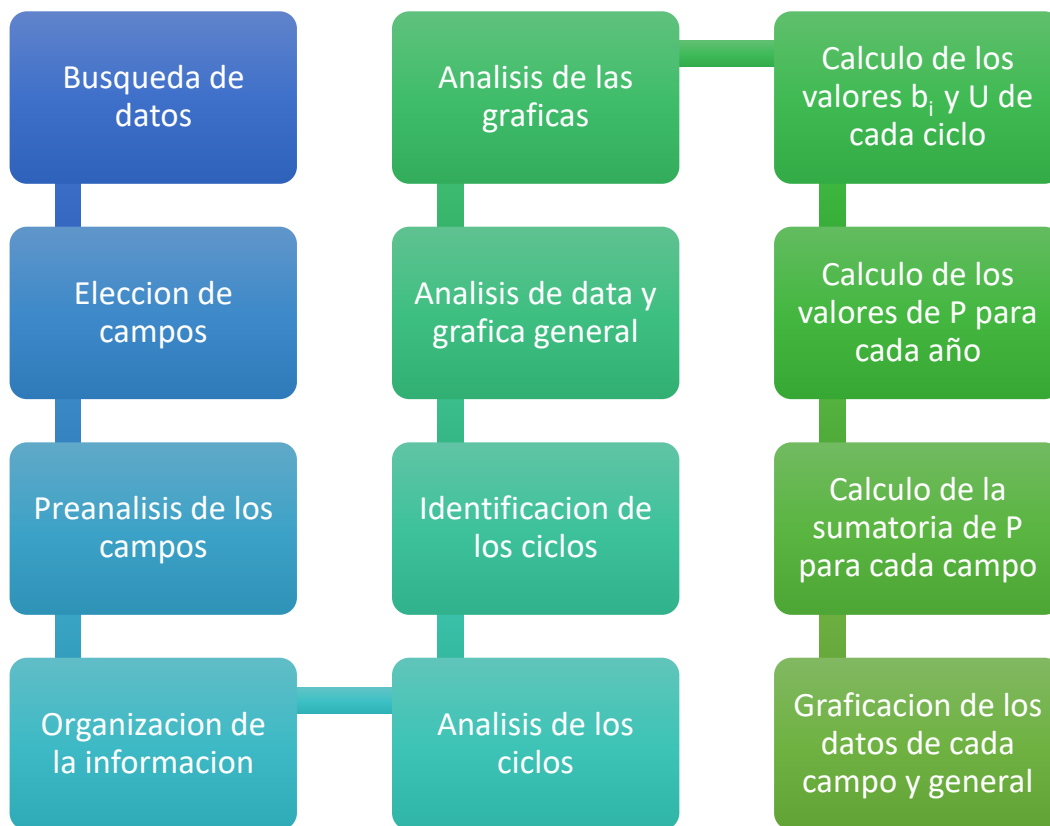


Figura 6 Metodología usada.

Marlim Sul

Campo de Marlim Sul se descubrió en noviembre de 1987 a través del pozo 4-RJS382 y se encuentra a unos 90 km del cabo de Santo Tomé, en la costa norte del estado de Río de Janeiro, entre 800 metros a 2500 metros de profundidad, ocupando un área de 884.11 km². Las rocas del yacimiento encontradas en el campo de Marlim Sul se clasifican como areniscas y carbonatos de turbidita. Su crudo oscila entre los 13 y 29 grados API. Hay inyección de agua como mecanismo de mantenimiento de la presión en las areniscas. En el sistema de producción final, la inyección de agua se utiliza para mantener la presión. Posee 34 pozos productores y 28 pozos inyectores, todos operados por Petrobras.

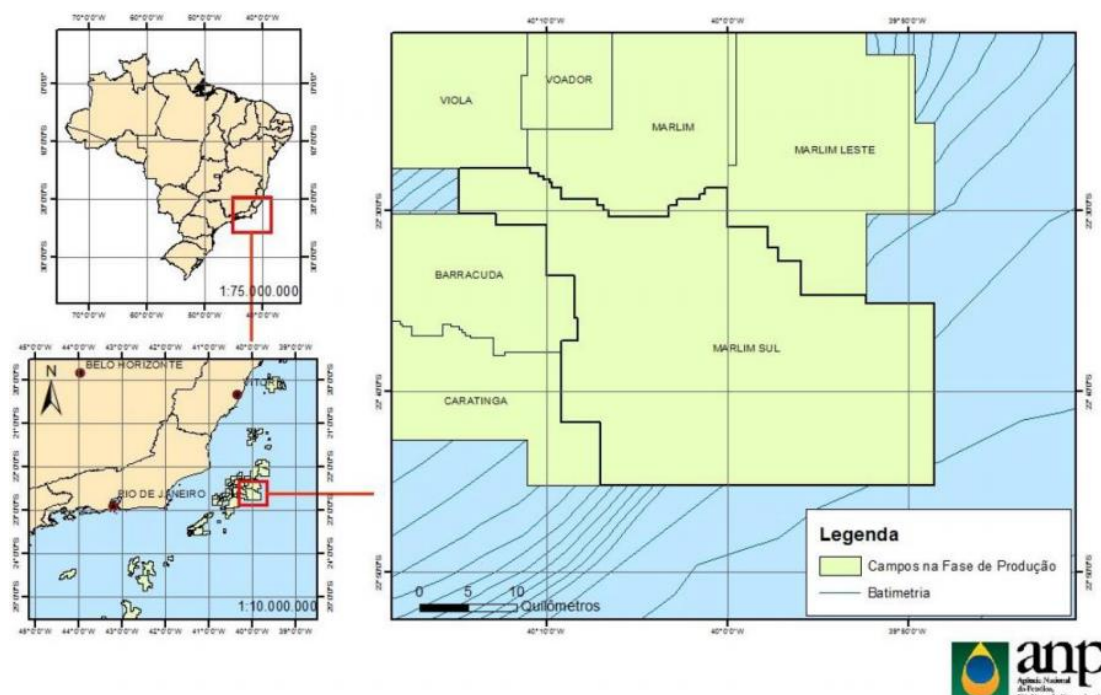


Figura 7 Planos del campo Marlim-Sul²⁰

Fuente: Agência Nacional do Petróleo de Brasil (ANP)

Roncador

El campo Roncador está ubicado en la porción norte de la cuenca de Campos, aproximadamente a 125 km de la costa del estado de Río de Janeiro, a una profundidad de agua que varía de 1,500 a 1,900 m. Su área de desarrollo es de 397,6 km² y se limita al norte con el Estado de Espírito Santo, al oeste con el campo de Frade y al sur con los campos de Albacora y Albacora Leste. Las areniscas turbidíticas e híbridas presentes en el campo Roncador son de edad senoniana, de profundo ambiente de deposición marina. Su crudo oscila entre 17 y 22 grados API. Posee 48 pozos productores y 19 inyectores, todos operados por Petrobras.

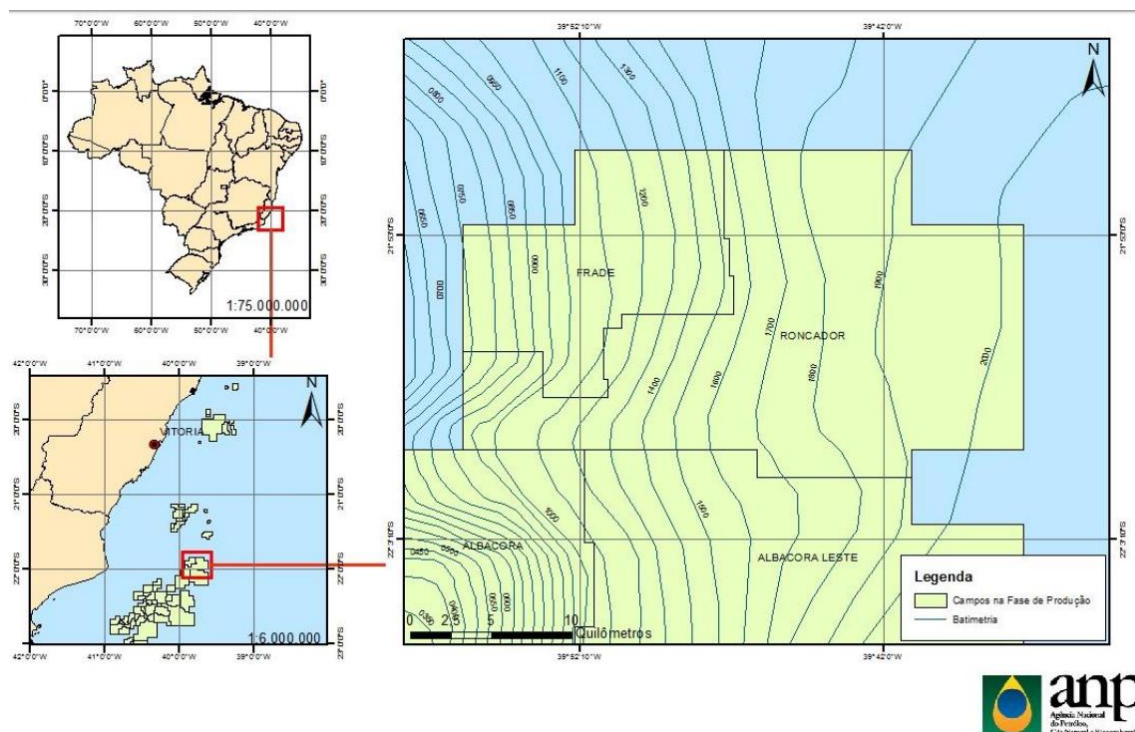


Figura 8 Planos del campo Roncador²¹

Fuente: Agência Nacional do Petróleo de Brasil (ANP)

Serra

Campo de Serra, con un área de desarrollo de 21,289 km², se ubica en la plataforma continental de la cuenca Potiguar, cerca de la costa, en una profundidad de agua de entre 0 a 3 m, a 170 km de la ciudad de Natal, capital del estado de Rio Grande do Norte. El campo se explota desde el continente con las cabezas de los pozos en bases costeras. Los pozos del campo hay presencia de areniscas saturadas con aceites que varían de 17 a 33° API. Inició inyección de agua en el 2001, tiene 26 pozos productores, 8 inyectores y 14 pozos sin información, de 48 pozos perforados.

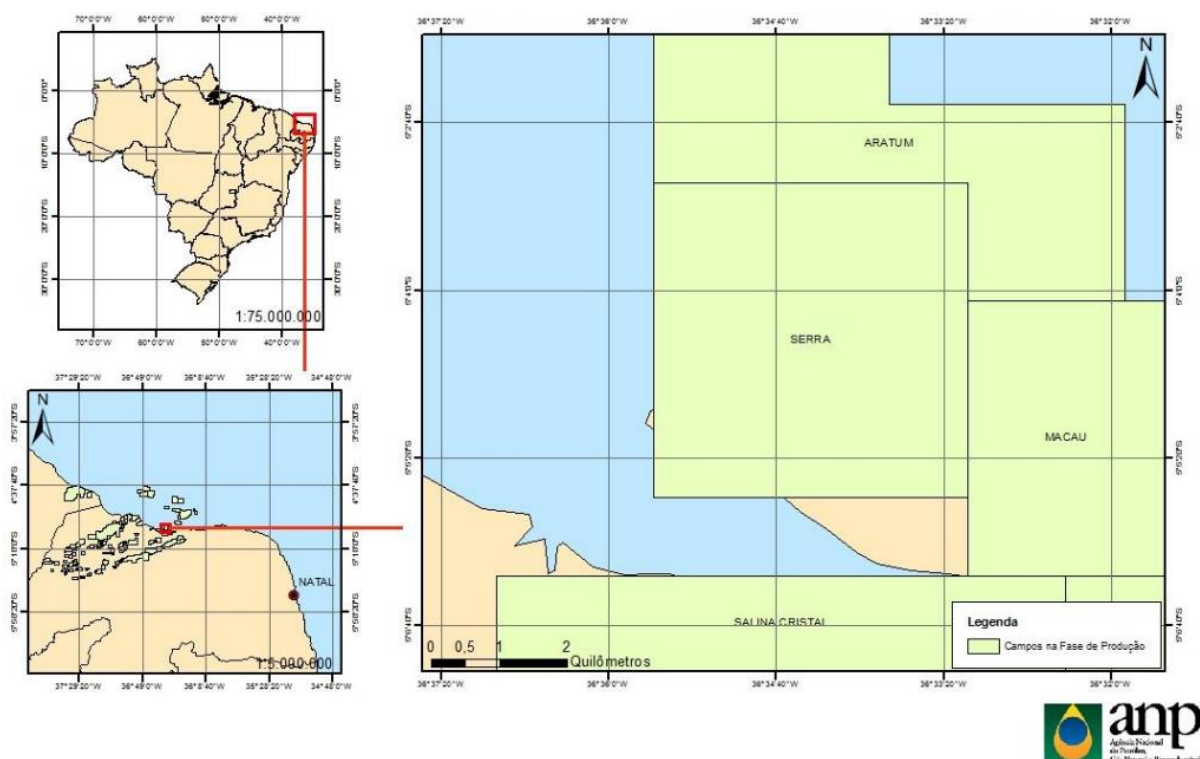


Figura 9 Planos del campo Serra²²

Fuente: Agência Nacional do Petróleo de Brasil (ANP)

4. Luego de la elección siguió la organización de la data que estaba dividida en meses y $m^3/día$, se hizo una conversión de ratio a años y millones de barriles por año.
5. Se continuó con un análisis de data en modo de gráfica, de tal manera que se pudo observar el comportamiento de esta, así como sus diferentes picos o ciclos que cada una presentaba.
6. De la misma manera se trabajó la gráfica general que contenía la producción de todos los campos, teniendo un marco de visión amplio con respecto a la producción costa afuera brasileña.
7. Para calcular los ciclos, se hizo una distinción de cada uno de los picos bruscos que presentaban cada curva, asegurándose de saber si estos se debían a un recobro, generalmente debido a inyección de agua ya que es el más común por la geología de los campos, creando una diferencia entre los picos.

8. De esta manera se pudieron evidenciar los cambios drásticos que por ejemplo se pueden examinar en el campo Roncador donde desde el año 2007 a 2009 sufrió un drástico cambio en el aumento de caudal de producción, esto se cree debido a la incorporación de los pozos inyectoros ya mencionados.
9. Una vez ubicados los ciclos, se calcularon los valores que se podrían sacar de estos. Para ello se basó en las siguientes ecuaciones²³:

$$P = \sum_i^N \frac{2P_{mi}}{1 + \cosh(b_i(t - t_{mi}))} \quad (19)$$

$$U = \frac{4P_{mi}}{b_i} \quad (20)$$

Donde N es el ciclo, P es la producción en un tiempo t. U es la URR, P_{mi} es el pico de producción para un punto t_{mi} y b_i es el declive de cada uno de los ciclos.

Para hallar el valor de b_i se despejó de la ecuación 21, de esta manera se obtiene:

$$b_i = - \frac{\operatorname{acosh}\left(\frac{2P_{mi}}{P} - 1\right)}{t_{mi} - t} \quad (21)$$

Con estas ecuaciones se pudo encontrar los valores de b_i y U para los distintos ciclos en las gráficas de producción.

10. Una vez determinados los valores de b_i y de U, se prosiguió a encontrar los valores de P para cada año. Estos valores dependían del ciclo por lo que era necesario el hallarlos para cada uno. Al calcularlos se organizaron y se ajustaron a cada año desde el inicio de producción hasta un año x. Se desarrolló de esta manera para evidenciar el comportamiento de las curvas de mejor manera.

11. Una vez se obtuvieron los datos de P de cada año y ciclo, se realizó la suma de cada uno.

De esta manera se encuentra la suma de los ciclos por año, un dato necesario para entender el comportamiento de los datos de los ciclos individuales.

12. Por último, se realizó una gráfica para cada campo, donde se reflejaban el comportamiento para cada uno de los ciclos y la sumatoria de los mismos. En el caso de los datos generales también se realizó un gráfico, en donde se evidenciaba el comportamiento de producción durante los años.

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

A continuación, se presentan los resultados del pronóstico de producción, siguiendo la metodología anteriormente planteada.

4.1. Marlim Sul

4.1.1. Análisis histórico

Campo de Marlim Sul se descubrió en noviembre de 1987, sin embargo, empezó a producir desde el año 1994, las rocas del yacimiento encontradas se clasifican como areniscas y carbonatos de turbidita. Su crudo oscila entre los 13 y 29 grados API, quizás a factores de factibilidad y a que el precio del crudo en los 80's no era muy rentable. En cambio, a inicios de los 90's este empezó a subir en gran medida durante esta época, debido generalmente a un aumento de su uso entre las potencias y países emergentes de la época. En el año 2005 se empezó a realizar inyección de agua en algunos pozos del campo.

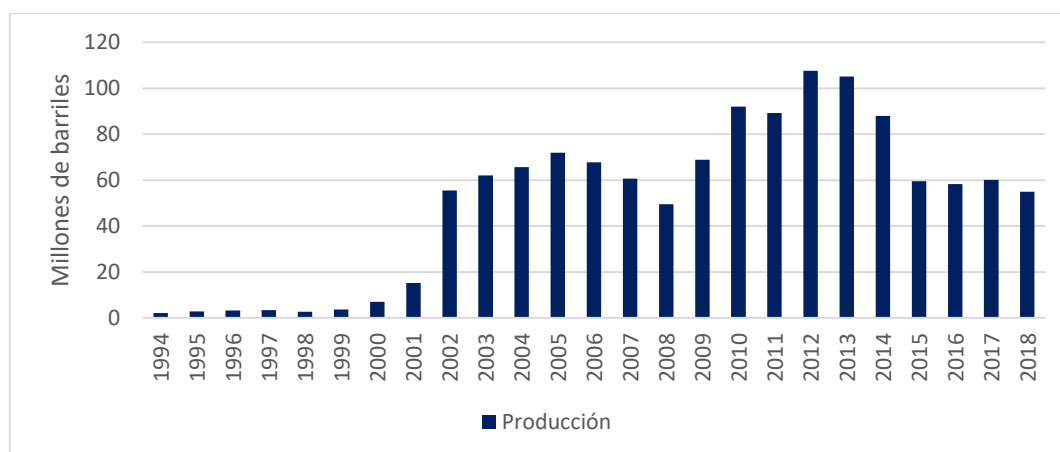


Figura 10 Producción total Marlim Sul por año

La producción del campo en sus inicios era mínima, pues oscilaba entre 2 a 5 millones de barriles por año. Algo muy pronto cambiaria con el inicio del siglo, donde se aprecia un aumento estrepitoso comparado con los años anteriores, donde la rata de producción alcanzó su pico en el 2005 con un promedio de 72 millones de barriles. Esto es un reflejo del precio del crudo mundial

que para esta época se encontraba en un aumento imparable, debido mayormente a la situación política y social que se veía en medio oriente, donde se hallan la mayor cantidad de países exportadores de crudo.

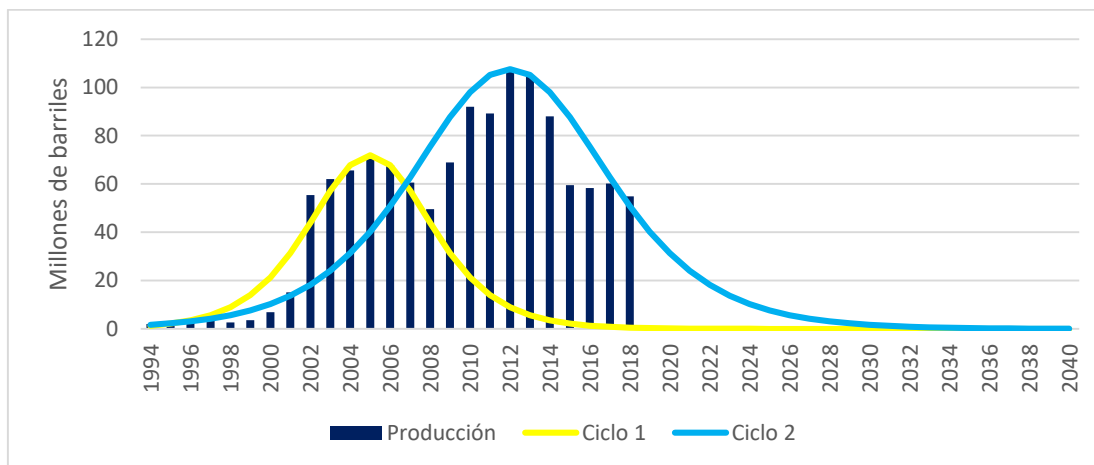


Figura 11 Ciclos para Marlim Sul

Luego de este suceso hubo un desplome en la producción hasta el año 2008, año en el cual volvió a recuperarse alcanzando una producción histórica para el campo en el año 2012. Coincidiendo con el precio más alto registrado para un barril de petróleo. Lo cual marca una obvia relación entre precio y producción, registrando una cifra de 107 millones de barriles por año. A partir de ese año la producción bajo, y llevo la sintonía del precio mundial de crudo, es decir una producción promedio de 60 millones de barriles por año, hasta el 2018, marcando una estrecha relación con su precio mundial.

4.1.2. Pronóstico

Para el pronóstico del campo Marlim Sul, se tuvo en cuenta el pico de producción del año 2012, esto sumado a la teoría del método grafico utilizado, que indica que la producción del último pico puede llegar a repetirse en el año 2024.

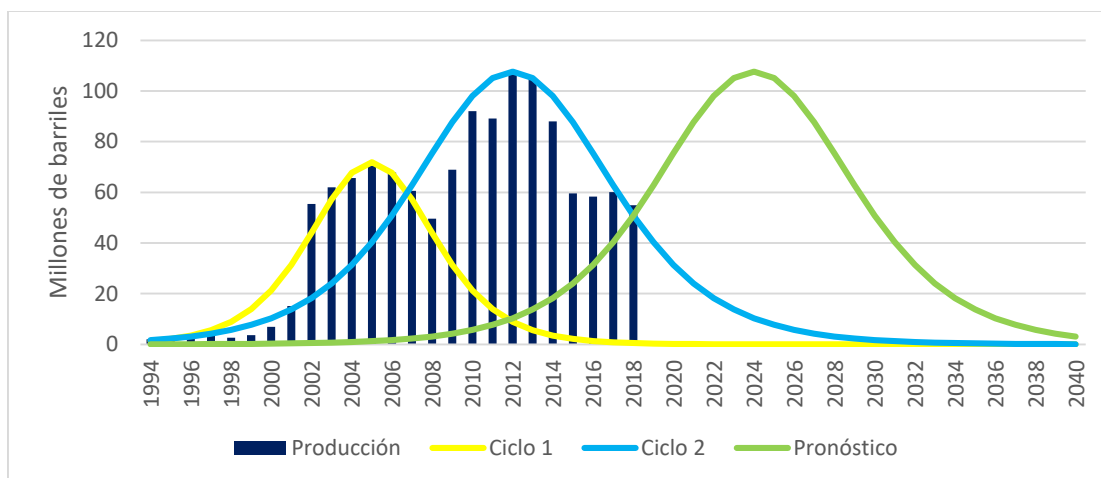


Figura 12 Pronóstico para Marlim Sul

Esta producción podría ocurrir de acuerdo con los precios de barril de crudo y factores sociales y políticos de la zona. Esta zona del planeta es considerada una zona caliente, y con las relaciones políticas inestables del lugar podrían dar lugar a este aumento de la producción, debido al comportamiento del valor del crudo mundial.

4.1.3. Resultados

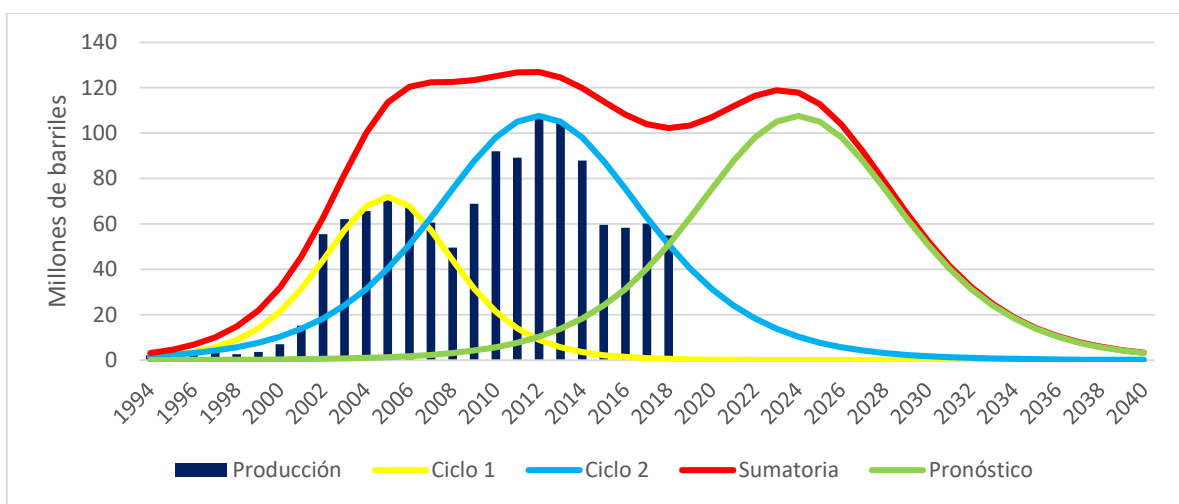


Figura 13 Sumatoria final para Marlim Sul

En su poco tiempo de funcionamiento el campo Marlim Sul ya posee en su historial el método de recuperación de inyección de agua, el cual se hizo notorio en el año 2003.

Teniendo en cuenta que el pronóstico se basa en una probabilidad positiva muy alta, no descarta que en un futuro cercano puedan presentarse de nuevo datos de producción iguales o cercanos a los ya vistos en su último pico en el año 2012

Al ser un campo costa afuera con un API bastante alto rondando los 29°, no se descarta para futuras inversiones en la zona, y es muy probable que se tenga en cuenta para los proyectos a futuro que se quieran realizar alrededor, destacando su data histórica y experiencia.

4.2. Roncador

4.2.1. Análisis histórico

Es un campo costa afuera perteneciente a Brasil, más específicamente a la cuenca Campos, descubierto en 1998, fue el mayor yacimiento en la década de los 90, con cálculo estimado en reservas en 10.000 millones de barriles para ser explotados, cuya producción empezó en 1999, produciendo dicho año una cantidad de 6.26 millones de barriles, el equivalente a 17163 barriles de petróleo al día en promedio.

Actualmente este campo es el tercer productor más grande de Brasil, teniendo una producción acumulada en el año 2018 de 77.76 millones de barriles, un equivalente a 200.000 barriles al día. Recientemente en ese mismo año la petrolera noruega Equinor adquirió el 25%, dejando a Petrobras con el 75% del mismo.

Al ser nuevo y marítimo con al menos 20 años, a la fecha tiene un historial de producción interesante, observando un primer pico en el año 2000 con una producción anual de 12.71 millones de barriles al año, posteriormente tuvo un declive de producción llegando al 2002 con una producción anual de 2.5 millones de barriles, posteriormente en el 2003 se registra un aumento de producción que llegó hasta los 27.6 millones de barriles dado que en esa época el auge por la exploración marítima en Brasil iba en aumento.

En el 2005 se empezó a realizar recuperación secundaria, pero no fue hasta el 2008 donde se ve un aumento significativo de la producción acumulada anual, triplicando la producción del 2007, este aumento se da porque se presentó otra subida del precio del barril de petróleo dado que para inicios del 2007 ya se encontraba en 54\$ USD y para el 2008 en 120\$ USD, lo cual incentivó más la inversión los campos marítimos de Brasil y en consecuencia de Roncador.

Todos estos factores llevaron a que en 2009 se presentara el pico más alto para este campo en su historia registrada hasta el 2019, con una producción acumulada anual de 128.7 millones de barriles, siendo el mejor año de producción, irónicamente dicho año (2009) los precios volvieron a descender estrepitosamente a un valor promedio de 60\$ USD.

Para el 2012 se presentó una disminución de producción a pesar de que en el año 2011 los precios del crudo oscilaban en los 90\$ USD, pero a partir de 2013 se volvió a presentar un aumento en la producción y al mismo tiempo un aumento en los precios del barril de petróleo, con un valor promedio en 100\$ USD, promoviendo así una mayor inversión en el campo significando más pozos perforados ya fueran productores o inyectores, llegando así al 2015, su segundo pico máximo histórico con una producción acumulada anual de 122 millones de barriles.

Para el 2016 contaba con 48 pozos productores y 16 inyectores. Para entonces los precios del crudo presentaban un descenso hasta llegar a un valor de 30\$ USD, lo que en los siguientes años ocasionaría que la inversión en producción bajara. Dado que es un campo petrolero marítimo, el costo de producción de un barril de petróleo en Brasil es de 60\$ USD en promedio, bajando aproximadamente un 33% de la producción comparado con el pico de 2015 para el año 2018.

Todos estos comportamientos se pueden observar en el siguiente gráfico de barras.

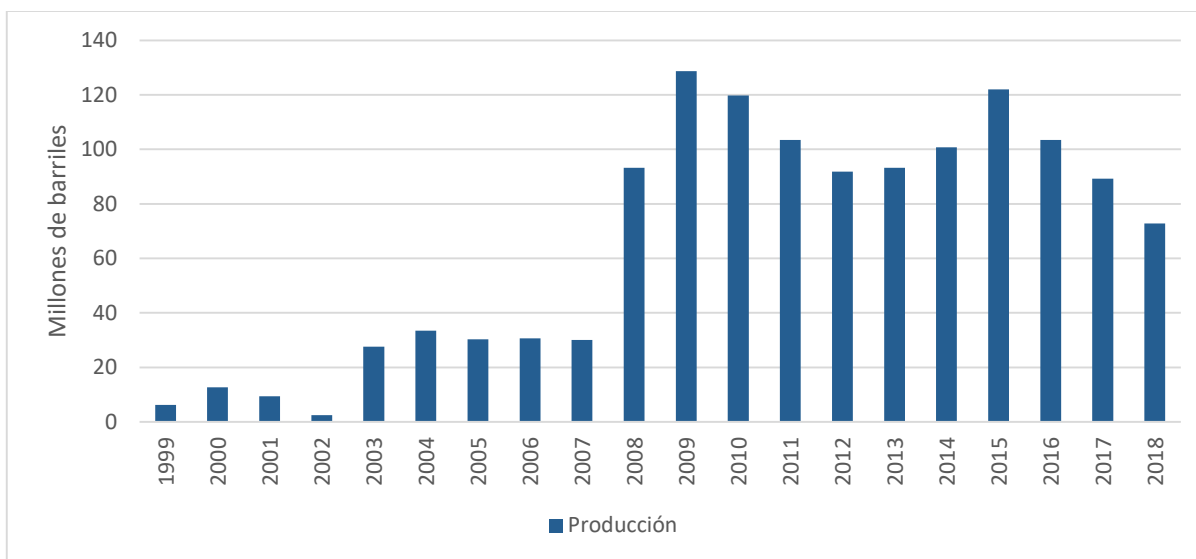


Figura 14 Producción total Roncador

4.2.2. Pronóstico

Para este campo, se seleccionaron dos picos, los previamente mencionados, 2009 con una producción anual de 128.71 millones de barriles de petróleo y 2015 con una producción anual de 122 millones de barriles de petróleo, dichos ciclos fueron seleccionados dado que son los años más representativos del campo, como se puede apreciar en la siguiente figura.

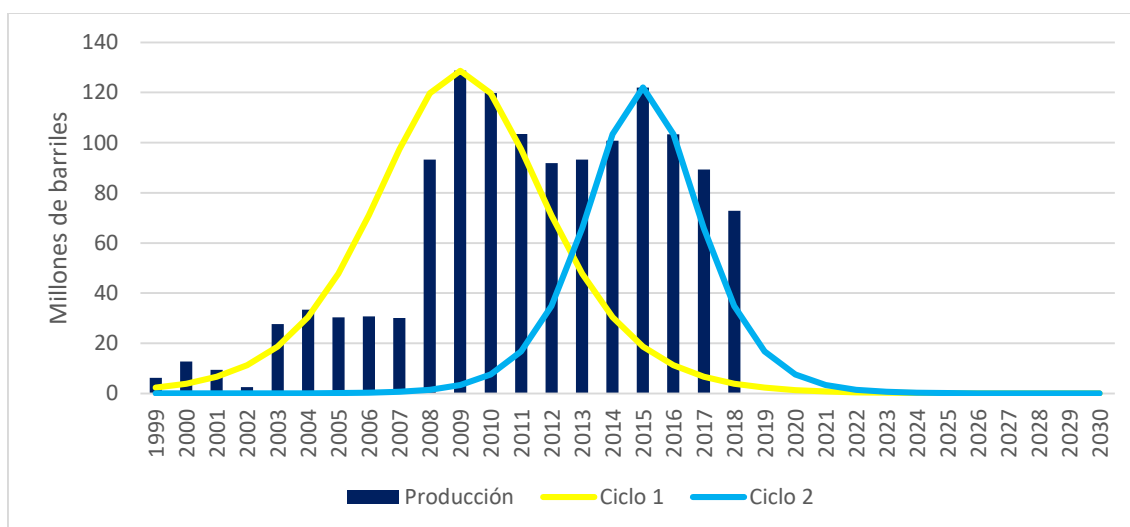


Figura 15 Ciclos para Roncador

Una vez con los dos ciclos seleccionados, se procedió a hacer el cálculo del pronóstico que sería el siguiente pico de producción para el año 2021, tal y como se puede apreciar en la siguiente gráfica:

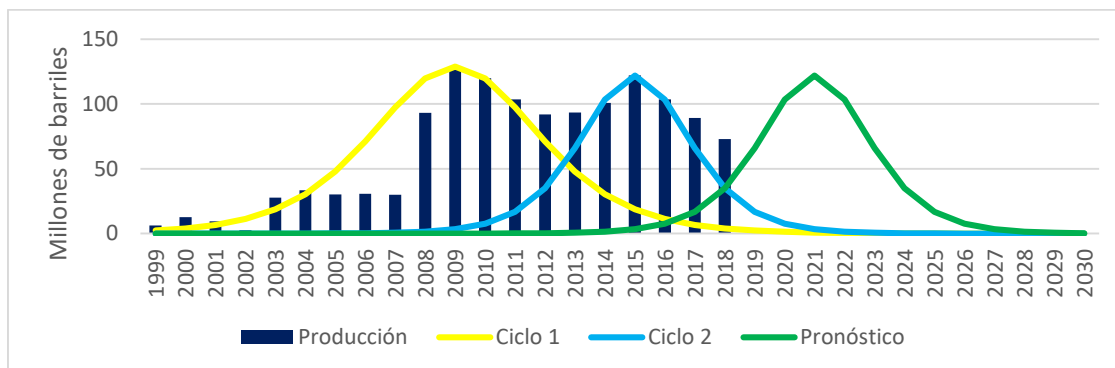


Figura 16 Pronóstico para Roncador

Una vez con los ciclos de producción y el pronóstico, se procede a hacer la sumatoria de los mismos, se tiene un escenario según lo previsto y calculado, además de un pico máximo en la sumatoria de 144 millones de barriles en el año 2015, se presentará un aumento de la producción acumulada a partir del 2019 y llegando a su pico máximo en el 2021 con una producción acumulada anual de 122 millones de petróleo, llegando así a su tercer pico de producción, todo esto bajo un escenario optimista; cómo se puede observar en la siguiente figura.

4.2.3. Resultados

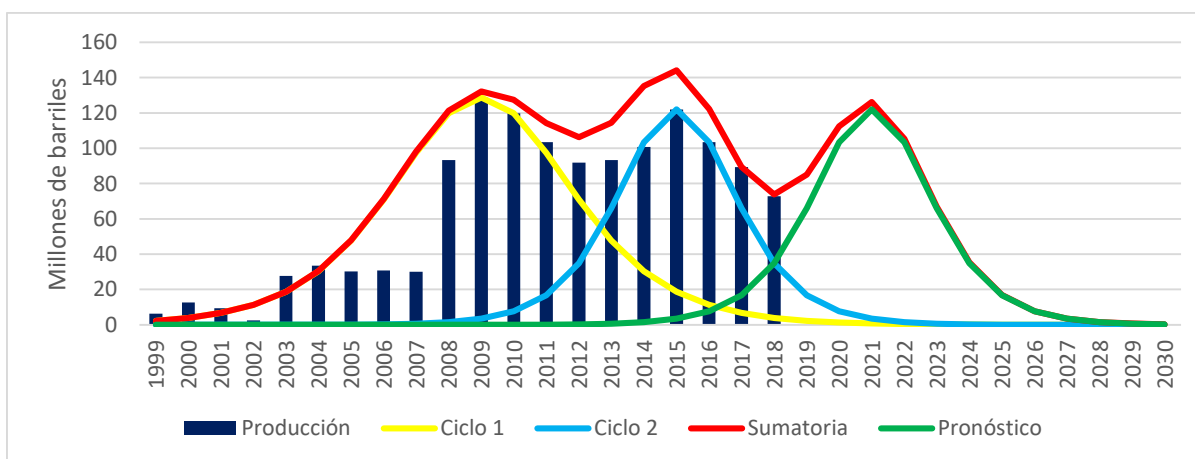


Figura 17 Sumatoria final para Roncador

El pronóstico realizado con el modelo Multi-Hubbert presentado anteriormente y su comportamiento, indica que habrá un aumento en la producción para el 2021 en el campo Roncador, este fenómeno puede darse, debido a que a medida que pasa el tiempo, el precio del crudo se incrementaría gradualmente lo cual beneficiaría la industria por medio del incremento en la inversión para la exploración petrolera. Por consiguiente, más pozos y más producción, además se tiene que añadir que al mismo tiempo aumentan las tecnologías de extracción, evaluación, valoración y otros factores a los campos. Dado que la industria del petróleo es una industria muy dinámica, las tecnologías actuales podrían causar un mayor impacto que las de hace 20 años o más antiguas.

Con este aumento, el gobierno de Brasil podría incentivar una mayor inversión por parte de Petrobras para explotar más dicho campo, siendo este el tercero más grande de Brasil en términos de costa afuera, al mismo tiempo aplicando nuevas tecnologías de recobro una vez la inyección de agua haya hecho su función como recuperación secundaria, siempre y cuando los precios del petróleo se mantengan por encima de 60 \$ USD.

Dado que es un campo que lleva dos décadas produciendo, es posible que sus años de producción sean mucho mayores a los proyectados en este modelo, incluso su producción seguiría siendo mayor a la mayoría de los campos petroleros de Brasil. Hay que añadir que el aumento del corte de agua respecto al del crudo con el tiempo aumentará, llegando así a la recuperación terciaria y/o mejorada, en ese escenario el modelo de Multi-Hubbert ya no es recomendado, debido a su poca efectividad bajo estas condiciones.

4.3. Serra

4.3.1. Análisis histórico

Es un campo costa afuera perteneciente a Brasil, más específicamente a la cuenca Portuguesa, descubierto en 1996 y puesto en producción en 1997, con una producción anual de 20885 barriles en ese año. Actualmente pertenece en su totalidad a Petrobras, quien lo ha estado explotando continuamente por más de dos décadas.

Durante 1998 el campo presentó un aumento considerable de 1800% respecto al año inmediatamente anterior, este comportamiento siguió hasta el 2001 donde se presentó un pico de producción anual de 1.13 millones de barriles, este aumento se presenta por la cantidad de pozos que se empezaron a perforar y puestos en producción. Con el aumento de los precios de barril de petróleo para 2004 que oscilaba en 45\$ USD en promedio, incentivó la inversión en dicho campo, tanto así que para el 2005 se empezó a realizar inyección de agua en algunos pozos del mismo, ese mismo año se llegó a su máximo histórico de producción anual de 1.7 millones de barriles, el equivalente a 4750 barriles de petróleo por día, siendo así, su segundo pico y el más alto presentado.

Para el 2007 se presentó una producción un poco más baja, pero con el aumento de los precios del crudo durante el 2008, se volvió a presentar un incremento en la producción del mismo, siendo este su tercer pico cuando el precio del barril de petróleo estaba en promedio en 115\$ USD. Durante principios de 2009 hubo una reducción del precio del petróleo en 40\$ USD, por lo que se redujo un poco la producción en este año, para que posteriormente, los precios subieran con el paso de los años a unos 85\$ USD el barril, llegando así al 2012 con su último pico máximo de producción anual de 1.36 millones de barriles.

Para el 2015 el pozo ya empezaba a verse afectado por la reducción de precios del petróleo dado que a partir del 2014 no dejó de parar hasta el 2016 año en el que ya empezaba a ver la tendencia

a disminuir la producción del campo, debido a que un precio por debajo de los 60\$ USD ya no es económicamente rentable la explotación marítima de hidrocarburos en Brasil, que para ese entonces contaba con 48 pozos perforados, de los cuales 26 productores y 8 inyectoros, dejando un número de 14 pozos que tal vez estén fuera de operación por tema de los costos. Tanto así que la producción del 2018 (600.000 barriles por año) comparada con la del 2012 (1.36 millones de barriles) representa una reducción importante en un 44% menos de producción, siendo un gran golpe bajo a las finanzas del campo.

Todos estos comportamientos se pueden ver claramente en el siguiente gráfico:

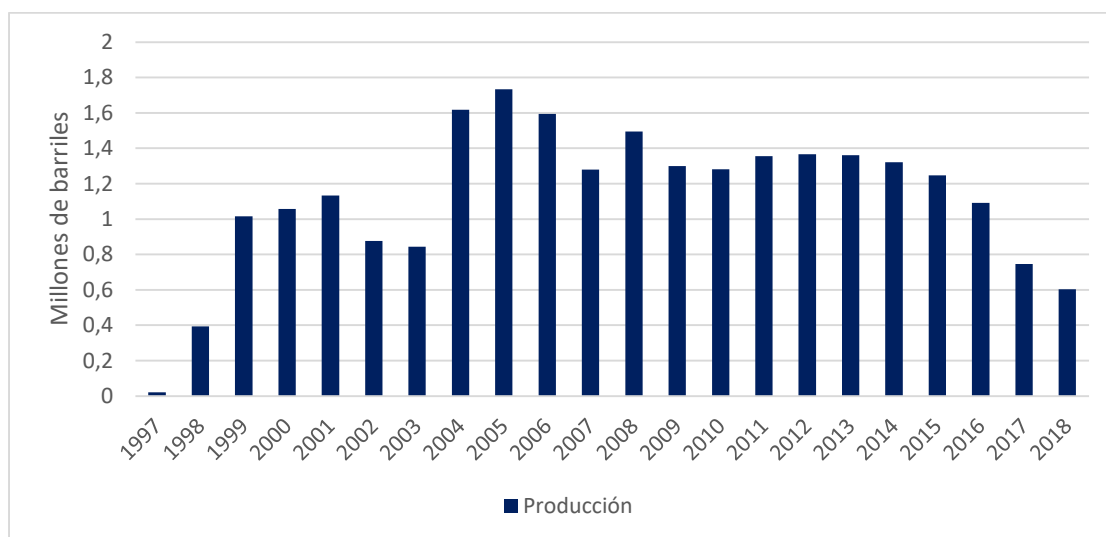


Figura 18 Producción total Serra

4.3.2. Pronóstico

Para este campo se seleccionaron 4 picos que se representan en ciclos siendo una producción acumulada anual de 1.13 millones de barriles para el 2001, 1.73 millones de barriles para el 2005, 1.49 millones de barriles para el 2008 y 1.36 millones de barriles para el 2009. Posteriormente se aplicó el método simple de Hubbert, como se puede apreciar en la siguiente gráfica

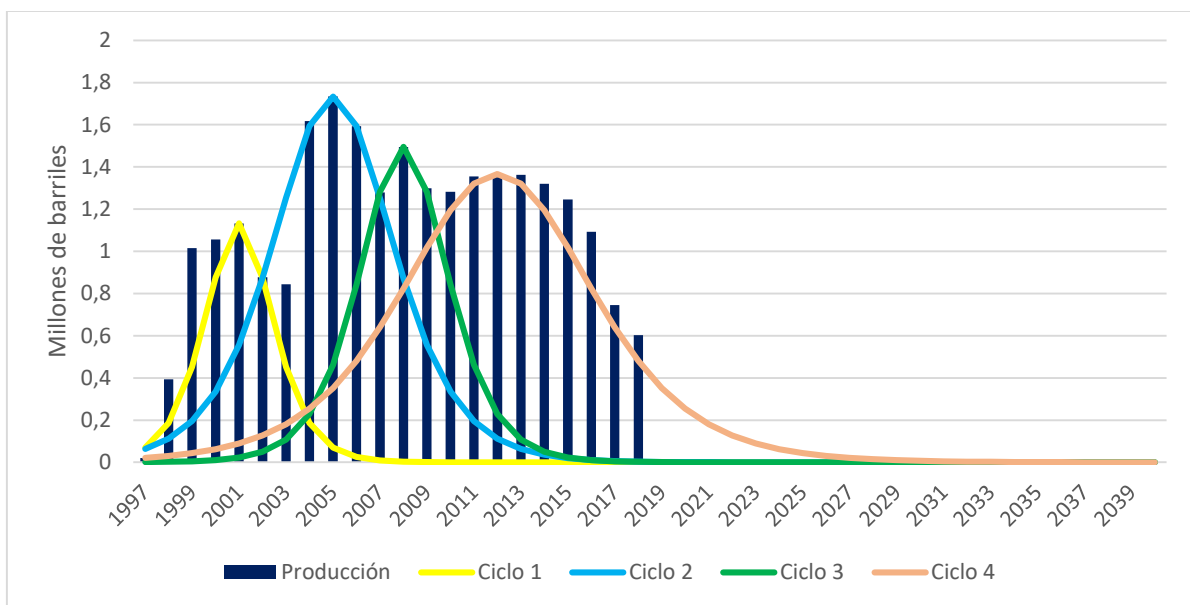


Figura 19 Ciclos para Serra

Eventualmente ya con los cuatro ciclos seleccionados y calculados, se procedió a realizar el pronóstico para este campo, dando como resultado que para el 2024 se podría presentar otro pico de producción similar al de 2012, bien podría ser por el leve aumento de los precios del crudo a nivel mundial que se ha venido presentando u otros factores, este pronóstico se puede apreciar a continuación.

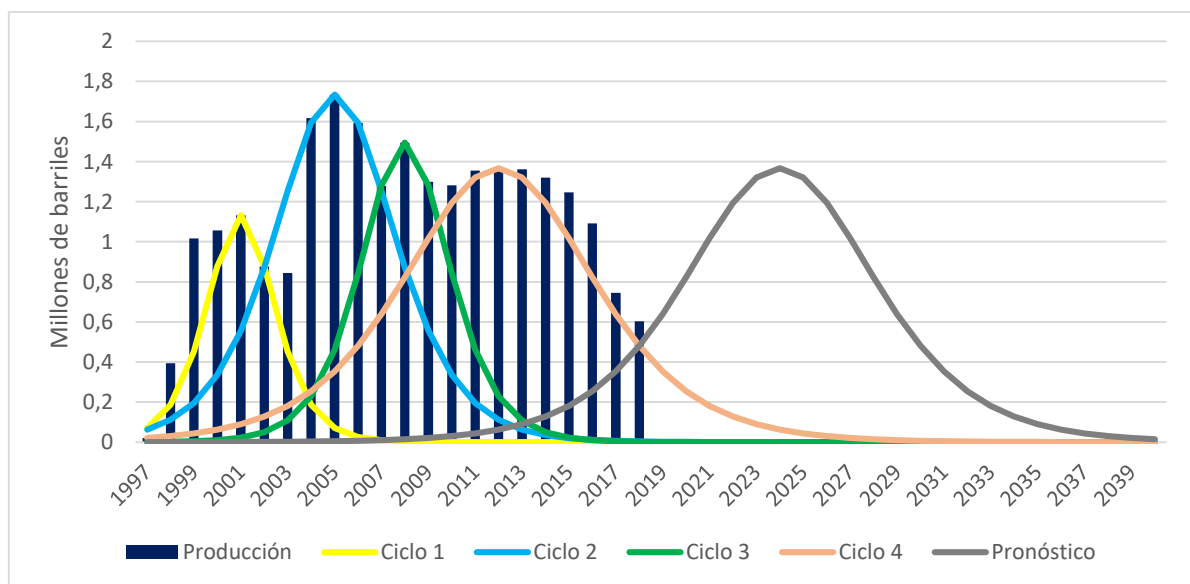


Figura 20 Pronóstico para Serra

Ya con el pronóstico y los ciclos establecidos, se procedió a realizar la sumatoria que muestra el comportamiento del campo a lo largo de los años pasados y venideros, donde se ve que al final se ajusta al pronóstico previamente calculado, con un primer pico en el 2008 con 3.2 millones de barriles y un segundo pico en el 2024 con 1.36 millones de barriles, siendo clara la tendencia a la baja de este campo que ha venido presentando en los últimos años. Todo bajo un escenario optimista, estos comportamientos previamente mencionados se pueden observar en el siguiente gráfico.

4.3.3. Resultados

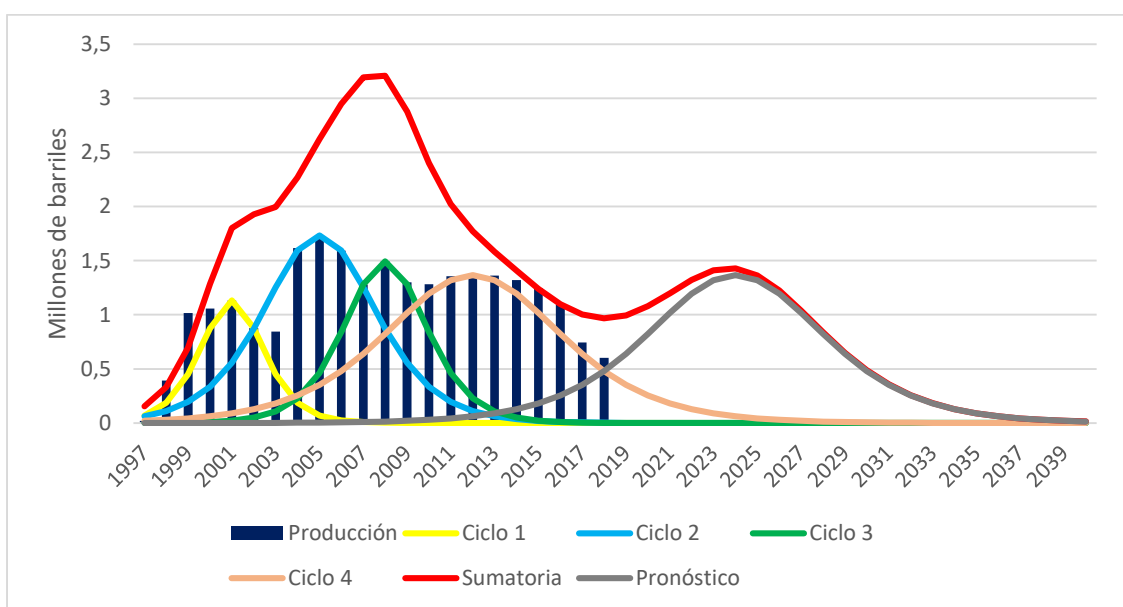


Figura 21 Sumatoria final para Serra

Serra al ser un campo pequeño si se compara con Marlim Sul o Roncador, su producción a futuro no representa un gran aumento significativo para las cifras globales de Brasil, pero en términos de campo, su disposición a aumentar su producción es viable, si los precios del crudo permiten incrementar su inversión, a pesar de que su producción actual a 2018 no se ve muy alentadora, pueda ser con más pozos perforados y más recobro secundario, la producción se incrementaría como se mostró en el gráfico anterior.

4.4. Datos totales de producción costa afuera de Brasil

4.4.1. Análisis histórico

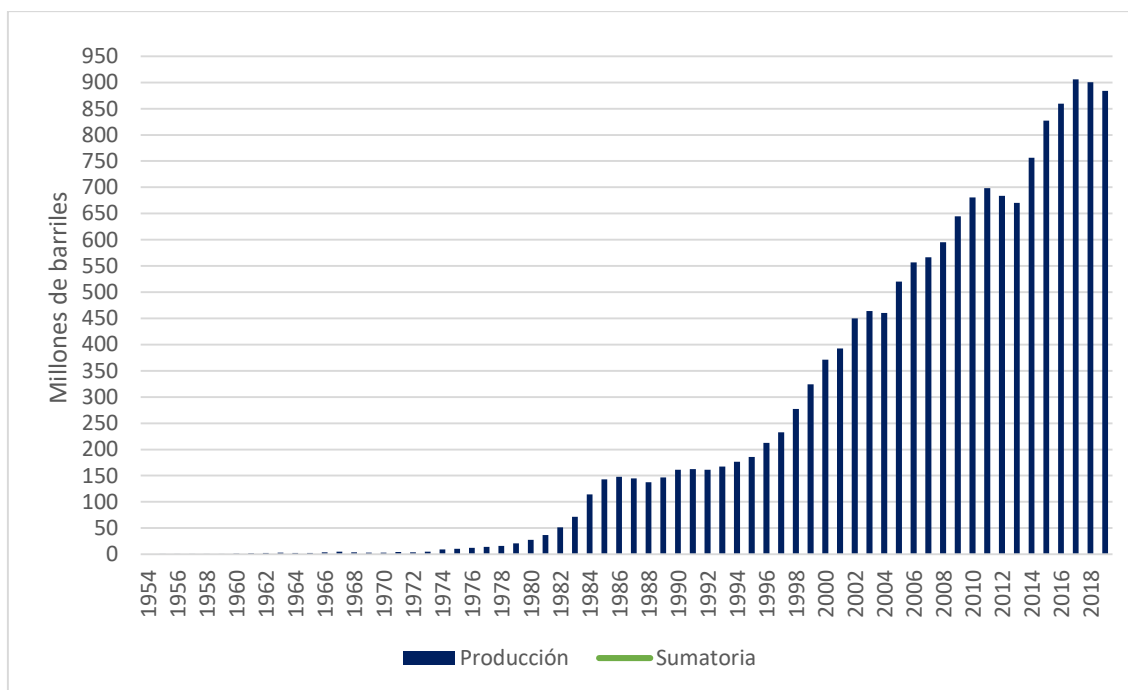


Figura 22 Producción total costa afuera de Brasil por año

El registro histórico obtenido abarca desde el año 1954 hasta el año 2019, en este lapso histórico se aprecia la inversión que sufrió la industria petrolera en Brasil así como el incremento de la producción, explicada por el descubrimiento y desarrollo del presal. Por 30 años, desde el año 1954 hasta 1984 se puede observar un comportamiento bajo, comparado con los registros de producción actuales, y ese cambio notorio que se puede apreciar a los finales de los años 80's es mayormente debido al cambio de mentalidad con respecto a la industria, ya que se veía mayor financiamiento y una ola expansionista no solo en Brasil sino en el mundo entero debido principalmente al alza de los precios del crudo por aquellos años y a la creciente demanda energética mundial.

Durante los 90's y a lo largo de los primeros años del nuevo siglo, la producción brasileña tuvo una curva positiva que era generada principalmente por un cambio del precio del barril en

constante aumento, lo que llevó a la producción brasileña ir a la par de los avances económicos y tecnológicos en el campo.

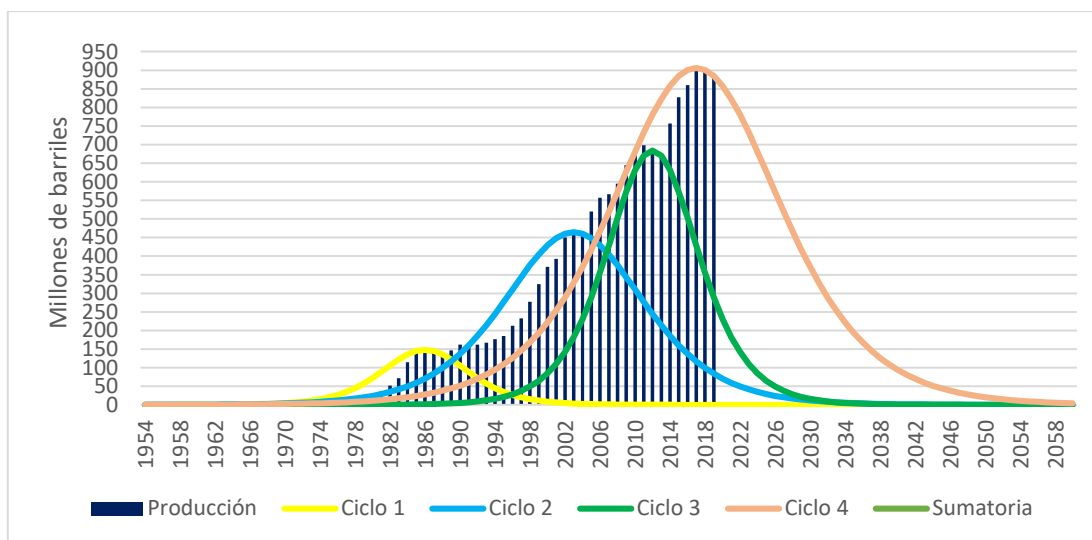


Figura 23 Ciclos para la producción total en costa afuera

Al inicio de la segunda década del siglo, la producción brasileña sufriría un revés en comparación con el marcado aumento constante que venía registrando, lo anteriormente expuesto puede explicarse debido a la caída vertiginosa del precio del barril a nivel mundial de más de 60 dólares en menos de 2 años.

Aunque lo más normal era que la producción se estancara y se mantuviera constante o en el peor caso esta disminuyera, sucedió lo contrario, y tan solo se necesitó un año más para que en el 2014 se lograra recuperar el nivel de producción y volver a generar un caudal que cada año viene en aumento.

4.4.2. Pronóstico

El pronóstico total se hizo teniendo en cuenta 4 picos de producción importantes dentro de la historia de la producción general de Brasil. El primer pico en 1986, marca la sacudida de la producción que desde 1954 hasta la fecha venía siendo casi constante. En el 2003, se presentó el segundo pico el cual muestra el camino que iba a seguir la producción en toda esa década, con un

incremento anual formando una curva ascendente y demostrando el poderío económico e inversionista del país. El tercer pico en 2012, marcó un punto muy alto en la producción, año en el cual se presentaron valores del precio del barril del crudo muy altos, reflejados en la altísima producción de la época. Por último, en el año 2017, se reflejaron las esperanzas que tiene la región en materia de inversión, ya que ésta no se dejó afectar gravemente a pesar de los valores negativos que tenía el barril de petróleo, esto se puede ver reflejado en la producción obtenida para el año 2019.

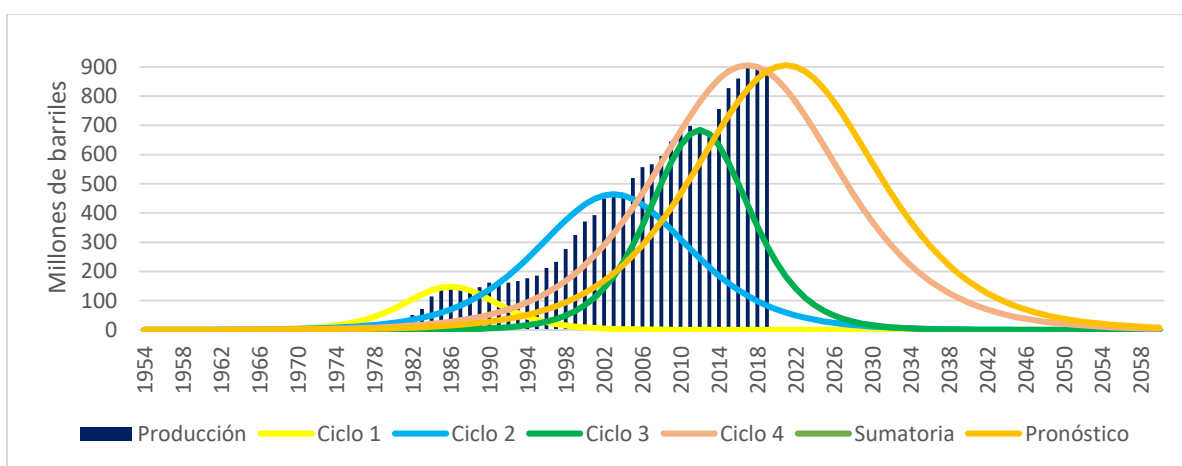


Figura 24 Pronóstico para producción total

4.4.3. Resultados

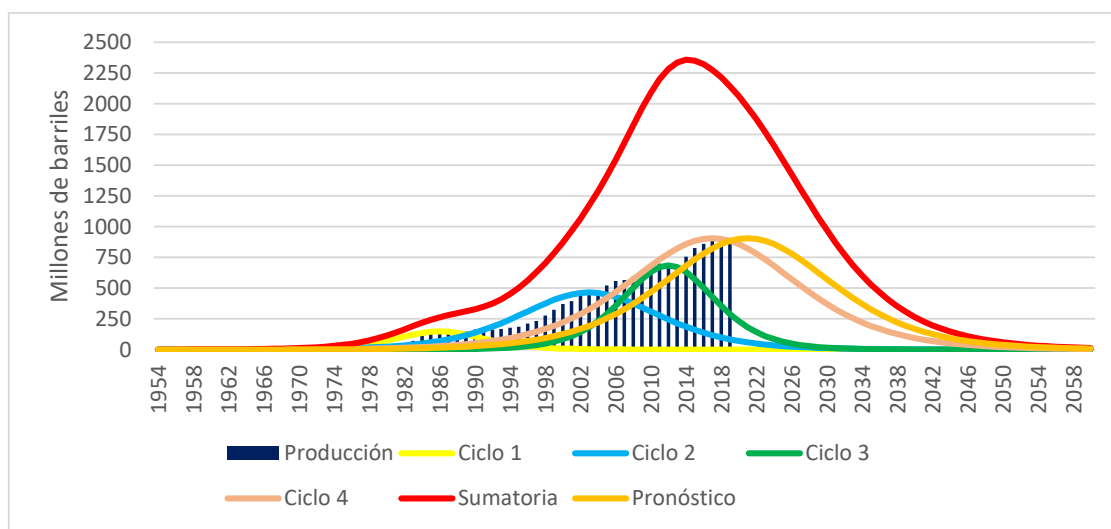


Figura 25 Sumatoria final

La capacidad de producción brasileña va en aumento y el pronóstico proporcionado por esta investigación para el año 2021, se acerca considerablemente a la cifra de producción de crudo real para este año.

Esto supone que, al no llegar a existir un contratiempo de la misma magnitud observada en el año 2012, es muy probable que la producción siga con esa curva en aumento, esto basándose en los registros históricos y en la evidencia de producción actual.

Es muy probable que este crecimiento económico sólido atraiga el interés de multinacionales, interesadas en invertir en investigaciones y exploraciones costa afuera, el mayor punto fuerte que tiene Brasil en su cadena de producción.

5. CONCLUSIONES

- ✓ Se pudo observar que la variante Multi-Hubbert es multifacética ya que se ajusta a una gran cantidad de escenarios y factores que pueden influir en el comportamiento de los datos analizados, en este caso se utilizó el método Multi-Hubbert con la variante Hubbert, ya que se ajustaba con los datos y el comportamiento de los campos.
- ✓ De acuerdo con el pronóstico de los datos totales el nuevo pico de producción histórico está estimado para el año 2021 y esto se refleja en los nuevos informes sobre producción en Brasil para el 2019, donde se manifiesta que la producción se ha mantenido, lo que otorga esperanzas de que esta aumente para los próximos años.
- ✓ Debido a la inyección de agua que se realizó a partir del año 2005 en los campos estudiados, se observó un aumento considerable en la producción anual de petróleo, por consiguiente, generó nuevos picos de producción, en los cuales se basó para la aplicación del método gráfico.
- ✓ El método gráfico es una gran herramienta para el pronóstico de producción, se tienen que verificar muchos factores para que este se cumpla, pero en condiciones óptimas puede dar resultados cercanos a la realidad, así como se pudo observar en la gráfica de datos totales donde el pronóstico fue casi idéntico al real.
- ✓ La definición de URR es fundamental para el modelo Multi-Hubbert, ya que define el pico de producción, el tiempo de pico de producción y el total de crudo producido bajo la curva Hubbert. Este factor de recuperación es significativamente importante y puede variar sustancialmente según las condiciones geológicas, la tecnología utilizada y los precios del petróleo.

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Evaluar una mayor cantidad de campos costa afuera en Brasil para observar mejor el comportamiento de la zona.
- ✓ Ejecutar estudios con distintos escenarios probabilísticos.
- ✓ Aplicar la misma metodología utilizada en el presente trabajo para países Price-taker como Colombia o México.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

¹AGUILERA, R. et al. Definitions and determination of oil and gas reserves. In: World Petroleum Congress, 14., (S.I.), 1994.

²CRONQUIST, Chapman. Estimation and Classification of Reserves of Crude oil, Natural Gas and Condensate. Richardson, Texas: SPE, 2001. 416 p.

³Fast, C.R., Holman, G.B., and Covlin, R.J. 1977. The Application of Massive Hydraulic Fracturing to the Tight Muddy "J" Formation, Wattenberg Field, Colorado

⁴George, C.J. and Stiles, L.H. 1978. Improved Techniques for Evaluating Carbonate Waterfloods in West Texas. J Pet Technol 30 (11):

⁵ Dake, L.P. 1978. Fundamentals of Reservoir Engineering. New York City: Elsevier Science Publisher.

⁶ Walsh, M.P. 1995. A Generalized Approach to Reservoir Material Balance Calculations. J Can Pet Technol 34 (1). PETSOC-95-01-07

⁷MK., Hubbert. Energy resources. A report to the committee on natural resources; national academy of sciences vol. 54, Washington, DC; National Research Council Publication, 1000-D 1962, p. 61-7.

⁸ MK., Hubbert. Nuclear Energy and the fossil fuels. In; Shell development company. Publication No. 95; June 1956, p. 1-40.

⁹ RK., Kaufmann. Oil production in the lower 48 states; reconciling curve fitting and econometric models. Resour Energy 1991;13;111-27,

¹⁰ JH., Laherrère, Multi-Hubbert modeling; July 1997.

¹¹ JH., Laherrère, 2000. Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert Curve. Oil Gas J.98

- ¹² Maggio G, Cacciola G, A variant of the Hubbert curve for world oil production forecasts. Energy Policy 2009;37;4761-70
- ¹³ Holland, S.P, 2006. Modeling Peak Oil. University of North Carolina Greensboro
- ¹⁴Reservas, recursos e Últimos Recursos Recuperáveis (URR): definições e aplicação no caso colombiano. En: XV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro: 2013b
- ¹⁵MAGGIO, G.; CACCIOLA, G. A variant of the Hubbert curve for world oil production forecasts. Energy Policy, v. 37, n. 11, p. 4761–4770, nov. 2009
- ¹⁶CHAVEZ-RODRIGUEZ, M. F.; SZKLO, A.; LUCENA, A. F. P. DE. Analysis of past and future oil production in Peru under a Hubbert approach. Energy Policy, v. 77, p. 140–151, fev. 2015.
- ¹⁷GONZÁLEZ, E.; SZKLO, A.; LUCENA, A. Uma aplicação do modelo Multi-Hubbert para a elaboração de cenários de produção de petróleo na Colômbia. En: XV CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA. Rio de Janeiro: 2013^a
- ¹⁸MCGLADE, C. E. A review of the uncertainties in estimates of global oil resources. Energy, v. 47, n. 1, p. 262–270, nov. 2012
- ¹⁹Knoema. (18 de 01 de 2019). *Knoema*. Obtenido de <https://knoema.com/vyronoe/cost-of-oil-production-by-country>
- ²⁰Agência Nacional do Petróleo, G. N. (10 de 11 de 2016). *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Obtenido de http://www.anp.gov.br/images/EXPLORACAO_E_PRODUCAO_DE_OLEO_E_GAS/Gestao_Contratos/Fase_Producao/Planos_Desenvolvimento/Sumario_Executivo_Externo_MARLIM-SUL.pdf

²¹Agência Nacional do Petróleo, G. N. (7 de 1 de 2013). *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Obtenido de

http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Roncador.pdf

²²Agência Nacional do Petróleo, G. N. (2016). *Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*. Obtenido de http://www.anp.gov.br/images/planos_desenvolvimento/Serra.pdf

²³Aplicación del modelo Multi-Hubbert para la elaboración de escenarios de producción de petróleo en Colombia - Esperanza González M., MSc1, Alexandre Szklo, DSc2, André Lucena DSc. 2015

8. ANEXOS

Tabla de precios del barril petróleo de cada mes desde 1946

AÑO	USD	1949	2.6	1952	2.6	1955	2.8
1946	1.2	1949	2.6	1952	2.6	1955	2.8
1946	1.2	1949	2.6	1952	2.6	1955	2.8
1946	1.2	1949	2.6	1952	2.6	1955	2.8
1946	1.3	1949	2.6	1952	2.6	1956	2.8
1946	1.3	1949	2.6	1952	2.6	1956	2.8
1946	1.3	1949	2.6	1952	2.6	1956	2.8
1946	1.3	1949	2.6	1953	2.6	1956	2.8
1946	1.5	1949	2.6	1953	2.6	1956	2.8
1946	1.5	1949	2.6	1953	2.6	1956	2.8
1946	1.5	1950	2.6	1953	2.6	1956	2.8
1946	1.5	1950	2.6	1953	2.6	1956	2.8
1946	1.6	1950	2.6	1953	2.8	1956	2.8
1947	1.6	1950	2.6	1953	2.8	1956	2.8
1947	1.6	1950	2.6	1953	2.8	1956	2.8
1947	1.6	1950	2.6	1953	2.8	1956	2.8
1947	1.9	1950	2.6	1953	2.8	1957	2.8
1947	1.9	1950	2.6	1953	2.8	1957	3.1
1947	1.9	1950	2.6	1953	2.8	1957	3.1
1947	1.9	1950	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1947	1.9	1950	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1947	1.9	1950	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1947	1.9	1951	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1947	2.1	1951	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1947	2.1	1951	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1954	2.8	1957	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1954	2.8	1957	3
1948	2.6	1951	2.6	1954	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1954	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1954	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1951	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1952	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1952	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1948	2.6	1952	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1949	2.6	1952	2.6	1955	2.8	1958	3.1
1949	2.6	1952	2.6	1955	2.8	1958	3

1958	3	1962	3	1966	2.9	1969	3.4
1959	3	1962	3	1966	2.9	1969	3.4
1959	3	1962	3	1966	2.9	1969	3.4
1959	3	1962	3	1966	2.9	1969	3.4
1959	3	1962	3	1966	2.9	1970	3.4
1959	3	1962	3	1966	2.9	1970	3.4
1959	3	1963	3	1966	2.9	1970	3.4
1959	3	1963	3	1966	3	1970	3.4
1959	3	1963	3	1966	3	1970	3.4
1959	3	1963	3	1966	3	1970	3.4
1959	3	1963	3	1966	3	1970	3.3
1959	3	1963	3	1967	3	1970	3.3
1959	3	1963	3	1967	3	1970	3.3
1960	3	1963	3	1967	3	1970	3.3
1960	3	1963	3	1967	3	1970	3.3
1960	3	1963	3	1967	3	1970	3.6
1960	3	1963	3	1967	3	1971	3.6
1960	3	1963	3	1967	3	1971	3.6
1960	3	1964	3	1967	3.1	1971	3.6
1960	3	1964	3	1967	3.1	1971	3.6
1960	3	1964	3	1967	3.1	1971	3.6
1960	3	1964	3	1967	3.1	1971	3.6
1960	3	1964	3	1967	3.1	1971	3.6
1960	3	1964	3	1968	3.1	1971	3.6
1960	3	1964	2.9	1968	3.1	1971	3.6
1961	3	1964	2.9	1968	3.1	1971	3.6
1961	3	1964	2.9	1968	3.1	1971	3.6
1961	3	1964	2.9	1968	3.1	1971	3.6
1961	3	1964	2.9	1968	3.1	1972	3.6
1961	3	1964	2.9	1968	3.1	1972	3.6
1961	3	1965	2.9	1968	3.1	1972	3.6
1961	3	1965	2.9	1968	3.1	1972	3.6
1961	3	1965	2.9	1968	3.1	1972	3.6
1961	3	1965	2.9	1968	3.1	1972	3.6
1961	3	1965	2.9	1969	3.1	1972	3.6
1961	3	1965	2.9	1969	3.1	1972	3.6
1962	3	1965	2.9	1969	3.3	1972	3.6
1962	3	1965	2.9	1969	3.4	1972	3.6
1962	3	1965	2.9	1969	3.4	1972	3.6
1962	3	1965	2.9	1969	3.4	1973	3.6
1962	3	1965	2.9	1969	3.4	1973	3.6
1962	3	1966	2.9	1969	3.4	1973	3.6

1973	3.6	1976	13.9	1980	39.5	1984	29.7
1973	3.6	1976	13.9	1980	39.5	1984	30.1
1973	3.6	1977	13.9	1980	38	1984	30.8
1973	3.6	1977	13.9	1980	36	1984	30.6
1973	4.3	1977	13.9	1980	36	1984	30.5
1973	4.3	1977	13.9	1980	36	1984	30
1973	4.3	1977	13.9	1980	37	1984	28.8
1973	4.3	1977	13.9	1981	38	1984	29.3
1973	4.3	1977	13.9	1981	38	1984	29.3
1974	10.1	1977	14.9	1981	38	1984	28.8
1974	10.1	1977	14.9	1981	38	1984	28.1
1974	10.1	1977	14.9	1981	38	1984	25.4
1974	10.1	1977	14.9	1981	36	1985	25.6
1974	10.1	1977	14.9	1981	36	1985	27.3
1974	10.1	1978	14.9	1981	36	1985	28.2
1974	10.1	1978	14.9	1981	36	1985	28.8
1974	10.1	1978	14.9	1981	35	1985	27.6
1974	10.1	1978	14.9	1981	36	1985	27.1
1974	11.2	1978	14.9	1981	35	1985	27.3
1974	11.2	1978	14.9	1982	33.9	1985	27.8
1974	11.2	1978	14.9	1982	31.6	1985	28.3
1975	11.2	1978	14.9	1982	28.5	1985	29.5
1975	11.2	1978	14.9	1982	33.5	1985	30.8
1975	11.2	1978	14.9	1982	35.9	1985	27.2
1975	11.2	1978	14.9	1982	35.1	1986	22.9
1975	11.2	1978	14.9	1982	34.2	1986	15.4
1975	11.2	1979	14.9	1982	34	1986	12.6
1975	11.2	1979	15.9	1982	35.6	1986	12.8
1975	11.2	1979	15.9	1982	35.7	1986	15.4
1975	11.2	1979	15.9	1982	34.2	1986	13.5
1975	11.2	1979	18.1	1982	31.7	1986	11.6
1975	11.2	1979	19.1	1983	31.2	1986	15.1
1975	11.2	1979	21.8	1983	29	1986	14.9
1976	11.2	1979	26.5	1983	28.8	1986	14.9
1976	12	1979	28.5	1983	30.6	1986	15.2
1976	12.1	1979	29	1983	30	1986	16.1
1976	12.2	1979	31	1983	31	1987	18.7
1976	12.2	1979	32.5	1983	31.7	1987	17.7
1976	12.2	1980	32.5	1983	31.9	1987	18.3
1976	12.2	1980	37	1983	31.1	1987	18.6
1976	12.2	1980	38	1983	30.4	1987	19.4
1976	13.9	1980	39.5	1983	29.8	1987	20
1976	13.9	1980	39.5	1983	29.2	1987	21.4

1987	20.3	1991	19.9	1994	17.7	1998	14.9
1987	19.5	1991	20.8	1994	18.1	1998	13.7
1987	19.8	1991	21.2	1994	17.2	1998	14.1
1987	18.9	1991	20.2	1995	18	1998	13.4
1987	17.2	1991	21.4	1995	18.5	1998	15
1988	17.2	1991	21.7	1995	18.6	1998	14.4
1988	16.8	1991	21.9	1995	19.9	1998	12.9
1988	16.2	1991	23.2	1995	19.7	1998	11.3
1988	17.9	1991	22.5	1995	18.4	1999	12.5
1988	17.4	1991	19.5	1995	17.3	1999	12
1988	16.5	1992	18.8	1995	18	1999	14.7
1988	15.5	1992	19	1995	18.2	1999	17.3
1988	15.5	1992	18.9	1995	17.4	1999	17.8
1988	14.5	1992	20.2	1995	18	1999	17.9
1988	13.8	1992	20.9	1995	19	1999	20.1
1988	14	1992	22.4	1996	18.9	1999	21.3
1988	16.3	1992	21.8	1996	19.1	1999	23.9
1989	18	1992	21.4	1996	21.4	1999	22.6
1989	17.8	1992	21.9	1996	23.6	1999	25
1989	19.4	1992	21.7	1996	21.3	1999	26.1
1989	21	1992	20.3	1996	20.5	2000	27.2
1989	20	1992	19.4	1996	21.3	2000	29.4
1989	20	1993	19.1	1996	22	2000	29.9
1989	19.6	1993	20.1	1996	24	2000	25.7
1989	18.5	1993	20.3	1996	24.9	2000	28.8
1989	19.6	1993	20.3	1996	23.7	2000	31.8
1989	20.1	1993	19.9	1996	25.4	2000	29.8
1989	19.8	1993	19.1	1997	25.2	2000	31.2
1989	21.1	1993	17.9	1997	22.2	2000	33.9
1990	22.6	1993	18	1997	21	2000	33.1
1990	22.1	1993	17.5	1997	19.7	2000	34.4
1990	20.4	1993	18.1	1997	20.8	2000	28.5
1990	18.6	1993	16.7	1997	19.2	2001	29.6
1990	18.2	1993	14.5	1997	19.6	2001	29.6
1990	16.9	1994	15	1997	19.9	2001	27.2
1990	18.6	1994	14.8	1997	19.8	2001	27.4
1990	27.2	1994	14.7	1997	21.3	2001	28.6
1990	33.7	1994	16.4	1997	20.2	2001	27.6
1990	35.9	1994	17.9	1997	18.3	2001	26.5
1990	32.3	1994	19.1	1998	16.7	2001	27.5
1990	27.3	1994	19.7	1998	16.1	2001	25.9
1991	25	1994	18.4	1998	15	2001	22.2
1991	20.5	1994	17.5	1998	15.4	2001	19.7

2001	19.3	2005	58.7	2009	39.16	2012	94.72
2002	19.7	2005	65	2009	47.98	2012	89.57
2002	20.7	2005	65.6	2009	49.79	2012	86.66
2002	24.4	2005	62.4	2009	59.16	2012	88.25
2002	26.3	2005	58.3	2009	69.68	2013	94.69
2002	27	2005	59.4	2009	64.09	2013	95.32
2002	25.5	2006	65.5	2009	71.06	2013	93.05
2002	26.9	2006	61.6	2009	69.46	2013	92.07
2002	28.4	2006	62.9	2009	75.82	2013	94.8
2002	29.7	2006	69.7	2009	78.08	2013	95.8
2002	28.9	2006	70.9	2009	74.3	2013	104.67
2002	26.3	2006	71	2010	78.22	2013	106.57
2002	29.4	2006	74.4	2010	76.42	2013	106.29
2003	32.9	2006	73.1	2010	81.24	2013	100.54
2003	35.9	2006	63.9	2010	84.48	2013	93.86
2003	33.6	2006	58.9	2010	73.84	2013	97.63
2003	28.3	2006	59.4	2010	75.35	2014	94.62
2003	28.1	2006	62	2010	76.37	2014	100.82
2003	30.7	2007	54.6	2010	76.82	2014	100.8
2003	30.8	2007	59.3	2010	75.31	2014	102.07
2003	31.6	2007	60.6	2010	81.9	2014	102.18
2003	28.3	2007	64	2010	84.14	2014	105.79
2003	30.3	2007	63.5	2010	89.04	2014	103.59
2003	31.1	2007	67.5	2011	89.42	2014	96.54
2003	32.2	2007	74.2	2011	89.58	2014	93.21
2004	34.3	2007	72.4	2011	102.94	2014	84.4
2004	34.7	2007	79.9	2011	110.04	2014	75.79
2004	36.8	2007	86.2	2011	101.33	2014	59.29
2004	36.7	2007	94.6	2011	96.29	2015	47.22
2004	40.3	2007	91.7	2011	97.19	2015	50.58
2004	38	2008	93	2011	86.33	2015	47.82
2004	40.7	2008	95.4	2011	85.61	2015	54.5
2004	44.9	2008	105.6	2011	86.41	2015	59.27
2004	46	2008	112.6	2011	97.21	2015	59.82
2004	53.1	2008	125.4	2011	98.57	2015	50.9
2004	48.5	2008	133.9	2012	100.24	2015	42.9
2004	43.3	2008	133.4	2012	102.25	2015	45.48
2004	46.8	2008	116.6	2012	106.19	2015	46.22
2005	48	2008	103.9	2012	103.33	2015	42.44
2005	54.3	2008	76.7	2012	94.7	2015	37.21
2005	53	2008	57.4	2012	82.41	2016	31.68
2005	49.8	2008	41	2012	87.93	2016	30.32
2005	56.3	2009	41.74	2012	94.16	2016	37.55

2016	40.75	2017	52.5	2017	51.58	2018	73.25
2016	46.71	2017	53.47	2017	56.64	2018	72.28
2016	48.76	2017	49.33	2017	57.88	2018	77.18
2016	44.65	2017	51.06	2018	63.7	2018	79.58
2016	44.72	2017	48.48	2018	62.23	2018	65.33
2016	45.18	2017	45.18	2018	62.73	2018	56.94
2016	49.78	2017	46.63	2018	66.25		
2016	45.66	2017	48.04	2018	74.12		
2016	51.97	2017	49.82	2018	73		

Tabla de datos de producción diaria promedio en Brasil en campos costa afuera por año¹⁶

Año	Mbb/d promedio	1975	0.02836567	1998	0.7593201
		1976	0.03360328	1999	0.88913825
1954	3.8428E-07	1977	0.03955321	2000	1.01634121
1955	0.00015195	1978	0.04419216	2001	1.07590975
1956	0.00025657	1979	0.05739927	2002	1.23334765
1957	0.00077479	1980	0.07489966	2003	1.27209841
1958	0.00126255	1981	0.10008347	2004	1.2609736
1959	0.00135571	1982	0.14110688	2005	1.42520511
1960	0.0030952	1983	0.19665606	2006	1.52517497
1961	0.00577942	1984	0.31311488	2007	1.55304344
1962	0.00763019	1985	0.39161919	2008	1.63065578
1963	0.00842291	1986	0.40587061	2009	1.76686875
1964	0.00746635	1987	0.39681055	2010	1.86567935
1965	0.00769496	1988	0.37589451	2011	1.91273042
1966	0.00999407	1989	0.40088738	2012	1.87408016
1967	0.01322747	1990	0.44259971	2013	1.83669503
1968	0.0105534	1991	0.4446724	2014	2.07211881
1969	0.00903252	1992	0.44263125	2015	2.26605381
1970	0.008539	1993	0.4589342	2016	2.35557147
1971	0.01151601	1994	0.48425746	2017	2.48234149
1972	0.01044646	1995	0.50840372	2018	2.46723501
1973	0.01454711	1996	0.58214959		
1974	0.02533016	1997	0.63745524		

Tabla de datos producción Marlim Sul

Año	CICLO 1	CICLO 2	PRONOSTICO	CICLO 1+2+PRONOSTICO
1994	1,34631162	1,70623635	0,043300142	3,095848111

1995	2,17768956	2,31229175	0,058843947	4,548825258
1996	3,50960402	3,13042639	0,079965566	6,719995977
1997	5,6229223	4,23219095	0,108664809	9,963778056
1998	8,92423638	5,71106555	0,147656995	14,78295892
1999	13,9537134	7,68734458	0,200627685	21,8416857
2000	21,3148263	10,3125263	0,272577051	31,89992966
2001	31,4233164	13,7715148	0,3702845	45,56511568
2002	43,9725201	18,2795634	0,502933876	62,75501738
2003	57,2255965	24,0689621	0,68295166	81,97751017
2004	67,7951969	31,3583443	0,927125018	100,0806662
2005	71,8913391	40,2963802	1,258082606	113,4458019
2006	67,7951969	50,8742865	1,706236354	120,3757198
2007	57,2255965	62,8123488	2,312291748	122,350237
2008	43,9725201	75,4482029	3,130426388	122,5511494
2009	31,4233164	87,6853668	4,232190951	123,3408741
2010	21,3148263	98,0795111	5,711065545	125,105403
2011	13,9537134	105,112021	7,68734458	126,7530794
2012	8,92423638	107,605021	10,31252629	126,8417835
2013	5,6229223	105,112021	13,77151481	124,5064585
2014	3,50960402	98,0795111	18,27956338	119,8686785
2015	2,17768956	87,6853668	24,06896205	113,9320184
2016	1,34631162	75,4482029	31,35834427	108,1528588
2017	0,83044903	62,8123488	40,29638019	103,939178
2018	0,51153384	50,8742865	50,87428648	102,2601068
2019	0,31482008	40,2963802	62,81234877	103,423549
2020	0,19365143	31,3583443	75,4482029	107,0001986
2021	0,11907967	24,0689621	87,68536675	111,8734085
2022	0,07320953	18,2795634	98,07951112	116,432284
2023	0,04500328	13,7715148	105,1120214	118,9285395
2024	0,02766227	10,3125263	107,6050208	117,9452094
2025	0,01700245	7,68734458	105,1120214	112,8163684
2026	0,01045015	5,71106555	98,07951112	103,8010268
2027	0,00642282	4,23219095	87,68536675	91,92398053
2028	0,00394752	3,13042639	75,4482029	78,58257681
2029	0,00242617	2,31229175	62,81234877	65,12706669
2030	0,00149113	1,70623635	50,87428648	52,58201397
2031	0,00091645	1,25808261	40,29638019	41,55537924
2032	0,00056325	0,92712502	31,35834427	32,28603254
2033	0,00034617	0,68295166	24,06896205	24,75225989
2034	0,00021276	0,50293388	18,27956338	18,78271001
2035	0,00013076	0,3702845	13,77151481	14,14193007
2036	8,0365E-05	0,27257705	10,31252629	10,5851837
2037	4,9392E-05	0,20062769	7,68734458	7,888021658

2038	3,0356E-05	0,147657	5,711065545	5,858752897
2039	1,8657E-05	0,10866481	4,232190951	4,340874418
2040	1,1467E-05	0,07996557	3,130426388	3,210403421

Tabla de datos producción Roncador

Año	Ciclo 1	Ciclo 2	PRONOSTICO	CICLO 1+2+PRONOSTICO
2000	3,92776393	0,00205635	1,45533E-05	3,929834828
2001	6,66678549	0,00469298	3,32138E-05	6,671511677
2002	11,2288027	0,01071011	7,5801E-05	11,23958861
2003	18,6684613	0,02444139	0,000172994	18,69307573
2004	30,3755213	0,05577332	0,000394809	30,43168945
2005	47,7266048	0,12724935	0,000901037	47,85475519
2006	71,0012971	0,29021611	0,002056349	71,29356961
2007	97,4314463	0,66132575	0,004692977	98,09746505
2008	119,772391	1,50404854	0,010710113	121,2871493
2009	128,719651	3,40550889	0,024441393	132,1496015
2010	119,772391	7,63390596	0,055773323	127,4620699
2011	97,4314463	16,7331861	0,127249354	114,2918818
2012	71,0012971	34,9314788	0,29021611	106,2229921
2013	47,7266048	65,945464	0,661325747	114,3333946
2014	30,3755213	103,387548	1,504048537	135,267118
2015	18,6684613	122,007256	3,405508889	144,0812266
2016	11,2288027	103,387548	7,633905955	122,2502568
2017	6,66678549	65,945464	16,73318609	89,34543559
2018	3,92776393	34,9314788	34,93147882	73,79072158
2019	2,30354449	16,7331861	65,94546402	84,98219459
2020	1,34737171	7,63390596	103,3875482	112,3688259
2021	0,78686336	3,40550889	122,0072564	126,1996286
2022	0,4591078	1,50404854	103,3875482	105,3507045
2023	0,26773097	0,66132575	65,94546402	66,87452074
2024	0,15608013	0,29021611	34,93147882	35,37777506
2025	0,09097414	0,12724935	16,73318609	16,95140958
2026	0,05302033	0,05577332	7,633905955	7,742699605
2027	0,0308987	0,02444139	3,405508889	3,460848977
2028	0,01800621	0,01071011	1,504048537	1,53276486
2029	0,0104929	0,00469298	0,661325747	0,676511621
2030	0,00611453	0,00205635	0,29021611	0,29838699

Tabla de datos producción Serra

Año	Pro MBbl/año	CICLO 1	CICLO 2	CICLO 3	CICLO4	PRONOSTIC O	CICLO 1+2+3+4+PRONOSTIC O
1997	0.02088532	0.07023412	0.06321547	0.00095307	0.020736368	0.000243167	0.15538219
1998	0.39307605	0.1866494	0.11182115	0.00210946	0.029951798	0.000352422	0.33088422
1999	1.0158107	0.45154724	0.19557304	0.00466674	0.043196672	0.000510755	0.69549445
2000	1.05661899	0.876548	0.33536286	0.01031348	0.06216156	0.000740204	1.2851261
2001	1.13229799	1.13229799	0.55598274	0.02274049	0.089169935	0.001072689	1.80126384
2002	0.876548	0.876548	0.87184106	0.04988816	0.127333642	0.001554435	1.9271653
2003	0.84332271	0.45154724	1.25373399	0.10823884	0.180656452	0.002252355	1.99642888
2004	1.61698375	0.1866494	1.59364459	0.22927768	0.253964805	0.003263257	2.26679973
2005	1.73388579	0.07023412	1.73388579	0.46178688	0.352443372	0.004727085	2.62307725
2006	1.59364459	0.02549709	1.59364459	0.84132723	0.480438143	0.006845906	2.94775296
2007	1.27923557	0.00913577	1.25373399	1.28144305	0.639166631	0.009910987	3.19339043
2008	1.49474662	0.00325805	0.87184106	1.49474662	0.823293392	0.014341135	3.20748026
2009	1.29952776	0.00115995	0.55598274	1.28144305	1.017319567	0.020736368	2.87664168
2010	1.28144305	0.00041273	0.33536286	0.84132723	1.194332951	0.029951798	2.40138756
2011	1.3555966	0.00014682	0.19557304	0.46178688	1.32052708	0.043196672	2.0212305
2012	1.36652038	5.2227E-05	0.11182115	0.22927768	1.366520376	0.06216156	1.76983299
2013	1.36176838	1.8577E-05	0.06321547	0.10823884	1.32052708	0.089169935	1.5811699
2014	1.32052708	6.6079E-06	0.03550916	0.04988816	1.194332951	0.127333642	1.40707053
2015	1.24613042	2.3504E-06	0.01987438	0.02274049	1.017319567	0.180656452	1.24059323
2016	1.09207486	8.3604E-07	0.01110123	0.01031348	0.823293392	0.253964805	1.09867374
2017	0.745405	2.9738E-07	0.00619383	0.00466674	0.639166631	0.352443372	1.00247087
2018	0.60298074	1.0578E-07	0.00345362	0.00210946	0.480438143	0.480438143	0.96643947
2019		3.7624E-08	0.00192503	0.00095307	0.352443372	0.639166631	0.99448814
2020		1.3383E-08	0.00107279	0.00043051	0.253964805	0.823293392	1.07876151
2021		4.7602E-09	0.00059779	0.00019445	0.180656452	1.017319567	1.19876826
2022		1.6932E-09	0.00033308	8.7822E-05	0.127333642	1.194332951	1.3220875
2023		6.0226E-10	0.00018558	3.9664E-05	0.089169935	1.32052708	1.40992226
2024		2.1422E-10	0.0001034	1.7914E-05	0.06216156	1.366520376	1.42880325
2025		7.6199E-11	5.761E-05	8.0904E-06	0.043196672	1.32052708	1.36378945
2026		2.7104E-11	3.2098E-05	3.6539E-06	0.029951798	1.194332951	1.2243205

2027	9.6407E-12	1.7883E-05	1.6502E-06	0.020736368	1.017319567	1.03807547
2028	3.4292E-12	9.9637E-06	7.4529E-07	0.014341135	0.823293392	0.83764524
2029	1.2197E-12	5.5512E-06	3.366E-07	0.009910987	0.639166631	0.64908351
2030	4.3386E-13	3.0929E-06	1.5202E-07	0.006845906	0.480438143	0.48728729
2031	1.5432E-13	1.7232E-06	6.8657E-08	0.004727085	0.352443372	0.35717225
2032	5.4892E-14	9.6007E-07	3.1008E-08	0.003263257	0.253964805	0.25722905
2033	1.9525E-14	5.349E-07	1.4004E-08	0.002252355	0.180656452	0.18290936
2034	6.945E-15	2.9802E-07	6.3247E-09	0.001554435	0.127333642	0.12888838
2035	2.4703E-15	1.6604E-07	2.8564E-09	0.001072689	0.089169935	0.09024279
2036	8.7868E-16	9.251E-08	1.2901E-09	0.000740204	0.06216156	0.06290186
2037	3.1254E-16	5.1542E-08	5.8263E-10	0.000510755	0.043196672	0.04370748
2038	1.1117E-16	2.8717E-08	2.6313E-10	0.000352422	0.029951798	0.03030425
2039	3.9543E-17	1.5999E-08	1.1884E-10	0.000243167	0.020736368	0.02097955
2040	1.4065E-17	8.9141E-09	5.3672E-11	0.00016778	0.014341135	0.01450892

Tabla de datos totales

Año	Mbbl/año	CICLO 1	CICLO 2	CICLO 3	CICLO 4	PRONOSTIC O	CICLO 1+2+3+4+PRONOSTIC O
1954	0.00014026	0.03878037	0.18923417	0.00018788	0.191283928	0.102355958	0.52184231
1955	0.05546355	0.05240156	0.22826867	0.00024968	0.223649222	0.119675608	0.62424474
1956	0.09364962	0.0708059	0.27535267	0.00033181	0.261489942	0.13992569	0.74790602
1957	0.28279806	0.09567209	0.33214501	0.00044095	0.305732107	0.16360194	0.8975921
1958	0.46083241	0.12926716	0.40064589	0.000586	0.357458244	0.191283928	1.07924122
1959	0.49483512	0.17465212	0.48326688	0.00077876	0.417933791	0.223649222	1.30028077
1960	1.12974684	0.23595879	0.58291523	0.00103492	0.48863796	0.261489942	1.57003683
1961	2.10948862	0.31876223	0.70309522	0.00137534	0.571299771	0.305732107	1.90026467
1962	2.78502056	0.43058101	0.84803014	0.00182774	0.667940142	0.357458244	2.30583728
1963	3.07436191	0.58154759	1.02280875	0.00242895	0.78092103	0.417933791	2.80564012
1964	2.72521642	0.78530398	1.23356121	0.00322792	0.913002799	0.48863796	3.42373387
1965	2.80866145	1.06019368	1.48767002	0.00428971	1.067411163	0.571299771	4.19086434
1966	3.64783665	1.43083881	1.79402284	0.00570074	1.247915291	0.667940142	5.14641783
1967	4.82802652	1.93021055	2.16331478	0.00757592	1.458918889	0.78092103	6.34094117
1968	3.85199195	2.60231762	2.60840944	0.01006791	1.705566374	0.913002799	7.83936413

1969	3.29686962	3.50564243	3.14476908	0.01337959	1.99386657	1.067411163	9.72506883
1970	3.11673574	4.71743322	3.79096574	0.01778058	2.330836742	1.247915291	12.1049316
1971	4.20334329	6.33888122	4.56928656	0.02362917	2.724670175	1.458918889	15.115386
1972	3.81295927	8.5010251	5.50644775	0.03140151	3.184930997	1.705566374	18.9293717
1973	5.30969392	11.370844	6.63443245	0.04173032	3.722780437	1.99386657	23.7636538
1974	9.24550703	15.1563012	7.9914676	0.05545643	4.351239291	2.330836742	29.8853012
1975	10.3534679	20.1079202	9.62315385	0.07369714	5.085491958	2.724670175	37.6149333
1976	12.265196	26.5126663	11.5837589	0.09793715	5.943238063	3.184930997	47.3225314
1977	14.4369204	34.6734977	13.9376782	0.13014927	6.945098307	3.722780437	59.409204
1978	16.1301374	44.8655027	16.7610554	0.17295482	8.115081839	4.351239291	74.2658341
1979	20.9507332	57.2587646	20.1435361	0.22983656	9.481122959	5.085491958	92.1987522
1980	27.3383767	71.8025445	24.1901007	0.30542151	11.07569543	5.943238063	113.317
1981	36.5304675	88.0802067	29.0228796	0.40585625	12.9365128	6.945098307	137.390554
1982	51.5040126	105.173151	34.7827941	0.5393049	15.10732286	8.115081839	163.717654
1983	71.7794604	121.608761	41.6307819	0.71660949	17.63880377	9.481122959	191.07608
1984	114.286932	135.48644	49.7482571	0.95216503	20.58956727	11.07569543	217.852125
1985	142.941006	144.835851	59.3363077	1.26507794	24.02727197	12.9365128	242.401021
1986	148.142771	148.142771	70.612963	1.68069786	28.02984454	15.10732286	263.573599
1987	144.835851	144.835851	83.8076654	2.23263932	32.68679987	17.63880377	281.201759
1988	137.201495	135.48644	99.1518893	2.96544443	38.10064078	20.58956727	296.293981
1989	146.323894	121.608761	116.864711	3.9380785	44.38830349	24.02727197	310.827126
1990	161.548894	105.173151	137.132121	5.22850068	51.68259465	28.02984454	327.246212
1991	162.305426	88.0802067	160.079133	6.93960648	60.1335391	32.68679987	347.919285
1992	161.560405	71.8025445	185.734392	9.20689468	69.90952141	38.10064078	374.753994
1993	167.510984	57.2587646	213.988277	12.2082546	81.19805858	44.38830349	409.041659
1994	176.753973	44.8655027	244.547456	16.1762742	94.20598355	51.68259465	451.477811
1995	185.567357	34.6734977	276.891528	21.4133901	109.1587491	60.1335391	502.270704
1996	212.484601	26.5126663	310.240411	28.3099487	126.29848	69.90952141	561.271028
1997	232.671163	20.1079202	343.54364	37.3646864	145.8803126	81.19805858	628.094618
1998	277.151835	15.1563012	375.503564	49.2060388	168.1664675	94.20598355	702.238355
1999	324.535463	11.370844	404.641976	64.610725	193.4174257	109.1587491	783.199719
2000	370.964543	8.5010251	429.412972	84.5128	221.8795333	126.29848	870.60481
2001	392.70706	6.33888122	448.354095	109.991413	253.7683802	145.8803126	964.333082
2002	450.171892	4.71743322	460.255363	142.218753	289.2474336	168.1664675	1064.60545
2003	464.315919	3.50564243	464.315919	182.342079	328.4016991	193.4174257	1171.98277

2004	460.255363	2.60231762	460.255363	231.268693	371.2067009	221.8795333	1287.21261
2005	520.199866	1.93021055	448.354095	289.327601	417.4938594	253.7683802	1410.87415
2006	556.688866	1.43083881	429.412972	355.808977	466.9144152	289.2474336	1542.81464
2007	566.860857	1.06019368	404.641976	428.445908	518.9053641	328.4016991	1681.45514
2008	595.18936	0.78530398	375.503564	503.003993	572.6622697	371.2067009	1823.16183
2009	644.907094	0.58154759	343.54364	573.247941	627.1250335	417.4938594	1961.99202
2010	680.972962	0.43058101	310.240411	631.571162	680.9833198	466.9144152	2090.13989
2011	698.146604	0.31876223	276.891528	670.393685	732.7078475	518.9053641	2199.21719
2012	684.03926	0.23595879	244.547456	684.03926	780.6117451	572.6622697	2282.09669
2013	670.393685	0.17465212	213.988277	670.393685	822.9424034	627.1250335	2334.62405
2014	756.323365	0.12926716	185.734392	631.571162	857.9990229	680.9833198	2356.41716
2015	827.10964	0.09567209	160.079133	573.247941	884.2651945	732.7078475	2350.39579
2016	859.783585	0.0708059	137.132121	503.003993	900.5407778	780.6117451	2321.35944
2017	906.054642	0.05240156	116.864711	428.445908	906.0546421	822.9424034	2274.36007
2018	900.540778	0.03878037	99.1518893	355.808977	900.5407778	857.9990229	2213.53945
2019	884.187792	0.02869951	83.8076654	289.327601	884.2651945	884.2651945	2141.69436
2020		0.02123896	70.612963	231.268693	857.9990229	900.5407778	2060.4427
2021		0.0157177	59.3363077	182.342079	822.9424034	906.0546421	1970.69115
2022		0.01163169	49.7482571	142.218753	780.6117451	900.5407778	1873.13116
2023		0.00860786	41.6307819	109.991413	732.7078475	884.2651945	1768.60384
2024		0.0063701	34.7827941	84.5128	680.9833198	857.9990229	1658.28431
2025		0.00471407	29.0228796	64.610725	627.1250335	822.9424034	1543.70576
2026		0.00348856	24.1901007	49.2060388	572.6622697	780.6117451	1426.67364
2027		0.00258164	20.1435361	37.3646864	518.9053641	732.7078475	1309.12402
2028		0.00191048	16.7610554	28.3099487	466.9144152	680.9833198	1192.97065
2029		0.00141381	13.9376782	21.4133901	417.4938594	627.1250335	1079.97138
2030		0.00104626	11.5837589	16.1762742	371.2067009	572.6622697	971.63005
2031		0.00077426	9.62315385	12.2082546	328.4016991	518.9053641	869.139246
2032		0.00057298	7.9914676	9.20689468	289.2474336	466.9144152	773.360784
2033		0.00042402	6.63443245	6.93960648	253.7683802	417.4938594	684.836703
2034		0.00031379	5.50644775	5.22850068	221.8795333	371.2067009	603.821496
2035		0.00023221	4.56928656	3.9380785	193.4174257	328.4016991	530.326722
2036		0.00017184	3.79096574	2.96544443	168.1664675	289.2474336	464.170483
2037		0.00012717	3.14476908	2.23263932	145.8803126	253.7683802	405.026228
2038		9.4107E-05	2.60840944	1.68069786	126.29848	221.8795333	352.467215

2039	6.9642E-05	2.16331478	1.26507794	109.1587491	193.4174257	306.004637
2040	5.1537E-05	1.79402284	0.95216503	94.20598355	168.1664675	265.11869
2041	3.8139E-05	1.48767002	0.71660949	81.19805858	145.8803126	229.282689
2042	2.8224E-05	1.23356121	0.5393049	69.90952141	126.29848	197.980896
2043	2.0886E-05	1.02280875	0.40585625	60.1335391	109.1587491	170.720974
2044	1.5456E-05	0.84803014	0.30542151	51.68259465	94.20598355	147.042045
2045	1.1438E-05	0.70309522	0.22983656	44.38830349	81.19805858	126.519305
2046	8.4646E-06	0.58291523	0.17295482	38.10064078	69.90952141	108.766041
2047	6.264E-06	0.48326688	0.13014927	32.68679987	60.1335391	93.4337614
2048	4.6356E-06	0.40064589	0.09793715	28.02984454	51.68259465	80.2110269
2049	3.4304E-06	0.33214501	0.07369714	24.02727197	44.38830349	68.821421
2050	2.5386E-06	0.27535267	0.05545643	20.58956727	38.10064078	59.0210197
2051	1.8786E-06	0.22826867	0.04173032	17.63880377	32.68679987	50.5956045
2052	1.3902E-06	0.18923417	0.03140151	15.10732286	28.02984454	43.3578045
2053	1.0288E-06	0.15687354	0.02362917	12.9365128	24.02727197	37.1442885
2054	7.6136E-07	0.13004607	0.01778058	11.07569543	20.58956727	31.8130901
2055	5.6342E-07	0.10780592	0.01337959	9.481122959	17.63880377	27.2411128
2056	4.1695E-07	0.08936887	0.01006791	8.115081839	15.10732286	23.3218419
2057	3.0855E-07	0.07408468	0.00757592	6.945098307	12.9365128	19.963272
2058	2.2834E-07	0.06141427	0.00570074	5.943238063	11.07569543	17.0860487
2059	1.6898E-07	0.05091072	0.00428971	5.085491958	9.481122959	14.6218155
2060	1.2505E-07	0.04220348	0.00322792	4.351239291	8.115081839	12.5117527