



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Contribución para la
planeación energética de
México. Escenarios de
producción de petróleo.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Miguel Angel Gallegos Ortega

DIRECTOR DE TESIS

M. en C. José Luis Lezama Campos



FI-DICT

Coordinación de la Carrera
de Ingeniería Petrolera

M. Berenice Arriaga Martínez Cabezas
berenicearriaga@unam.mx

Sello digital por
emergencia sanitaria



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA
COMITÉ DE TITULACIÓN

OFICIO: IP/COR/FEX3/070223/003

ASUNTO: **Solicitud de Jurado Para Examen Profesional**

DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

Por medio del presente, el alumno **GALLEGOS ORTEGA MIGUEL ANGEL** registrado en esta facultad con el número de cuenta **097368281** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA** e inscrito en la modalidad de titulación denominada:

TITULACIÓN MEDIANTE TESIS O TESINA Y EXAMEN PROFESIONAL

quien cumpliendo los requisitos de egreso de su plan de estudios necesarios para realizar sus trámites de examen profesional, presentó como trabajo escrito la **TESIS** con el siguiente título:

CONTRIBUCIÓN PARA LA PLANEACIÓN ENERGÉTICA DE MÉXICO. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

solicita atentamente se sirva autorizar la programación de su examen profesional con el siguiente jurado, **que ha sido previamente validado como personal académico activo de la UNAM y sin goce de periodo sabático.**

ASIGNACIÓN	NOMBRE
PRESIDENTE:	DRA. IRMA DEL CARMEN GLINZ FÉREZ
VOCAL:	M.C. JOSÉ LUIS LEZAMA CAMPOS
SECRETARIO:	DR. RICARDO JOSÉ PADILLA Y SÁNCHEZ
1ER. SUPLENTE:	M.C. ULISES NERI FLORES
2DO. SUPLENTE:	ING. SLIM SANTILLÁN HERNÁNDEZ

Atentamente,
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Ciudad Universitaria, Cd. Mx. a 7 de febrero de 2023.
EL PRESIDENTE DEL COMITÉ


DR. ENRIQUE ALEJANDRO GONZÁLEZ TORRES



El interesado deberá acudir dentro de los 15 días hábiles siguientes a la fecha del presente, a entregar la documentación necesaria para el examen, título y cédula, de acuerdo a los términos e indicaciones del instructivo correspondiente. De lo contrario, deberá obtener un refrendo del presente oficio por parte de este Comité de Titulación.

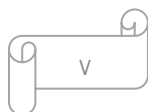


Contenido

Resumen	1
Introducción	3
Objetivos	5
Objetivos particulares	5
Justificación	6
Capítulo 1.....	7
Antecedentes de la producción y reservas de hidrocarburos en México.	7
1.1. Historia de la producción de petróleo en México.....	7
1.2. Reforma Energética. Conceptos generales	10
1.2.1. Objetivos particulares que tuvo la reforma energética.....	11
1.2.2. Modalidades de participación en exploración y extracción de hidrocarburos.....	11
1.2.3. Procesos de licitación	12
1.2.4 Órganos reguladores en materia de hidrocarburos	14
1.2.5. Situación actual después de la suspensión de la reforma.....	14
1.3. Reservas de hidrocarburos	16
1.3.1. Clasificación y estimación de reservas	16
1.3.2. Sistema de clasificación PRMS (Petroleum Resources Management System, 2018).....	16
1.3.3. Volumen original de hidrocarburos	18
1.3.4. Recursos petroleros	18
1.3.5. Volumen original de hidrocarburos total in-situ	18
1.3.6. Volumen original de hidrocarburos descubierto.....	18
1.3.7. Recursos prospectivos	18
1.3.8. Recursos contingentes	18
1.3.9. Tipos de Reservas	19
1.3.10. Reservas 1P (Probadas).....	20

1.3.11. Reservas 2P (Probadas + Probables)	20
1.3.12. Reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles)	20
1.3.13. Relación Reserva - Producción (R/P)	20
1.3.14. Tasa de restitución	21
1.4. Ubicación geográfica de las zonas productoras de Pemex	22
1.4.1. Subdirección de Producción Región Marina Noreste.....	25
1.4.2. Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.....	26
1.4.3. Subdirección de Producción Sur	27
1.4.4. Subdirección de Producción Región Norte.....	27
Capítulo 2.....	29
2. Metodología para la estimación de la producción	29
2.1. Análisis de curvas de declinación.....	29
2.1.1. Antecedentes históricos	29
2.1.2. Modelos de declinación	30
2.2. Tipos de curvas de declinación	31
2.2.1. Declinación exponencial.....	32
2.2.2. Declinación armónica	34
2.2.3 Declinación hiperbólica	34
2.2.4. Gasto de declinación efectiva mensual y anual.....	34
2.2.5. Graficas de las curvas de declinación como líneas rectas.....	35
2.2.6. Gasto de producción normalizada.....	37
2.2.7. Métodos para estimar n y Di	37
2.2.8. Método gráfico	38
2.2.9. Curva Tipo	38
2.3. Factores que afectan las curvas de declinación.....	40
2.4. Metodología para la estimación de la producción	40

2.4.1. Conformación de la Bases de datos.....	40
2.4.2. Descripción de la base de datos	42
2.5. Generación tendencial de escenarios de producción.....	46
Capítulo 3.....	47
3. Estimación de la producción de hidrocarburos con distribuciones de probabilidad.....	47
3.1. Variables aleatorias continuas.....	47
3.2. Distribución Gamma $\Gamma \alpha, \beta$	48
3.2.1. Los parámetros de la distribución.....	48
3.2.2. Relación con otras distribuciones.....	49
3.2.3. Ventajas	49
3.2.4. Inconvenientes	49
3.3. Ubicación Geográfica de los Campos Seleccionados.....	53
3.4. Modelo de distribución gamma aplicada a la producción de hidrocarburos	55
3.4.1. Campo Cann.....	55
3.4.2. Campo Kuil.....	56
3.4.3. Campo Kutz.....	57
3.4.4. Campo Ixtal	57
3.4.5. Campo Ku.....	58
3.4.6. Campo Samaria	59
3.4.7. Campo Bellota	59
3.4.8. Campo Cinco Presidentes.....	60
3.4.9. Campo Abkatún	61
3.4.10. Campo Akal	61
3.5. Análisis paramétrico de la distribución gamma.....	63
3.5.1. Análisis de la Producción Acumulada vs α	64
3.5.2. Análisis de la Producción Acumulada vs β	68



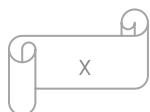
3.5.3. Análisis Curva Tipo para meses produciendo	72
3.5.4. Análisis de la Producción Acumulada vs Escalar.....	74
Capítulo 4.....	78
4. Análisis de resultados y escenarios de producción	78
4.1. Escenario de producción de la CNH.....	78
4.2. Escenarios tendenciales de producción gamma.....	80
4.3. Metas de prospectiva CNH 2022-2028	82
4.3.1. Prospectiva Baja CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial 1P.....	84
4.3.2. Prospectiva Media CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial 2P.....	84
4.3.3. Prospectiva Alta CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial 3P.....	85
4.4. Prospectiva CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada	86
4.4.1. Prospectiva Baja CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada1P.....	87
4.4.2. Prospectiva Media CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada 2P.....	88
4.4.3. Prospectiva Alta CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada 3P	88
Capítulo 5.....	89
5. Discusión y conclusiones.....	89
Anexo I.....	I
Reservas de Hidrocarburos por región a 2021	I
Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos	I
Subdirección de Producción Región Marina Noreste.....	I
Subdirección de Producción Región Marina Suroeste	III
Reservas de Hidrocarburos a 2022 de la CNH.....	VI
Balance de Reservas	VII
Evolución histórica de las Reservas de Hidrocarburos en la Nación.....	VII
Pronósticos de producción	VII
Distribución de las Reservas por Cuenca Petrolera.....	VIII

Reservas por Campo.....	IX
Principales Campos de la Nación	IX
Descubrimientos comerciales	X
Indicadores Nacionales de Reservas.....	XI
Tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD).....	XI
Tasa de Restitución Integral de Reservas (TRI)	XIII
Relación Reserva / Producción	XIV
Anexo II.....	XVI
Campos Prioritarios de Pemex.....	XVI
Anexo III.....	XVIII
Campos Seleccionados	XVIII
Referencias bibliográficas	LIV

Figura 1.1. Línea de tiempo 1900-1960	8
Figura 1.2. Línea de tiempo 1960-2018	9
Figura 1.3. Evolución de la industria energética en comparación con otros países	10
Figura 1.4 Nuevas Leyes y reforma en el sector hidrocarburos.....	11
Figura 1.5 Resultados de la Reforma Energética hasta su suspensión en 2018	13
Figura 1.6 Organismos Reguladores del Sector tras la Reforma Energética	14
Figura 1.7. Régimen Fiscal de Pemex después de la Reforma Energética.....	14
Figura 1.8 Contratos vigentes entregados por la CNH	15
Figura 1.9. Histórico de producción 1960-2022.....	15
Figura 1.10. Principales Campos de Producción.....	16
Figura 1.11 Clasificación de recursos (PRMS, 2018).....	17
Figura 1.12 Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos.....	19
Tabla 1.1. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2021.....	20
Figura 1.13 Relación Reserva-Producción Nacional 2022.....	21
Figura 1.14 Subdirección de Producción Región Marina Noreste.....	25
Figura 1.15 Región Marina Suroeste.....	26
Figura 1.16 Subdirección de Producción Sur.....	27
Figura 1.17 Subdirección de Producción Norte.....	28
Figura 2.1 Representación Gráfica Curvas de Declinación	36
Figura 2.2 Efecto de n sobre $\log q$ vs t	37
Figura 2.3 Método gráfico para determinar D_i y n	38
Figura 2.4 Curvas tipo adimensionales para el análisis de curvas de declinación.	40
Figura 2.5 Ejemplo del Sistema de información de hidrocarburos	41
Tabla 2.2 Base de datos con algunas características geográficas	42
Figura 2.6 Histórico de producción 1960-2021	44
Figura 2.7 Principales Campos de Producción Pemex (1960-2020).....	45
Figura 3.1. Distribución de probabilidad para una variable aleatoria continua.	47
Figura 3.2. Variación de $\alpha=1$	49
Figura 3.3 Variación de $\alpha > 1$	49
Figura 3.4. Variación de α y β	50
Figura 3.5. Función de densidad de una Distribución Gamma $\Gamma(k = \alpha, 1\beta = \theta)$	51
Figura 3.6. Cuencas Petroleras de México	53
Figura 3.7. Cuencas del Sureste	54
Figura 3.8. Distribución Gamma Campo Cann	56
Figura 3.9. Distribución Gamma Campo Kuil	56
Figura 3.11. Distribución Gamma Campo Ixtal	58
Figura 3.13. Distribución Gamma Campo Samaria	59
Figura 3.14. Distribución Gamma Campo Bellota.....	60
Figura 3.16. Distribución Gamma Campo Cinco Presidentes.....	60
Figura 3.16. Distribución Gamma Campo Abkatún.....	61
Figura 3.17. Distribución Gamma Campo Akal.....	62
Tabla 3.2 Campos Seleccionados.....	64

Figura 3.18 Producción Acumulada Campos Aguas Someras < 300 [mmb].....	65
Figura 3.19. Producción Acumulada Campos Aguas Someras > 600 [mmb].....	66
Figura 3.20. Producción Acumulada Campos Terrestres< 150 [mmb].....	67
Figura 3.21. Producción Acumulada Campos Terrestres > 150 [mmb].....	68
Figura 3.22 Producción Acumulada Campos Aguas Someras < 300 [mmb].....	69
Figura 3.23 Producción Acumulada Campos Aguas Someras > 600 [mmb].....	70
Figura 3.24 Producción Acumulada Campos Terrestres < 100[mmb].....	71
Figura 3.25 Producción acumulada Campos Terrestres > 150 [mmb]	72
Figura 3.26 Curva Tipo Campos Aguas Someras.....	73
Figura 3.27 Curva Tipo Campos Terrestres.....	74
Figura. 3.28. Escalar Campos Aguas Someras < 300 [mmb]	75
Figura. 3.29. Escalar Campos Aguas Someras > 600 [mmb]	75
Figura. 3.30. Escalar Campos Terrestres < 100 [mmb].....	76
Figura. 3.31. Escalar Campos Terrestres > 150 [mmb].....	77
Fig. 4.1. Distribución Histórica de la Producción de Aceite en 187 Campos en Asignaciones de Extracción.....	78
Fig. 4.2. Distribución Histórica de Distribución de Aceite en 21 Contratos	79
Fig. 4.3. Pronósticos CNH 2022-2040	80
Fig. 4.4. Escenarios de Producción 1P 2022-2050	81
Fig. 4.5. Escenarios de Producción 2P 2022-2050	81
Fig. 4.6. Escenarios de Producción 3P 2022-2050	82
Figura 4.7 Prospectivas CNH vs Pronósticos Tendenciales 1P, 2P y 3P.....	83
Figura 4.8 Prospectiva Baja vs Pronósticos Tendenciales 1P.....	84
Figura 4.9 Prospectiva Media vs Pronósticos Tendenciales 2P.....	85
Figura 4.10 Prospectiva Alta vs Pronósticos Tendenciales 3P.....	86
Figura 4.11 Prospectiva CNH vs Pronóstico Tendencial Escalonado 1P, 2P y 3P.....	87
Figura 4.12 Pronóstico CNH Bajo vs Pronóstico Tendencial 1P.....	87
Figura 4.13 Pronóstico CNH Medio vs Pronóstico Tendencial 2P	88
Figura 4.14 Pronóstico CNH Alto vs Pronóstico Tendencial 3P	88
Figura. AI.1 Reserva Remanente 2021	II
Tabla AI.2 Composición de las Reservas de Hidrocarburo SPRMN	III
Figura AI.2 Reserva probada al 1 de enero 2021	III
Figura AI.3. Reserva probada al 1 de enero 2021	V
Figura. AI.4 Reserva Remanente 2021	V
Figura AI.5. Evolución Histórica de Reservas de aceite al 1 de enero de 2022, en Miles de Millones de barriles. VII	VII
Figura AI.6. Pronóstico de Producción de Aceite de las Reservas 1P, 2P y 3P al Limite Económico.....	VIII
Figura AI.8. Análisis de Pareto para los diferentes Campos productores de México.....	IX
Figura AI.9. Ubicación del Campo Copali.....	X
Figura AI.10. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos en PCE.....	XII
Tabla AI.12. Tasa de Restitución Integral Nacional	XIII
Figura AI.11. Tasa de Restitución Integral Nacional en PCE.....	XIII
Tabla AI.13. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2022	XIV
Figura 7. Relación Reserva-Producción Nacional	XIV

Figura AII.1. Localización geográfica de Campos Prioritarios.....	XVI
Figura AII.2. Planes Originales de Producción Campos Prioritarios.....	XVI
Figura 13. Producción Real Campos Prioritarios.....	XVII



Índice de tablas

Tabla 1.1. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2021	20
Tabla 1.2. Zonas Administrativas de Pemex.....	24
Tabla 2.1. Características de las curvas de declinación de Arps.....	33
Tabla 2.2 Base de datos con algunas características geográficas.....	42
Tabla 2.3 Volumen Original, Reserva de Crudo y Producción Acumulada.....	43
Tabla 3.1. Características de la distribución Gamma.....	52
Tabla 3.2. Campos Seleccionados.....	64
Tabla 4.1. Campos Seleccionados Análisis Tendencial con Reservas 1P, 2P y 3P	80
Tabla 4.2 Campos Selectos para Análisis Tendencial	83
Tabla AI.1 Volumen de Reservas SPRMN.....	II
Tabla AI.2 Composición de las Reservas de Hidrocarburo SPRMN	III
Tabla AI.3 Volumen de Reservas SPRMS	IV
Tabla AI.4 Composición de las Reservas de Hidrocarburo SPRMS	V
Tabla AI.5. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2022	VI
Tabla AI.6. Distribución de las Reservas Nacionales al 1 de enero de 2022.....	VI
Tabla AI.7. Porcentaje de las Reservas al Limite Económico para cada Cuenca Petrolera.....	VIII
Tabla AI.8. Reservas asociadas a los descubrimientos comerciales.....	X
Tabla AI.9. Diferencias entre las Reservas estimadas por los Regulados para el Campo Copali	XI
Tabla AI.10. Diferencias entre los volúmenes originales estimados por los Regulados para el Campo Copali.....	XI
Tabla AI.11. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos.....	XII
Tabla AI.12. Tasa de Restitución Integral Nacional	XIII
Tabla AI.13. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2022.....	XIV
Tabla AI.14. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2022	XV

Agradecimientos

A la institución y profesores

Me siento honrado de pertenecer a una de las mejores instituciones del país, gracias a la facultad de ingeniería, en la cual he obtenido no sólo conocimiento de grandes Profesores, sino que me dio la oportunidad de conocer gente maravillosa, que estuvo en mi vida y algunos siguen hasta hoy, solo tengo agradecimiento de ser orgullosamente UNAM.

A mis padres

Onésimo y Martha siempre han sido una constante de superación, esfuerzo y compañía para lograr mis metas en la vida, les agradezco estar conmigo y apoyarme en el término de mi carrera, los amo mucho, gracias por tanto.

Hermanos

Juan Carlos e Israel pocas veces se les digo y ahora lo voy a dejar plasmado aquí, los amo mucho y les agradezco que sean unos hermanos tan buenos y solidarios, que bendición compartir esta vida con ustedes, siempre juntos en las buenas y en las malas.

Amigos

Han sido tantos los amigos que han caminado a mi lado, tantas historias, anécdotas, alegrías y locuras compartidas, los llevé siempre en mi corazón, ¡gracias por ser parte de mi vida!

Suegros

Sergio y Esperanza Gracias por siempre haberme hecho sentir parte de su hermosa familia, por apoyarme y darme esas palabras de aliento cuando las necesite, sé que desde el cielo van a estar contentos por este logro, besos al cielo!

Familia Rojas Rojas

Aurora, Pepe, Maru, Alma, Miguel, Norma, Moisés, Gerardo, Karina, Miguel, Cynthia y Daniel. Que fortuna coincidir con todos ustedes, me han hecho sentir siempre parte de la familia y agradezco mucho ser parte de ella, siempre ha sido muy divertido ver crecer a los chicos, cada uno de nosotros ha crecido en su propia dirección, pero la raíz es la misma la unión, cuidándonos siempre cerca o a la distancia, gracias por ser y estar.

Terapeuta

Muchas Gracias Griselda por estar conmigo y no soltarme, el conocimiento, la paciencia y sabiduría que me ha entregado, camina conmigo día a día, aunque luego no se note mucho, pero le juro que todo eso también está en mi corazón, gracias por todo y por tanto, nos veremos pronto en terapia.

Director de tesis

José Luis: Gracias por todo este tiempo en que has caminado a mi lado, para terminar este proyecto de tesis, fue para mi toda una montaña rusa y tu paciencia fue la que me sostuvo en este proceso, muchas gracias y nos veremos en futuros proyectos, muchachón, ¡Gracias!

Dra. Cecilia Martín del Campo

Cecilia: Doctora desde que tuve el gusto de conocerla, mi carrera tomó otro curso, me ha enseñado mucho usted, agradezco que me ha permitido ser parte de su equipo, pero sobre todo agradezco toda su sabiduría y compartirla conmigo.

Esposa

Erika: Mi amor sólo tengo agradecimiento por todo tu apoyo incondicional y por no dejar claudicar este sueño que hoy se vuelve realidad, por caminar siempre juntos buscando nuestras metas. "Déjame ir contigo, donde tu vayas yo iré, y donde vivas viviré". ¡GRACIAS TOTALES!

Resumen

Durante gran parte del siglo XX, México ha sustentado su desarrollo económico, político y social en la producción de hidrocarburos, logrando posicionarse como el quinto país con mayor producción y reservas probadas a nivel mundial durante la década de los 80's, impulsado principalmente, por el desarrollo y aprovechando del que ha sido su mayor campo petrolero descubierto hasta la actualidad, Akal, dentro del complejo Cantarell. Dicha abundancia petrolera, propició la generación de una producción nacional bastante generosa que fue en aumento hasta el año de 2003 donde alcanzó su pico máximo de producción de 3,454.7 MBD.

Con el tiempo, la caída en la producción de hidrocarburos ha significado un gran retroceso en los ingresos económicos nacionales. A partir de este hecho, se toma la decisión en 2013 de plantear y llevar a cabo una reforma para que, con la ayuda de capital privado, volver a incrementar la producción nacional.

La promulgación de la Reforma Energética, aprobada en 2013, implementó nuevas políticas energéticas, la cual expidió nuevas leyes secundarias bajo las cuales destaca una nueva administración de Pemex como empresa productiva del estado y se propone una regulación de en materia de hidrocarburos para reservas, exploración, extracción, comercialización y toda su cadena de valor, con la inclusión de la iniciativa privada para competir y encontrar las mejores prestaciones para el estado con la finalidad de incrementar reservas y producción en corto y mediano plazo para revertir la caída de la producción que atraviesan los principales campos por la declinación así como restricciones tecnológicas y financieras que enfrenta Pemex, objeto de dicha reforma energética.

Con base en esta situación y para tener un mejor entendimiento de la situación energética de México, se realiza un análisis del comportamiento histórico de la producción y reservas de hidrocarburos con el objetivo de proponer escenarios de 2022 a 2050 a nivel nacional y desagregado por los principales campos ubicados en las Cuencas del Sureste mexicano en aguas someras y terrestres.

A través de distribuciones de probabilidad, y los datos disponibles de la producción de crudo y tomando las reservas disponibles así como los llamados campos prioritarios los cuales tienen como objetivo primordial cumplir las metas establecidas para Pemex con el fin de estabilizar una marcada declinación de su producción y alcanzar las metas propuestas por la administración vigente a partir de 2022 y hasta finales de 2024 para volver a incrementar su producción a niveles de 2.4 [mmbd].

El objetivo de este trabajo es brindar una herramienta de planeación energética indicativa para determinar escenarios a futuro con base en datos tendenciales de la producción, el tamaño de la reserva del descubrimiento y la ubicación del campo sin utilizar datos específicos petroleros, geofísicos y geológicos donde intervienen variables como presión, temperatura, factores de declinación y demás parámetros que son tomados en cuenta para la realización de perfiles de producción utilizados por Pemex. La finalidad es estimar de forma rápida y práctica la evolución de la producción con la incorporación de los nuevos descubrimientos y la puesta en marcha de nuevos campos.

El alcance que nos marca una de las reformas estructurales, es la de abrir el mercado al capital privado, basado en la premisa de experiencia de las compañías que arribaron a México para explorar y explotar campos en los cuales

Pemex no cuenta con la experiencia, la tecnología y el capital necesario para su desarrollo que hasta el momento ha sido insuficiente, seguimos con una marcada declinación de la producción que cada día se hace más profunda y se sigue sin contar con nuevos campos que verdaderamente puedan revertir la situación actual por la que atraviesa la industria petrolera, sin tener una estimación realmente importante de la incorporación de reservas e incremento de la producción.

El desarrollo de este trabajo se enfoca en el análisis de los archivos históricos de producción de acuerdo con su importancia a nivel nacional y desagregada en los principales campos productores de aceite, para el desarrollo de escenarios y pronósticos a futuro, tomando como base las reservas y producciones actuales reportados para obtener una mejor estimación.

La importancia de realizar un buen pronóstico de producción tiene como finalidad entender el desarrollo de la producción de hidrocarburos y su comportamiento, tomando en cuenta los nuevos descubrimientos y su incorporación de reservas para saber su punto de estabilidad de la producción en México y generar escenarios los cuales nos marquen los objetivos propuestos en el plan de negocios de Pemex y estimar los alcances de sus campos prioritarios y saber si se es suficiente para revertir la declinación de la cual se lleva más de 15 años.

Introducción

La producción de los hidrocarburos se encuentra ligada al desarrollo tecnológico en todo el mundo, y está vinculada a acontecimientos políticos, sociales y económicos. En México, un país con considerables reservas de este recurso natural no es la excepción y dentro de su historia, se creó una gran dependencia, de los recursos económicos generados de su explotación.

El desarrollo de la industria petrolera mexicana tiene una historia de más de un siglo, y se encuentra marcada por varios acontecimientos. Desde los primeros descubrimientos de las chapopoterías, fueron empresas extranjeras las que comenzaron con el desarrollo y extracción del hidrocarburo, siendo de una manera desenfrenada, sin que existiera control alguno de cuánto se producía en los campos descubiertos en la faja de oro, sin conocer los volúmenes que eran exportados a Estados Unidos.

A principios del siglo XX teniendo en cuenta la bonanza petrolera que existía en el país, México llegó a ser considerado como una potencia mundial en la exportación hidrocarburos, donde no existía ningún tipo de impuesto para extracción y exportación. Posteriormente, los gobernantes comenzaron a darle importancia a tan preciado recurso y optaron por gravar con un impuesto simbólico al barril de petróleo que exportaban en esa época empresas como El Águila y la Mexicam Petroleum Company, dando lugar a las primeras protestas por el nuevo impuesto. A partir de ese hecho, comenzó el cuestionamiento de si las empresas extranjeras son las que deberían explotar dicho recurso natural, en el entendido que todas las ganancias eran privadas y el país prácticamente no obtenía ningún beneficio. Por este motivo en 1938, en el período presidencial del Gral. Lázaro Cárdenas, se toma la decisión de nacionalizar los bienes de las compañías privadas el 18 de marzo de del mismo año, marcando así el comienzo de una segunda etapa de la historia de la industria petrolera y el nacimiento de lo que hoy conocemos como Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Con los años, México comenzó a ser relevante en una industria recién expropiada de la cual no eran expertos, pero comenzaron a echar a andar varios campos y establecer una línea que conforme pasaban los años comenzaba a marcar una tendencia en aumento de la producción marcando una época dorada que inicio con el descubrimiento del que ha sido el mayor campo petrolero de México en la sonda de Campeche (campo Akal) y con ello llevar al desarrollo del complejo Cantarell el cuál hasta hace una década era el mayor productor de aceite en México alcanzado niveles entre 2003 y 2004 de más de 2 [mmbpd] (Millones de barriles de petróleo diario).

La falta de conocimiento para desarrollar un campo de doble porosidad, las malas administraciones y la medida discriminatoria con la cual fue explotado han ocasionó que hoy en día Akal sea un campo maduro con apenas una producción de poco más de 30 (Mil barriles petróleo diario) Mbpd, de acuerdo a reportes de producción de la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) publicados en febrero de 2022 en (<https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>); esto sumando a los factores de declinación de los demás campos y a punto de alcanzar su límite económico provocando que hoy en día México cuente con una producción menor de 1.65 [mmbpd] (febrero de 2022) de acuerdo a los datos de producción mensual publicados por la CNH con incluyendo la producción de asignaciones y contratos vigentes donde se sigue con una tendencia a la baja como lo menciona la CNH en sus Prospectivas de Producción de Petróleo del 4º trimestre de 2021 (Comisión Nacional de Hidrocarburos)

Mientras otros países más industrializados comenzaron la búsqueda del desarrollo de nuevas tecnologías para reducir su dependencia de los hidrocarburos y sustituirlos por nuevos esquemas para la generación de energía, México se aferra a seguir explotando sus recursos naturales y basado en esta necesidad se implementó la reforma energética de 2013 como principal objetivo de revertir la declinación de sus campos y buscando la participación del sector privado teniendo en cuenta el desarrollo de nuevas tecnologías de exploración y explotación para aumentar su tasa de restitución de reservas y producción.

En gran parte la reforma energética como fue planteada inicialmente no dio los resultados que se esperaban a corto plazo debido a varios factores económicos a nivel mundial como la baja de los precios internacionales de crudo y la falta de experiencia de varias empresas petroleras que ganaron contratos de exploración y producción en las tres rondas que se llevaron a cabo y donde se entregaron más de 100 contratos a la iniciativa privada (<https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>); sumándose a esto el cambio de gobierno y de una nueva ideología se cancelaron las siguientes rondas de licitación argumentando la falta de inversión y desarrollo de los campos otorgados con una escasa o nula producción.

Con un nuevo panorama energético donde se planteó volver a darle a las empresas productivas del estado (EPE) en este caso Pemex, un enfoque diferente con mayores recursos para su inversión en exploración y explotación para detener la caída abrupta de la producción y comenzar con el desarrollo de los llamados campos prioritarios. Con todos estos cambios a partir de 2018 con ideas diferentes y la propuesta de una nueva política energética aunado a los malos resultados de la reforma energética de 2013 con las primeras tres rondas de licitación y su baja producción de hidrocarburos, llevo a la cancelación de las siguientes rondas y la suspensión de la reforma energética, partiendo de un nuevo papel protagonista que reciben las empres productivas del estado, planteamos la necesidad de realizar este trabajo basado en una planeación energética teniendo como base la incorporación de reservas y comparándola con los pronósticos de producción de Pemex para los siguientes años, utilizando los reportes históricos de producción de 1960 a 2021 de los principales campos productores de aceite , los conceptos básicos de las curvas de declinación y las distribuciones de probabilidad creamos una aplicación que nos permite simular la producción de hidrocarburos para los próximos años en diferentes periodos de acuerdo a la restitución de reservas proyectadas.

Objetivos

Generar una herramienta con base a modelos estadísticos de fácil operación, para la generación de escenarios de producción con base a la incorporación de nuevas reservas y explotación de campos prioritarios para incorporar su impacto para una adecuada planeación energética y revertir la caída de producción de crudo.

Objetivos particulares

Analizar y conformar una base de datos históricos de producción de aceite de acuerdo a sus principales características, tomando en cuenta los reportes mensuales de producción nacional desde 1960 a diciembre de 2021, seleccionando los principales campos y desagregando sus características (ubicación geográfica, número de pozos produciendo y tiempo de producción etc.) para su estudio, teniendo en cuenta el volumen total producido como una de las variables de mayor impacto, analizando sus reservas probadas, probables y posibles así como la producción acumulada de acuerdo a su tiempo de explotación para la generación de escenarios futuros de producción.

Estimar la producción de aceite tomando en cuenta los datos ya mencionados para los años 2022 al 2050 de acuerdo a las reservas reportadas y ritmo de producción actual.

Generar diversos escenarios incorporando los volúmenes no producidos, con base a la incorporación de nuevos descubrimientos.

Discutir acerca de una estrategia de producción con base a los resultados de los escenarios.

Justificación

Debido al nuevo panorama energético del país, en donde el sector hidrocarburos es una de las partes fundamentales en el sistema energético, surge la necesidad de contar con un modelo adecuado que sea capaz de realizar análisis prácticos y confiables sobre la producción de hidrocarburos para fines de planeación energética y la tarea de crear una base general que reúna bases de datos institucionales como la de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el Sistema de Información Energética (SIE) y la Base de Datos Institucional (PEMEX).

En este trabajo se presenta una herramienta sencilla pero robusta que tiene como base integral la información histórica sobre producción y es apto de generar escenarios indicativos sobre la producción y es capaz de generar diversos escenarios indicativos que pueden ser utilizados desde el punto de vista de la planeación energética del país.

Tomando en cuenta los distintos escenarios posibles y haciendo una comparación con las proyecciones realizadas por Pemex que nos permita visualizar el impacto de las nuevas inversiones que se están realizando por parte del gobierno federal.

Capítulo 1

Antecedentes de la producción y reservas de hidrocarburos en México.

1.1. Historia de la producción de petróleo en México

Los antecedentes más lejanos del petróleo en México se encuentran en los usos prácticos que tanto las culturas mesoamericanas como los colonizadores españoles dieron a los depósitos superficiales de “chapopotli”, fue utilizado, en la elaboración de figurillas de arcilla, ungüentos medicinales, dentífricos, adhesivos y en el calafateo de barcos. Sin embargo, fue hasta mediados del siglo XIX cuando el petróleo se convirtió en una sustancia con alcances comerciales debido al desarrollo de sus propiedades como iluminante, lubricante y combustible. (Álvarez de la Borda, 2006, pág. 13) El inicio de la industria petrolera en México de manera comercial data de los años 1901 con el descubrimiento de varias chapopoteras que se explotaron comercialmente.

A continuación, se presenta una pequeña línea de tiempo con años clave y una pequeña reseña de los acontecimientos más importantes con base a los trabajos de varios historiadores del Colegio de México que recopilaron la información que estaba dispersa. (Álvarez de la Borda, 2006, pág. 15)

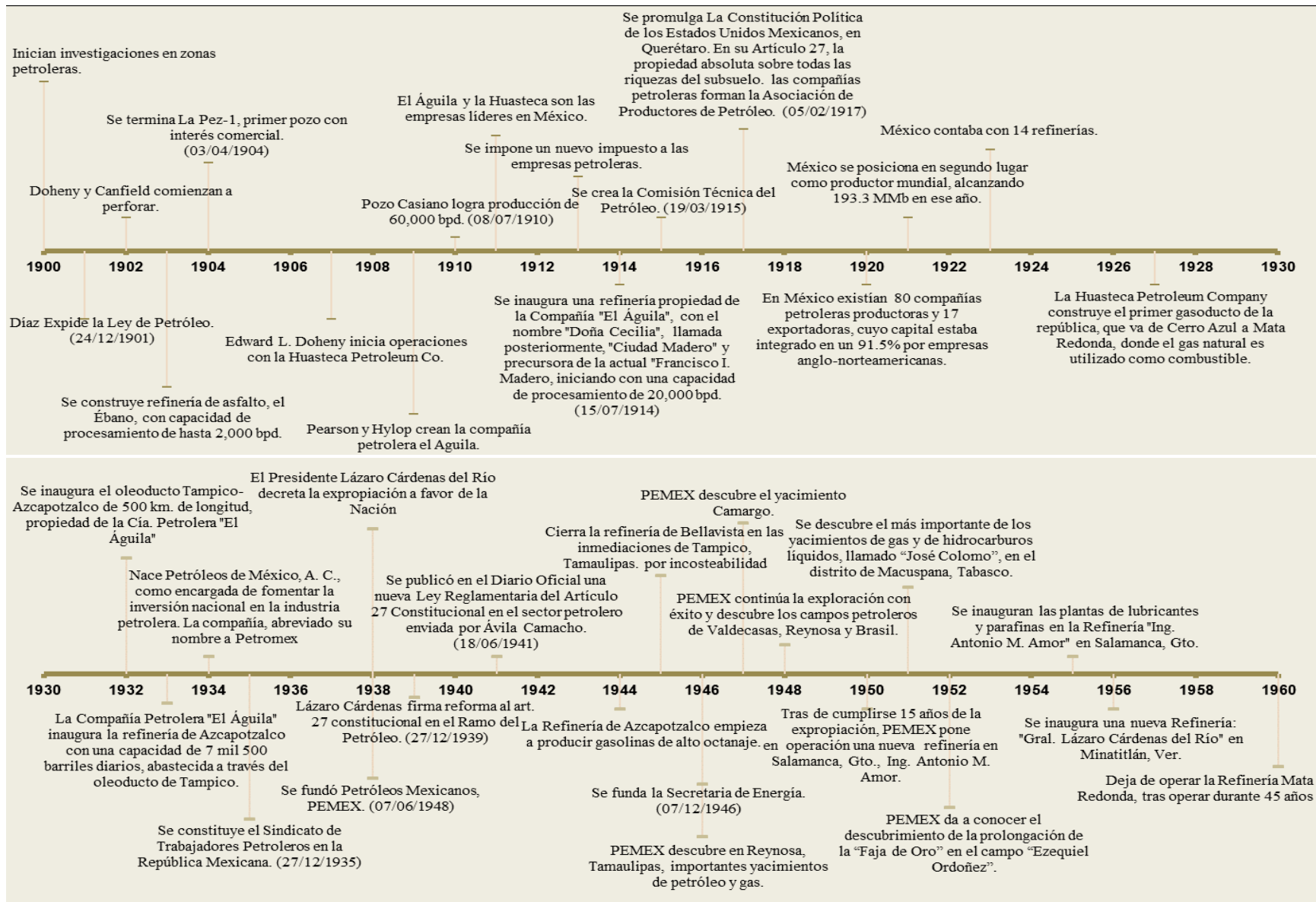


Figura 1.1. Línea de tiempo 1900-1960

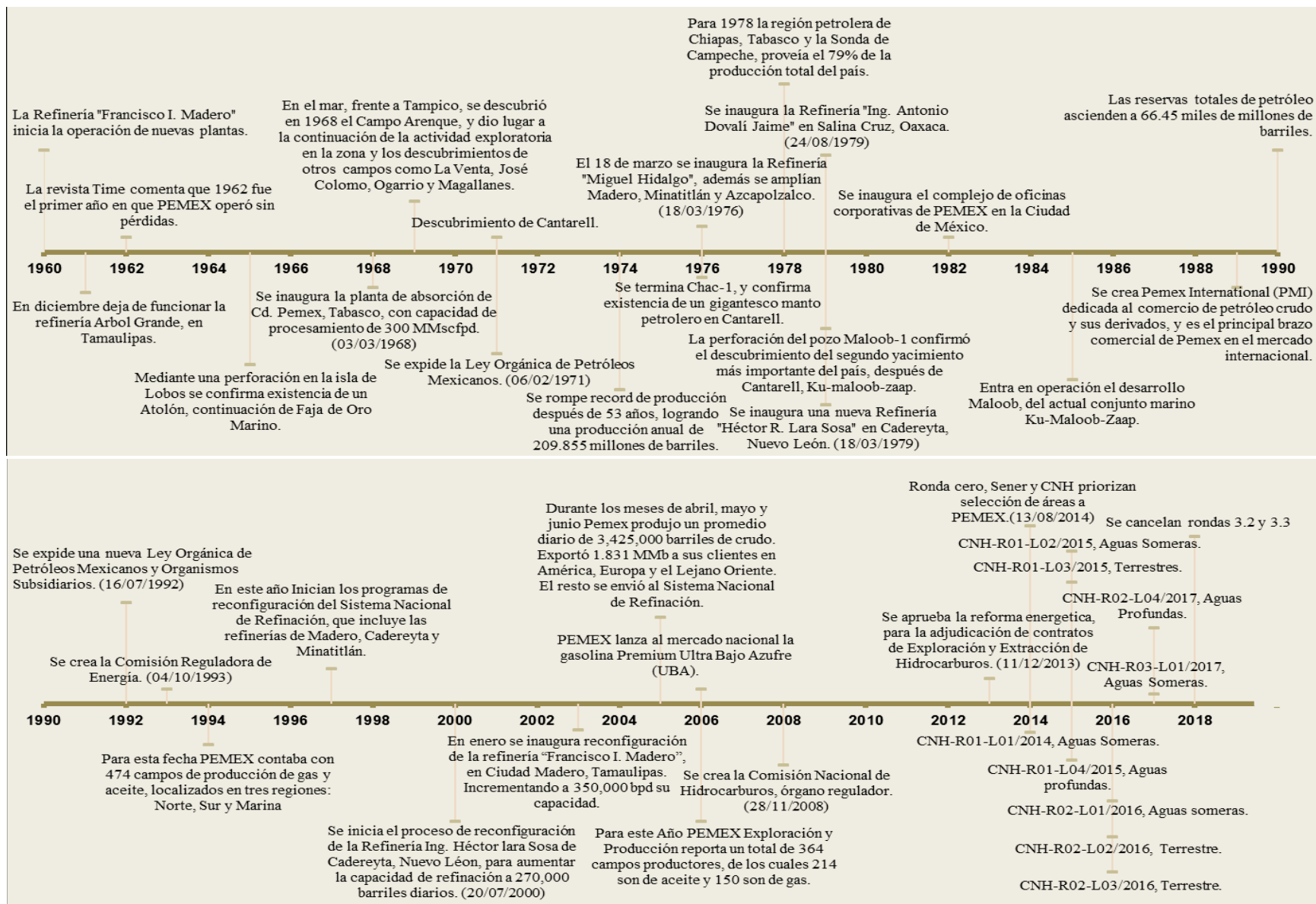


Figura 1.2. Línea de tiempo 1960-2018

1.2. Reforma Energética. Conceptos generales

La Reforma Energética, fue la respuesta que el Gobierno de la Republica decidió poner en marcha debido principalmente por la disminución de la producción y reservas de los hidrocarburos de México y se detalla en los siguientes hechos:

- La producción, que pasó de 3.4 millones de barriles diarios en 2004 a 2.5 millones de barriles diarios en 2013 y que actualmente es menor a 1.6 millones de barriles diarios según datos publicados por CNH hasta abril de 2022.
- Segundo y ultimo pico de producción en 2004, y después una rápida declinación.
- El aumento de la importación de gas natural (hasta llegar al 30%) en el año 2013.
- La evidente deficiencia operativa de PEMEX, que envió a la atmosfera el 20% de la producción de gas asociado que se “quemó”.
- El Déficit de la producción de gas en 2009 y el incremento de la demanda energética del país.
- El manejo centralizado y poco transparente de la información de Pemex. La reforma energética se había implementó con la finalidad de favorecer la exploración, extracción y comercialización de hidrocarburos por parte de diferentes empresas petroleras (empresas operadoras), con el objetivo de impulsar el mercado y la producción energética que necesita el país y que Pemex como empresa del estado no pudo lograr.

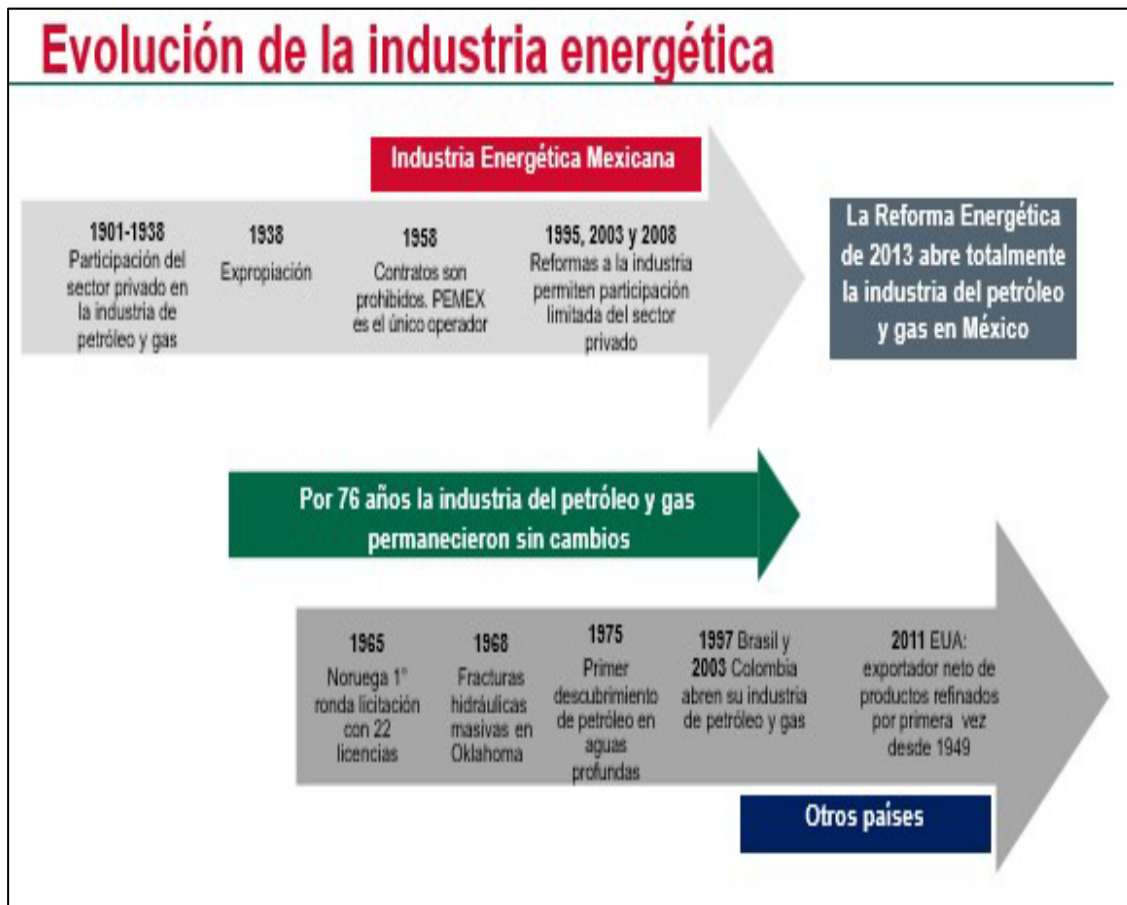


Figura 1.3. Evolución de la industria energética en comparación con otros países

1.2.1. Objetivos particulares que tuvo la reforma energética

La Reforma Energética tuvo los siguientes objetivos principales: (Jaime Cárdenas Gracia, 2015), (Grupo de energía del PUED, 2016)

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo.
- Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a Pemex y CFE como EPE 100% mexicanas.
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, transparencia y rendición de cuentas.
- Combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.
- Fortalecer el ahorro de largo plazo a través del FMPED (Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo).
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y protegiendo al medio ambiente.
- Atraer inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.
- Reducir los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de gas.

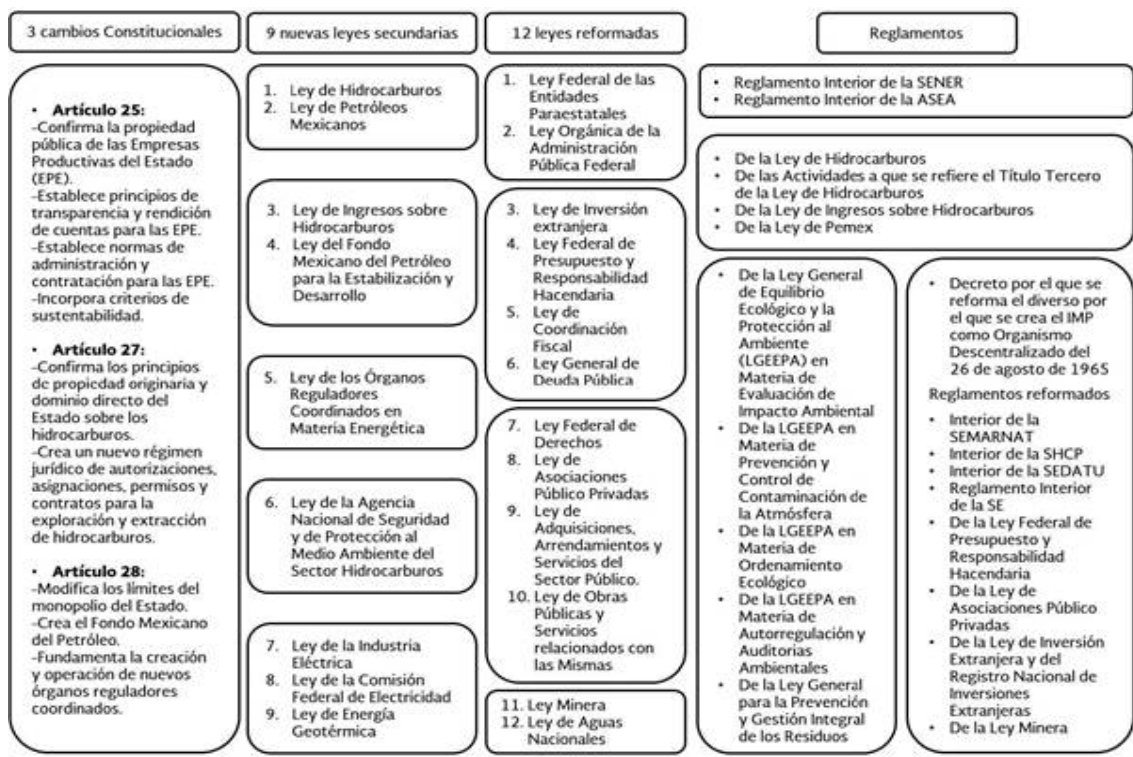


Figura 1.4 Nuevas Leyes y reforma en el sector hidrocarburos

1.2.2. Modalidades de participación en exploración y extracción de hidrocarburos

Considerando el significado de los términos anteriores, podemos ser más específicos y decir que, la ley de hidrocarburos permite la realización de actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos a los asignatarios y

contratistas en las áreas contractuales que ganaron en el proceso de licitación, establece que los hidrocarburos de los yacimientos (subsuelo) pertenecen a la nación, y que las actividades ajenas a exploración y extracción, como la refinación, procesamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos se podrán desarrollar por medio de permisos.

Para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo las que puedan realizar las empresas del Estado con particulares, se pueden suscribir cuatro tipos de contratos: licencia, utilidad compartida, producción compartida y de servicios.

- Licencia. Los contratistas reciben sus contraprestaciones en producción (hidrocarburos), mientras que el gobierno recibe los impuestos y las regalías en efectivo.
- Utilidad compartida. Los contratistas entregan la totalidad de la producción contractual al comercializador, el cual transferirá los ingresos producto de la comercialización.
- Producción compartida. Las contraprestaciones a favor del contratista se pagarán en especie, con una proporción de la producción contractual de hidrocarburos equivalente al valor de dichas contraprestaciones.
- Servicios. Los contratistas entregarán la totalidad de la producción contractual al Estado y las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo

1.2.3. Procesos de licitación

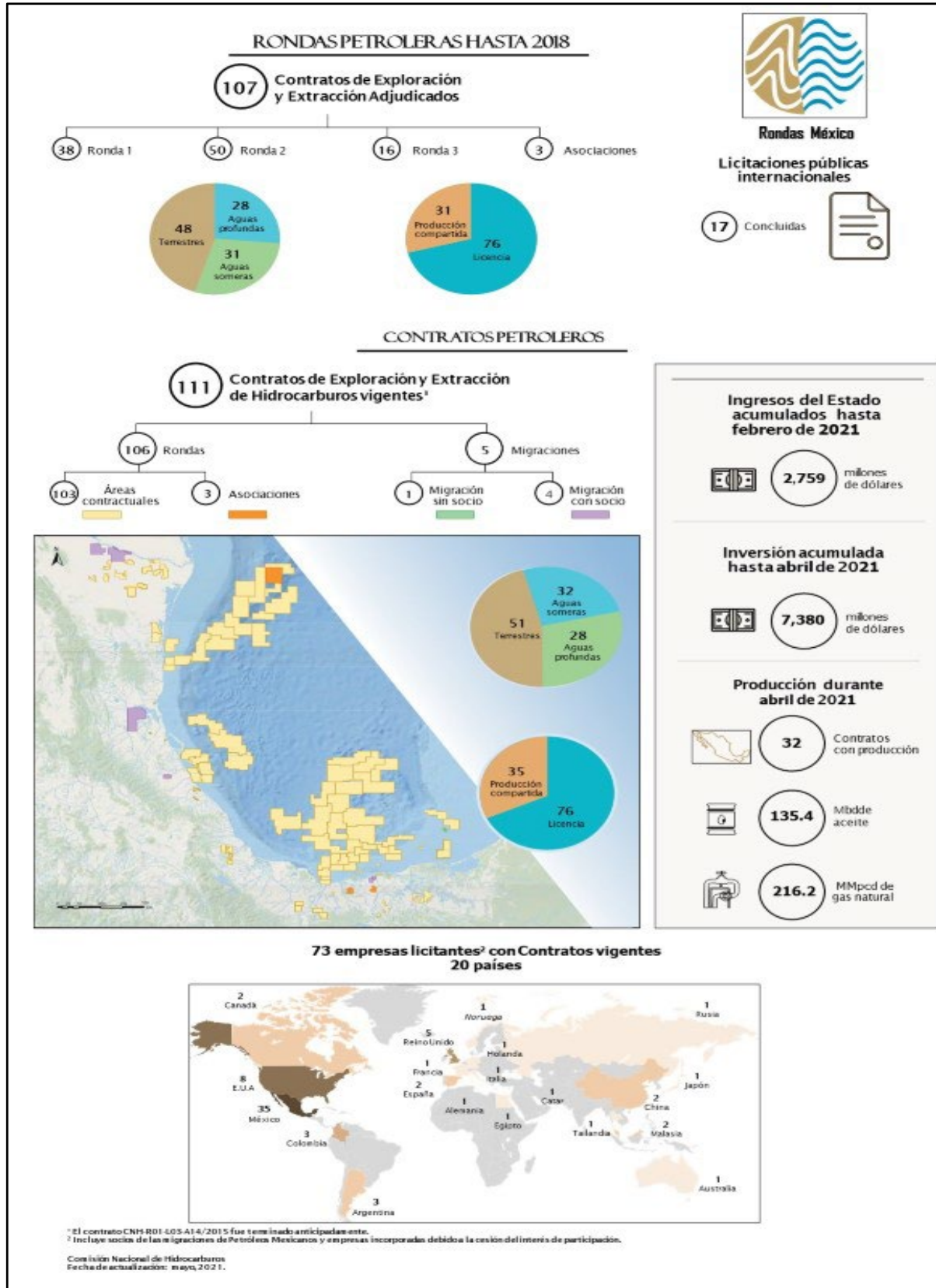
La adjudicación de los contratos se realizó mediante paquetes de licitaciones, denominados “rondas”, en cuales las empresas privadas y Pemex participan de manera individual, en consorcio o en asociación.

El otorgamiento de asignaciones a Petróleos Mexicanos (Pemex), considerado en la reforma constitucional y denominado Ronda Cero, tuvo como objetivos, por un lado, otorgar a Pemex los recursos necesarios para asegurar un nivel de producción eficiente ante el nuevo escenario energético nacional; y por el otro, multiplicar la inversión en exploración y extracción de gas a través de licitaciones en las que Pemex también puede participar.

Pemex puso a consideración de la Secretaría de Energía (Sener) la adjudicación de las áreas en exploración y los campos en producción que consideró estar en capacidad de operar. Los títulos de las concesiones fueron otorgados a Pemex en agosto de 2014.

Con tales asignaciones, se estimó que Pemex contaría con 83% de las reservas 2P y 21% de los recursos prospectivos del país.⁵ Con ello, se estimó que la empresa podría producir 2.500 millones de barriles diarios (mbd) para los próximos 20.5 años (Sener). Cada licitación que se llevó a cabo en las áreas contractuales y de acuerdo con el “Plan Quinquenal” que emitió la SENER, las cuales se dividieron en:

- Aguas profundas.
- Aguas someras
- Terrestres no convencionales.
- Terrestres convencionales.



¹ El contrato CNH-R01-025-A14/2015 fue terminado anticipadamente.

² Incluye socios de las migraciones de Petróleos Mexicanos y empresas incorporadas debido a la cesión del interés de participación.

Comisión Nacional de Hidrocarburos
Fecha de actualización: mayo, 2021.

Figura 1.5 Resultados de la Reforma Energética hasta su suspensión en 2018

1.2.4 Órganos reguladores en materia de hidrocarburos

La reforma asignó nuevas funciones y facultades a los dos órganos reguladores del sector: la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y creó un nuevo órgano regulador: la Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente (ASEA) e incorporó la creación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), el cual comenzó a operar en 2015. El fondo recibe, administra y distribuye los ingresos petroleros.



Figura 1.6 Organismos Reguladores del Sector tras la Reforma Energética

1.2.5. Situación actual después de la suspensión de la reforma.

A partir de la promulgación de la reforma energética en 2013 México ha experimentado una transformación que implicó cambios en su impacto económico y financiero, en función de su régimen fiscal y la participación de la iniciativa privada, con beneficios importantes de los ingresos derivados de los contratos entregados.

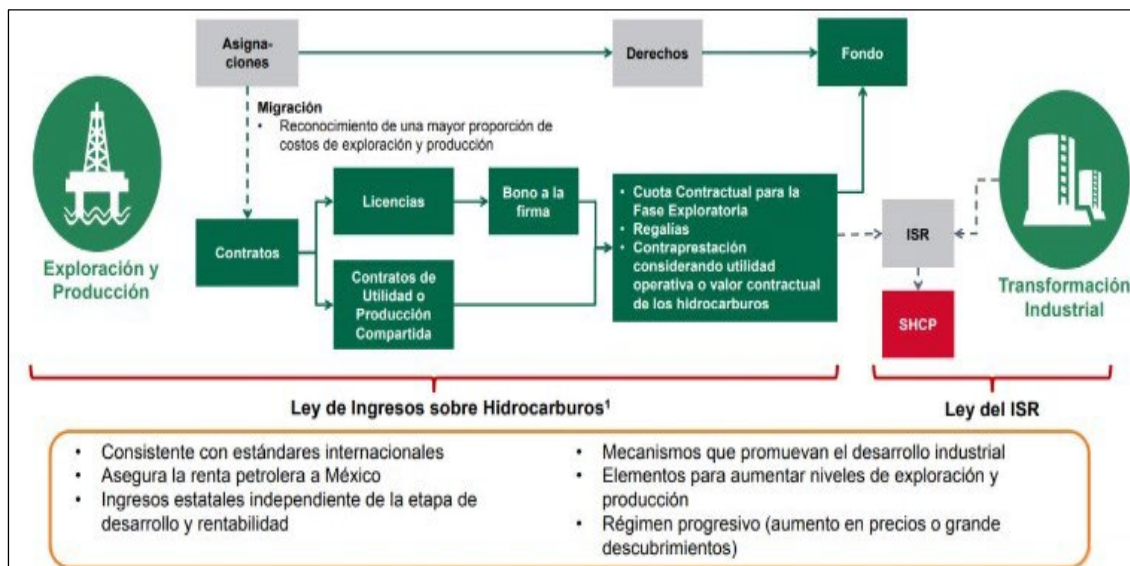


Figura 1.7. Régimen Fiscal de Pemex después de la Reforma Energética

El enfoque de la actual administración ha sido detener las licitaciones, respetando los contratos y asignaciones vigentes que ya se tenían para enfocarse en un rescate financiero de Pemex.

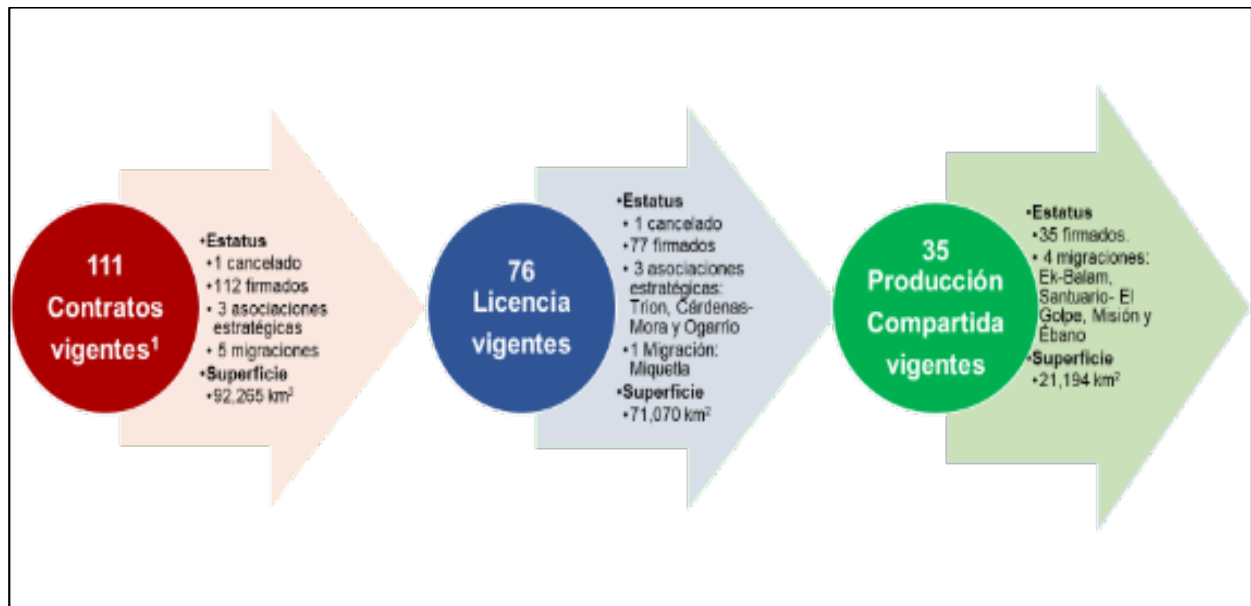


Figura 1.8 Contratos vigentes entregados por la CNH

Derivado de la pandemia de covid-19 que se presentó a finales del primer trimestre de 2020 en México y a nivel mundial la producción y demanda de hidrocarburo disminuyó, en donde la OPEP presento recortes de producción para lograr mantener los precios de los hidrocarburos a flote, donde finalmente en varios países presentaron precios en cifras negativas ocasionando pérdidas millonarias debido a la baja demanda que se presentaba en el mundo.

México no fue la excepción y presento recortes de producción sumados a la declinación de sus campos más importantes donde presento producciones comparables con el año de 1979 con una producción promedio de 1,664 [bpd] en 2020.

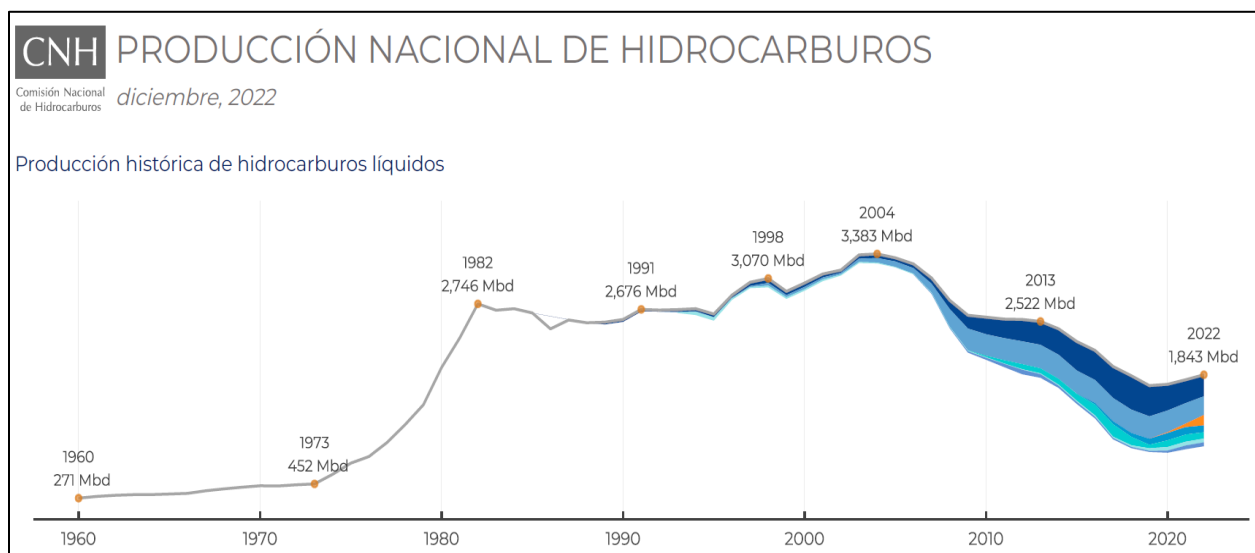


Figura 1.9. Histórico de producción 1960-2022

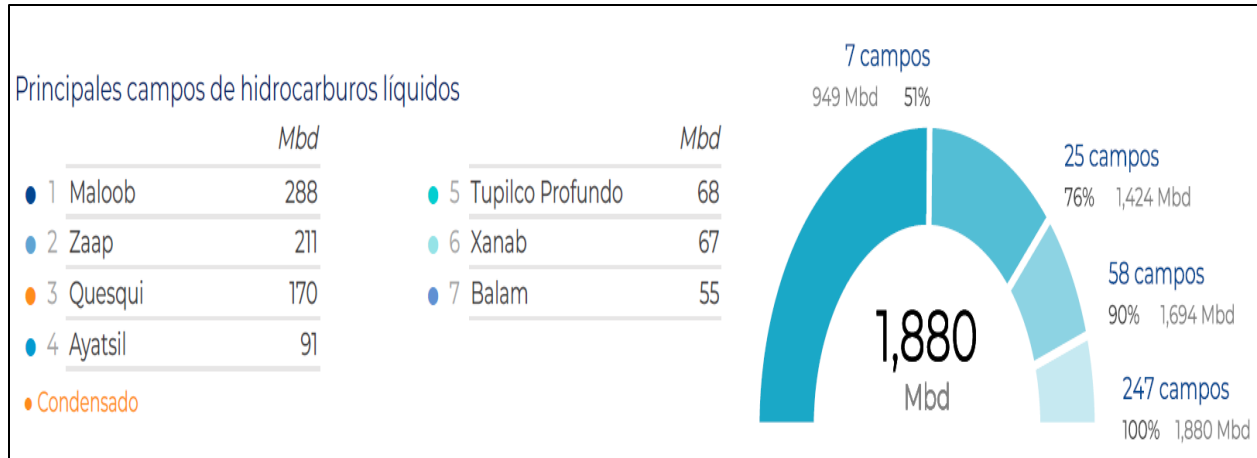


Figura 1.10. Principales Campos de Producción

1.3. Reservas de hidrocarburos

La estimación de reservas consiste en un análisis e interpretación de diversas fuentes de información técnica y económica cuyos componentes derivan en la revisión y actualización de sus valores. Las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que pueden ser recuperados comercialmente de acumulaciones conocidas, y su estimación consiste en el análisis, revisión, actualización e interpretación de diversas fuentes de información técnica de los yacimientos en donde se encuentran almacenados, así como los aspectos económicos que influyen en su explotación.

La precisión de los valores de reservas depende de la cantidad y calidad de la información disponible, del proceso de análisis de la información utilizado, y de la experiencia y los criterios de los profesionistas que realizan los análisis; por lo que el establecimiento de metodologías y lineamientos para normar la estimación y clasificación de las mismas es fundamental para su correcta cuantificación y así garantizándose certidumbre y transparencia en los volúmenes reportados.

1.3.1. Clasificación y estimación de reservas

Petróleos Mexicanos utiliza para la cuantificación y certificación anual de las reservas remanentes de hidrocarburos, definiciones y conceptos basados en los lineamientos establecidos por organizaciones internacionales, los cuales están referidos también en la regulación establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Las normas y guías han sido adoptadas por los reguladores de la industria petrolera, en México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos fundamenta sus lineamientos en el PRMS para regular el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación. Partiendo de los conceptos, definiciones, metodologías, descripción de procesos y análisis de los valores de las reservas de México

1.3.2. Sistema de clasificación PRMS (Petroleum Resources Management System, 2018)

Este Sistema de Gestión de Recursos Petroleros se creó con el objetivo de proporcionar un marco común para la estimación de las cantidades de petróleo y gas, descubiertas y/o por descubrir (no descubiertas), asociada con

yacimientos, propiedades y proyectos. De acuerdo con esta clasificación se deben incluir los volúmenes de hidrocarburos originales (in-situ), los volúmenes recuperables técnica y comercialmente, y los volúmenes producidos.

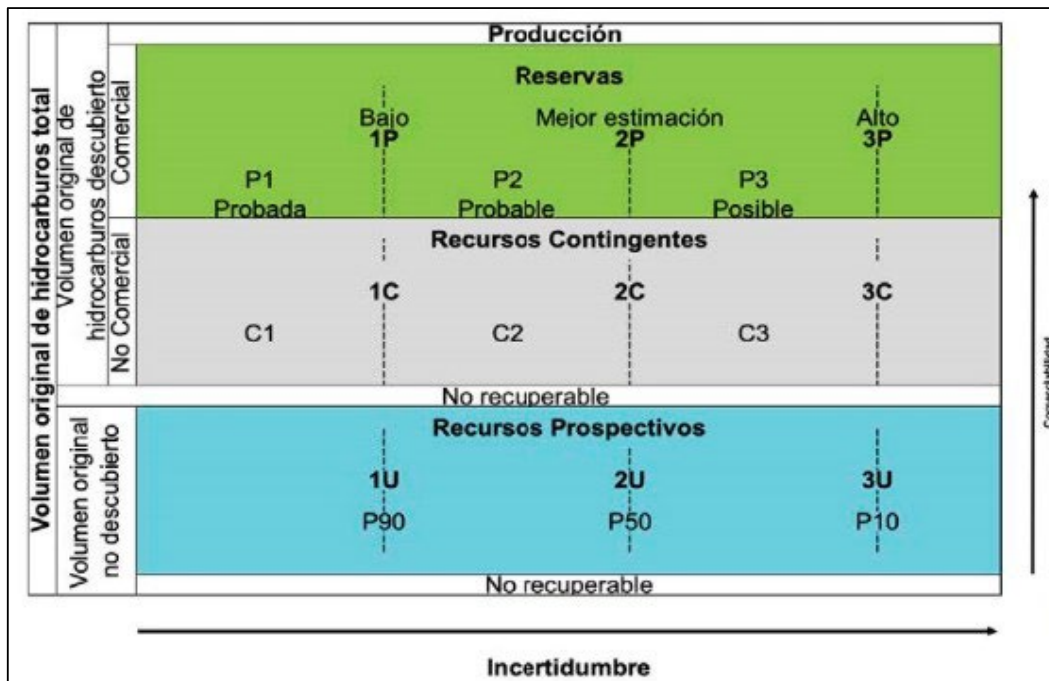


Figura 1.11 Clasificación de recursos (PRMS, 2018)

El eje horizontal representa el rango de incertidumbre de los volúmenes potencialmente recuperables de yacimientos o campos a través de un proyecto, mientras que el eje vertical representa la oportunidad comercial la cual es la posibilidad de que el proyecto sea comprometido para desarrollo y obtenga el estatus de producción comercial.

Para el caso de México, el sistema PRMS permite clasificar las reservas y los recursos de acuerdo con las categorías ahí establecidas, por lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con lo cual permitirá realizar la consolidación de reservas de la Nación, a fin de estandarizar el fundamento de referencia.

El sistema provee una metodología uniforme para la clasificación de recursos y reservas, incluyendo estándares de auditoría de reservas, conjunto de principios, criterios, métodos, conceptos y procedimientos matemáticos, técnicos y científicos empleados para la estimación, cuantificación, evaluación y verificación de las reservas de hidrocarburos.

En el proceso para la estimación de las reservas se consideran entre otros datos: los pronósticos de producción, las inversiones, los costos de operación y los precios de hidrocarburos, con el objetivo de determinar el valor económico de las mismas. Si el valor económico es positivo, los volúmenes de hidrocarburos son comercialmente explotables y, por lo tanto, cumplen con un criterio más para poderse definir como reservas.

En caso de ser negativo, estos volúmenes pueden clasificarse como posibles siempre y cuando se obtenga una evaluación económica positiva al asignar un ligero cambio en el precio de los hidrocarburos o una pequeña disminución en sus costos de desarrollo o de operación y mantenimiento. En caso de que la evaluación económica no se revierta con los cambios marginales mencionados anteriormente, los volúmenes se clasifican como recursos contingentes.

1.3.3. Volumen original de hidrocarburos

El volumen original de hidrocarburos se define como la acumulación natural de hidrocarburos que se estima existe originalmente en un yacimiento, a una fecha dada, antes de iniciar su producción. Este volumen se encuentra en equilibrio a la temperatura y presión prevalecientes en el yacimiento, pudiendo expresarse tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

1.3.4. Recursos petroleros

Son todos los hidrocarburos de origen natural sobre y dentro de la corteza terrestre, descubiertos o no descubiertos, comercialmente recuperables o no comerciales, y aquellas cantidades ya producidas. Además, todo tipo de hidrocarburo que se considera convencional y no convencional. se le llama recurso únicamente a la parte potencialmente recuperable del volumen original en sitio, a estas porciones recuperables se les denomina recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas.

1.3.5. Volumen original de hidrocarburos total in-situ

Es la cuantificación referida a condiciones de yacimiento de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales pueden ser comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, así como también a los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

1.3.6. Volumen original de hidrocarburos descubierto

Cantidad de hidrocarburos que se estima, a una fecha dada, está contenida en acumulaciones conocidas y existe evidencia de ser potencialmente movibles, antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. Una acumulación es comercial cuando existe generación de valor económico como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos.

1.3.7. Recursos prospectivos

Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo.

1.3.8. Recursos contingentes

Son las cantidades de hidrocarburos que son estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, para su desarrollo comercial, debido a una o más contingencias. Los recursos contingentes

son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden subclasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

1.3.9. Tipos de Reservas

Son las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Cumpliendo cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha efectiva de evaluación) y basadas en la aplicación de proyectos de desarrollo. Las reservas son además categorizadas de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden clasificarse con base en la madurez del proyecto y caracterizadas conforme a su estado de desarrollo y producción.

La certidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de la disponibilidad de esta información al tiempo de la estimación e interpretación. Las definiciones contenidas en el PRMS son internacionalmente usadas a fin de proporcionar mayor soporte a los requerimientos de cada proyecto en particular, se reportan para los percentiles 10, 50 y 90. Por lo anterior, las categorías de reservas comúnmente utilizadas (1P, 2P y 3P) se conforman de la siguiente manera:

- Reservas 1P son iguales a las reservas probadas.
- Reservas 2P son iguales a las reservas probadas más las reservas probables.
- Reservas 3P son iguales a las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

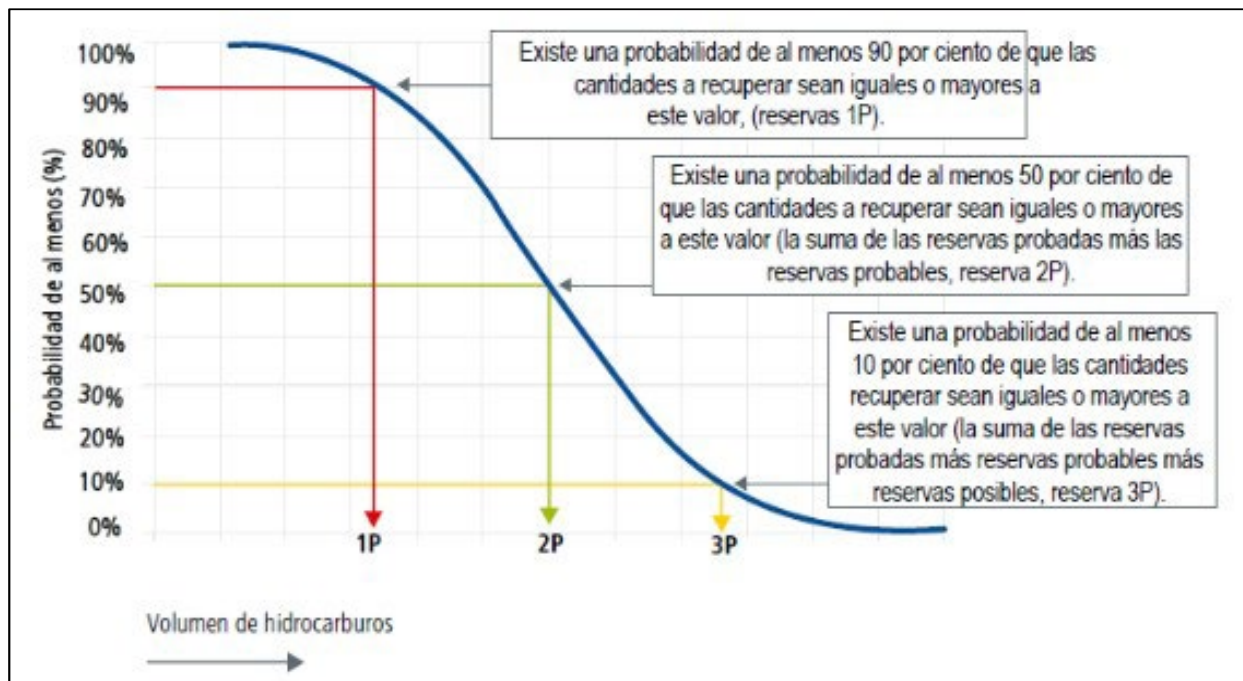


Figura 1.12 Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos

1.3.10. Reservas 1P (Probadas)

Las reservas probadas son las que aportan la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles, es decir presentan un alto grado de certidumbre. La interpretación de un alto grado de certidumbre se interpreta en términos de probabilidades de que al menos existe 90 por ciento de nivel de confianza cuando se emplean métodos probabilistas; desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.

1.3.11. Reservas 2P (Probadas + Probables)

Son los volúmenes de reservas no probadas que en base a los análisis de información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son factibles de ser comercialmente recuperables. La suma de las reservas probadas más las reservas probables, da como resultado las reservas 2P. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o excedan dicha estimación.

1.3.12. Reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles)

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos factible su recuperación comercial que las reservas probables. De esta forma, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas más probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

1.3.13. Relación Reserva - Producción (R/P)

La relación de reserva-producción, tiene un significado relevante y describe, en términos promedio, el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. Se define como el cociente entre las reservas al 1 de enero de 2021 y la producción total del año 2020 asciende a 1.664 mmb en PC, el cual da como resultado de 9.7 años en 1P, 18.2 años en 2P y 27.1 años en 3P, al 1 de enero de 2021. ([Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021](#))

La relación reserva-producción de Petróleo Crudo, al 1 de enero de 2022, presentan un pequeño aumento con respecto al ejercicio 2021 de 0.32 años, 0.83 años, así como de 1.26 años para las categorías 1P, 2P y 3P respectivamente descritas en la tabla 1.

Categoría	Aceite (años)	Gas (años)	PCE (años)
1P	9.38	6.19	9.34
2P	17.37	12.32	17.51
3P	25.84	17.81	25.83

Tabla 1.1. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2021

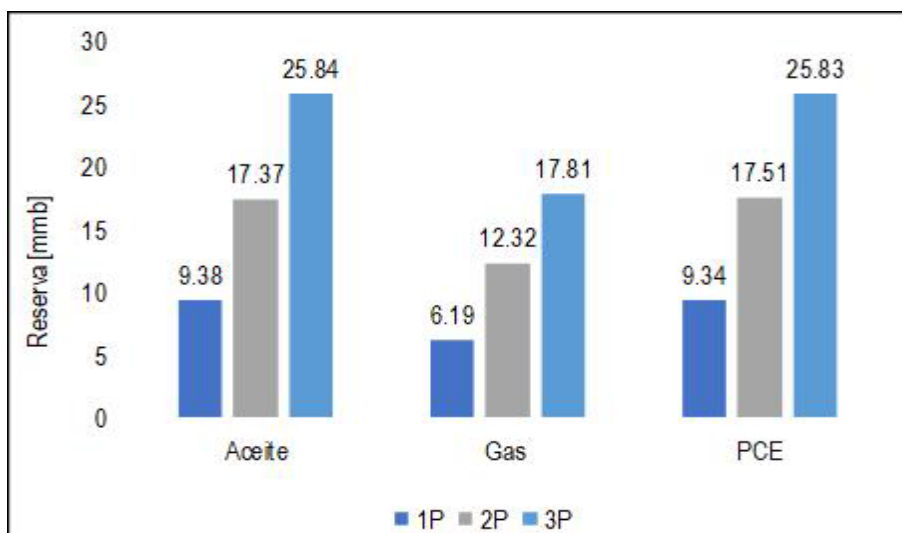


Figura 1.13. Relación Reserva-Producción Nacional 2022

1.3.14. Tasa de restitución

En términos generales la tasa de restitución de reservas es el volumen de incorporación de reservas en cada una de las categorías totales o incrementales en comparación con la producción total del año anterior. Es la relación que mide cuantos barriles han podido ser restituidos en comparación con los barriles que han sido producidos en un cierto periodo de tiempo. Este indicador puede ser representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo y puede ser expresado con dos metodologías:

1.3.14.1. La tasa de restitución integral

Se obtiene mediante la división entre el total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones entre el volumen producido en el mismo periodo. El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas total o integral, se realiza con base en la siguiente fórmula:

$$TR_{INTEGRAL} = \frac{\text{Incorporación} \pm \text{Delimitación} \pm \text{Desarrollo} \pm \text{Revisiones}}{\text{Producción}} \times 100$$

1.3.14.2 La tasa de restitución por descubrimientos

Se obtiene mediante el cociente entre el total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria. El cálculo específico de la tasa de restitución de reservas por descubrimientos se lleva a cabo con base en la siguiente fórmula:

$$TR_{Descubrimientos} = \frac{\text{Incorporación}}{\text{Producción}} \times 100$$

1.4. Ubicación geográfica de las zonas productoras de Pemex

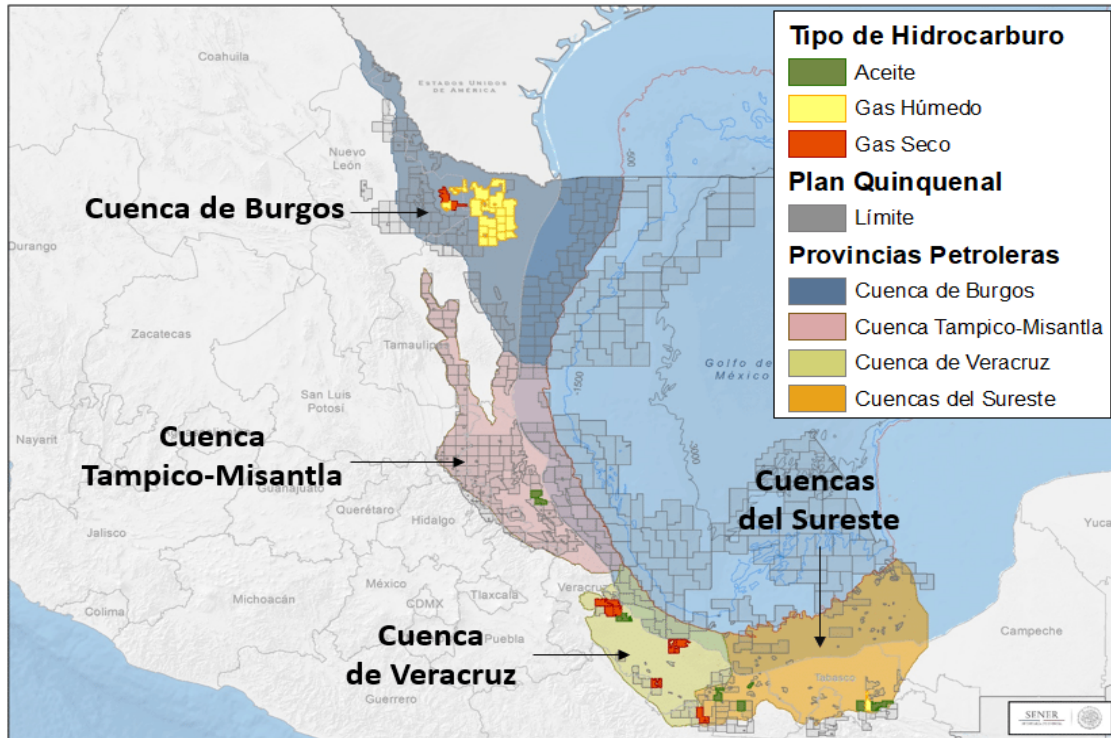


Figura 1.14.- Carta de la distribución de cuencas petroleras de México, zona de alta termicidad y de direcciones de migración de hidrocarburos maduros

Las actividades de exploración-explotación se llevan a cabo en todo el territorio nacional, tanto en tierra como en las áreas marinas de la plataforma continental y mar adentro. Así se han identificado y caracterizado todas las cuencas petroleras productoras existentes en México (Figura 1). Por otro lado, el trabajo exploratorio en las aguas profundas requiere metodologías y tecnologías similares a las mencionadas, aunque específicas y más sofisticadas, dadas las características *sui generis* de los yacimientos existentes en esas condiciones.



Figura 1.15.- Corte geológico a través del Golfo de México, mostrando las zonas de la plataforma continental, la parte profunda del golfo, las rocas generadoras y la migración preferente de los hidrocarburos.

La existencia de un yacimiento petrolero de interés comercial es el resultado de un sinnúmero de eventos naturales en la historia geológica de una cuenca petrolera. Para su estudio, los geólogos han implementado el concepto de *sistema petrolero*. Un sistema petrolero es un conjunto de elementos y procesos que tienen lugar en una cuenca sedimentaria, geológicamente entrelazados, y que dan lugar a la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos, y, por ende, a la existencia de yacimientos de interés comercial. Sus elementos son la roca generadora de hidrocarburos, almacén, y sello, así como la trampa de hidrocarburos y las series sedimentarias que componen todo el conjunto subsidente.

Estos elementos y procesos del sistema petrolero son ponderados, medidos y estudiados por los geólogos, tanto por métodos directos como indirectos, con la finalidad de evaluar las probabilidades de la existencia de un yacimiento petrolero, procediendo luego a su cuantificación volumétrica.

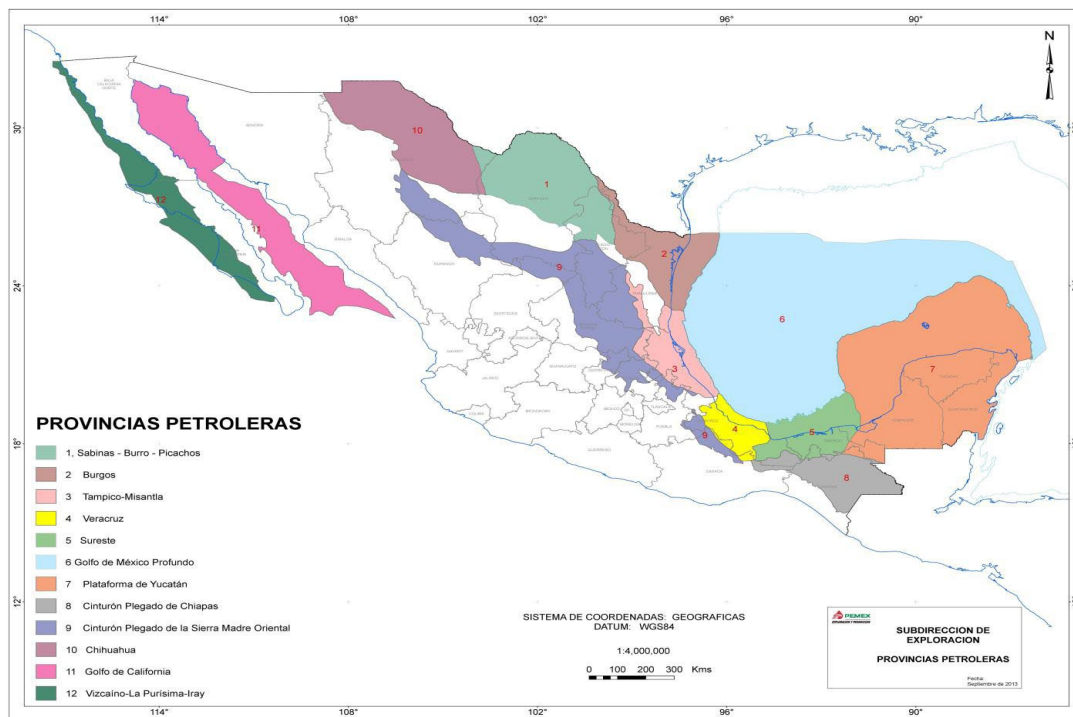


Figura 1.16.- Áreas de acumulación de hidrocarburos (o de oportunidad exploratoria) en la plataforma continental y en las cuencas petroleras tradicionales ya conocidas.

La ubicación de oportunidades exploratorias fundamentalmente se encuentra en las áreas cercanas a la costa y sobre la plataforma continental, con tirantes de agua someros y medianos, al desarrollar las reservas probables y posibles actualmente existentes y cuantificadas en estas regiones, y llevarlas a incorporación como probadas, México tendría suficientes hidrocarburos para su desarrollo mediato, antes de ir hacia la explotación en aguas profundas.

Zonas Administrativas de Producción de Hidrocarburos de Pemex

1965-1980	1981-1990	1991-1996	1997-2000	2001-2015	2016-2018	2019-2023
Zonas	Zonas	Región	Región	Región	Bloques	Subdirección
Distritos	Distritos	Distritos	Distritos	Activos Integrales	Bloques de Producción	Activos de Producción
Norte	Norte	Norte	Norte	Norte	Bloques Norte	Subdirección de Producción Norte
Centro	Centro	Sur	Sur	Sur	Bloques Sur	Subdirección de Producción Sur
Sur	Sur	Marina	Marina Noreste	Marina Noreste	Bloques Marina Noreste AS01	Subdirección de Producción Marina Noreste
Sureste	Sureste		Marina Suroeste	Marina Suroeste	Bloques Marina Suroeste AS02	Subdirección de Producción Marina Suroeste
	Marina					

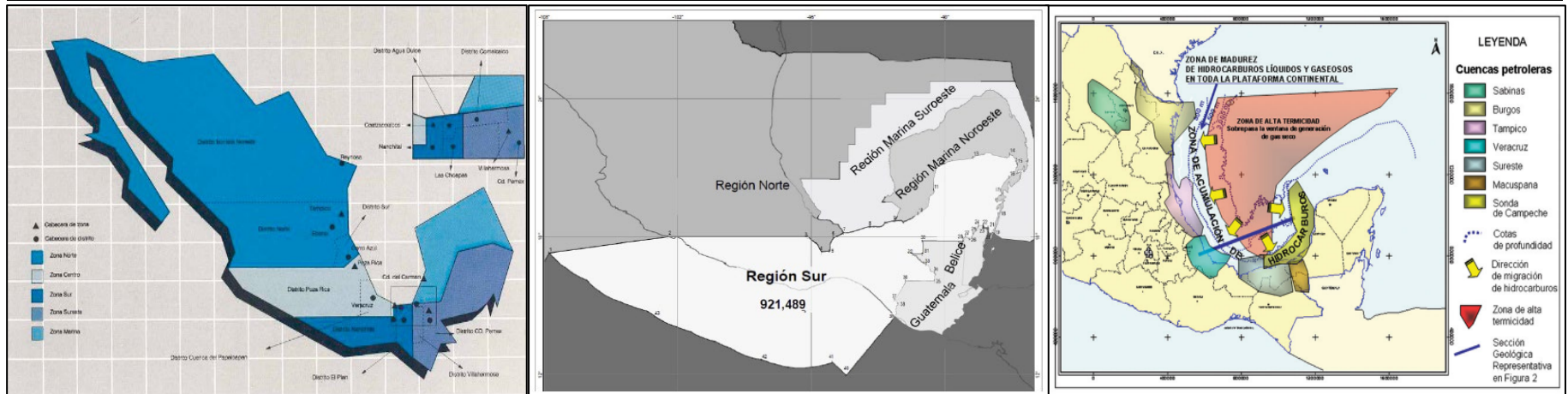


Tabla 1.2. Zonas Administrativas de Pemex

De acuerdo con la estructura orgánica de Pemex Exploración y Producción (PEP), las regiones de hidrocarburos se dividen en cuatro Subdirecciones de Producción (Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero de 2021):

- Subdirección de Producción Región Marina Noreste.
- Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.
- Subdirección de Producción Región Norte
- Subdirección de Producción Región Sur

1.4.1. Subdirección de Producción Región Marina Noreste

La Subdirección de Producción Marina Noreste se ubica en la porción del mar territorial del Golfo de México, frente a las costas del Sureste de la República Mexicana, los campos que administra esta subdirección se distribuyen en 18 asignaciones de extracción y un contrato de extracción sin socio.



Figura 1.17 Subdirección de Producción Región Marina Noreste

La SPRMN se constituye por dos activos integrales de producción: Activo de producción Cantarell y Activo de producción Ku-Maloob-Zaap los cuales tienen dentro de sus actividades la responsabilidad de planear, programar y llevar a cabo la explotación de los yacimientos, así como realizar la incorporación y reclasificación de reservas, delimitación de yacimientos y desarrollo de los campos bajo su responsabilidad. Con base en lo considerado en el Plan de Negocio de Petróleos Mexicanos, esta subdirección se concentró en el desarrollo y explotación de las asignaciones rentables después de impuestos, además de integrar y proponer nuevas oportunidades de alianzas o asociaciones que con condiciones económicas más favorables serían rentables para Pemex después de impuestos. Respecto a la meta de incorporación de reservas, la cual busca restituir los volúmenes de hidrocarburos producidos de los campos en explotación con los provenientes de campos nuevos por actividad exploratoria.

Durante 2020 no se descubrieron campos nuevos en esta subdirección, sin embargo y de acuerdo con la estrategia de incrementar la producción nacional de petróleo y la urgencia de garantizar la seguridad energética de México, a la SPRMN le fueron reasignados campos que estaban a resguardo. El volumen producido a nivel subdirección fue de 346.1 mmbp.

La producción promedio diaria de la SPRMN fue de 948.1 mbpd. El campo Maloob se mantuvo como el de mayor producción de la subdirección con 336.1 mbpd, con dicha tendencia de años anteriores, la subdirección se mantiene como la de mayor producción de aceite crudo para Pemex.

1.4.2. Subdirección de Producción Región Marina Suroeste

Ubicada en aguas territoriales del Golfo de México, en una porción de la plataforma y talud continental del Golfo de México, dividida en 29 Asignaciones de Exploración y Extracción al 1 de enero de 2021, los Activos de Producción: Abkatún Pol Chuc y Litoral de Tabasco, constituyen la estructura organizacional de la Subdirección.

Sus principales funciones son: diseñar las estrategias para administrar la producción de hidrocarburos, coordinar el desarrollo de las asignaciones, la explotación y recolección de hidrocarburos, proponer la estrategia de reclasificación de reservas, probables, y coordinar la incorporación, delimitación de yacimientos y desarrollo de los campos.



Figura 1.18 Región Marina Suroeste

Actualmente, la subdirección administra 53 campos, de los cuales 3 campos fueron descubiertos durante 2020 y estos, se encuentran en estudio y gestión para su desarrollo.

La producción diaria de aceite durante el año 2020 promedió 427.6 [mbp] y 988.7, es decir, acumuló en dicho año 156.5 millones de barriles de aceite, lo que significó aportar 25.3 por ciento de la producción total de Petróleos Mexicanos de

aceite. Se descubrieron los campos Paki, Camatl, Xólotl y el yacimiento Cretácico del campo Pokché (Cretácico), ubicados en la porción marina de las Cuencas del Sureste.

1.4.3. Subdirección de Producción Sur

El área de las asignaciones pertenecientes a la Subdirección de Producción Región Sur comprende los estados de Campeche, Chiapas, Tabasco y Veracruz. Actualmente esta subdirección cuenta con 86 asignaciones: 70 de extracción, 6 de resguardo y 10 de exploración/extracción.



Figura 1.19 Subdirección de Producción Sur

Considerando las asignaciones de extracción y exploración se tienen 87 campos distribuidos en sus cuatro activos de producción: el Activo de Producción Macuspana-Muspac que posee 27 campos, le siguen, el Activo de Producción Bellota-Jujo con 24 campos, el Activo de Producción Cinco Presidentes con 20 campos y finalmente el Activo de Producción Samaria-Luna con 16 campos. El aporte de producción de hidrocarburos durante el año 2020 de la Subdirección de Producción Región Sur fue de 85.7 millones de barriles de aceite. Lo que representó con respecto a la producción total de Pemex, el 13.8, por ciento de aceite.

1.4.4. Subdirección de Producción Región Norte

La Subdirección de Producción Norte comprende los estados de Coahuila, Hidalgo, Nuevo León, Puebla, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, cuenta con 193 asignaciones con 141 de extracción, 39 a resguardo y 13 de exploración/extracción.

Administrativamente esta Subdirección de Producción está constituida por tres Activos de Producción: Reynosa, Poza Rica-Altamira y Veracruz, sus actividades se basan en el desarrollo de campos y optimización de la operación y explotación.

El Activo de Producción Poza Rica administra los campos Aceite Terciario del Golfo, los campos maduros de Poza Rica-Altamira y los campos de Aguas Profundas. Debido a la superficie que comprende, la Subdirección de Producción Región Norte opera el mayor número de campos y registra la mayor actividad de desarrollo en el país.



Figura 1.20 Subdirección de Producción Norte

Durante el año 2020, la Subdirección alcanzó una producción de hidrocarburos de 31.4 millones de barriles de aceite, lo que representó con respecto a la producción de Pemex, el 5.1 por ciento de aceite,

Capítulo 2

2. Metodología para la estimación de la producción

Uno de los principales objetivos de la ingeniería de petrolera es predecir con certeza la producción futura de un pozo o campo, hay distintas herramientas que pueden utilizarse para alcanzar este propósito, siendo el análisis de curvas de declinación el más sencillo y aceptado dentro de la industria. Esta técnica fue propuesta en 1945 y utiliza datos de producción para encontrar la mejor curva de ajuste histórica,

2.1. Análisis de curvas de declinación

Las curvas de declinación de producción es el método más utilizado en la Estimación de Reservas. Su base es la propia producción del campo, los factores que han afectado al campo en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro. Las curvas de declinación de producción consideran que el campo es un sistema que se agota, por lo cual la producción tiende a declinar.

Se requieren suficientes datos de producción para el análisis de curvas de declinación y que nos permita pronosticar ritmos de producción, y sirve de base para estimar la productividad y las reservas de hidrocarburos; es uno de los métodos más antiguos empleados para el pronóstico de producción de hidrocarburos. Su simplicidad y capacidad de pronosticar lo han convertido en una herramienta de uso general, especialmente cuando se cuenta con muy poca información de producción.

La pérdida de presión en el yacimiento o los cambios en los ritmos de producción son las principales causas de la declinación. Trazando una línea a través de los valores de producción, los cuales van disminuyendo en el tiempo, y asumiendo esta misma tendencia en el futuro, se obtiene la base para el análisis de declinación. A través de sencillas técnicas gráficas se determinan ciertos parámetros a partir de la curva de declinación, tales como gasto inicial o factor de declinación.

Existen básicamente tres tipos principales de curvas de declinación para el análisis de la producción de hidrocarburos: exponenciales, armónicas e hiperbólicas. Matemáticamente, su principal diferencia radica en el valor del parámetro conocido como constante de declinación (b); cuando su valor es cero, nos determina una declinación exponencial; cuando es uno, nos representa una declinación armónica; y cuando está entre cero y uno, se presenta una declinación hiperbólica.

2.1.1. Antecedentes históricos

El análisis de las curvas de declinación, introducido por Arps en 1945, ha sido el método más utilizado para predecir la producción de campos de crudo y gas. Su metodología aún se sigue usando en la formulación inicial se estableció que, para condiciones de presión constante, el flujo declina de manera exponencial, hiperbólica o armónica, con esta simplicidad y el éxito de sus pronósticos extendieron su uso y lograron aceptación general.

La curva típica del análisis de declinación consiste en representar en papel semilog el gasto de producción vs. el tiempo y tratar de ajustar los datos en una línea recta. Este método de análisis extrapola las observaciones de la historia de producción para estimar el comportamiento de la producción futura.

Además del gasto de producción contra el tiempo, existen otros tipos de tendencias que permiten analizar las historias de producción, las cuales incluyen gasto de producción vs. Crudo acumulado, el agua acumulada vs. producción de crudo y la relación gas-aceite vs. la producción acumulada. La estimación de los gastos de producción se realiza para los siguientes fines:

- pronosticar las reservas remanentes.
- planificar la vida productiva de un campo hasta su límite económico.

El análisis de las curvas de declinación se aplica a la producción de crudo o de gas de pozos individuales, de grupos de pozos o del total de un campo, siempre y cuando exista la información necesaria para llevar a cabo este tipo de estudio ya sea individual o en grupo para obtener las predicciones a futuro. También es aplicable en aquellos pozos o campos cuyo comportamiento de su pasado, presente y futuro tiene una tendencia natural de declinación y no están sujetos a cambios operacionales.

Ahora bien, la confiabilidad de este análisis depende de la calidad y cantidad de los datos de producción en los que se basa y las predicciones nunca deben realizarse más allá de la duración similar al de los datos de producción suministrados.

Por ejemplo, si un análisis está basado en los datos de producción de cinco años, la predicción debe limitarse también a cinco años o un período razonable. Teniendo en cuenta que este método es empírico, se recomienda que continuamente se revisen los resultados realizando comparaciones con otras predicciones o con la experiencia que se haya acumulado.

2.1.2. Modelos de declinación

Los diferentes métodos de análisis de las curvas de declinación se basan en la forma como el gasto de declinación varía con el tiempo. En consecuencia, para realizar el análisis de yacimientos usando tales métodos es necesario definir los siguientes parámetros básicos:

2.1.2.1. Gasto de declinación nominal

Se define como el cambio fraccional del gasto de producción con el tiempo o también, como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo natural del gasto de producción vs. el tiempo, es decir:

$$D = -\frac{1}{q} \frac{dq}{dt} = -\frac{d \ln q}{dt} \quad (2.1)$$

donde D es el gasto de declinación nominal, años⁻¹; q, gasto de producción de crudo, B/día y t, tiempo, años o meses.

La declinación nominal, D , por ser una función continua, se usa principalmente para facilitar la derivación de otras relaciones matemáticas y se conoce también como índice o relación de pérdida. Si el gasto actual de declinación se multiplica por 100, nos dará el cambio porcentual que experimentará con el tiempo. Por ejemplo, si D es 0, 10/año, el cambio porcentual nos indica que el gasto actual de producción está disminuyendo a un ritmo del 10% al año. Debido a que este análisis sólo puede realizarse cuando el gasto está disminuyendo, D siempre es positivo.

2.1.2.2. Gasto de declinación efectiva

Se define como la disminución en el gasto de producción desde un valor inicial q_i hasta un valor q durante un período igual a la unidad (1 mes o 1 año), dividido por la producción al comienzo del período:

$$d = \frac{q_i - q}{q_t} \quad (2.2)$$

donde d es el gasto de declinación efectiva, %/año o mes; q , gasto de producción de crudo a un tiempo t , B/día; y q_i , el gasto de producción de petróleo al comienzo del período de declinación, B/día.

Esta declinación es, por lo general, la más usada, ya que por ser una función discreta concuerda mejor con las prácticas actuales de registro de producción.

Si el período es un mes, se le refiere como declinación efectiva mensual y si es un año, como declinación efectiva anual.

2.1.2.3. Producción de crudo acumulada

Se define como la integral de la curva del gasto de producción en función del tiempo, desde el inicio de la vida productiva del pozo hasta un tiempo determinado:

$$N_p = \int_0^t q \, dt \quad (2.3)$$

N_p es la producción acumulada de crudo en [B];

q el gasto de producción de crudo a un tiempo $[t]$ en B/día y

t el tiempo considerado, meses o años.

2.2. Tipos de curvas de declinación

Existen tres tipos de curvas de declinación: hiperbólica, exponencial y armónica, las cuales se definen según la siguiente expresión básica general:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \quad (2.4)$$

n es el exponente de declinación.

D_i es el gasto de declinación al comienzo del período actual de declinación.

- En la curva de declinación exponencial o de porcentaje constante, $n = 0$;
- En la armónica, $n = 1$ y
- En la hiperbólica, $0 < n < 1$.

De acuerdo con esto, la expresión del gasto de declinación, para cada tipo de curva es:

- Exponencial: $D = D_i = cte$,
- la caída en producción por unidad de tiempo es una fracción constante del gasto de producción.
- Armónica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)$
- la caída en producción por unidad de tiempo como una fracción del gasto de producción es directamente proporcional al gasto de producción.
- Hiperbólica: $D = D_i \left(\frac{q}{q_i}\right)^n$
- la caída en producción por unidad de tiempo como una fracción del gasto de producción es proporcional a una potencia fraccional! Del gasto de producción, con la potencia variando entre 0 y 1.

La integración de estas ecuaciones diferenciales básicas proporciona la relación del gasto vs. tiempo como se muestra en la clasificación de las curvas de declinación de producción presentadas en la Tabla 2.1.

2.2.1. Declinación exponencial

En la ingeniería de yacimientos este es el método más utilizado de los tres tipos que se tienen como parámetros para determinar y dar una respuesta más conservadora del cálculo de reservas futuras como se señaló anteriormente, se dice que la declinación es exponencial si $n = 0$.

En este tipo de curva, la declinación nominal es constante:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^0 = 1 \rightarrow D = D_i = cte \quad (2.5)$$

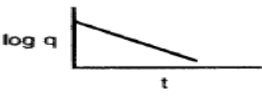
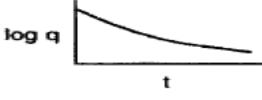
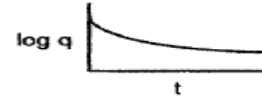
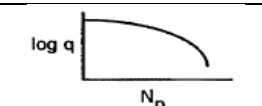
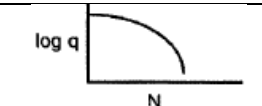
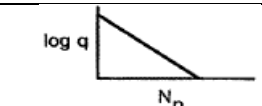
Tipo de declinación	Declinación Exponencial	Declinación Hiperbólica	Declinación Armónica
Características básicas	Declinación constante	Declinación proporcional a una potencia $0 < n < 1$	Declinación es proporcional, $n = 1$
	$D = bq^0 = -\frac{dq/dt}{q}$	$D = bq^n = -\frac{dq/dt}{q}$	$D = bq^{-1} = -\frac{dq/dt}{q}$
	$\int_0^t D dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q}$	$\int_0^t \frac{D_i}{q_i^n} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^{n+1}}$	$\int_0^t \frac{D_i}{q_i} dt = -\int_{q_i}^q \frac{dq}{q^2}$
Gasto vs tiempo	$q = q_i e^{-D_i t}$	$q = q_i (1 + n D_i t)^{-1/n}$	$q = q_i (1 + D_i t)^{-1}$
	$N_p = \int_0^t q dt = \int_{q_i}^q q_i e^{-D t} dt$	$N_p = \int_0^t q dt = \int_0^t (1 + n D_i t)^{-1/n} dt$	$N_p = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i (1 + D_i t)^{-1} dt$
	$N_p = \frac{q - q_i e^{-D t}}{D}$	$N_p = \frac{q_i}{(n-1)D_i} [(1 + n D_i t)^{(n-1)/n} - 1]$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} [\ln(1 + D_i t)]$
Gasto vs producción acumulada	$N_p = \frac{q_i - q}{D}$	$N_p = \frac{q_i^n}{(1-n)D_i} (q_i^{1-n} - q^{1-n})$	$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$
Grafica gasto vs tiempo			
Grafica gasto vs producción acumulada			

Tabla 2.1. Características de las curvas de declinación de Arps

2.2.2. Declinación armónica

Para el análisis de la declinación armónica se presenta una curva donde la declinación nominal es proporcional al gasto de producción

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^1 = 1 \rightarrow D = bq \quad (2.6)$$

donde la constante b se determina bajo condiciones iniciales:

$$b = \frac{D_i}{q_i} \quad (2.7)$$

2.2.3 Declinación hiperbólica

Para el tipo de curva, el gasto de declinación nominal es proporcional a una potencia fraccional n del gasto de producción:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^n \rightarrow D = bq^n \quad (2.8)$$

Donde la constante (b) se determina, en condiciones estándar, como:

$$b = \frac{D_i}{q_i^n} \quad (2.9)$$

2.2.4. Gasto de declinación efectiva mensual y anual

La declinación efectiva mensual (d_m) y anual (d_a) de los tres tipos de curvas de declinación se relacionan de la siguiente manera:

$$d_m = 1 - (1 - d_a)^{1/12} \quad (2.10)$$

$$d_a = 1 - (1 - d_m)^{12} \quad (2.11)$$

2.2.5. Graficas de las curvas de declinación como líneas rectas

En la Fig. 2.1 se muestran las curvas del gasto de producción vs. tiempo y del gasto de producción vs. producción acumulada para los tres tipos de declinación usando tres tipos diferentes de escala: cartesiana, semilogarítmica y logarítmica.

En la declinación exponencial, la curva de gasto de producción vs. tiempo se convierte en una línea recta en escala semilogarítmica, mientras que la curva del gasto de producción vs. producción acumulada lo hace en escala rectangular. En ambos casos, el valor absoluto de la pendiente es igual a la fracción de declinación nominal D .

Para la declinación armónica, la curva que se muestra del gasto de producción vs. tiempo se convierte en una línea recta de ángulo 45° en escala logarítmica, si en vez del tiempo lineal t se utiliza un tiempo modificado t' definido como:

$$t' = 1 + D_i t \quad (2.12)$$

Para este tipo de declinación, la gráfica del inverso de su gasto de producción

$$(1 / q \text{ vs. } T)$$

se convierte también en una línea recta de pendiente positiva en escala rectangular, mientras que la curva del gasto de producción vs. producción acumulada lo hace en una línea recta en escala semilogarítmica.

En ambos casos, el valor absoluto de la pendiente es igual a la fracción de declinación nominal inicial, D_i , dividida entre el gasto de producción inicial q_i .

En el caso de la declinación hiperbólica, la curva del gasto de producción vs. tiempo se convierte en una línea recta en escala logarítmica si en vez del tiempo lineal t se utiliza un tiempo modificado t' definido como:

$$t' = 1 + nD_i t \quad (2.13)$$

El valor absoluto de la pendiente es igual a

$$\frac{1}{n}$$

La curva del gasto de producción vs. producción acumulada se convierte en una línea recta de pendiente positiva en escala logarítmica (Fig. 3.2), si en vez de la producción acumulada lineal N_p se utiliza una producción acumulada N'_p definida como:

$$N'_p = \frac{q_i - (1 - n)D_i N_p}{q_i^n} \quad (2.14)$$

El valor de la pendiente en este caso es igual a

$$1/(1 - n).$$

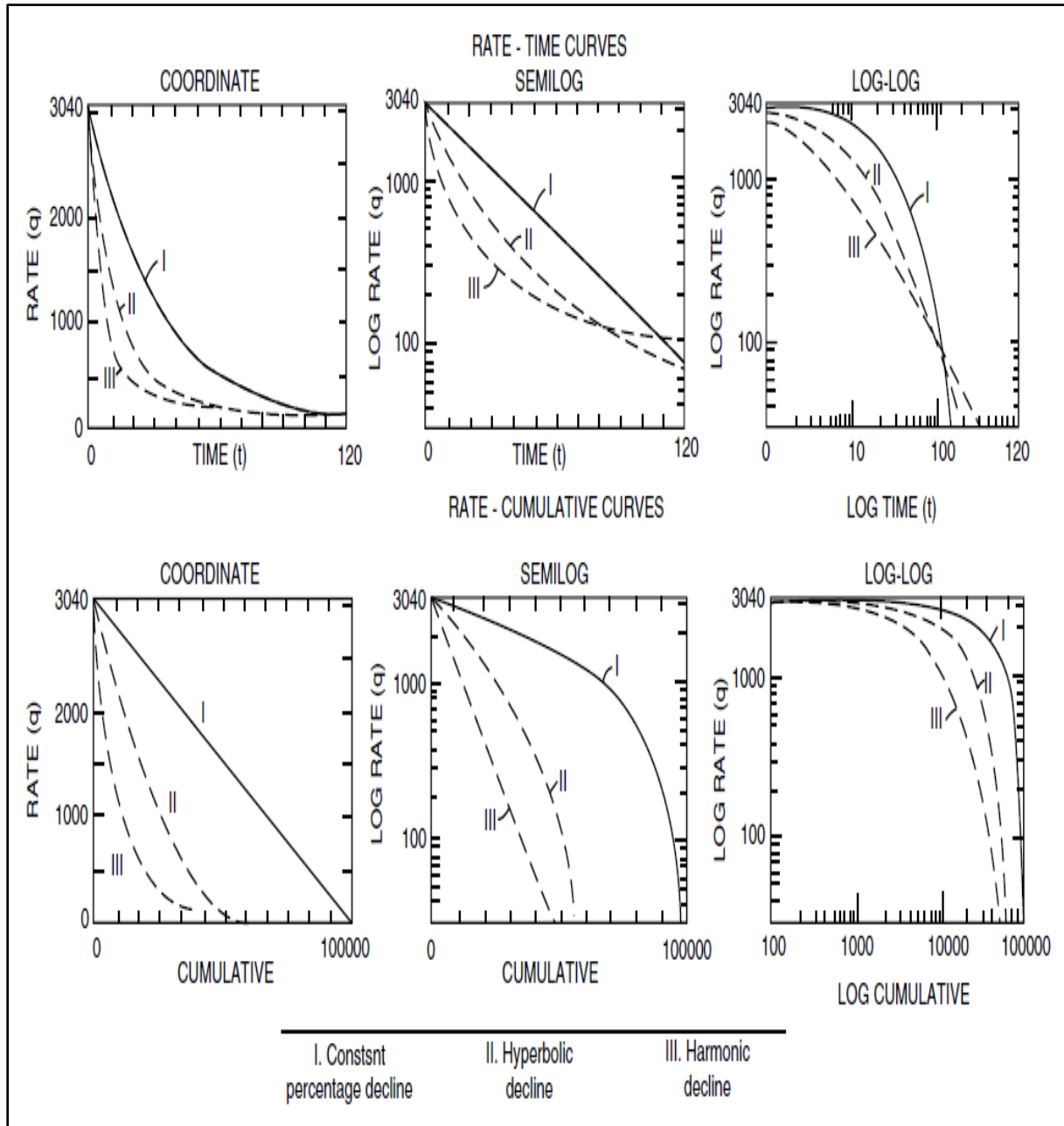


Figura 2.1 Representación Gráfica Curvas de Declinación

2.2.6. Gasto de producción normalizada

De acuerdo con el uso de las curvas de declinación y su ajuste mediante sus diferentes curvas para su análisis, es importante analizar el efecto de n y D en el comportamiento del gasto de producción.

La figura 2.2 nos muestra el efecto de n sobre el comportamiento del gasto de la producción normalizada en función del tiempo, el cual se define como $\left(\frac{q}{q_i}\right)$.

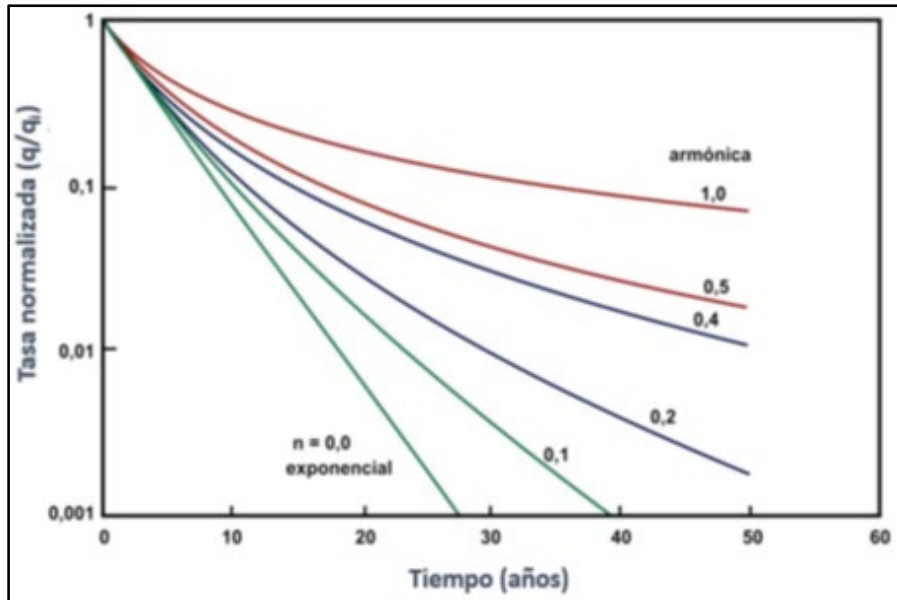


Figura 2.2 Efecto de n sobre $\log q$ vs t

La disminución de n acelera la declinación del gasto de crudo. Para el caso límite en que $n = 0$ (exponencial), la gráfica del logaritmo del gasto normalizado vs tiempo es lineal. Walsh y Lake señalan que en la mayoría de los casos n varía entre 0 y 0.4, por lo que son muy raros los casos de declinación armónica donde $n = 1$ y donde la declinación exponencial sea $n = 0$.

Se ilustra el efecto de n en el rango de 0 a 1, teóricamente n puede ser inferior a cero, lo que significa que el agotamiento es muy rápido y mayor que el de una declinación exponencial. El gráfico de $\left(\frac{q}{q_i}\right)$ vs $D_i t$, se observa que n no puede distinguirse a menos que $D_i t > 1$. El aumento de D_i acelera el gasto de la declinación de crudo de acuerdo a D_i que varía en un rango de 10 y 50 % anual en yacimientos nuevos.

2.2.7. Métodos para estimar n y D_i

Para determinar los mejores valores que ajustan las constantes n y D_i para una serie de datos de producción conocidos se recomienda la declinación hiperbólica, ya que las otras dos siempre darán como resultado, gráficos lineales. A tal efecto, existen al menos tres métodos: gráfico, de la curva tipo y de regresión lineal.

2.2.8. Método gráfico

Este método se basa en la ecuación $D = \frac{D_i}{1+nD_it}$ la cual muestra que su gasto de declinación D disminuye desde un máximo ($t = 0$) a medida que el tiempo aumenta. El recíproco de esta ecuación es:

$$\frac{1}{D} = \frac{1}{D_i} + nt \quad (2.15)$$

Esta ecuación indica que un gráfico de $\frac{1}{D}$ vs t es una línea recta cuya pendiente es n y D_i , como se ilustra en la Fig. 2.3 donde se obtiene una línea recta únicamente si la declinación es hiperbólica.

Este gráfico de $\frac{1}{D}$ vs t , será una línea recta solamente si la declinación es hiperbólica. En la práctica, los datos de producción no se reproducen exactamente con este tipo de declinación y como consecuencia, es necesario realizar un ajuste por ensayo y error.

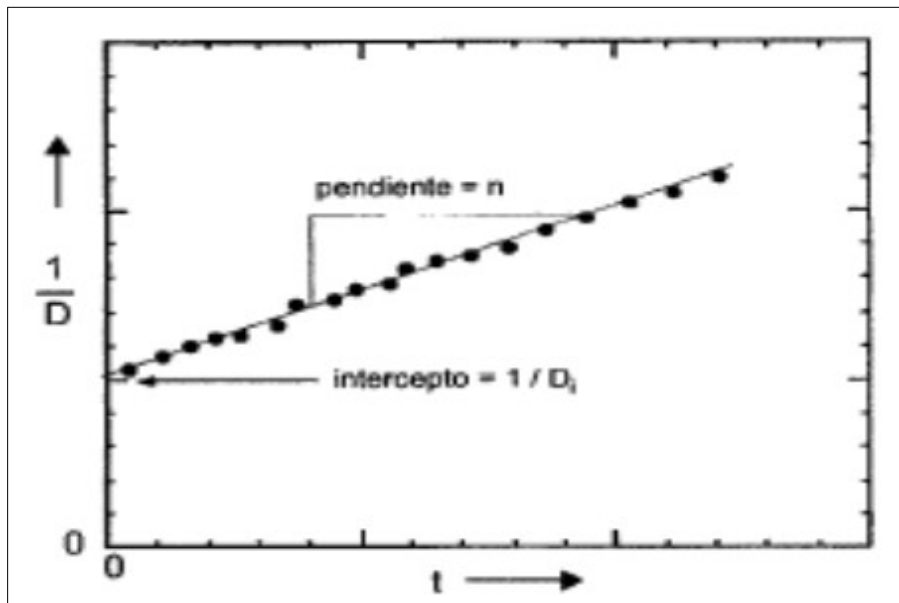


Figura 2.3 Método gráfico para determinar D_i y n

2.2.9. Curva Tipo

El concepto de análisis de curvas tipo fue introducido a la industria por Agarwal en 1970 como una valiosa herramienta cuando lo usó en conjunto con gráficos convencionales semilog.

Para el análisis de las curvas tipo consiste en encontrar la curva tipo teórica que concuerde con la respuesta actual de una prueba de pozo y del yacimiento cuando es sometido a cambios de su gasto de producción y presión. La concordancia puede ser encontrada gráficamente por superposición física de una gráfica de los datos actuales sobre una gráfica similar de curvas tipo y encontrar que tipo de curvas tiene la mejor concordancia, ya que, las curvas tipo son gráficos de

soluciones teóricas para la ecuación de flujo transitorio y pseudo-estacionario, ellas son usualmente presentadas en términos de variables adimensionales.

Varios investigadores retomaron el enfoque de variables adimensionales para determinar reservas y describir el comportamiento de recuperación de un sistema de hidrocarburo con respecto al tiempo, algunos de autores son:

- Fetkovich (1980).
- Carter (1985).
- Palacio y Blasingame (1993).
- Flujo de balance de materiales de Matt y Anderson (2003).
- Anash (2000).
- Análisis de curvas de declinación para yacimiento fracturados.

Todos estos métodos son basados en la definición de una serie de variables adimensionales de curvas de declinación, que incluyen:

- Gasto adimensional.
- Producción acumulada adimensional.
- Tiempo adimensional.

Los métodos anteriormente citados fueron desarrollados con el objetivo de proporcionar la ingeniería con una herramienta adicional para estimar reservas y determinar otras propiedades para pozos de petróleo y gas usando los datos de comportamiento disponibles, uno de los métodos más usados es el siguiente:

Antes que variables reales, los parámetros de yacimiento y pozo, tales como permeabilidad y daño, pueden ser calculados por los parámetros adimensionales definiendo el tipo de curva. Los datos de la Fig. 2.3 se obtienen aplicando la siguiente ecuación:

$$\frac{q}{q_i} = \frac{1}{(1 + nD_i)^{1/n}} \quad (2.16)$$

Donde $\frac{q}{q_i}$ se evalúa como una función de $D_i t$ para diferentes valores de n , el procedimiento para usar la fig. 2.4 se describe de la siguiente manera:

- Se seleccionan los datos de q vs t
- Se obtiene un papel gráfico log-log similar al de la curva tipo y se construye el gráfico de q vs t .
- Se superpone el gráfico obtenido y se desliza paralelamente hasta conseguir que coincidan los dos ejes.
- Se busca el valor de n , el cual está dado por la curva que muestra una mejor coincidencia con el construido.
- Se comparan los ejes horizontales para obtener el valor mejor ajustado de D_i .

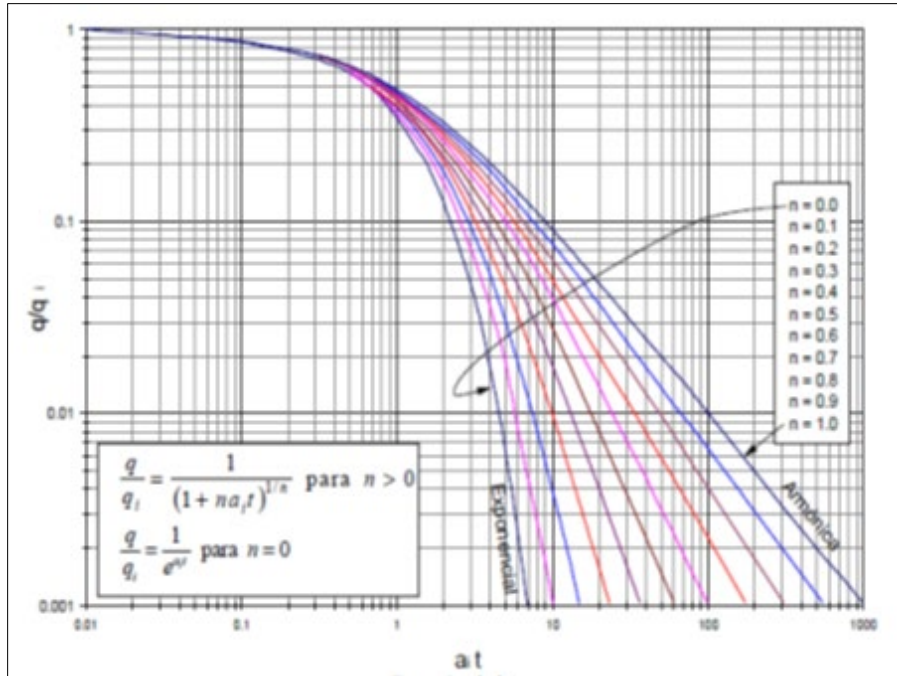


Figura 2.4 Curvas tipo adimensionales para el análisis de curvas de declinación.

2.3. Factores que afectan las curvas de declinación

Períodos desiguales entre pruebas de medición de pozos, dificultan el análisis de un tiempo promedio. Lo ideal es efectuar las pruebas en lapsos iguales. Reducción del índice de productividad o incremento del factor de daño debido a cambios físicos en el pozo, tales como depósitos de ceras y asfáltenos provenientes de los fluidos producidos o de la acumulación de arena suelta. Cambios en la presión de fondo, relación gas-aceite, porcentaje de agua y en otras condiciones del yacimiento. Terminación de pozos nuevos y cierres de pozos.

2.4. Metodología para la estimación de la producción

La principal función de los pronósticos de producción es dar un apoyo cuantitativo y analítico para plantear diferentes escenarios en los cuales se plantean diferentes casos de acuerdo con su probabilidad de éxito teniendo en cuenta un escenario base, uno alto y uno bajo para hacer comparativas con los históricos de producción que se cuentan documentados por Pemex desde 1960.

2.4.1. Conformación de la Bases de datos

Se conformó una base de datos para tener un buen manejo y control de la información que se encuentra disponible en el sector energético, para el área de hidrocarburos, donde existen grandes volúmenes de información

Tomando en cuenta los distintos atributos que se encuentran disponibles en diferentes bases de datos publicados, principalmente en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (SENER) y la Base de Datos Institucional de Pemex (BDI).

Se observó la necesidad de crear un sistema propio, alimentado de los distintos informes publicados en cuanto a nombre de campos productores de hidrocarburos, comprendiendo la cuenca en la que se encuentran, su ubicación en este caso terrestre o marino, el activo de producción al que pertenece, la región a la cual están asignados dichos complejos y el bloque de producción al cual pertenecen, sabiendo su localización, el estado al que pertenecen si es el caso o las aguas territoriales en las cuales se ubican, tomando en cuenta su latitud y longitud, el área en km² además de conocer el estatus de dichos campos, como si son productores, si se encuentran en desarrollo, cerrado o abandonado, conocer su año de descubrimiento, el operador encargado de su explotación y la vigencia que tiene sobre dicha área.

Además de conocer su mecanismo de producción, el número de bloques con los que cuenta, sus columnas operacionales (intervalos de producción); de existir que tipo de proyecto de recuperación es con el que cuenta para maximizar su producción o el tipo de sistema artificial que tiene implementado.

Saber con cuantos pozos cuenta dicha región y conocer los tipos de pozos que cuenta para su extracción, vigilancia, monitoreo e inyección, teniendo identificados los que se encuentran cerrados con posibilidades y sin posibilidades de seguir produciendo y saber los que han sido sometidos a reparaciones menores o mayores, así como aquellos que se encuentran taponados. Para poder analizar con más detalle, debe recalcar que este trabajo está enfocado únicamente en la producción de crudo, tomando únicamente tres de las cuatro subdirecciones de producción con que cuenta Pemex.

- Subdirección de Producción Región Marina Noreste (SPRMN).
- Subdirección de Producción Región Marina Suroeste (SPRMS).
- Subdirección de Producción Región Sur (SPRS).

Que históricamente son las que mayores beneficios le han otorgado a Pemex a través del tiempo en cuanto a producción y reservas de crudo se refiere.



Figura 2.5 Ejemplo del Sistema de información de hidrocarburos

Toda la información se obtuvo de las plataformas antes mencionadas donde nos describen cada uno de los atributos con los que cuenta cada campo para su cuantificación y clasificación de acuerdo con sus características, (<https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>)

2.4.2. Descripción de la base de datos

Una base de datos bien estructurada ayuda al entendimiento de la información y apoya para localizar y tener todas las referencias geográficas con los que cuentan los campos seleccionados ya sea que se encuentren localizados en aguas someras o sean campos terrestres, conocer a que activo de producción pertenecen, saber el tipo de fluido que produce cada campo y sus °API, establecer su aporte de producción a las cifras nacionales y por bloque.

CAMPO	BLOQUE	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	UBICACIÓN	TIPO DE FLUIDO	°API	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 2P [MMB]	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 3P [MMB]
ABKATUN	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	28	5228.322	5238.956	5238.956
AKAL	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	18.7	30685.646	30804.431	30818.842
AYATSIL	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	10	4488.928	4488.928	4840.416
BOLONTIKU	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	35	496.546	496.546	496.546
CAAN	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	37	1563.966	1563.966	1563.966
CHAC	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	19.5	577.276	577.276	618.283
CHUC	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	30.7	2163.006	2163.006	2252.055
CHUHUK	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	39	86.788	86.788	86.788
EK	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	No aplica	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	19.5	990.737	990.737	990.737
HOMOL	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	41	387.258	419.233	419.233
IXTAL	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	24.5	938.692	1025.495	1025.495
IXTOC	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	31	300.317	300.317	300.317
KAB	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	36.5	233.134	233.134	233.134
KAMBESAH	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	29	240.033	240.033	240.033
KAX	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	38	260.441	260.441	260.441
KU	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	20.7	7109.591	7109.591	7193.077
KUIL	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	37	356.184	356.184	356.184
KUTZ	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	22	329.007	329.007	329.007
MALOOB	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	13.7	7382.259	7382.259	7382.259
MANIK	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	26.5	100.088	100.088	100.088
MAY	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	45	335.511	335.511	335.511
NOHOCH	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	19.5	2013.439	2013.439	2013.439
OCH	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	38	302.366	302.366	364.171
ONEL	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	24	712.549	839.529	839.529
POL	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	31	2253.017	2253.017	2253.017
SIHIL	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	23.3	1461.641	1608.640	1687.956
SINAN	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	31.5	678.173	678.173	899.165
TAKIN	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Cantarell	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	16	158.004	158.004	158.004
TARATUNICH	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	30.5	1013.923	1013.923	1013.923
TSIMIN	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	42	311.880	311.880	311.880
UECH	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	34.5	256.359	256.359	256.359
XANAB	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	33	1009.603	1073.175	1163.419
XUX	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	39.5	274.056	307.877	307.877
YAXCHE	SPBAS_AS02	Región Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	35.7	823.744	993.522	1056.029
ZAAP	SPBAS_AS01	Región Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Cuencas del Sureste	Aguas someras	Aceite y Gas	19.7	5721.261	5721.261	5721.261

Tabla 2.2 Base de datos con algunas características geográficas

La conformación de estos datos nos da una descripción más detallada de cada uno de los campos productores de aceite con los que cuenta México para conocer de manera particular los tipos de fluidos obtenidos con los que se cuentan y

saber su estatus, su manera de estar produciendo y por medio de cuantos pozos se alcanza la producción que reportan con lo cual se creó una base de datos de “Producción Nacional de Crudo 1960 - 2019” reportada de manera mensual. Los atributos con mayor importancia o con mayor impacto en este trabajo son la información general de los volúmenes originales de crudo (1P, 2P, 3P), reservas probadas (1P), reservas probadas + probables (2P) y reservas probadas + probables + posibles (3P), su producción mensual, la producción máxima, el límite económico para cada una de sus posibilidades, su producción acumulada y el tiempo de producción de cada campo, los cuales nos sirven para describirnos de manera gráfica su tendencia de producción de acuerdo a los históricos de producción generados mediante Excel.

CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	%API	VO CRUDO 1P (MMB)	VO CRUDO 2P (MMB)	VO CRUDO 3P (MMB)	RESERVA REMANENTE 1P (MMB)	RESERVA REMANENTE 2P (MMB)	RESERVA REMANENTE 3P (MMB)	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO (MMB)	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN (%)
AYOCOTE	Región Sur	Linco Presidente	35	53.213	53.213	53.213	1.182	1.182	1.182	16.926	93	7.750	N/D
BACAL	Región Sur	Linco Presidente	34	230.208	230.208	230.208	0.625	0.625	0.625	110.421	534	44.500	47.813
BELLOTA	Región Sur	Bellota-Jujo	40	606.557	606.557	606.557	8.468	8.468	15.818	244.131	477	39.750	31.174
BRICOL	Región Sur	Bellota-Jujo	38	204.960	438.783	438.783	2.351	4.549	9.735	335.501	154	12.833	13.661
OSO PIJUE ES	Región Sur	Samaria-Luna	42	931.234	931.234	931.234	14.984	15.264	15.264	511.251	470	39.167	26.636
CHINCHORRO	Región Sur	Bellota-Jujo	32	279.740	308.595	308.595	6.655	6.655	6.655	130.142	367	30.583	29.327
CHIPILIN	Región Sur	Bellota-Jujo	41	79.994	79.994	79.994	0.409	0.409	0.409	37.776	389	32.417	30.116
ICO PRESIDENTE	Región Sur	Linco Presidente	30	1063.179	1063.179	1080.725	9.802	11.163	24.704	133.837	708	59.000	31.060
COSTERO	Región Sur	acuspana-Musp	44	111.929	120.394	120.394	5.184	7.202	7.202	14.606	168	14.000	53.516
GUARICHO	Región Sur	Linco Presidente	36	111.310	111.310	112.948	3.842	3.964	4.350	57.174	217	18.083	39.709
IRIDE	Región Sur	Samaria-Luna	18	1419.335	1449.642	1696.129	13.692	22.308	23.648	1715.730	565	47.083	35.722
JACINTO	Región Sur	Bellota-Jujo	41	171.822	190.854	263.406	3.678	4.453	4.453	318.293	434	36.167	41.200
OTECOMINOAC	Región Sur	Bellota-Jujo	38	3760.346	3760.346	3760.346	34.128	36.472	36.472	100.040	495	41.250	#N/D
LUNA PALAPA	Región Sur	Samaria-Luna	43	243.260	243.260	249.194	1.032	1.032	1.032	130.142	408	34.000	#N/D
MADREFIL	Región Sur	Bellota-Jujo	37	149.999	185.004	312.996	18.078	18.292	27.758	50.358	147	12.250	27.947
ANES TUCAN F	Región Sur	Linco Presidente	33	1030.572	1030.572	1030.572	5.835	18.747	28.144	185.047	744	62.000	17.956
MORA	Región Sur	Bellota-Jujo	38	802.600	802.600	802.600	8.786	9.118	9.118	141.065	481	40.083	35.179
NELASH	Región Sur	Linco Presidente	42	78.340	89.710	89.710	0.380	1.663	1.663	3.706	146	12.167	4.634
NISPERO	Región Sur	acuspana-Musp	34	330.062	330.062	330.062	1.385	3.028	3.028	133.837	571	47.583	27.496
OGARRIO	Región Sur	Linco Presidente	38	1162.400	1307.800	1467.200	21.131	34.970	48.919	222.911	744	62.000	18.763
PAREDON	Región Sur	Bellota-Jujo	39	671.983	691.847	691.847	9.395	14.751	15.947	190.201	531	44.250	28.153
PARETO	Región Sur	Bellota-Jujo	43	115.980	160.174	190.161	3.183	3.183	7.151	14.606	130	10.833	11.752
PLATANAL	Región Sur	Samaria-Luna	21	77.828	77.828	117.046	3.456	3.834	3.834	25.358	459	38.250	31.736
PUERTO CEIBA	Región Sur	Bellota-Jujo	22	1326.242	1326.242	1326.242	15.931	18.454	18.454	218.522	439	36.583	16.076
RABASA	Región Sur	Linco Presidente	24	316.951	316.951	321.444	16.501	16.501	26.719	57.174	158	13.167	27.455
RIO NUEVO	Región Sur	acuspana-Musp	30	245.379	245.379	279.902	0.134	0.134	0.134	87.384	531	44.250	35.549
RODADOR	Región Sur	Linco Presidente	35	163.065	163.065	163.065	3.770	4.874	8.938	51.115	590	49.167	30.136
SAMARIA	Región Sur	Samaria-Luna	17	4103.032	4494.437	4635.154	68.141	72.541	81.939	1715.730	682	56.833	41.378
SAN RAMON	Región Sur	Linco Presidente	31	426.126	426.126	426.126	5.927	6.145	6.145	116.915	653	54.417	26.931
SANTUARIO	Región Sur	Bellota-Jujo	32	216.600	216.600	216.600	18.270	18.270	18.270	80.075	645	53.750	#N/D
SEN	Región Sur	Samaria-Luna	42	979.865	979.865	979.865	7.133	7.133	7.133	318.293	415	34.583	32.228
SHISHITO	Región Sur	acuspana-Musp	35	72.473	77.634	82.799	1.475	1.475	1.475	32.161	220	18.333	42.100
TEOTLECO	Región Sur	acuspana-Musp	46	174.370	286.231	325.333	11.924	14.900	14.900	46.035	164	13.667	22.957
TIZON	Región Sur	Samaria-Luna	48	204.982	222.317	222.317	22.315	25.638	25.638	100.040	345	28.750	49.102
YAGUAL	Región Sur	Bellota-Jujo	34	168.970	210.689	210.689	2.465	2.465	2.465	59.491	372	31.000	34.444

Tabla 2.3 Volumen Original, Reserva de Crudo y Producción Acumulada

Sabiendo el comportamiento de la producción de algún pozo o en este caso de un campo por medio de distintos métodos matemáticos se puede determinar el comportamiento de su producción y saber cuándo comienza su etapa de declinación la cual es fundamental para llevar a cabo otros métodos distintos para incrementar su producción y alargar la vida productiva del yacimiento, campo y/o pozo.

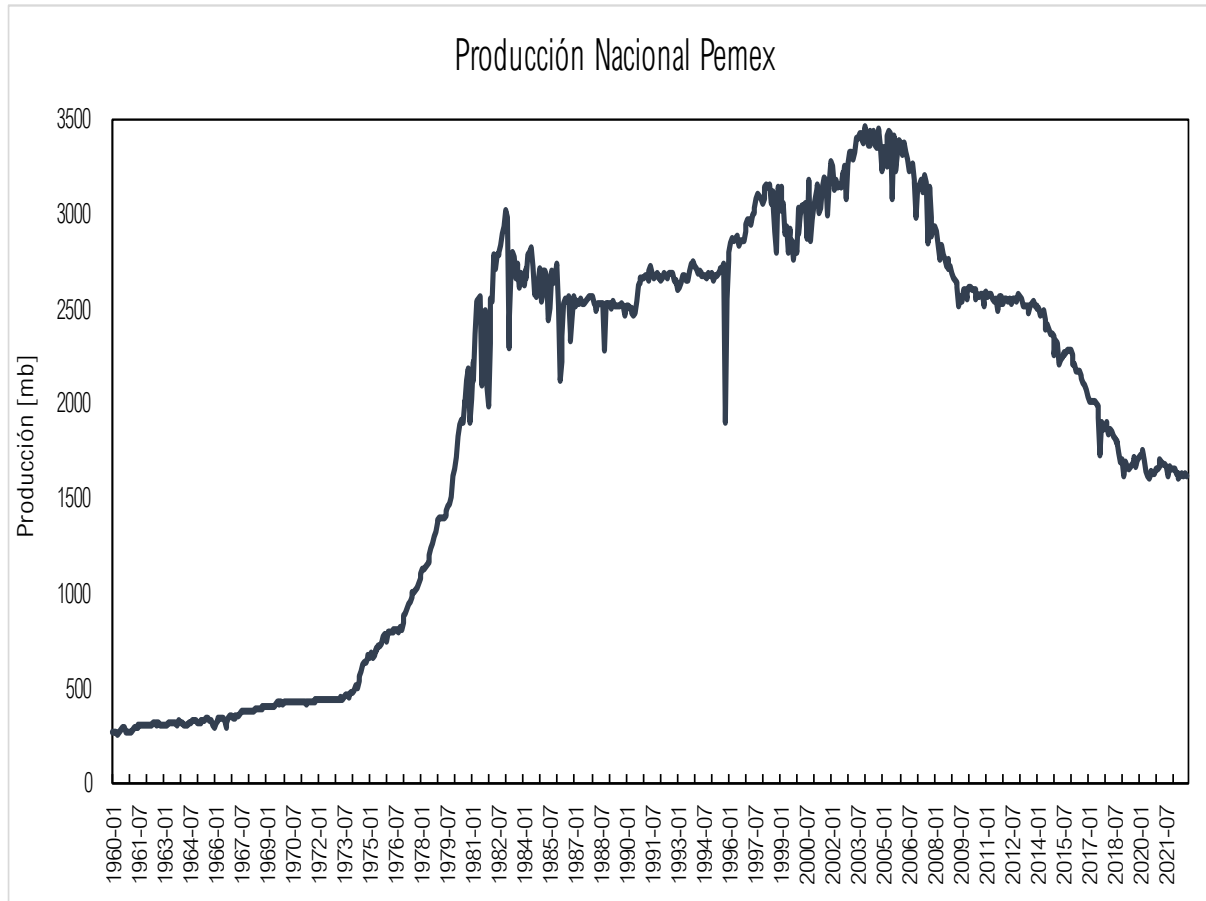


Figura 2.6 Histórico de producción 1960-2021

El análisis de los datos nos da lugar para determinar sus curvas de producción tomando en cuenta los registros históricos de producción de acuerdo con la importancia de campo y la región en donde se encuentra para nosotros emplear nuestra metodología a través de las distribuciones de probabilidad y en especial haciendo uso de la distribución Gamma con la cual podemos observar su comportamiento a través del tiempo y conocer el tipo de asimetría positiva y realizar un análisis más detallado.

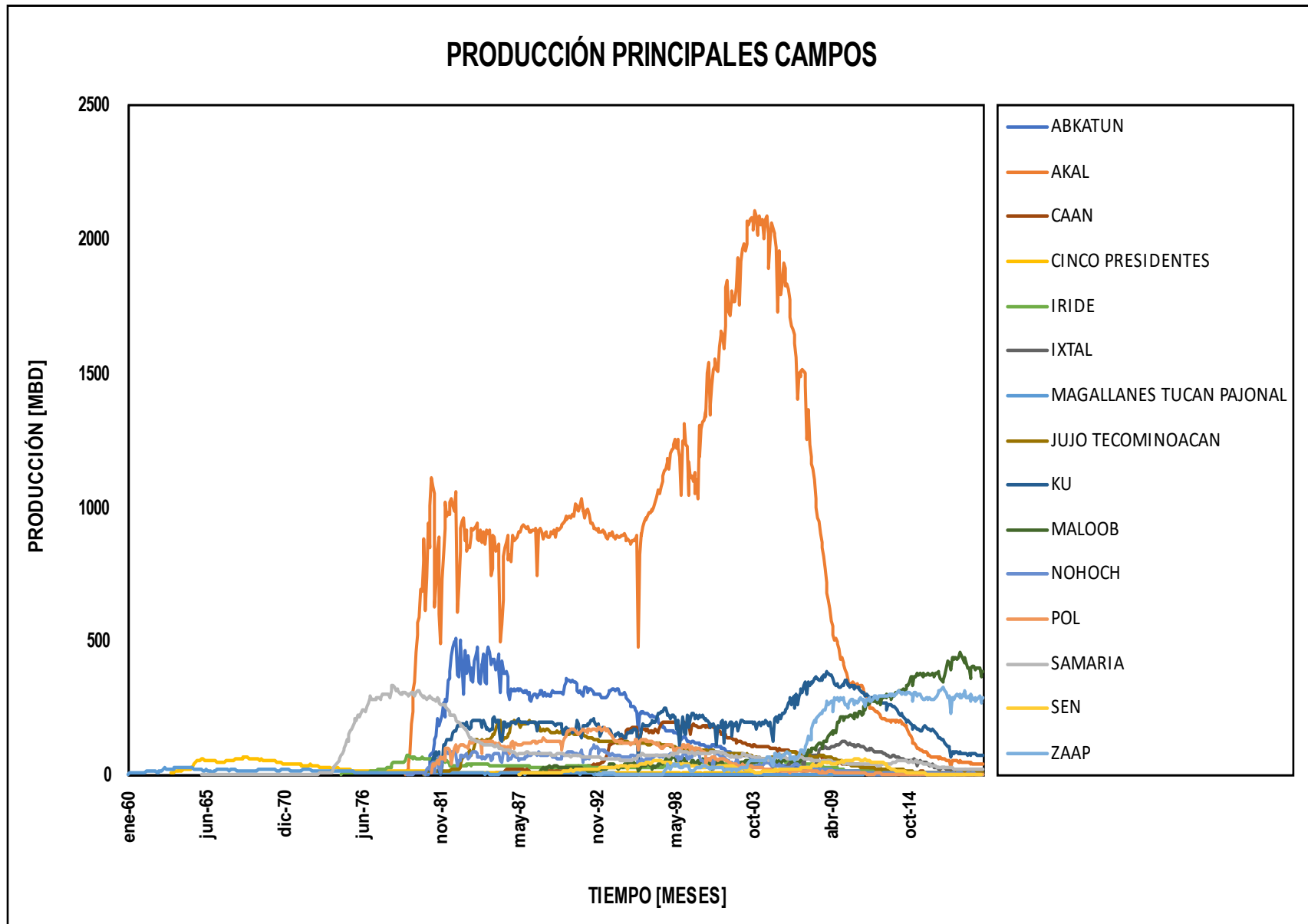


Figura 2.7 Principales Campos de Producción Pemex (1960-2020)

2.5. Generación tendencial de escenarios de producción

La realización de los escenarios futuros de producción implicó tomar en cuenta conceptos econométricos que nos describan los datos con los que se está trabajando usando métodos no estacionales para conocer su estacionalidad, la tendencia, promedio móvil que nos permita describir la línea de tendencia utilizando métodos probabilísticos a través de las distribuciones de probabilidad para variables aleatorias discretas y su caso particular para las distribuciones de Poisson y las variables aleatorias continuas, con las distribuciones Gamma y Ji Cuadrada (χ^2) junto con todo su análisis y estudio del comportamiento de los datos que en este caso son variables de acumulación con los que se cuenta por el tiempo que representa nuestra base de datos que es de 60 años.

Los escenarios de producción de crudo son generados con datos de las cuencas del sureste y plataforma de Yucatán comprendidos dentro los bloques de producción de Pemex, en este caso la *Subdirección Producción Bloques Aguas Someras 01 (SPBAS – AS01)* y la *Subdirección Producción Bloques Aguas Someras 02 (SPBAS – AS02)* para la parte marina y en la parte terrestre son los campos ubicados en la *Subdirección de Bloques Sur (SPBS)* excluyendo la *Subdirección de Bloques Norte (SPBN)* mediante un análisis de datos el cual nos determinaba que a pesar de que en el norte del país se encuentran campos con reservas significativas de aceite estos no representaban un punto a favor para el estudio que se está realizando en el cual se toma en cuenta como lo mencionamos anteriormente el tiempo que lleva produciendo dicho campo, su producción acumulada, la reserva remanente al límite económico y el volumen original con el que cuenta.

Todos estos datos al ser analizados y obtener una curva logarítmica para su estudio quedaban muy dispersos de nuestra línea de tendencia y tomamos la decisión de omitir a los campos de los bloques norte para tener un mejor estudio y disminuir nuestro error a la hora de generar nuestros escenarios.

Capítulo 3

3. Estimación de la producción de hidrocarburos con distribuciones de probabilidad.

Los valores de una variable sirven para describir o clasificar individuos o distinguir entre ellos. La mayoría de nosotros hacemos algo más que simplemente describir, clasificar o distinguir, porque tenemos ideas respecto a las frecuencias relativas de los valores de una variable. En estadística decimos que la variable tiene una función de probabilidad, una función de densidad de probabilidad o simplemente una función de distribución (Badii & Castillo, 2007).

Las distribuciones de probabilidad están relacionadas con la distribución de frecuencias. De hecho, podemos pensar en la distribución de probabilidad como una distribución de frecuencias teórica que describe la forma en que se espera que varíen los resultados. Debido a que estas distribuciones tratan sobre expectativas de que algo suceda, resultan ser modelos útiles para hacer inferencias y tomar decisiones de incertidumbre (Badii et al., 2007a, 2007b).

Los objetivos de distribuciones de probabilidad son:

- Introducir las distribuciones de probabilidad en la toma de decisiones.
- Utilizar el concepto de valor esperado para tomar decisiones.
- Mostrar qué distribución de probabilidad utilizar, y cómo encontrar sus valores.
- Entender las limitaciones de cada una de las distribuciones de probabilidad que utilice.

3.1. Variables aleatorias continuas

Una variable aleatoria continua es la que puede tomar un número infinitamente grande de valores que corresponden a los puntos en un intervalo de una recta. Las estaturas y los pesos de las personas, el tiempo entre dos eventos o la vida útil de un equipo de oficina, son ejemplos típicos de variables aleatorias continuas.

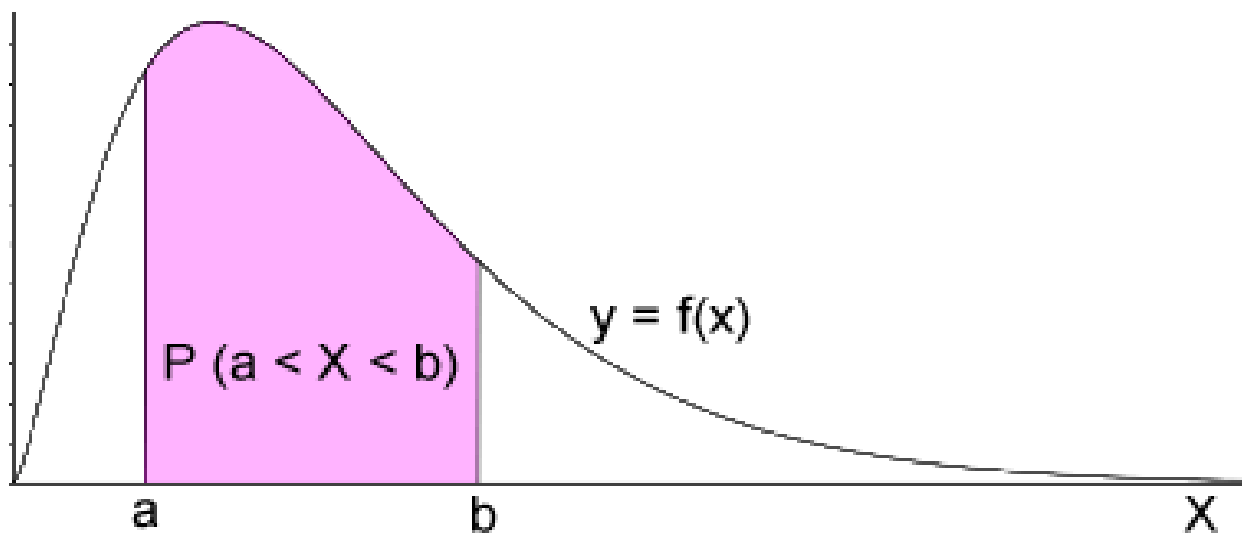


Figura 3.1. Distribución de probabilidad para una variable aleatoria continua.

El modelo probabilístico para la distribución de frecuencias de una variable aleatoria continua implica la selección de una curva, generalmente regular o aislada, a la que se llama distribución de probabilidad o función de densidad de probabilidad de una variable aleatoria. Si la ecuación de esta distribución de probabilidad continua es $f(x)$, entonces la probabilidad de que x esté en el intervalo $a < x < b$ es el área bajo la curva de distribución para $f(x)$ entre los dos puntos a y b . Esto concuerda con la interacción de un histograma de frecuencias relativas, donde las áreas sobre un intervalo, bajo el histograma, correspondieron a la proporción de observación que cae en dicho intervalo. Ya que el número de valores que puede tomar x es infinitamente grande y no se puede contar, la probabilidad de que x sea igual a un valor específico, por ejemplo, a es 0.

Entonces las afirmaciones probabilísticas acerca de las variables aleatorias continuas siempre corresponden a áreas bajo la distribución de probabilidad sobre un intervalo, por ejemplo, de a a b , y se expresan como $P(a < x < b)$.

Nótese que la probabilidad en $a < x < b$ es igual a la probabilidad de que $a < x = b$, pues $P(x = a) = P(x = b) = 0$. Hay muchas distribuciones de probabilidad continuas y cada una se representa mediante una ecuación $f(x)$, que se escoge de la manera que el área total bajo la curva de distribución de probabilidad sea igual a 1. Una vez que conocemos la ecuación $f(x)$ de una distribución de probabilidad particular se pueden encontrar probabilidades específicas, por ejemplo, la probabilidad de que x esté en el intervalo $a < x < b$, de dos maneras.

3.2. Distribución Gamma $\Gamma(\alpha, \beta)$

Es una distribución adecuada para modelizar el comportamiento de variables aleatorias continuas con asimetría positiva. Es decir, variables que presentan una mayor densidad de sucesos a la izquierda de la media que a la derecha. En su expresión se encuentran dos parámetros, siempre positivos, (α) y (β) de los que depende su forma y alcance por la derecha, y también la función Gamma (Γ) responsable de la convergencia de la distribución.

3.2.1. Los parámetros de la distribución

El primer parámetro (α) sitúa la máxima intensidad de probabilidad y por este motivo en algunas fuentes se denomina la forma de la distribución: cuando se toman valores próximos a cero aparece entonces un dibujo muy similar al de la distribución exponencial. Cuando se toman valores más grandes de (α) el centro de la distribución se desplaza a la derecha y va apareciendo la forma de una campana de Gauss con asimetría positiva.

El segundo parámetro β el que determina la forma o alcance de esta asimetría positiva desplazando la densidad de probabilidad en la cola de la derecha. Para valores elevados de β la distribución acumula más densidad de probabilidad en el extremo derecho de la cola, alargando mucho su dibujo y dispersando la probabilidad a lo largo del plano. Al dispersar la probabilidad la altura máxima de densidad de probabilidad se va reduciendo; de aquí que se le denomine escala. Valores más pequeños de β conducen a una figura más simétrica y concentrada, con un pico de densidad de probabilidad más elevado.

Una forma de interpretar β es “tiempo promedio entre ocurrencia de un suceso”, relacionándose con el parámetro de la Poisson como $\beta = \frac{1}{\lambda}$. Alternativamente λ será la razón de ocurrencia $\lambda = \frac{1}{\beta}$. La expresión también será necesaria más adelante para poder llevar a cabo el desarrollo matemático.

3.2.2. Relación con otras distribuciones.

Si se tiene un parámetro α de valores elevados y β pequeña, entonces la función Gamma converge con la distribución normal. De media, y varianza. Cuando α y β la distribución Gamma es exactamente la distribución exponencial con parámetro ($\alpha = 1$). Cuando la proporción entre parámetros es entonces la variable aleatoria se distribuye como una Chi-cuadrado con grados de libertad. Si $\alpha = 1$, entonces se tiene la distribución exponencial negativa de parámetro $\lambda = \frac{1}{\beta}$.

3.2.3. Ventajas

De esta forma, la distribución Gamma es una distribución flexible para modelizar las formas de la asimetría positiva, de las más concentradas y puntiagudas, a las más dispersas y achatadas. Para valorar la evolución de la distribución al variar los parámetros se tienen los siguientes gráficos. Primero se comprueba que para $\alpha = 1$ la distribución tiene similitudes con la exponencial.

3.2.4. Inconvenientes

Problemas en la complejidad de algunos cálculos, especialmente respecto a la función gamma cuando el parámetro f es un valor no entero. También problemas de cálculo en la estimación de los parámetros muestrales. Para valorar la evolución de la distribución al variar los parámetros se tienen los siguientes gráficos. Primero se comprueba que para $\alpha = 1$ la distribución tiene similitudes con la distribución exponencial.

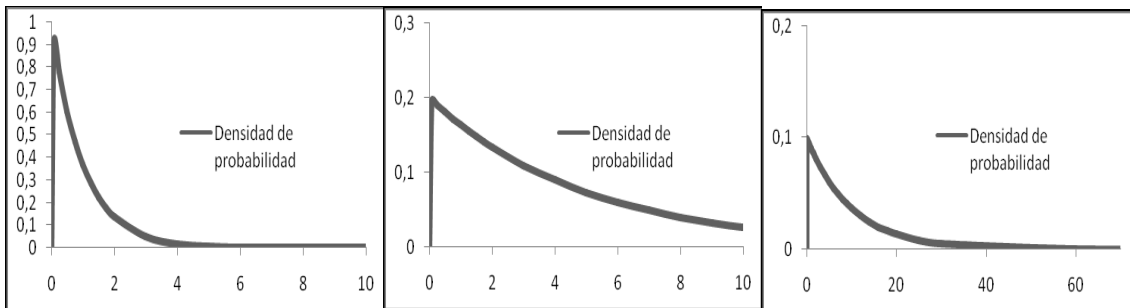


Figura 3.2. Variación de $\alpha=1$

Si ahora se hace variar el parámetro alfa $\alpha > 1$

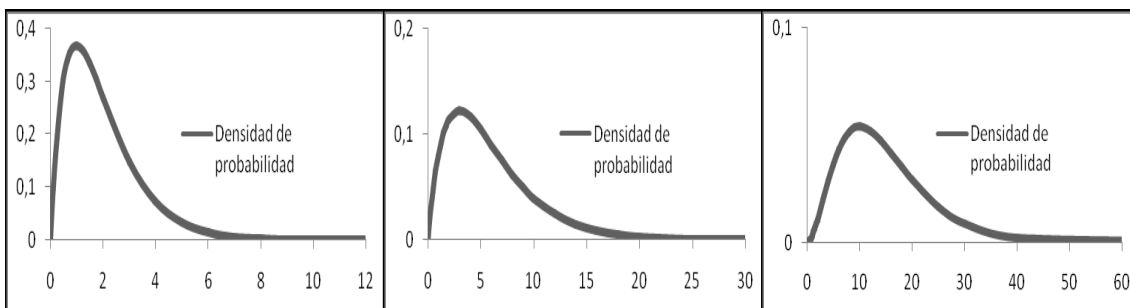


Figura 3.3. Variación de $\alpha > 1$

Y para valores altos de α y pequeños de β , se observa la convergencia con la normal:

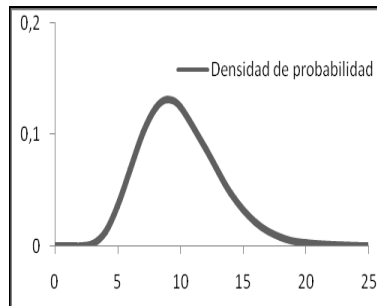


Figura 3.4. Variación de α y β

Como ya se ha indicado, la expresión de la distribución Gamma incluye la propia función Gamma, que para valores enteros de Alpha se ha demostrado que $\Gamma(\alpha) = \Gamma(\alpha - 1)!$.

En este caso la distribución Gamma se conoce como “distribución de Erlang”. En general la función Gamma se puede encontrar de la forma siguiente:

$$\Gamma(z) = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt$$

converge absolutamente, esta integral puede ser extendida a todo el plano complejo excepto a los enteros negativos y al cero. La familia de variables aleatorias gamma es utilizada frecuentemente para modelizar experimentos aleatorios en los que interviene una magnitud temporal, y especialmente, como veremos, surgen relacionadas con procesos de Poisson, donde $\alpha > 0$ y $\beta > 0$.

En estadística la distribución gamma es una distribución de probabilidad continua con dos parámetros $k = \alpha$ y $\lambda = \frac{1}{\beta}$ cuya función de densidad para valores es $x > 0$ es

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} \frac{(\lambda x)^{k-1}}{\Gamma(k)}$$

Aquí e es el número e y Γ es la función gamma. Para valores $k = 1, 2, \dots$ es $\Gamma(k - 1)!$ (el factorial de $k - 1$). En este caso, por ejemplo, para describir un proceso de Poisson, se llaman la distribución Erlang con un parámetro $\theta = \frac{1}{\lambda}$. El valor esperado y la varianza de una variable aleatoria X de distribución gamma son

$$E[x] = \frac{k}{\lambda} = k\theta$$

$$E[x] = \frac{k}{\lambda^2} = k\theta^2$$

La figura 3.5 a continuación, se muestran funciones de densidad de distribuciones gamma para distintos valores específicos de $\alpha = k, \frac{1}{\beta} = \theta$.

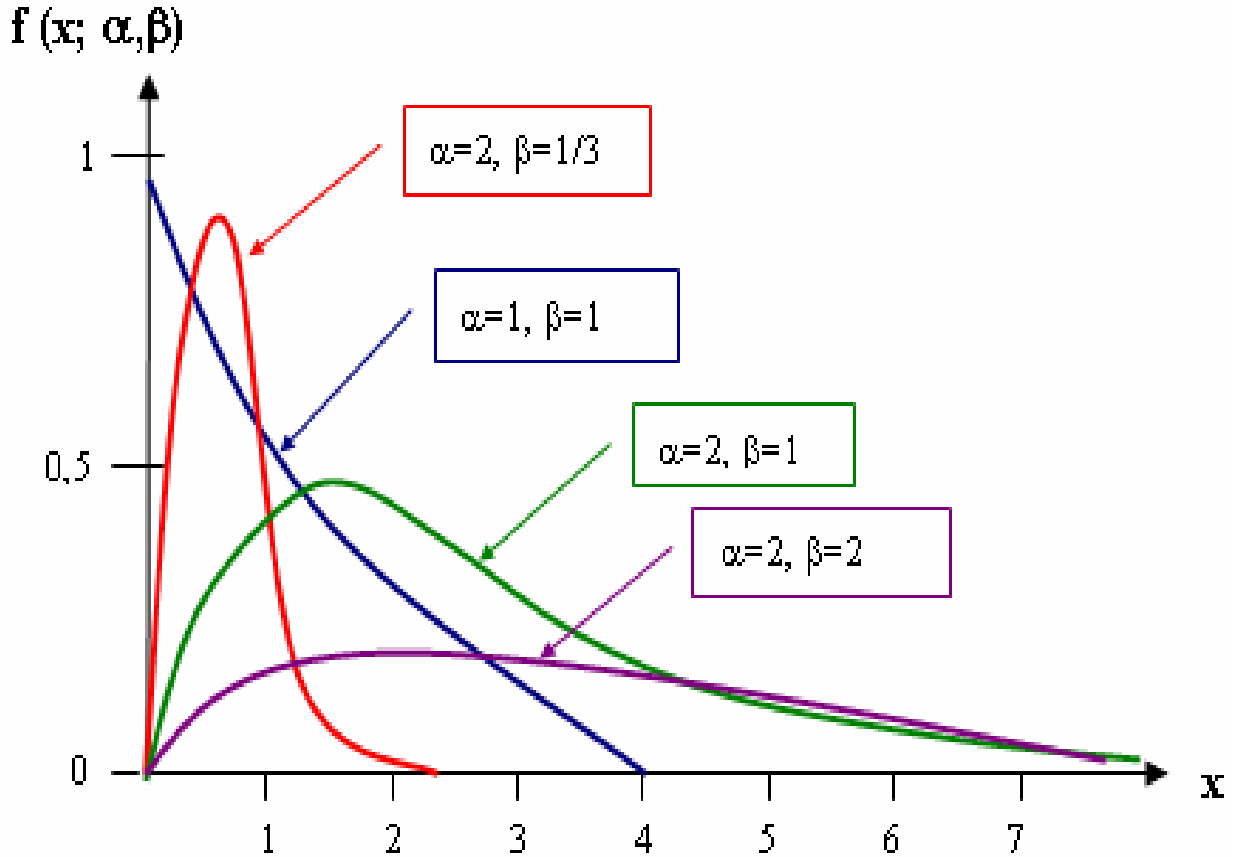


Figura 3.5. Función de densidad de una Distribución Gamma $\Gamma(k = \alpha, \frac{1}{\beta} = \theta)$

La distribución gamma se puede caracterizar del modo siguiente: si se está interesado en la ocurrencia de un evento generado por un proceso de Poisson de media lambda, la variable que mide el tiempo transcurrido hasta obtener n ocurrencias del evento sigue una distribución gamma con parámetros $\alpha > 0$ (*escala*) y $\beta > 0$ (*forma*). Se denota Gamma (α, β) . Como toda función de densidad, debe cumplir una serie de propiedades que citamos a continuación.

$f(x) \geq 0$ para toda $x \in R$.

$f(x)$ ha de ser integrable sobre cualquier intervalo $[a, b]$ incluido en R .

$$\int_{-\infty}^{+\infty} f(x) dx = 1$$

Por tanto, para nuestro caso particular de la Distribución Gamma:

$f(x)$ es siempre > 0 ya que α y β deben ser siempre positivos.

$f(x)$ es siempre integrable sobre $[a, b]$.

Gamma Gamma (α, β)

Densidad de probabilidad

$$f(x) = \begin{cases} \frac{x^{\alpha-1} * e^{-\frac{x}{\beta}}}{\beta^{\alpha} * \Gamma(\alpha)} & \text{si } x > 0 \\ 0 & \text{si } x \leq 0 \end{cases}$$

donde $\gamma(\alpha)$ es la función gamma

Probabilidad Acumulada Si α no es un entero, no existe expresión analítica. Si α es un entero positivo, entonces:

$$F_x(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\frac{x}{\beta}} * \sum_{j=0}^{\alpha-1} \left(\frac{x}{\beta}\right)^j & \text{si } x > 0 \\ 0 & \text{si } x \leq 0 \end{cases}$$

Parámetro Parámetro de forma: $\alpha > 0$.
Parámetro de escala: $\beta > 0$.

Rango $[0, \infty)$

Media $\alpha * \beta$

Varianza $\alpha * \beta^2$

Modo $\beta * (\alpha - 1)$ si $\alpha \geq 1$

Estimador

$$\alpha = \left(\frac{\mu_x}{\sigma_x}\right)^2$$

$$\beta = \frac{\sigma_x^2}{\mu_x}$$

Para estimar el valor de los parámetros hay que sustituir la media y la varianza por sus estimadores: $X(n)$ y $S_x^2(n)$ respectivamente.

Tabla 3.1. Características de la distribución Gamma

Esta distribución presenta como propiedad interesante la “falta de memoria”. Por esta razón, es muy utilizada en las teorías de la fiabilidad, mantenimiento y fenómenos de espera, trata de cuantificar la probabilidad de la ocurrencia o el efecto de cualquier evento, sujeto, proceso, fenómeno o interacciones resultantes.

3.3. Ubicación Geográfica de los Campos Seleccionados

La Industria Petrolera se encuentra vinculada entre éxito y fracaso de las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos, los campos que se tienen desarrollados presentan diversas características, lo cual los hace tener ciertas similitudes y características de acuerdo con su tamaño, localización, volumen y tipo de hidrocarburo por mencionar las más comunes y sencillas de acuerdo con las complejidades que caracterizan los campos mexicanos que podemos clasificar geográficamente en campos de aguas someras y campos terrestres.

La provincia petrolera Cuencas del Sureste, está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México, incluye una porción terrestre y una marina de aguas someras limitada al norte por la isóbata de 500m de profundidad. Los campos se encuentran clasificados en siete cuencas petroleras para su exploración y extracción de hidrocarburos.

- Cuenca de Sabinas
- Cuenca de Burgos
- Cuenca Tampico-Misantla
- Cuenca de Veracruz
- Cuencas del Golfo de México Profundo
- Cuenca de Yucatán
- Cuencas del Sureste

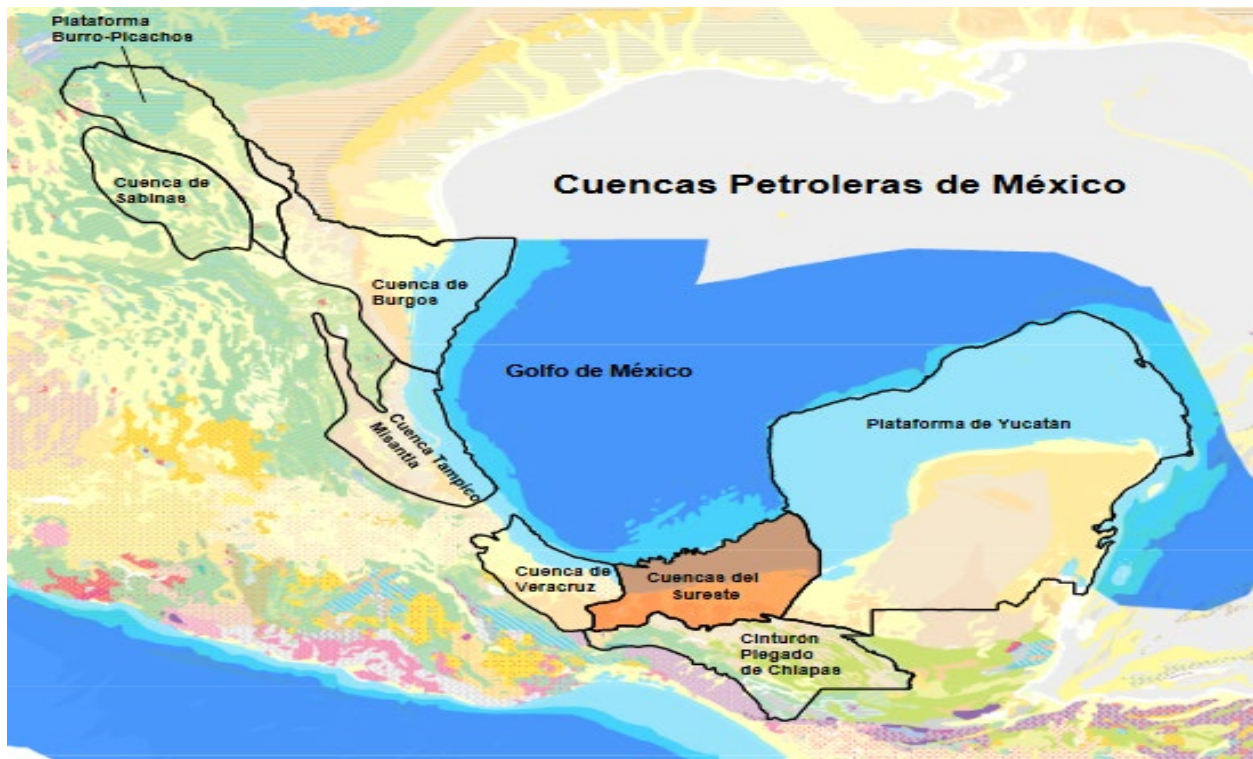


Figura 3.6. Cuencas Petroleras de México

Las cuencas del Sureste Dividida a su vez en cuatro subcuencas

- Cuenca Salina
- Cuenca de Comalcalco
- Pilar Reforma-Akal
- Cuenca de Macuspana

Las características geológicas generales del Área de Aguas Someras de las Cuencas del Sureste tienen el mayor porcentaje de producción acumulada del país, alrededor del 80%, y se estima que los recursos prospectivos ascienden a 10,702 [mmpce],

Es la más prolífica de aceite y gas del país, con una porción terrestre y otra marina. La terrestre abarca el sur del Estado de Veracruz, el norte del Estado de Chiapas, casi todo el Estado de Tabasco y el extremo suroccidental del Estado de Campeche; la porción marina, ocupa parte de la zona económica exclusiva en el Golfo de México, desde la isóbata de 500m hasta la línea de costa. Comprende de las cuencas: Salina del Istmo, Comalcalco, Macuspana y el Pilar Reforma-Akal.

La Cuenca Salina del Istmo, en donde los plays principales son areniscas deltaicas, barras costeras y turbidíticas del Mioceno y Plioceno que conforman trampas estructurales, estratigráficas y combinadas asociadas a estructuras extensionales y deformación salina. Los hidrocarburos se encuentran principalmente en areniscas del Mioceno y del Plioceno. El Pilar Reforma Akal, con hidrocarburos almacenados principalmente en el play brechas del Cretácico Superior y en el play calizas oolíticas del Jurásico Superior. La Cuenca de Macuspana, con acumulaciones de hidrocarburos entrampados principalmente en los anticlinales producidos por la inversión estructural y también trampas estratigráficas en el Plioceno.

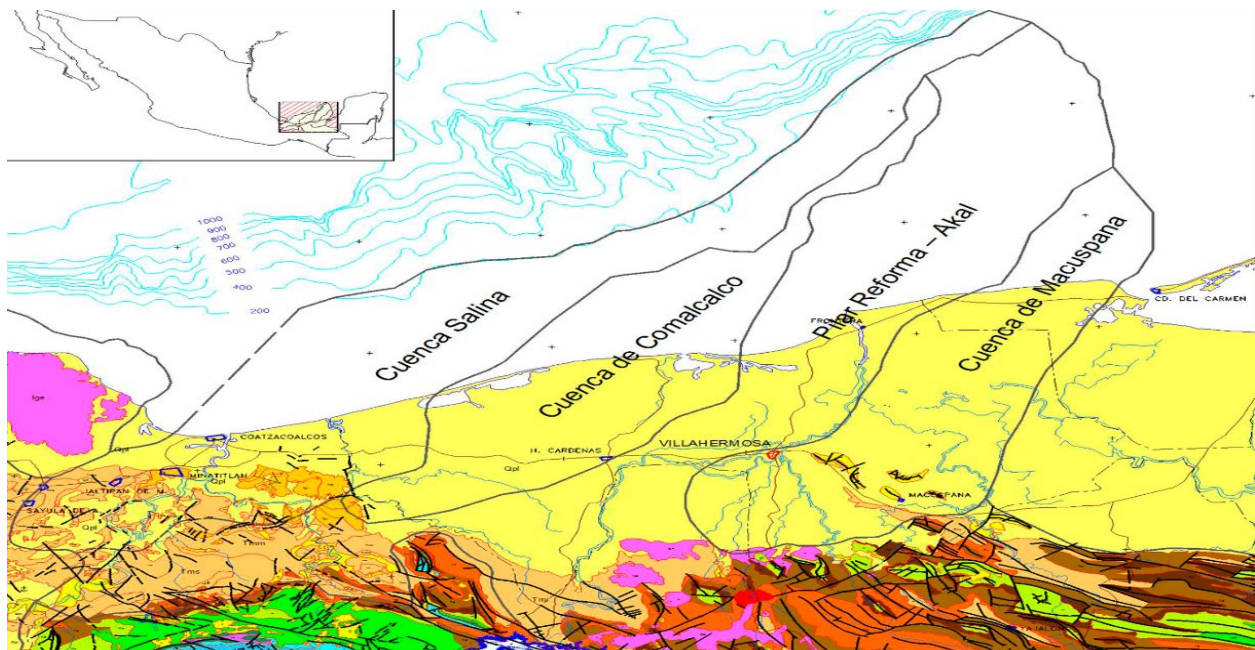


Figura 3.7. Cuencas del Sureste

En función de los datos de producción las Cuencas del Sureste y su producción acumulada que representan más del 80% de la producción nacional de Pemex, lo que nos permite seleccionar los campos más importantes para realizar su análisis y determinar un marco de referencia y clasificación de acuerdo con sus volúmenes, reservas y producción de acuerdo con las bases de producción histórica reportados por la CNH a través de los datos publicados por Pemex mensualmente.

En base a este marco se realizó un análisis de acuerdo con los principales campos con los que cuenta Pemex dentro de sus asignaciones petroleras y que representan más del 80% de su producción nacional.

3.4. Modelo de distribución gamma aplicada a la producción de hidrocarburos

Una distribución gamma se caracteriza por tener un sesgo del lado izquierdo, con incremento con un gradiente alto hacia los primeros valores, un valor máximo, del que se disminuye de forma más gradual hacia el lado derecho. Estas características, y su fácil manejo hacen que la distribución gamma pueda utilizarse como una simplificación de la producción de un campo en particular. En lo que sigue, se pretende demostrar la similitud que se observa en la producción de hidrocarburos tanto terrestres como marinos, con el comportamiento de la función gama, y así obtener parámetros que sirven como estándares para realizar pronósticos de campos de los que solo se conoce su reserva en unidades volumétricas.

En función de los datos históricos seleccionados de las cuencas del sureste en aguas someras y terrestres, se generaron las curvas características de la distribución gamma, ajustada a las curvas de producción de cada campo mediante los parámetros de dicha distribución, donde se ajustan los valores de α y β para lograr un acercamiento con la curva de producción y la curva de distribución gamma.

A continuación, se muestran algunos campos a los cuales se aplicó la metodología e interpretación de la distribución gamma de los cuales se obtuvieron valores característicos de cada campo mostrando un análisis más profundo de acuerdo a los factores α y β que nos ayudan a interpretar de mejor forma todo el análisis estadístico que mas adelante se describirá en las graficas obtenidas para cada relación y observar la correspondencia que existe entre los valores obtenidos y las producciones de cada campo, así como conocer su tiempo de vida de acuerdo a las características propias.

3.4.1. Campo Cann

Cann nos presenta una curva ajustada de la distribución Gamma muy apagada a su curva natural de producción, donde nos marca una tendencia más natural de lo que será su producción en un futuro tomando en cuenta los factores de α y β para analizar hasta donde se puede extender su horizonte de producción tomando en cuenta que este campo también cuenta con varias décadas produciendo desde mediados de 1985.

Los datos utilizados para la realización del estudio que tomamos para la aplicación de la distribución Gamma fueron a partir de enero de 1991, adecuándonos a tomar su incremento principal de producción y tomando dentro de la curva su pico máximo de producción para a su vez realizar los ajustes necesarios que nos indicaran una función Gamma y analizar su alcance a futuro tomando ajustes que se pueden realizar en los próximos años para maximizar su producción.

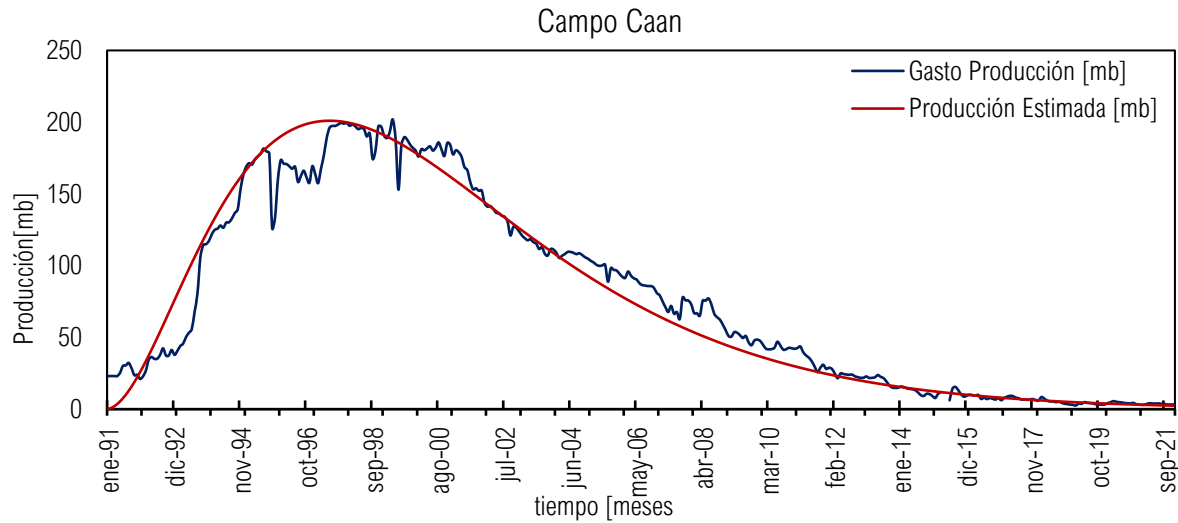


Figura 3.8. Distribución Gamma Campo Cann

3.4.2. Campo Kuil

El campo Kuil nos presenta un ajuste muy parecido a la curva de distribución Gamma donde nos marca también un periodo de declinación muy rápido de acuerdo con los datos de producción históricos, pero también nos deja ver la caída tan rápida que ha tenido en apenas 10 años que lleva de producción. Es aquí donde la función Gamma nos permite analizar el comportamiento de producción de un campo de acuerdo con sus volúmenes originales al indicarnos una tendencia de densidad del factor β cargado hacia la derecha lo que indica que todavía existen suficientes recursos para que se extienda la vida productiva del campo de acuerdo con su concentración que existe en su curva de producción.

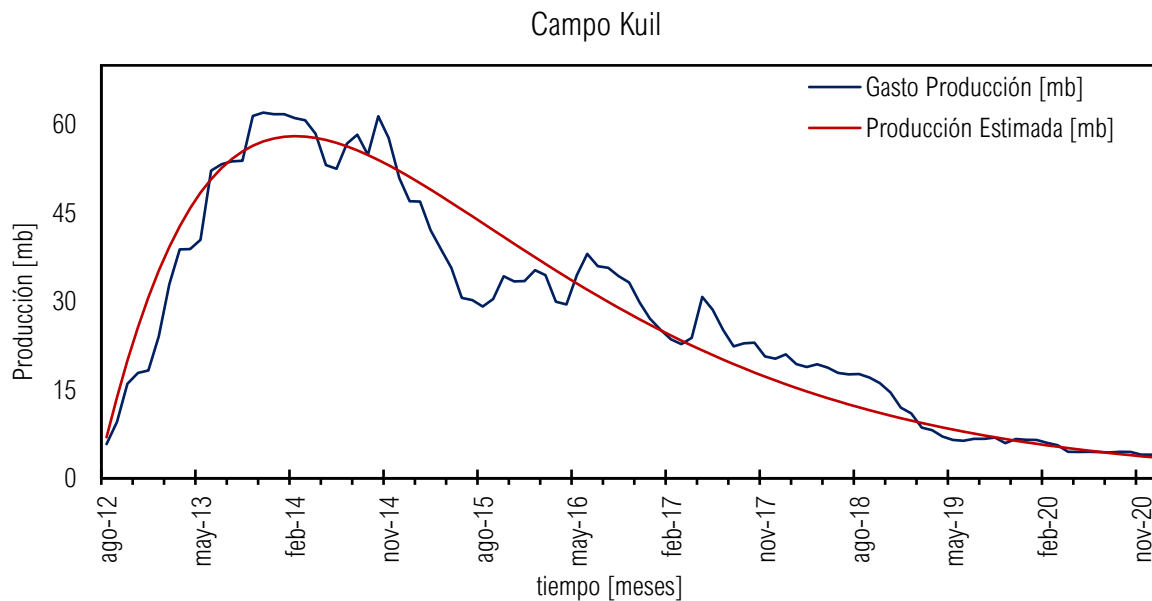


Figura 3.9. Distribución Gamma Campo Kuil

3.4.3. Campo Kutz

El análisis de la función Gamma para el campo Kutz nos presenta una curva en su histórico de producción con varios picos, lo que nos indica una producción que ha sido modificada varias veces, el inicio de explotación de este campo inicio en el año 2001 con muchas intermitencias por lo cual realizamos un ajuste de su curva histórica para realizar un ajuste de la función Gamma, con la cual obtuvimos una curva más ajustada a sus valores reales dentro de un periodo de 6 años debido a las marcadas caídas en la declinación.

El ajuste obtenido es el que nos marca la figura 7 con una declinación muy pronunciada en un corto tiempo de producción, entendiéndose por medio de la distribución Gamma que su producción en un futuro muy corto estará muy cercano a una producción nula debido a que está considerado como un campo madura que está en su última etapa de producción antes del abandono.

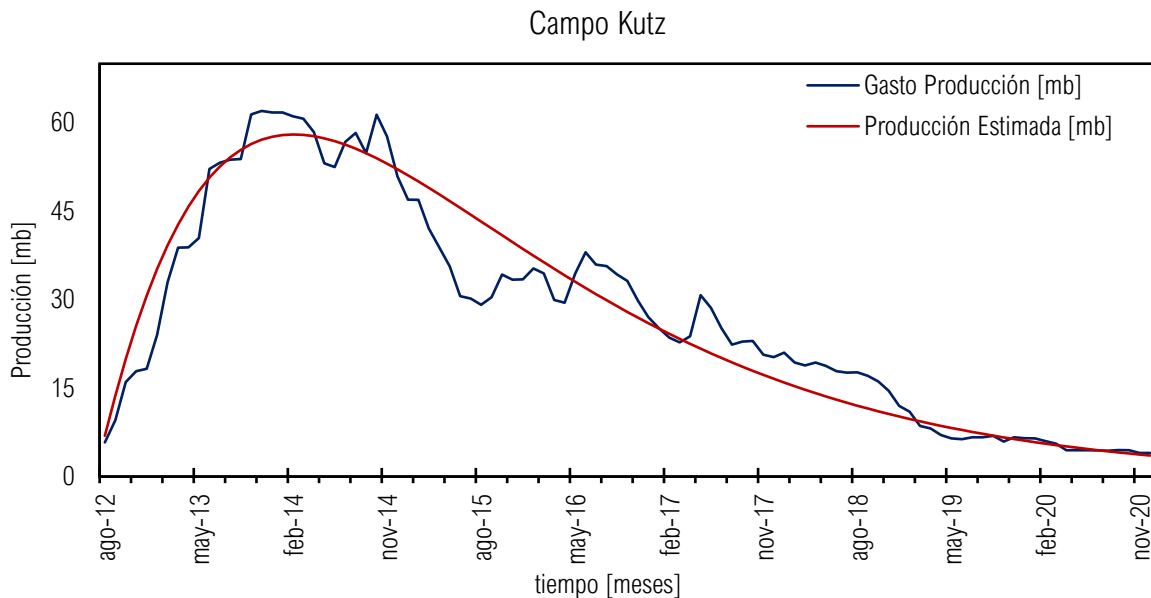


Figura 3.10. Distribución Gamma Campo Kutz

3.4.4. Campo Ixtal

De acuerdo con los datos históricos que se analizaron con respecto a la producción del campo Ixtal nos presenta un VO 1P de 938.692 [mmb] y un factor de recuperación del 43% a diciembre de 2021 con una curva donde se marca muy pronto su pico máximo de producción en marzo de 2010, tomando en cuenta que relativamente es un campo nuevo que inicio la extracción de hidrocarburo en junio de 2005.

A partir de abril de 2010 comenzó una declinación que han logrado extenderla a través de los últimos doce años para que no fuera tan marcada ni rápida, de acuerdo con el análisis de la distribución Gamma con los datos que se tomaron en cuenta todavía no se encuentra un periodo donde nos indique algún punto de estabilizar la producción, lo cual nos indica de acuerdo con la función Gamma que su periodo de declinación sigue siendo a la baja a pesar de no estar considerado como un campo maduro.

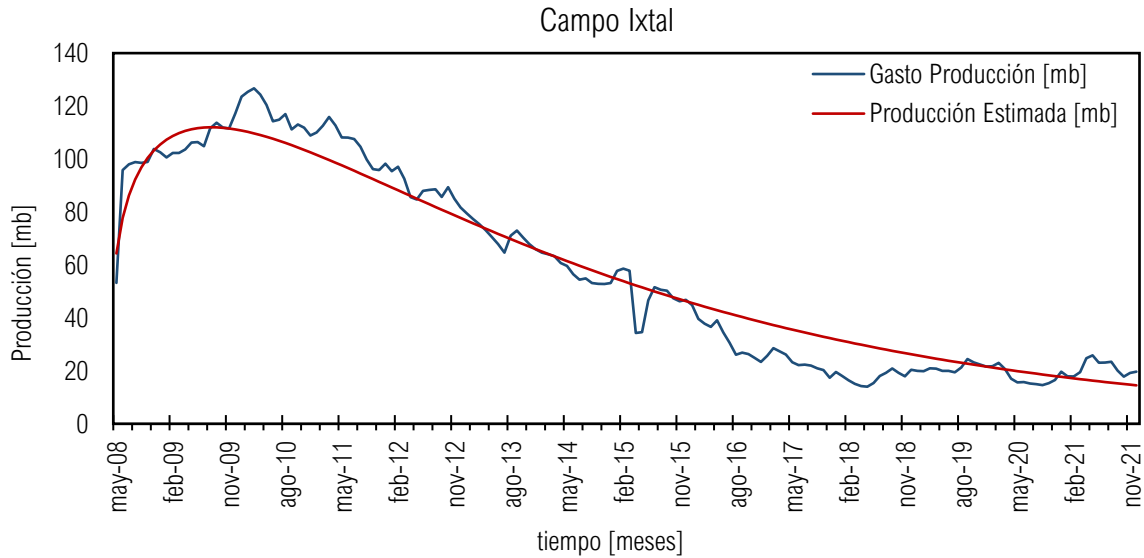


Figura 3.11. Distribución Gamma Campo Ixtal

3.4.5. Campo Ku

Ku, uno de los campos que conforman el activo petrolero de Ku Maloob Zaap, es el más importante del país después de la declinación del activo Cantarell, cada vez aporta menos a la producción total de Pemex. Aunque de los tres campos que conforman el activo descubierto por la petrolera estatal en 2002, Ku no es el que aporta más aceite, pero sí es el que ha registrado una caída más pronunciada en los últimos tres años.

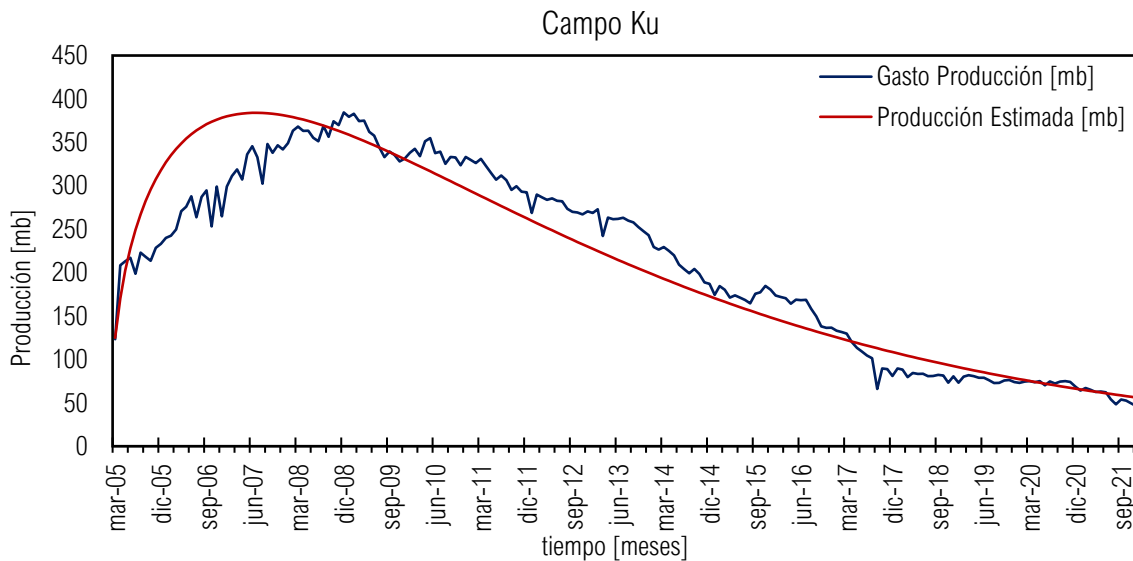


Figura 3.12. Distribución Gamma Campo Ku

De acuerdo al análisis realizado por medio de la función Gamma nos presenta una declinación muy pronunciada de acuerdo a los volúmenes originales de hidrocarburo que se presentan en los datos históricos de producción que rondan los 7200 [mmb] con un factor de recuperación del 48% en 20 años que lleva de explotación, donde los factores Gamma

que presentan nos indican valores de densidad muy cargados hacia la derecha indicándonos que todavía existe un potencial muy grande de explotación para aumentar su factor de recuperación en un futuro.

3.4.6. Campo Samaria

Samaria un campo con una producción de 54 años en el cual de acuerdo con su curva histórica de producción nos presenta tres etapas en las cuales su primera etapa fue la de mayor abundancia en cuanto a los recursos recuperados y las siguientes dos fueron en menor medida en cuanto a producción, pero no dejaron de ser importantes de acuerdo a los datos que presenta. El volumen original en reservas 2P que se presentan en Samaria son de alrededor de 4500 [mmb] con una producción acumulada de 1715 [mmb] a lo largo de su historia y cuenta con un factor de recuperación del 41% y cuenta con 72 [mmb] de reserva remanente 2P por ser explotados, el análisis de la función Gamma consta de tres particiones para lograr ajustar la curva histórica con un ritmo de producción actual de 22 [mbd].

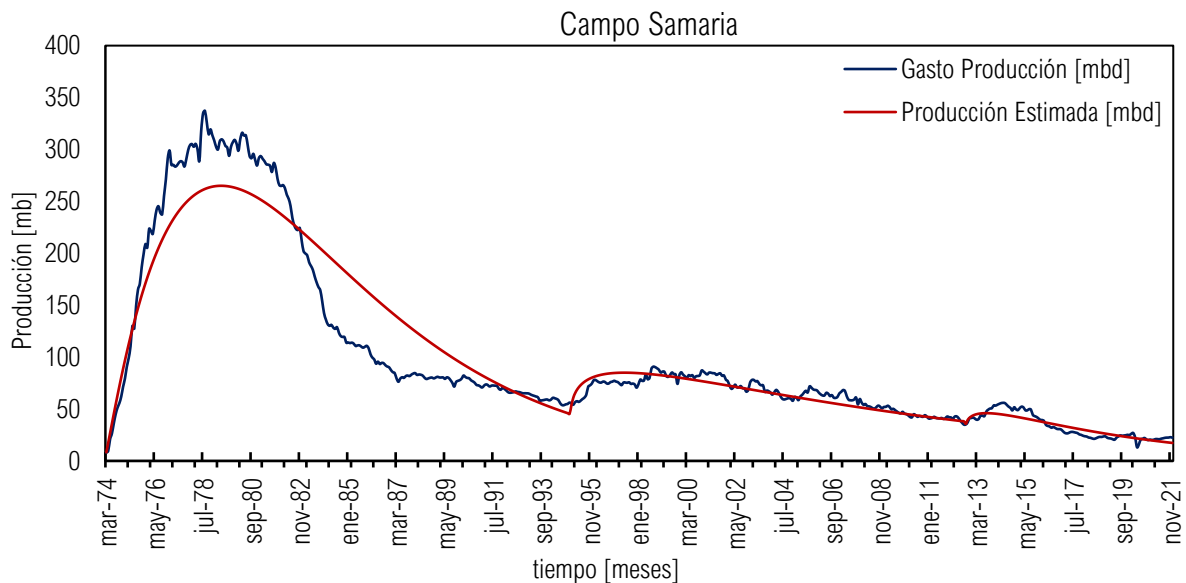


Figura 3.13. Distribución Gamma Campo Samaria

3.4.7. Campo Bellota

El análisis del campo Bellota se realizó mediante tres funciones gamma, para caracterizar la curva presentada por los históricos de producción presentados que datan de casi 40 años en los cuales el campo presenta distintos niveles de producción con una declinación la cual ha sido mantenida y alargada durante la vida productiva del campo por distintos mecanismos para volver a incrementar su producción cuando sus niveles disminuían.

Pertenciente a los campos terrestres de la Región Sur con un volumen original de más de 600 [mmb] y que todavía cuenta con una reserva remanente mayor a 8.5 [mmb] en su categoría de 2P y un factor de recuperación del 31% es uno de los campos con una vida productiva constante dentro del esquema de Petróleos Mexicanos.

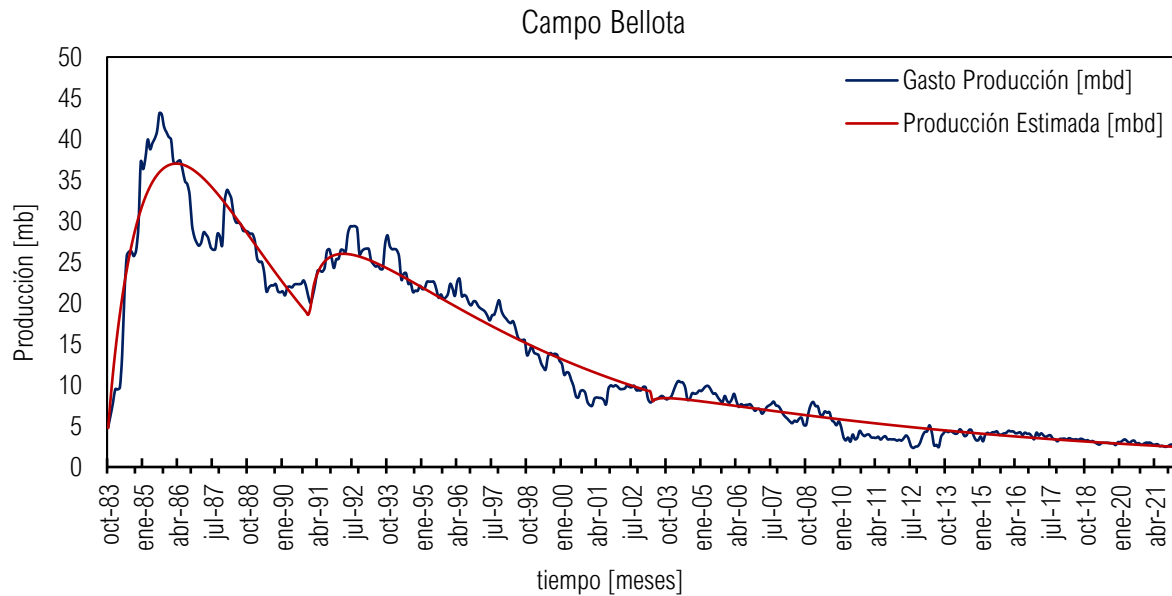


Figura 3.14. Distribución Gamma Campo Bellota

3.4.8. Campo Cinco Presidentes

La función gamma presentada para la caracterización del Campo Cinco Presidentes fue desarrollada con cuatro funciones independientes para obtener una curva que fuera muy apegada a la curva histórica de producción del campo, que es uno de los de mayor producción que existen en la actualidad en la base de datos de Pemex, cuenta con un histórico de datos cercano a los 60 años.

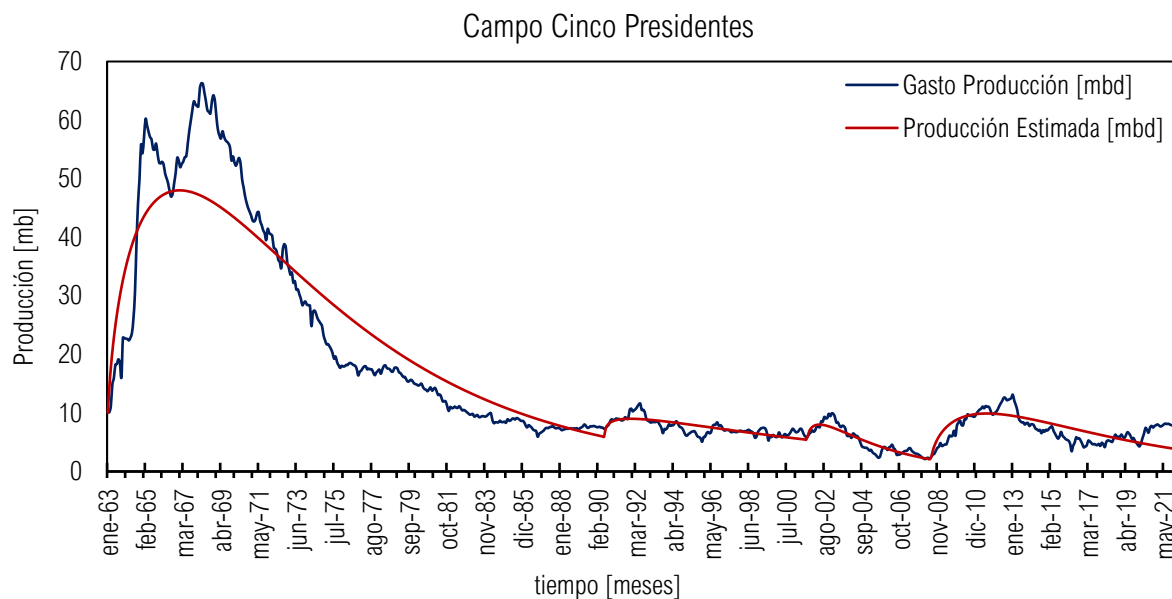


Figura 3.15. Distribución Gamma Campo Cinco Presidentes

En su descubrimiento tiene un volumen original de 1063 [mmb] en sus reservas estimadas 2P, de las cuales cuenta con una producción acumulada de 134 [mmb] y un factor de recuperación del 31%, actualmente todavía cuenta con una reserva remanente 2P de 11 [mmb] con un ritmo de producción actual de 7.5 [mbd].

3.4.9. Campo Abkatún

El campo Abkatún es un ejemplo clásico de la manera en que se cumple la metodología de la distribución Gamma en la que se analizan los datos de 491 meses distribuidos entre los años de febrero de 1981 a diciembre de 2021 con un decaimiento de producción alargado a través de más de 40 años de producción que lleva este campo.

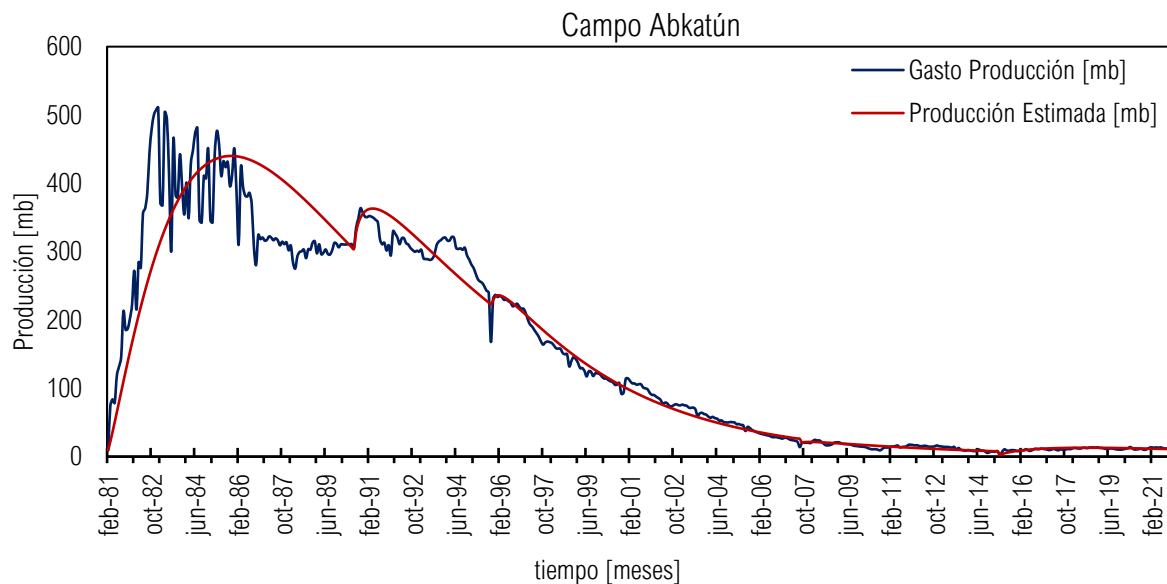


Figura 3.16. Distribución Gamma Campo Abkatún

Su análisis comprendió el seccionamiento de los datos de producción en los picos mostrados de su curva, donde hacemos la suposición de algún mecanismo alterno para incrementar su producción y extender su vida productiva como lo es algún sistema artificial de producción o algún método de recuperación primaria, secundaria y/o terciaria, de donde se obtuvieron cuatro graficas de las cuales se obtuvieron un conjunto de valores α y β de los cuales se obtuvo una función general para su aproximación.

3.4.10. Campo Akal

El campo Akal es considerado como un mega yacimiento y el segundo en su tipo a nivel mundial solo detrás del campo Ghawar ubicado en Arabia Saudita, fue el primer campo a nivel mundial en explotarse en aguas someras. Para la interpretación de la curva histórica de producción se analizaron artículos técnicos los cuales nos permitieron tener un mejor entendimiento del comportamiento a lo largo de toda su actividad y sabiendo que es un yacimiento de doble porosidad, donde su máximo histórico fue arriba de los 2 mmbpd en diciembre de 2003 y que a partir de 2004 comenzó

con una marcada declinación y fue sometido a diferentes mecanismos para incrementar la presión y que se mantuviera su producción con la inyección de nitrógeno, inyección de agua así como la utilización de sistemas artificiales de producción a la fecha cuenta con un factor de recuperación arriba del 44% de su volumen original.

Las curvas que presenta Akal en su histórico de producción buscaron ser ajustadas por medio de la distribución Gamma y hacer un ajuste más real de hacia dónde se enfoca su producción y con cuantos barriles lo hará en un futuro pero debido a los distintos factores que envuelven su comportamiento de producción es muy difícil obtener una función gamma que se ajuste a la curva natural que presenta el campo, esta se da un poco más apegada a partir de su declinación en 2004 y tras varias particiones para tratar de obtener un ajuste de distribución gamma que nos permitiera con mayor certeza realizar un pronóstico a futuro de la producción.

Akal desde sus inicios ha sido un destino prioritario de las inversiones en la industria petrolera ante su elevada rentabilidad, debido a sus bajos costos de operación y la amplia disponibilidad de reservas de petróleo. De manera particular, se pueden identificar tres etapas básicas en su desempeño, en donde el factor común ha sido el cubrir las necesidades financieras de los gobiernos en turno y el apoyo para mejorar la situación económica del país:

Una primera etapa cubrió desde sus inicios de su explotación hasta finales de la década de los noventa. En ese lapso, las operaciones de Pemex se concentraron básicamente en la explotación de petróleo en Cantarell, con independencia de las condiciones de oferta y demanda del mercado petrolero internacional.

La otra etapa comprendió desde finales de los años noventa hasta el pico de petróleo en 2003. Se caracterizó porque el gobierno destinó adicionales recursos de inversión a Cantarell, y se instrumentaron distintas estrategias, entre las que destacó el empleo de nitrógeno para elevar su presión.

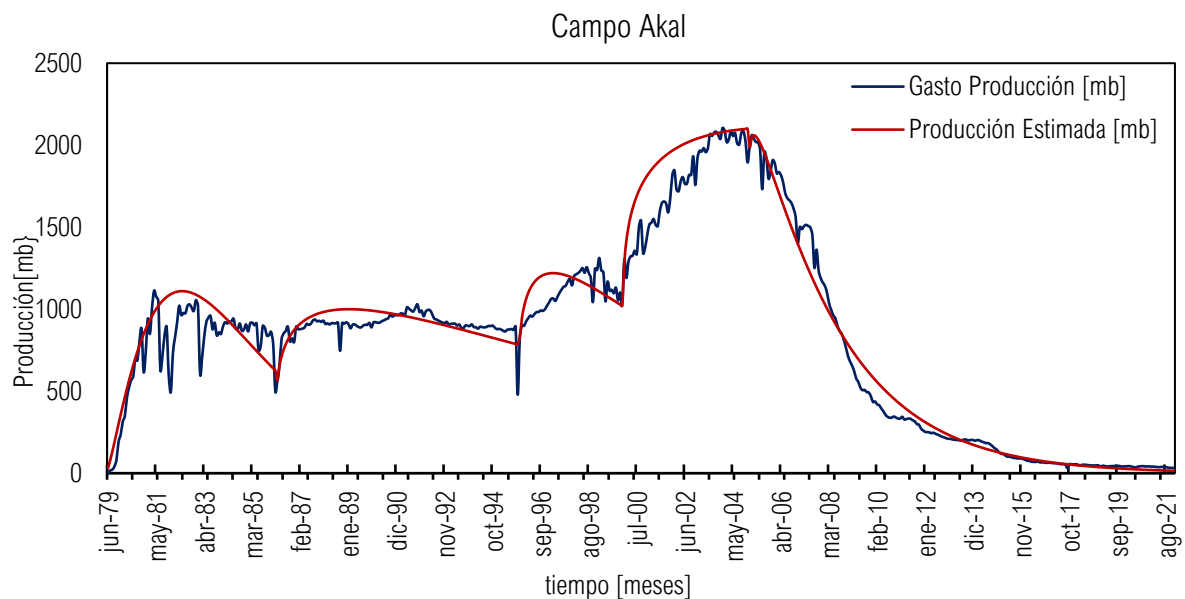


Figura 3.17. Distribución Gamma Campo Akal

La determinación del gobierno se modificó parcialmente ante el peligro de perder una fuente de aporte de ingresos. Una última etapa comprende desde 2004, y en donde a pesar de los recursos de inversión canalizados se ha caracterizado por la declinación de los campos, particularmente de Akal, que restaron productividad, eficiencia y, sobre todo, mayores complicaciones para acceder al aceite.

3.5. Análisis paramétrico de la distribución gamma

Uno de los objetivos de la estadística es el conocimiento cuantitativo de una determinada fracción de la realidad, necesario para construir un modelo de este objeto de estudio de variables aleatorias continuas aplicada a los datos históricos de producción de campos de petróleo seleccionados.

La información analizada se concentró en los campos localizados en las cuencas del sureste, los cuales son los de mayor aporte de aceite y gas asociado y como anteriormente se mencionó cuenta con cuatro subcuencas.

En esta cuenca se han descubierto campos de todo tipo y tamaño, pero lo más importante es que es en esta cuenca donde se han localizado a los campos gigantes como los complejos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. A nivel de Activo de Producción, esta cuenca abarca las extensiones de las Regiones Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste.

Se desarrollo el análisis de 70 campos que representan más del 80% de producción de crudo en la actualidad de Pemex, la información obtenida por medio de la distribución gamma nos proporcionó información basada en los parámetros α y β que, combinado con información de producción acumulada, meses produciendo y valores de reserva nos permiten describir por medio de funciones lineales un estudio más sintetizado de cada campo e interpretar un comportamiento futuro basado con los datos actuales que se tienen.

La Tabla 3.2 se presentan los campos utilizados para dicho estudio que abarca los principales campos de las tres principales regiones de petróleo del país. Más adelante se hace una descripción de las gráficas con las relaciones que se crearon para un análisis más detallado que nos indique las relaciones más factibles para la toma de decisiones.

Estimación de la producción de hidrocarburos con distribuciones de probabilidad

Campos Marinos	α	β	Escalar	Producción Acumulada [MMB]	Meses Produciendo	Campos Terrestres	α	β	Escalar	Producción Acumulada [MMB]	Meses Produciendo
ABKATUN	2.02	53	511	74.425	495	BACAL	1.75	42.5	11.7	3.631	534
AKAL	1.15	50.5	2120	426.402	511	BELLOTA	2	53.5	43	6.315	477
AYATSIL	2.93	44.26	86	4.468	82	BRICOL	2.33	15	17	1.019	154
BOLONTIKU	2.85	29.3	58	5.968	213	CAPARROSO PIJJE ESCUINTLE	1.55	39.5	56	8.089	470
CAAN	2.55	43	205	30.070	434	CHINCHORRO	1.33	79	17.3	2.769	367
CHAC	2.1	33	66	7.006	365	CHIPILIN	1.18	90	6	0.799	389
CHUC	1.31	100	158	33.438	471	CINCO PRESIDENTES	1.8	48	58	11.095	708
CHUHUK	2	8.05	43	1.173	105	COSTERO	2.6	26	127	2.028	168
EK	1.53	39.3	56	6.285	332	GUARICHO	1.36	34	18	1.546	217
HOMOL	1.5	54	60	5.981	177	IRIDE	1.18	67	54	16.831	565
IXTAL	1.4	40	126	11.239	199	JACINTO	1.6	444	390	2.352	434
IXTOC	1.42	105	30	5.345	440	JUJO TECOMINOACAN	1.75	71	205	39.358	495
KAB	3.5	10.5	34	2.207	172	LUNA PALAPA	1.8	95	7.8	4.287	408
KAMBESAH	3	14	38	2.032	107	MADREFIL	1.63	22.2	23	1.837	147
KAX	1.5	115	5.3	4.410	744	MAGALLANES TUCAN PAJONAL	1.5	38	15	6.148	744
KU	1.47	61	384	95.403	490	MOLOACAN	1.51	92	4.8	1.241	678
KUIL	2.1	16.7	60	2.850	113	MORA	1.73	46	24	4.661	481
KUTZ	1.79	13	24.3	1.890	240	NELASH		16	1.8	0.124	146
MALOOB	1.8	600	458	60.820	399	NISPERO	2.07	37	51	4.405	571
MANIK	1.695	9	26	0.851	174	OGARRIO	1.32	43	15	7.367	744
MAY	2	22	5	4.873	179	PAREDON	1.43	30.5	7	6.259	531
NOHOCH	2.5	75	93	22.107	510	PARETO	2.57	10	14	0.486	130
OCH	2.1	34.5	37.5	4.725	329	PLATANAL	1.9	25	8.1	0.839	459

Tabla 3.2. Campos Seleccionados

3.5.1. Análisis de la Producción Acumulada vs α

El análisis realizado se basó en las distribuciones de probabilidad, de manera particular usando la distribución gamma, la cual nos permite hacer un estudio más detallado y cercano al comportamiento de las curvas de producción de petróleo, tomando en cuenta los valores mensuales de los datos históricos de producción que abarcan más de 60 años.

Tomando las características que presenta esta distribución en donde se usan parámetros de alfa y beta, para modelar una producción acumulada cargada a la izquierda en forma de campana de gauss y con asimetría positiva. El análisis realizado se basa en los valores que se tienen de los campos seleccionados que se dividen en dos categorías principales, los

campos de aguas someras y los campos terrestres, ambos localizados en las Cuencas del Sureste que son las de mayor producción de hidrocarburos representa para Pemex

3.5.1.1. Campos Aguas Someras < 300 [mmb]

En primera instancia los campos de aguas someras se dividieron en dos grupos tomando los datos de producción acumulada para aquellos campos con producciones menores a los 300 [mmb], de los cuales por medio de la distribución Gamma obtuvimos sus valores de α , para poder categorizar de una manera adecuada los valores de acuerdo con el tamaño de su producción los cuáles se ven reflejados en la gráfica 1.

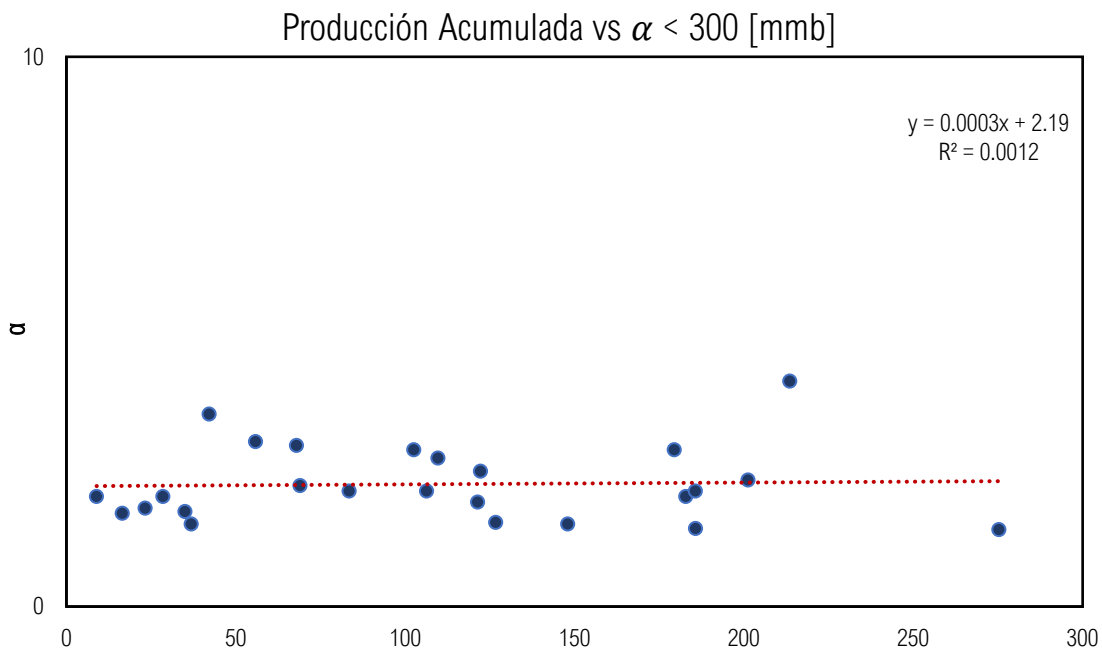


Figura 3.18. Producción Acumulada Campos Aguas Someras < 300 [mmb]

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada menores a 300 [mmb] y su factor alfa tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan menores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

$$y = 0.0003x + 2.19$$

$$R^2 = 0.0012$$

3.5.1.2. Campos Aguas Someras > 600 [mmb]

El segundo análisis realizado para los campos de aguas someras fue el grupo de campos que presentan producciones acumuladas mayores a los 600 [mmb], dónde destacan los principales campos de producción de Pemex ya que en este grupo se encuentra en la sonda de Campeche, dónde destacan Akal y los campos del complejo Ku-Maloob-Zaap entre otros.

Una de las características observadas de los datos obtenidos para el parámetro α fue poca dispersión de acuerdo con la línea de tendencia que no abarca más de medio punto porcentual tomando en cuenta su varianza que se representa en ± 0.47 y con una ligera inclinación a la baja esto debido a que los campos en estudio se encuentran en etapa declinación a pesar de ser campos que presentan volúmenes de reserva bastante grandes con respecto a los campos medianos y chicos que existen.

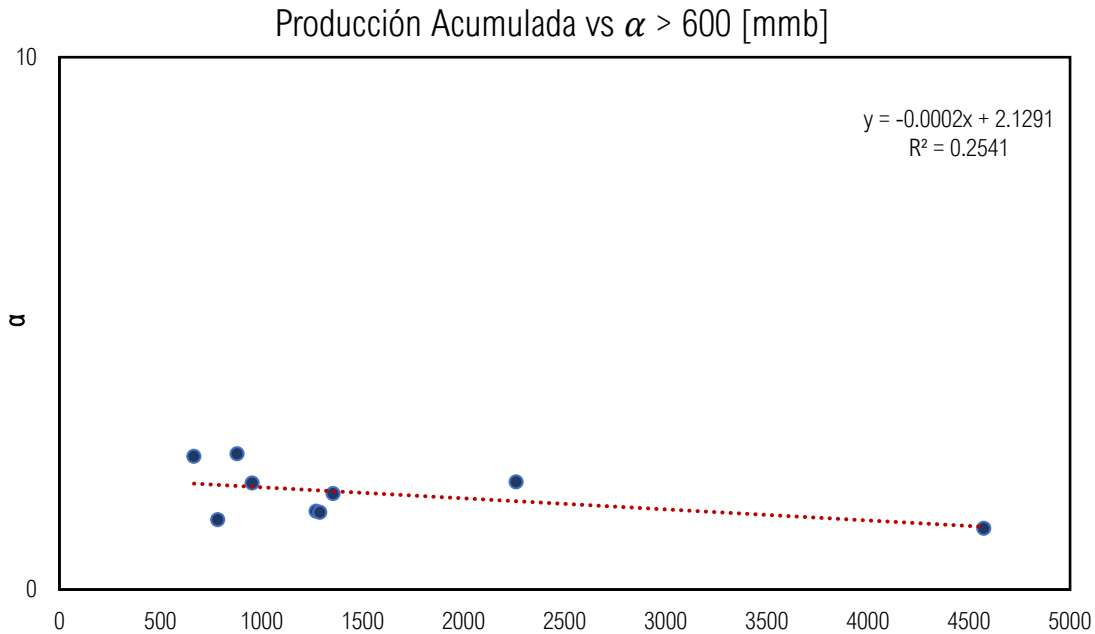


Figura 3.19. Producción Acumulada Campos Aguas Someras > 600 [mmb]

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada mayores a 500 [mmb] y su factor alfa tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan mayores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

$$y = -0.0002x + 2.1291$$

$$R^2 = 0.2541$$

3.5.1.3. Campos Terrestres < 150 [mmb]

Siguiendo la misma metodología para los campos de aguas someras se realizó la discretización de valores atípicos que representarán una función lineal que nos describirán los valores de alfa para campos con menor producción acumulada obteniendo en la gráfica 3 su modelo lineal.

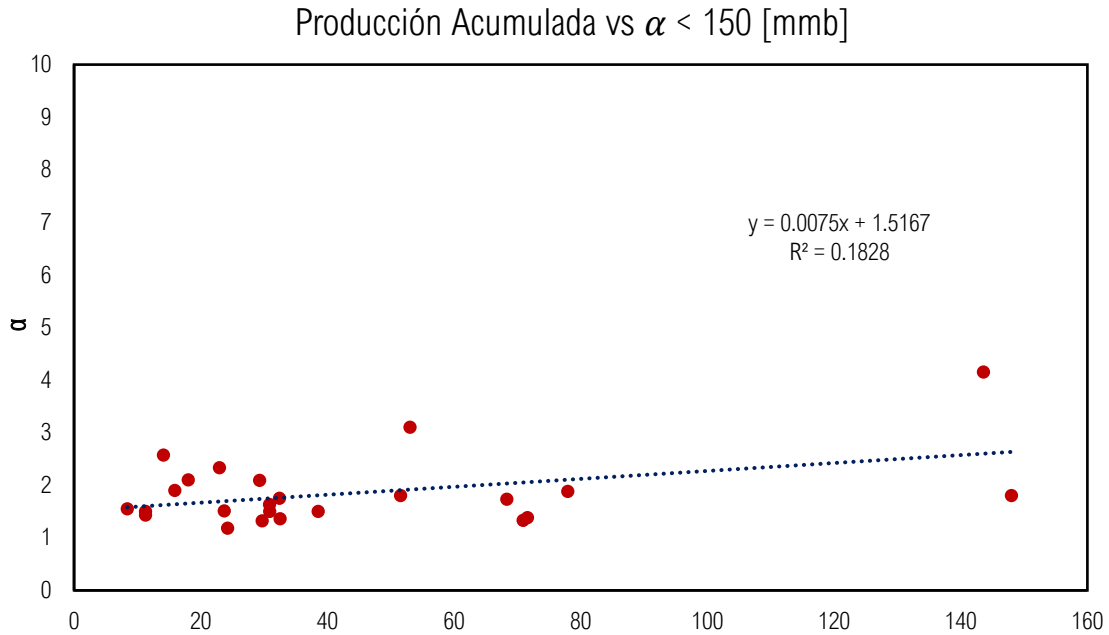


Figura 3.20. Producción Acumulada Campos Terrestres< 150 [mmb]

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos terrestres con producción acumulada menores a 150 [mmb] y su factor alfa tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan menores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

$$y = -0.0002x + 1.7538$$

$$R^2 = 8E-05$$

3.5.1.4. Campos Terrestres > 150 mmb

En segundo grupo de campos terrestres que seleccionamos de acuerdo con su producción acumulada también se muestra un análisis en la gráfica que de acuerdo a los puntos graficados que nos indica una tendencia marcada a la baja mientras van creciendo los valores de α con respecto de la producción acumulada.

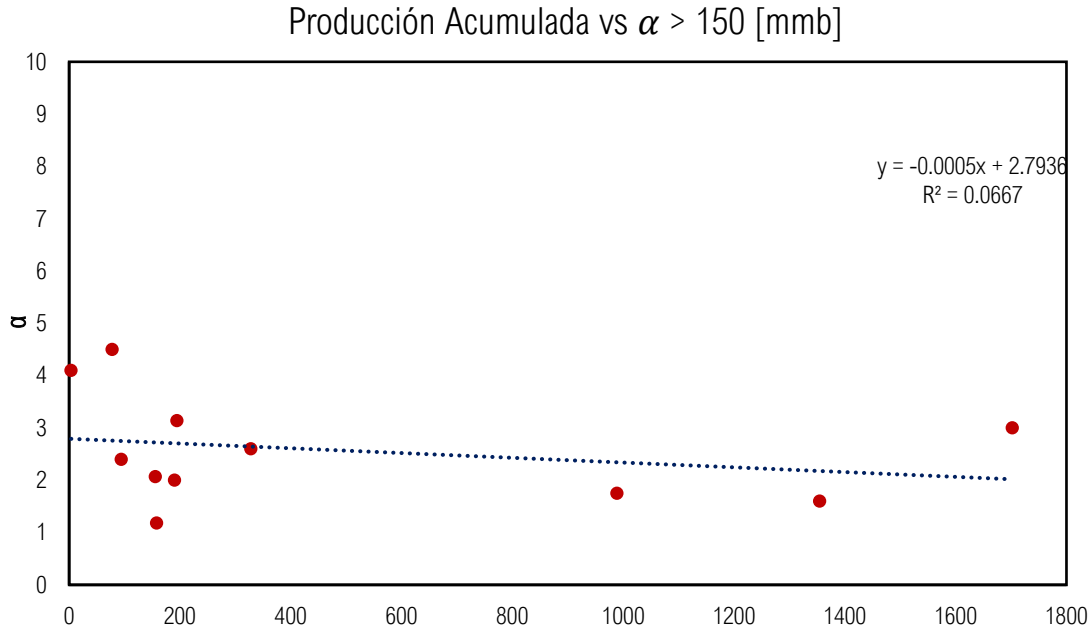


Figura 3.21. Producción Acumulada Campos Terrestres > 150 [mmb]

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos terrestres con producción acumulada mayores a 150 [mmb] y su factor alfa tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan mayores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

$$y = -0.0007x + 2.5453$$

$$R^2 = 0.1229$$

3.5.2. Análisis de la Producción Acumulada vs β

Siguiendo la misma metodología que se realizó para llevar a cabo el parámetro de β para evaluar la distribución gamma con los históricos de producción se obtuvieron un conjunto de valores de β los cuales también fueron divididos de acuerdo a los datos de producción acumula que presentan los campos seleccionados.

El factor de β nos brinda la oportunidad de conocer los datos tomando en cuenta el volumen de producción acumulado, entre mayor sea la el acumulado mayor será el factor de β .

3.5.2.1. Campos Aguas Someras < 300[mmb]

Pará este conjunto de campos analizados se tomó en cuenta los que presentaban menor producción acumulada de acuerdo con los datos que se tienen registro y marcando una relación que se comporta de manera ascendente en relación con los

valores del factor β encontrando una relación de la producción acumulada es en igual medida menor para aquellos campos donde β es también menor.

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada menores a 300 [mmb] y su factor beta tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan menores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

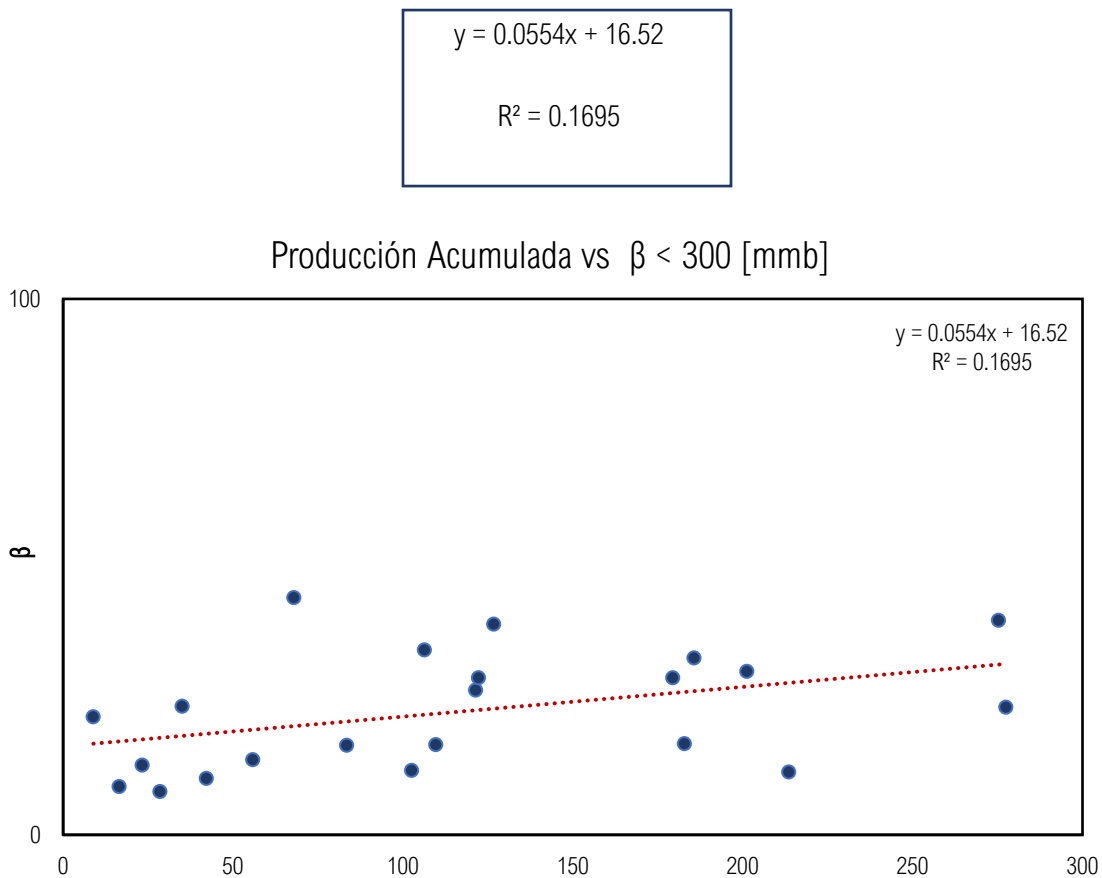


Figura 3.22. Producción Acumulada Campos Aguas Someras < 300 [mmb]

3.5.2.2. Campos Aguas Someras > 600[mmb]

La producción acumulada para aquellos campos con valores >600 [mmb] corresponde para el análisis donde los valores de β son en igual medida grandes con respecto a los valores de producción acumulada y se puede observar una línea de tendencia que es ligeramente a la baja, de acuerdo con la gráfica que a mayor reserva mayor sería su producción en un lapso de tiempo más corto.

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada mayores a 300 [mmb] y su factor beta tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que

presentan mayores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

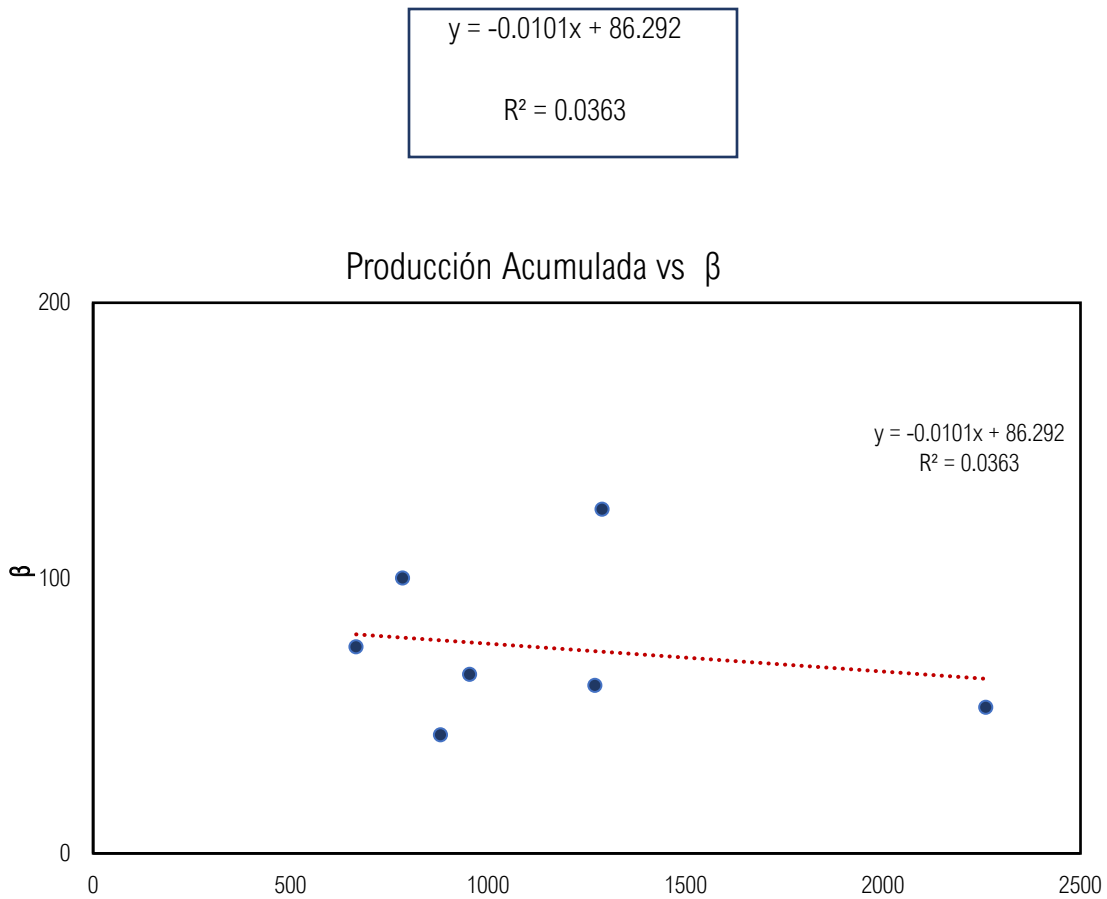


Figura 3.23. Producción Acumulada Campos Aguas Someras > 600 [mmb]

3.5.2.3. Campos Terrestres < 100[mmb]

Los campos terrestres con producción acumulada < 100 [mmb] nos presenta un gráfico donde sus valores de β tienen una ligera tendencia de crecimiento, debido a que son campos que presentan una menor densidad acumulada en su curva de producción, lo que nos indica de una menor velocidad en la producción de hidrocarburos. Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada menores a 100 [mmb] y su factor beta tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan menores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

$$y = 0.5248x + 17.939$$

$$R^2 = 0.5266$$

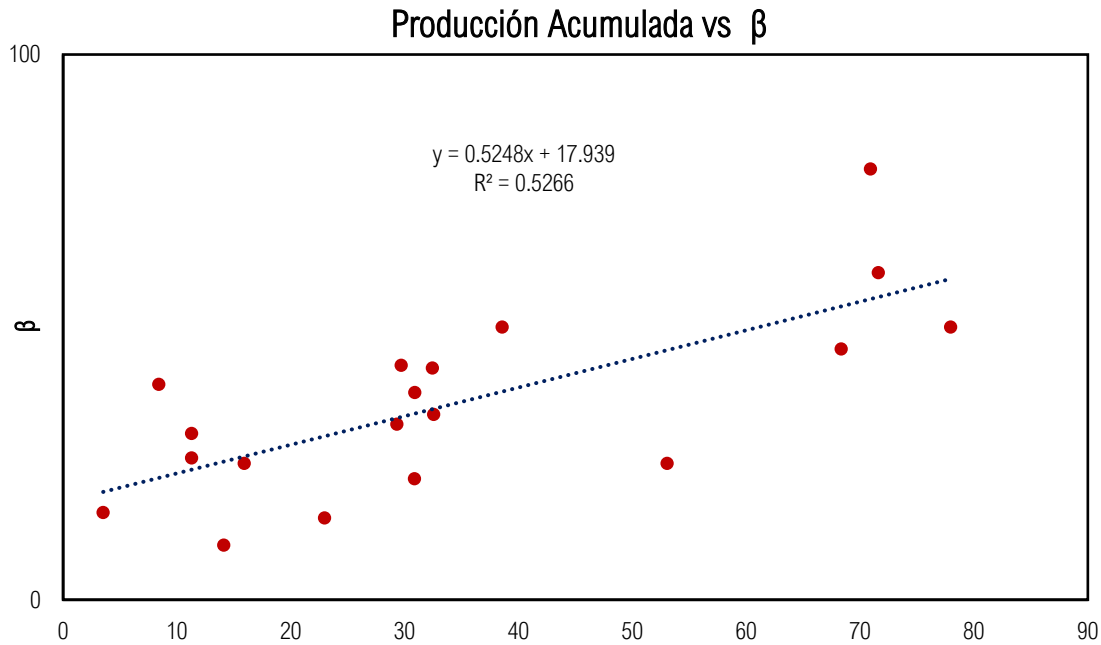


Figura 3.24. Producción Acumulada Campos Terrestres < 100[mmb]

3.5.2.4. Campos Terrestres > 150[mmb]

Pará este último conjunto de datos la analogía es similar cuando presentan mayor producción acumulada mayor será su producción durante un período de tiempo más corto, esto debido a que también son campos con mayores volúmenes de originales de hidrocarburo en relación con los valores de β con una densidad de hidrocarburos mayormente cargada hacia la derecha.

Ecuaciones lineales obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada mayores a 300 [mmb] y su factor beta tomando en cuenta el análisis estadístico de la función gamma de los campos que presentan mayores producciones acumuladas con datos de producción de enero 1960 a diciembre 2021 si es el caso para los campos seleccionados.

$$y = 0.3389x - 24.149$$

$$R^2 = 0.9556$$

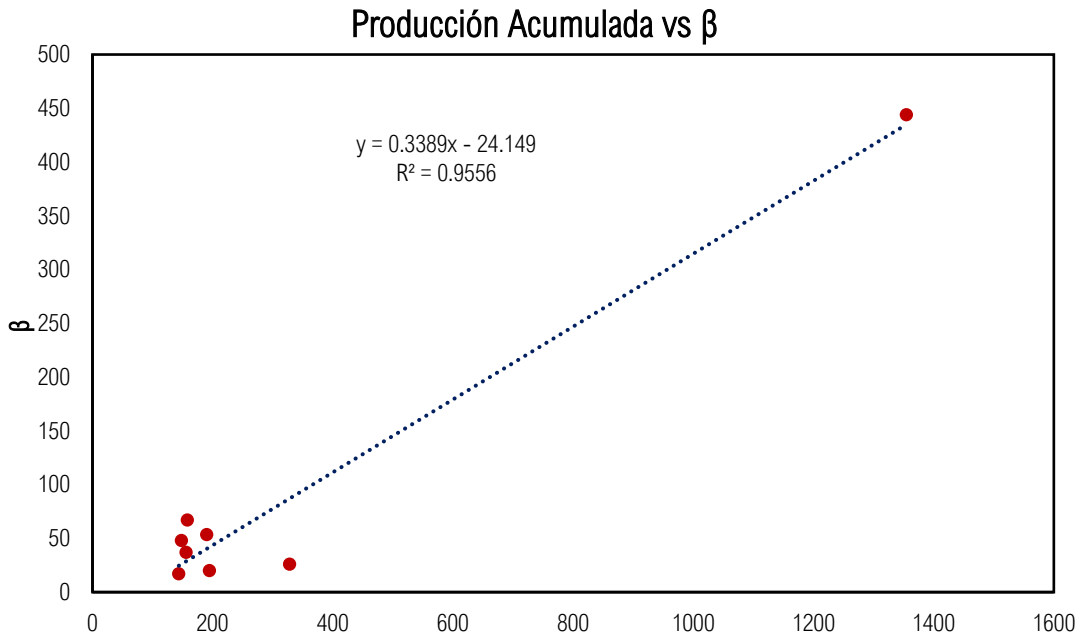


Figura 3.25. Producción acumulada Campos Terrestres > 150 [mmb]

3.5.3. Análisis Curva Tipo para meses produciendo

El análisis de las curvas tipo para producción de hidrocarburos nos representa una gráfica de la producción vs tiempo con una representación de una curva logarítmica para conocer su comportamiento y saber que tan fiable son nuestros datos dentro del rango que tomamos para realizar su análisis de producción en dos vertientes que son los Campos de Aguas Someras y Campos Terrestres en el sureste mexicano. Su objetivo primordial es brindarnos un panorama más amplio del comportamiento de los datos históricos de producción de Crudo y de qué manera se concentra dicha producción acumulada a través del tiempo tomando en cuenta sus meses en operación y sabiendo que mayor producción acumulada es un campo maduro que cuenta con un importante volumen de reservas, notando que los campos con tiempos mayores a 350 meses de producción son los que tienen una declinación de su producción.

3.5.3.1. Campos Aguas Someras

Los datos visualizados dentro de nuestra curva tipo nos indica que entre mayor sea la acumulación histórica de producción mejor se ajusta a nuestra curva sin importar los años que lleven produciendo, su análisis recae principalmente en el aporte de producción de crudo y las reservas reportadas por cada campo, entre mayor sea la reserva original, mayor será su producción acumulada a lo largo del tiempo.

Para los campos con una producción menor a 300 meses el ajuste de su curva es más disperso que para aquellos campos donde su tiempo de producción rebasa los 350 meses en dónde los datos son más apegados a la curva tipo, tomando en cuenta que su producción acumulada es mayor que los campos con un tiempo menor a los 300 meses de actividad.

Ecuación logarítmica obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada menores a 300 [mmb].

$$y = 14.29\ln(x) + 139.88$$

Ecuación logarítmica obtenidas para el análisis de datos de los campos en aguas someras con producción acumulada mayores a 350 [mmb].

$$y = 12.598\ln(x) + 404.97$$

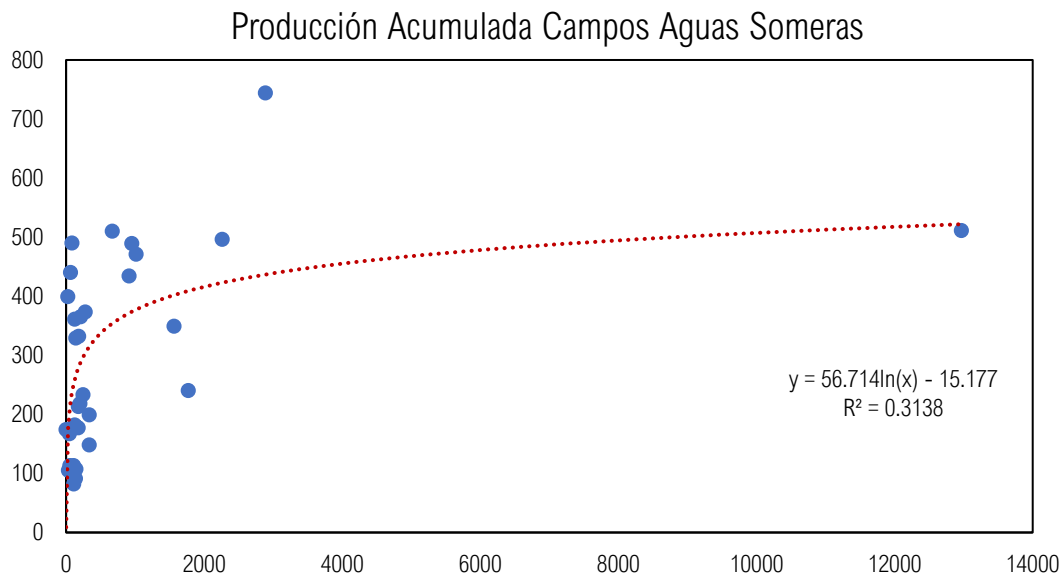


Figura 3.26. Curva Tipo Campos Aguas Someras

3.5.3.2. Campos Terrestres

Para los datos obtenidos en el análisis de la curva tipo de los campos terrestres se obtuvo una distribución similar al de los campos en aguas someras los cuales nos marcan un mejor ajuste a nuestra curva tipo de acuerdo a su mayor acumulación en la producción y no así en el tiempo reportado que lleva de producción, dando como resultado

El análisis de los campos terrestres nos brinda información para conocer el comportamiento de la producción con respecto al tiempo y saber de qué manera se ajustan nuestros datos a la curva tipo de donde podemos observar dos comportamientos distintos que conlleva una producción en los campos seleccionados con menos de 300 meses y nos muestra un ajuste más apegado a la curva tipo.

Una segunda relación con campos cuya producción es mayor a 350 meses, dónde los resultados son apegados a nuestra curva y observando que lo más importante en la interpretación de los datos es su producción acumulada durante cierto tiempo, pero enfocado en los campos que presentan mayores reservas de hidrocarburos

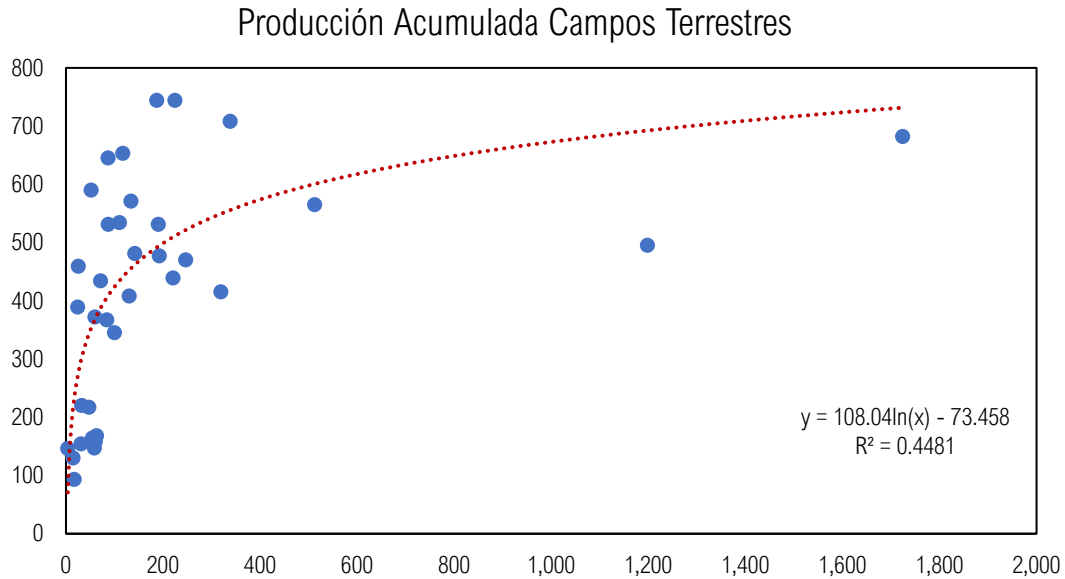


Figura 3.27. Curva Tipo Campos Terrestres

Ecuación logarítmica obtenidas para el análisis de datos de los campos terrestres con producción acumulada menores a 300 [mmb].

$$y = 33.328\ln(x) + 180.17$$

Ecuación logarítmica obtenidas para el análisis de datos de los campos terrestres con producción acumulada mayores a 350 [mmb].

$$y = 31.195\ln(x) + 486.69$$

3.5.4. Análisis de la Producción Acumulada vs Escalar

Continuando con la construcción de la distribución gamma en función del análisis cuantitativo se obtuvieron las siguientes ecuaciones para obtener un valor escalar que es equiparable con el valor de reserva de cada campo.

3.5.4.1. Escalar para Campos en Aguas Someras

La siguiente grafica nos representa los campos que presentan producciones acumuladas menores a 300 [mmb].

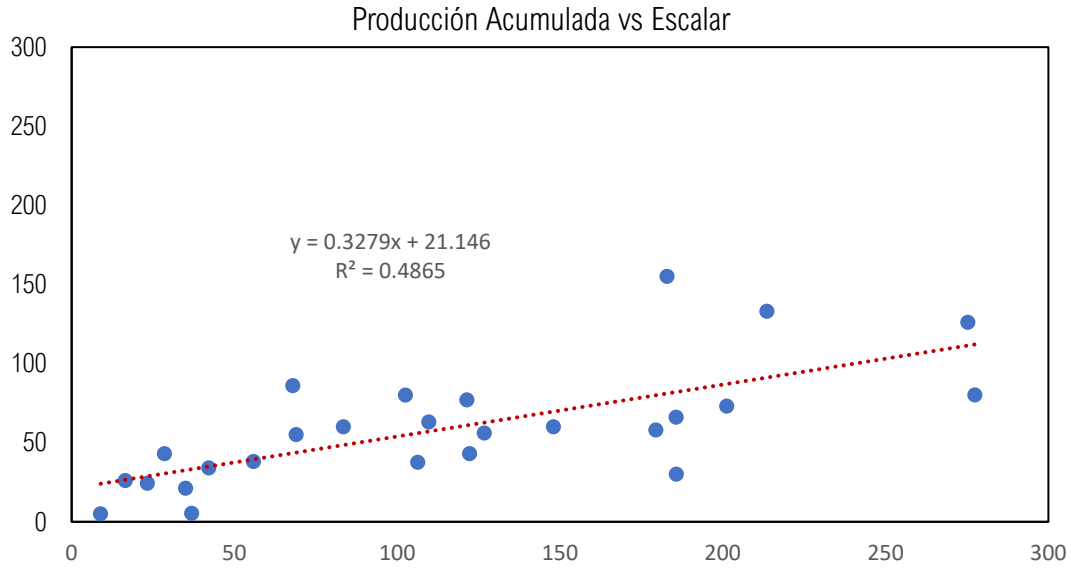


Figura. 3.28. Escalar Campos Aguas Someras < 300 [mmb]

En función del análisis realizado se obtuvo la siguiente ecuación lineal tomando los campos que representan las producciones acumuladas menores de 300 [mmb].

$$y = 0.3279x + 21.146$$

el análisis para determinar la ecuación lineal de los campos con producciones acumuladas mayores a 600 [mmb] se presenta en la siguiente grafica.

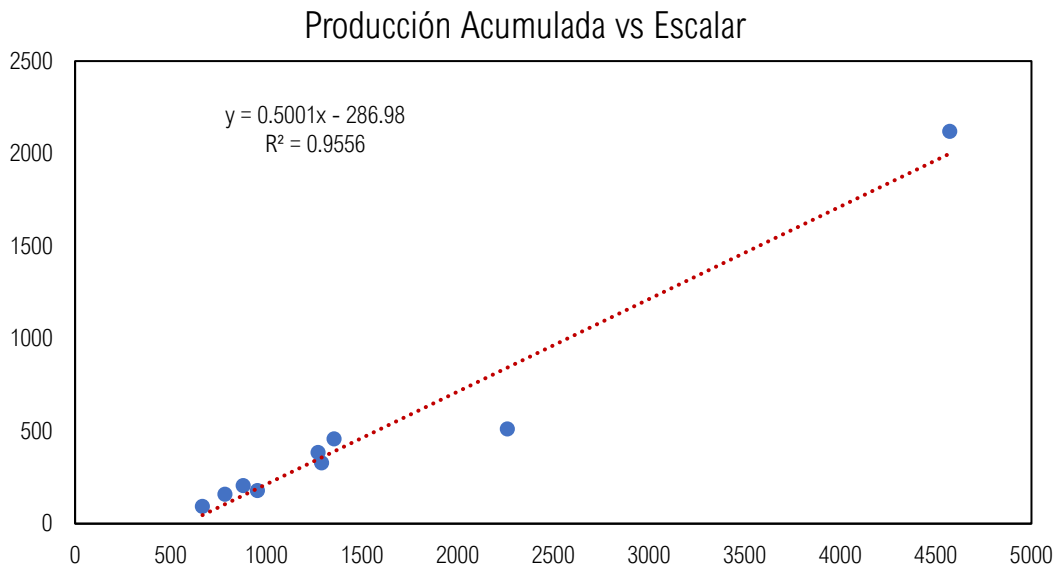


Figura. 3.29. Escalar Campos Aguas Someras > 600 [mmb]

La siguiente ecuación representa los campos de aguas someras en con producciones acumuladas mayores a los 600 [mmb].

$$y = 0.5001x - 286.98$$

3.5.4.2. Escalar para Campos Terrestres

El análisis de los campos terrestres está en función de los campos seleccionados en relación con los valores de producciones acumuladas que determinan sus fronteras entre 100 [mmb] y 150 [mmb] respectivamente.

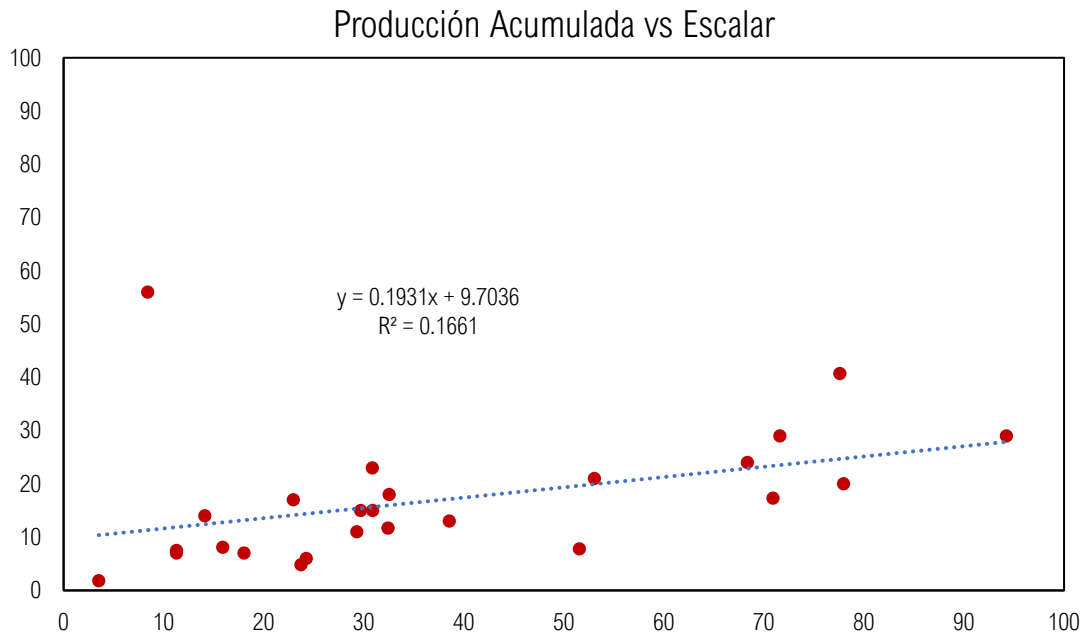


Figura. 3.30. Escalar Campos Terrestres < 100 [mmb]

La ecuación que representa los campos con producciones acumuladas menores a los 100 [mmb] es la siguiente.

$$y = 0.285x + 4.2638$$

La gráfica que representa los valores en función de los datos seleccionados de los campos con producciones acumuladas mayores a los 150 [mmb].

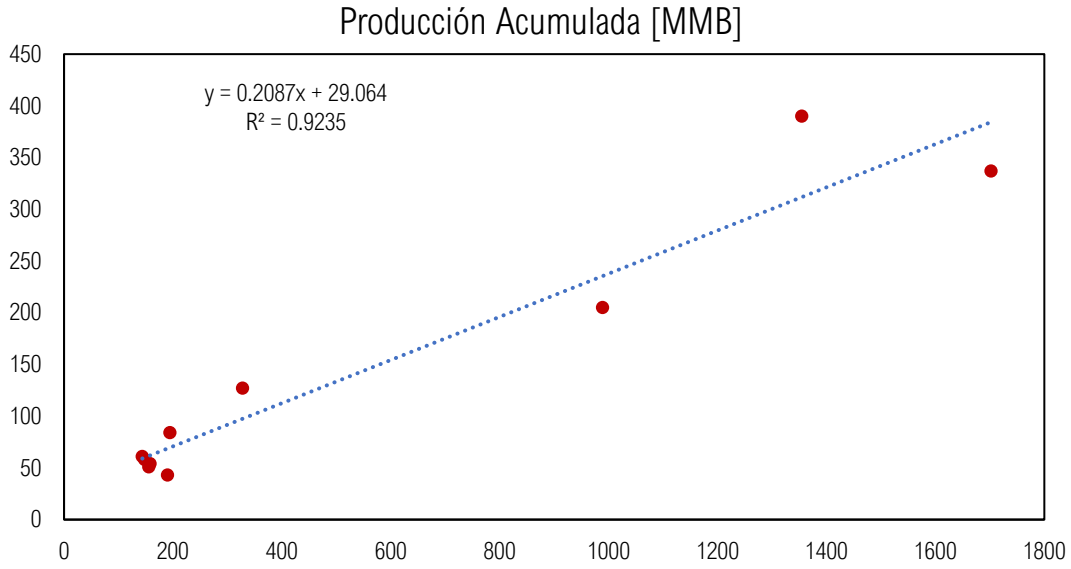


Figura. 3.31. Escalar Campos Terrestres > 150 [mmb]

Para la siguiente grafica se encontró una ecuación lineal con los siguientes valores de acuerdo con la producción acumulada que representa los campos para valores superiores a los 150 [mmb].

$$y = 0.2087x + 29.064$$

Capítulo 4

4. Análisis de resultados y escenarios de producción

Es importante mencionar que la aplicación de las distribuciones de probabilidad continuas en su caso especial de la distribución gamma aplicado a las curvas de producción de los campos de Pemex nos permitió establecer ciertos parámetros para el análisis estadístico que se realizó en base con la clasificación que se realizó y tomando en cuenta los volúmenes de producción acumulada y de reserva de cada campo que en este caso fueron las reservas 1P, 2P y 3P las que tomamos en cuenta para su evaluación.

La herramienta propuesta basada en una base de Excel con datos históricos de producción de petróleo de 1960 a 2021 nos brinda la oportunidad de visualizar escenarios a futuro tomando en cuenta la incorporación de reservas y conocer su comportamiento en un tiempo determinado.

4.1. Escenario de producción de la CNH

La Prospectiva de Producción de Hidrocarburos es una estimación que realiza la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) de la producción esperada de hidrocarburos en las Asignaciones y Contratos en México. El ejercicio, se desarrolla a partir de la información reportada por los operadores petroleros a la CNH, las tendencias observadas en la industria y el potencial exploratorio nacional. A la par, durante su elaboración, se delinear posibles escenarios a través de diversas premisas y supuestos para las actividades de exploración y extracción de los proyectos petroleros.

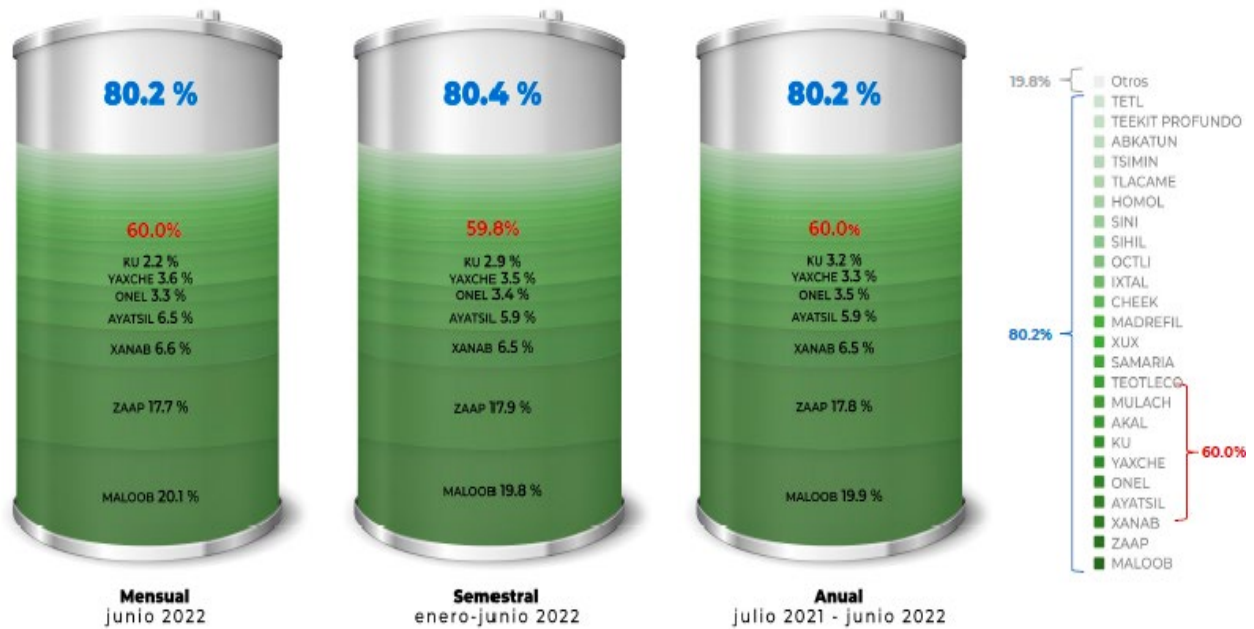


Fig. 4.1. Distribución Histórica de la Producción de Aceite en 187 Campos en Asignaciones de Extracción

Para la estimación de la producción en las áreas de asignación de Pemex, se utilizaron los perfiles de reservas 1P,2P y 3P certificadas al 1 de enero de 2022, así como los Planes de Exploración, Informes de Evaluación y Planes de Desarrollo presentados al segundo trimestre de 2022.

Respecto a los 17 campos prioritarios de Pemex, se consideran los perfiles de producción e inversión de las reservas 2P y 3P certificadas al 1 de enero de 2022, más ajustes conforme al cumplimiento de actividades y producción observada.

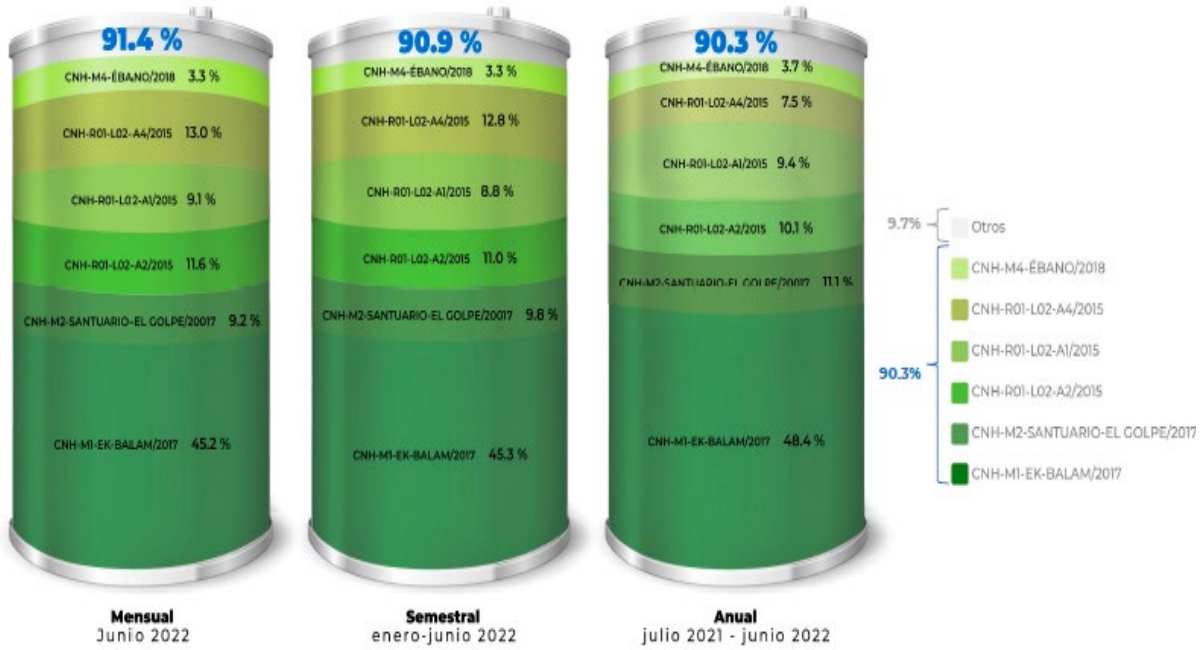


Fig. 4.2. Distribución Histórica de Distribución de Aceite en 21 Contratos

Los pronósticos publicados por la CNH de acuerdo con los valores de reserva publicados para el periodo de 2022 a 2040, tomando en cuenta tres escenarios de acuerdo con su clasificación de reservas remanentes de 1P, 2P y 3P, cabe mencionar que los datos usados por la CNH toman en cuenta los datos de producción de asignaciones y contratos de Pemex, además de incluir los datos de empresas privadas hasta diciembre 2021.

En este sentido, los principales Campos en la nación con Reservas de aceite y consensado, que aportan aproximadamente el 53.3 % del total de las Reservas correspondientes, son:

- | | | |
|-------------|------------|----------------|
| 1. Ayatsil | 5. Kayab | 9. Amoca |
| 2. Akal | 6. Ixachi | 10. Corralillo |
| 3. Maloob | 7. Pit | 11. Zaap |
| 4. Ichalkil | 8. Quesqui | 12. Tekel |

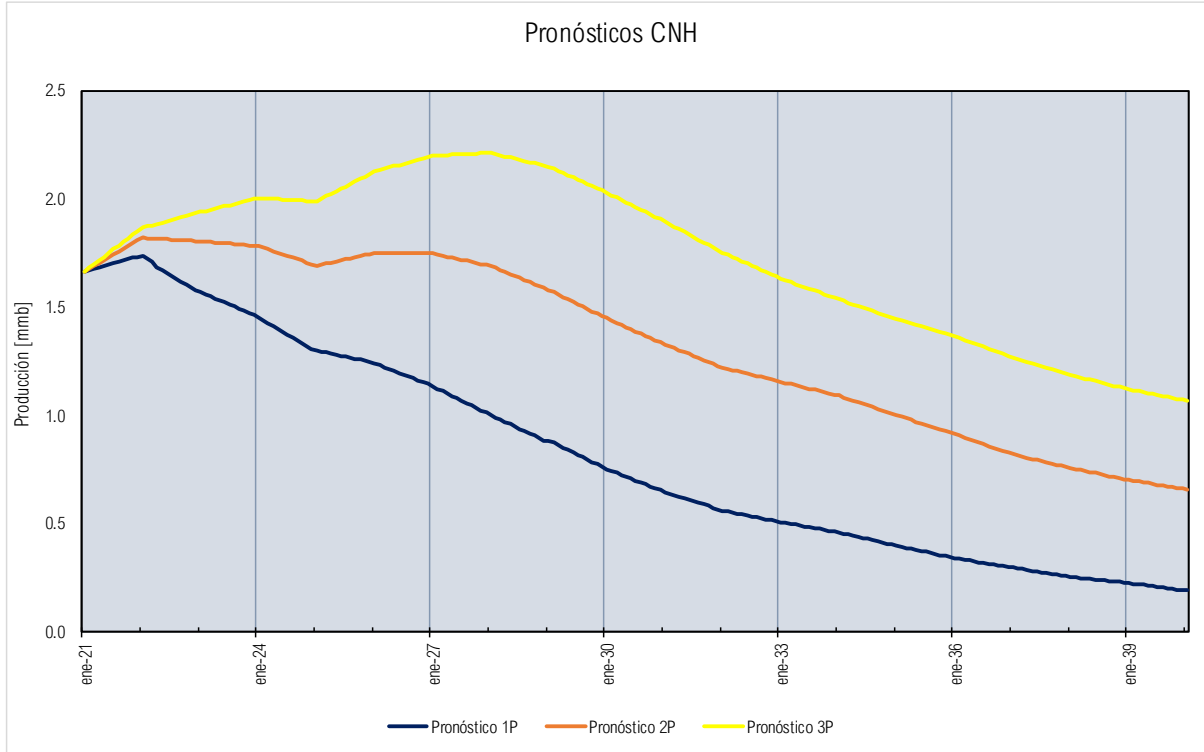


Fig. 4.3. Pronósticos CNH 2022-2040

4.2. Escenarios tendenciales de producción gamma

Con los datos recabados mediante las bases de datos de producción se desarrolló una aplicación a través de las distribuciones de probabilidad para crear escenarios tendenciales con los datos obtenidos y bajo ciertos parámetros con la producción acumulada de cada campo que se analizó. Se construyó mediante datos estadísticos una función de distribución gamma de acuerdo con los tipos de campo; en este caso Campos en Aguas Someras y Campos Terrestres ubicados en las cuencas del sureste mexicano.

Campo	Reserva 1P	Reserva 2P	Reserva 3P	Campo	Reserva 1P	Reserva 2P	Reserva 3P	Campo	Reserva 1P	Reserva 2P	Reserva 3P
Amoca	64.7	272.6	440.1	Itta	6.9	27.6	48.7	Quesqui	202.6	278.3	308.5
Cahua	0.4	0.4	0.4	Ixachi	239.3	489.0	766.5	Suuk	63.3	112.7	219.6
Cheek	25.5	25.5	25.5	Koban	7.0	14.0	14.0	Teca	8.5	21.5	41.3
Chocol	0.4	0.4	0.4	Manik NW	6.1	6.1	6.1	Teekit Profundo	4.2	5.9	15.7
Cibix	8.9	23.3	32.8	Miztón	27.6	79.0	100.7	Tetil	6.9	14.4	33.4
Esah	14.4	14.4	14.4	Mulach	21.4	49.0	158.0	Tlacame	27.1	27.1	38.4
Hok	1.3	1.3	1.3	Octli	4.6	4.9	5.3	Tlamatini	24.3	24.3	44.5
Hokchi	109.3	167.9	177.4	Pokche	43.8	77.9	143.4	Uchbal	4.1	7.9	7.9
Ichalkil	152.6	536.7	734.7	Pokoch	31.6	42.8	59.7	Xikin	8.9	8.9	8.9

Tabla 4.1. Campos Seleccionados Análisis Tendencial con Reservas 1P, 2P y 3P

Mediante dicho análisis se generaron escenarios de producción de petróleo tomando en cuenta los valores de reservas remanentes a enero 2022, publicados anualmente por la CNH para cada campo, en los escenarios propuestos se utilizó información de los llamados “Campos Prioritarios” con los cuales la administración actual de Pemex pretendía revertir la

declinación de la producción y retomar valores de producción por arriba de los 2.5 [mmb] para finales de sexenio, en la fig. 4.4 se observan los escenarios propuestos para los datos de reserva 1P de los campos prioritarios y los principales campos descubiertos por los operadores privados.

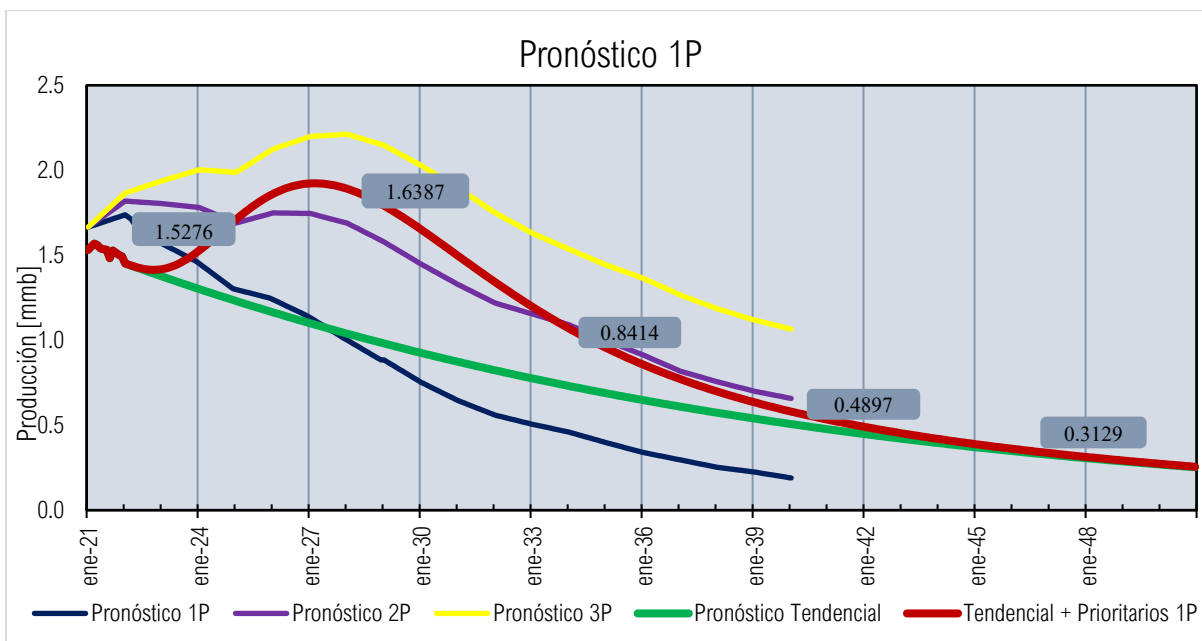


Fig. 4.4. Escenarios de Producción 1P 2022-2050

De la misma manera se realizó un segundo escenario tomando en cuenta las reservas 2P publicadas por la CNH donde se aprecia un leve incremento de la producción, pero sin llegar a valores que se alcanzaron en los pronósticos 3P realizados por la CNH para el periodo de 2022 a 2040.

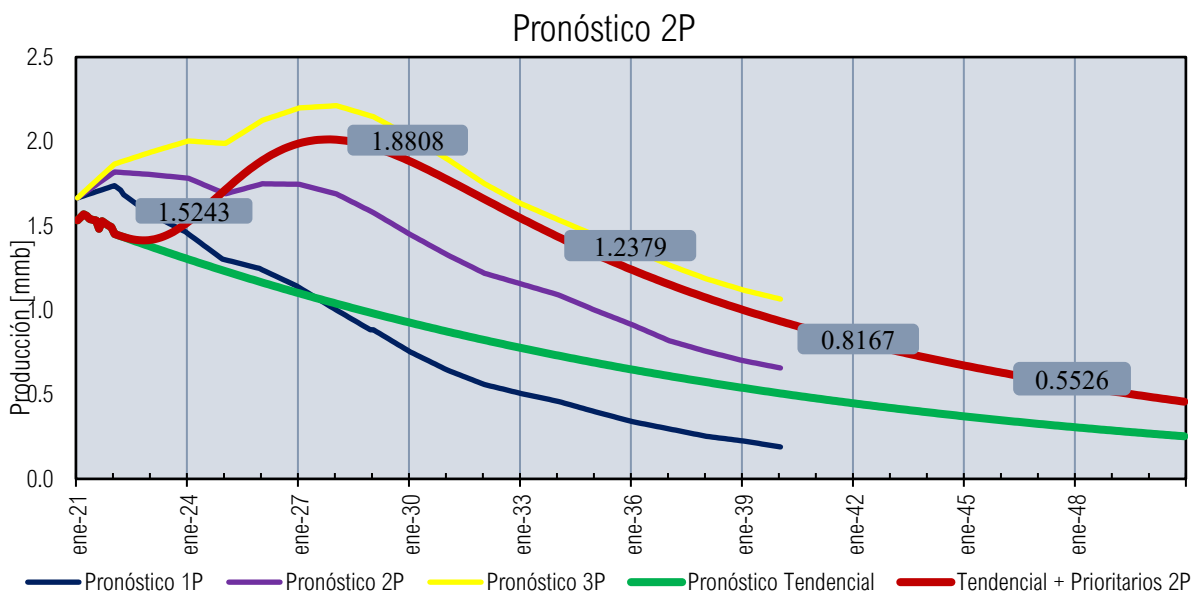


Fig. 4.5. Escenarios de Producción 2P 2022-2050

Podemos observar para llegar a los valores de pronóstico propuesto por la CNH, se tendría que encontrar otra manera de incorporar y aumentar las reservas de la nación, cuyos valores de reservas sen mayores que los datos presentados por los campos prioritarios en donde solamente destacan campos como Amoca, Ichalkil e Ixachi cuyas reservas son representativas y marcan una diferencia en su incorporación nacional.

Un tercer escenario se tomó en cuenta con valores de reserva 3P reportados para los campos cuyos datos son los más altos de acuerdo con los pronósticos presentados por la CNH, pero con menor éxito de probabilidad de acuerdo con su complejidad de explotación.

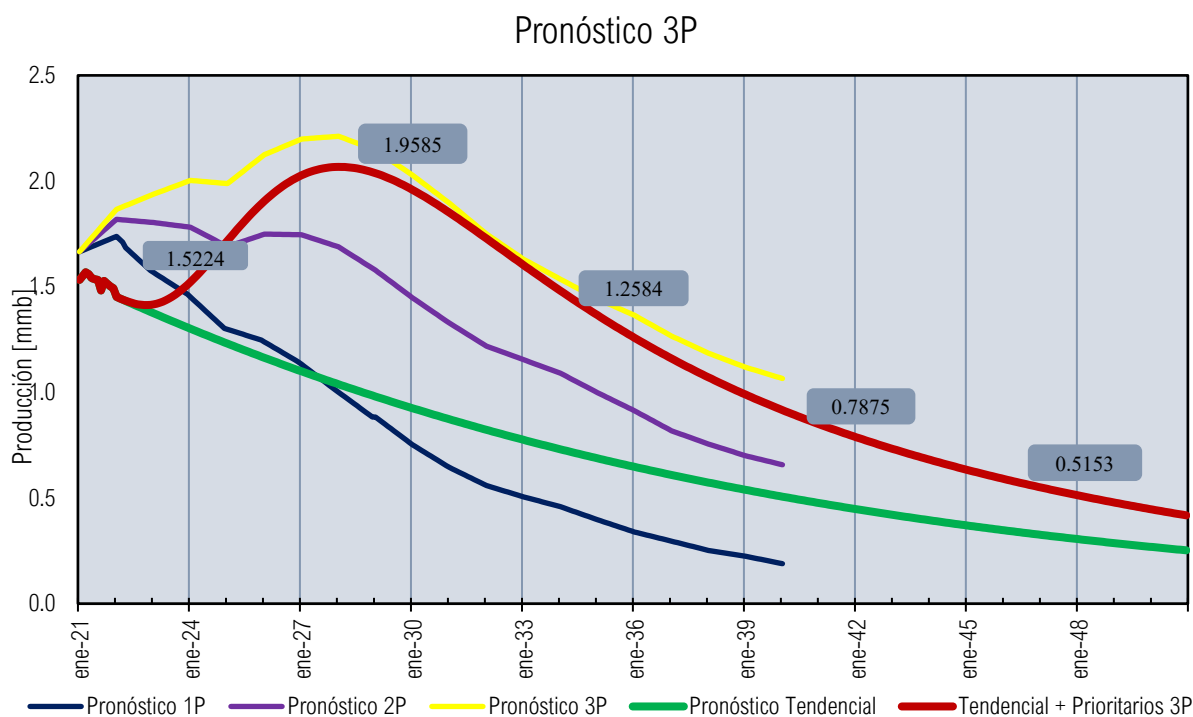


Fig. 4.6. Escenarios de Producción 3P 2022-2050

4.3. Metas de perspectiva CNH 2022-2028

Como parte de las metas a corto plazo por parte de la CNH, esta publico una actualización de las perspectivas de hidrocarburos de 2022 a 2028 para el segundo trimestre de 2022, tomando como base la incorporación de reservas de los valores reportados por los campos prioritarios, así como los campos de los operadores privados y los nuevos descubrimientos incorporados por Pemex.

Se manejan tres escenarios prospectivos con los valores de reserva clasificados en valores altos, medios y bajos para cumplir con las metas de producción planteados para los próximos 6 años mostrados en la siguiente grafica junto con valores realizados de los valores tendenciales propuestos con la realización de este trabajo.

Los campos utilizados son los que presentaban mejores datos de reserva para la realización de nuestros escenarios tendenciales con los siguientes datos presentados en la tabla 4.2 con valores de reserva 1P, 2P y 3P. Se usaron repitiendo los datos de la distribución gamma hasta alcanzar los valores de reserva que mejor se aproximaran a los datos propuestos por la CNH, la repetición de los datos fue de 3 veces para cada campo con los valores que se obtuvieron en los escenarios tendenciales obtenidos con la aplicación de la distribución gamma.

Campo	Reserva 1P	Reserva 2P	Reserva 3P
Amoca	64.7	272.6	440.1
Hokchi	109.3	167.9	177.4
Ichalkil	152.6	536.7	734.7
Ixachi	239.3	489.0	766.5
Quesqui	202.6	278.3	308.5
Suuk	63.3	112.7	219.6

Tabla 4.2 Campos Selectos para Análisis Tendencial

Prospectivas CNH vs Pronósticos Tendenciales 2022-2028

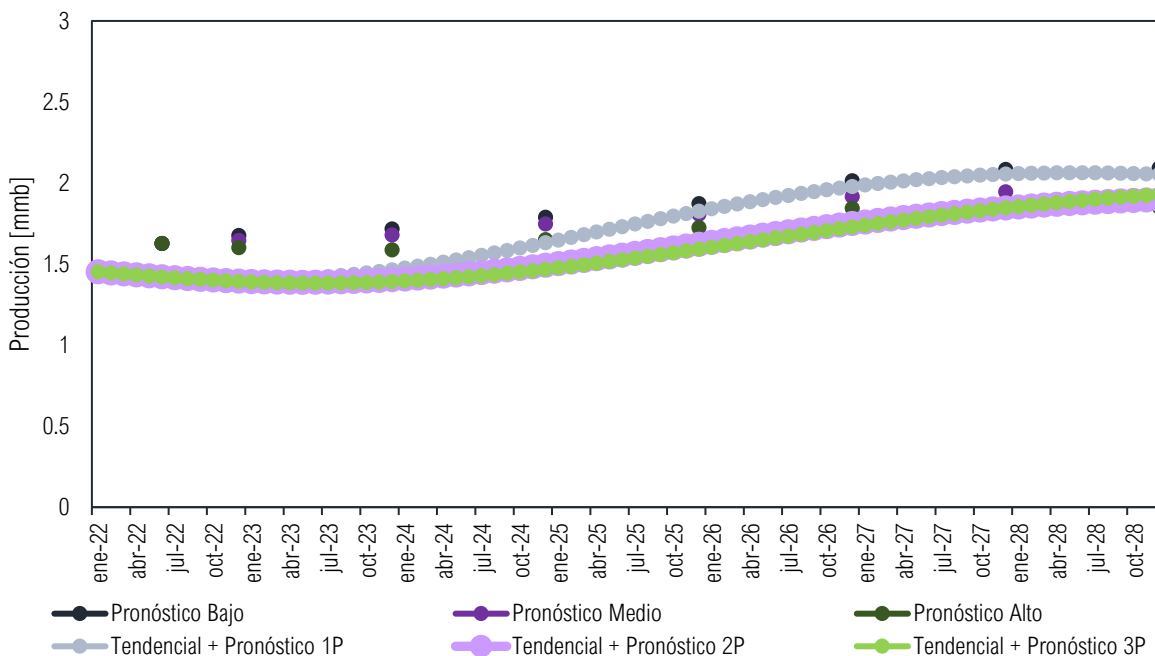


Figura 4.7 Prospectivas CNH vs Pronósticos Tendenciales 1P, 2P y 3P

4.3.1. Prospectiva Baja CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial 1P

En la siguiente grafica se muestran los valores aproximados de nuestros resultados en comparación de los valores propuestos por la CNH en sus valores de producción a la baja con los resultados obtenidos de nuestra propuesta utilizando valores de reserva 1P para los campos seleccionados que se presentan en la tabla 4.2 de los prioritarios y privados que se repitieron 3 veces los valores de la distribución gamma hasta obtener una aproximación de los valores presentados por la CNH en sus prospectivas.

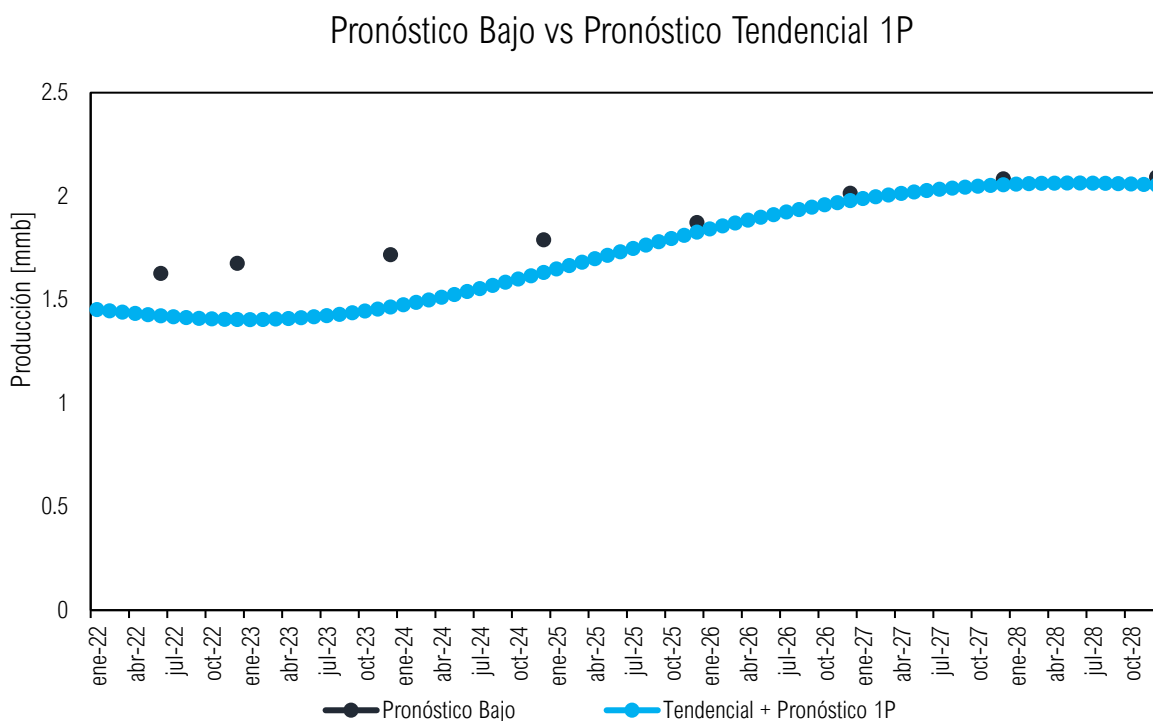


Figura 4.8 Prospectiva Baja vs Pronósticos Tendenciales 1P

4.3.2. Prospectiva Media CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial 2P

La siguiente grafica se muestran los valores aproximados de nuestros resultados en comparación de los valores propuestos por la CNH en sus valores de producción a la baja con los resultados obtenidos de nuestra propuesta utilizando valores de reserva 2P para los campos seleccionados que se presentan en la tabla 4.2 de los prioritarios y privados que se repitieron 3 veces los valores de la distribución gamma hasta obtener una aproximación de los valores presentados por la CNH en sus prospectivas.

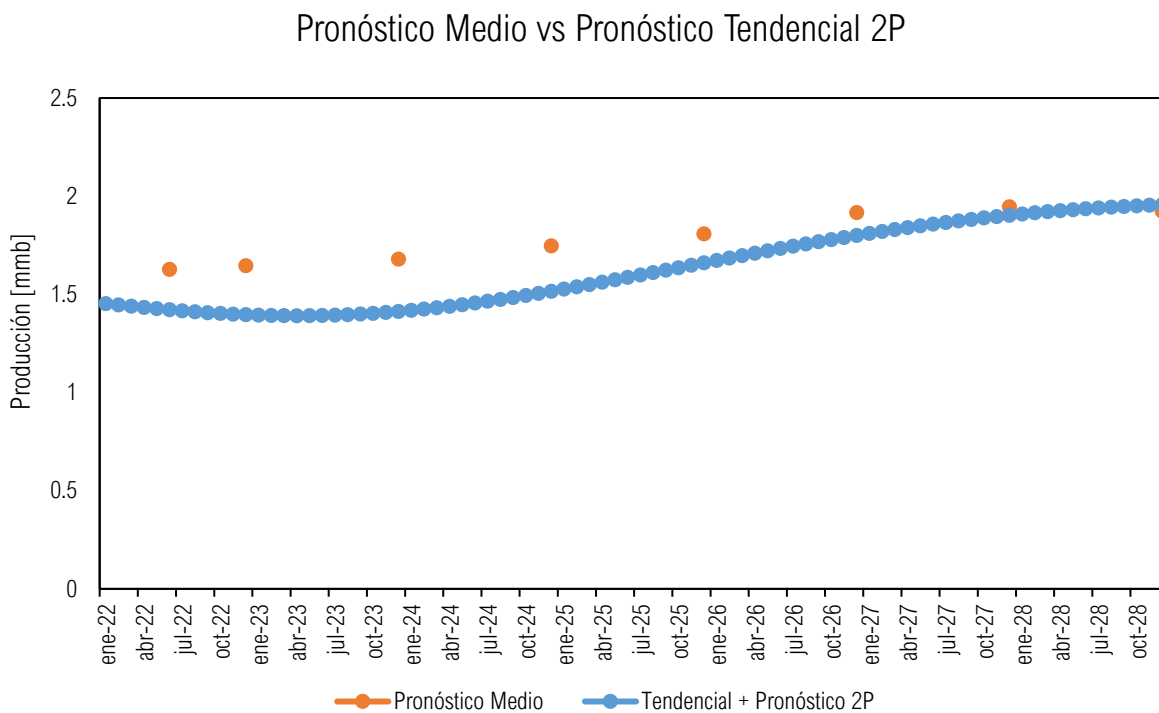


Figura 4.9 Prospectiva Media vs Pronósticos Tendenciales 2P

4.3.3. Prospectiva Alta CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial 3P

La siguiente grafica se muestran los valores aproximados de nuestros resultados en comparación de los valores propuestos por la CNH en sus valores de producción a la baja con los resultados obtenidos de nuestra propuesta utilizando valores de reserva 3P para los campos seleccionados que se presentan en la tabla 4.2 de los prioritarios y privados que se repitieron 3 veces los valores de la distribución gamma hasta obtener una aproximación de los valores presentados por la CNH en sus prospectivas.

Dentro de las prospectivas manejadas por parte de la CNH se intenta revertir e incrementar la producción por parte de Pemex con la incorporación de los campos prioritarios y la suma de los campos privados con lo cual se intenta volver a los datos de producción por arriba de los 2 [mmb], quedando demostrado que la incorporación de reservas por parte de los campos prioritarios es insuficiente ante la declinación que presenta más del 70% de los campos de producción.

Pronóstico Alto vs Pronóstico Tendencial 3P

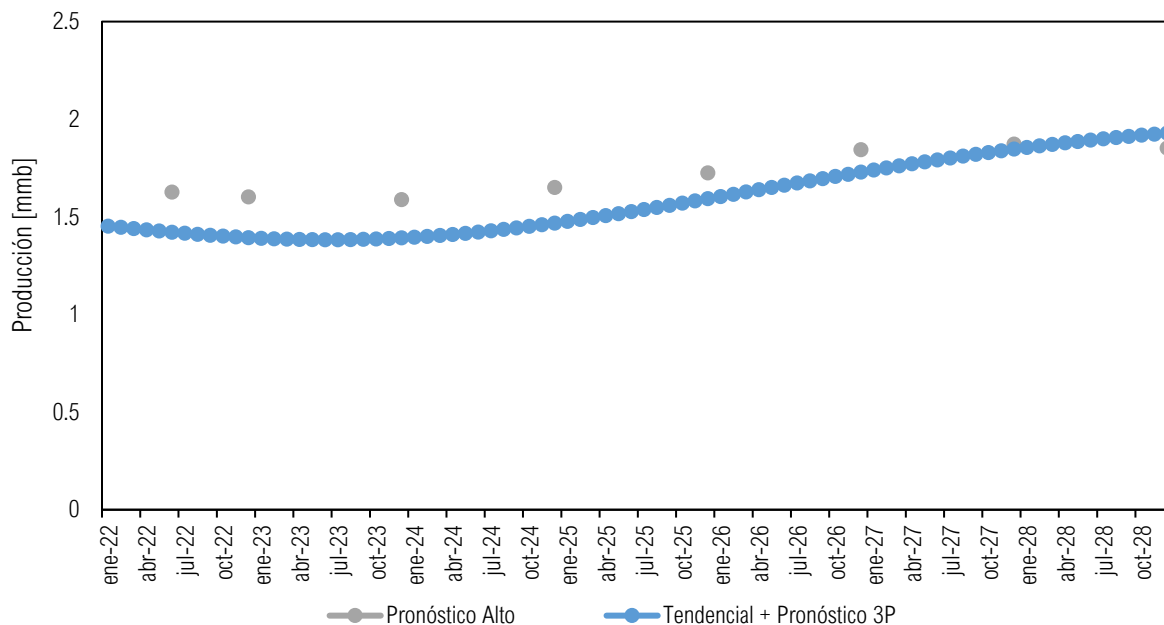


Figura 4.10 Prospectiva Alta vs Pronósticos Tendenciales 3P

4.4. Prospectiva CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada

Para la simulación de la siguiente gráfica se usaron los datos de reserva 1P de los campos reportados en la tabla 4.2 realizando el mismo ejercicio de la repetición de los datos pero con la diferencia que se hicieron de manera escalonada para los seis campos seleccionados e incorporándolos a las metas de prospectiva cada 2 años con la finalidad de mostrar el comportamiento de la producción de las asignaciones de Pemex y los contratos que están a su cargo junto con los demás campos que están a cargo de las compañías privadas, dichos escenarios nos muestran el comportamiento de la producción conforme avanza el tiempo y se van incorporando los nuevos campos incorporados por los operadores petroleros.

Sin embargo queda demostrado que la producción de hidrocarburos de México depende en gran medida de la incorporación de nuevos campos; pero esto deben de ser campos que presenten grandes valores de reservas que puedan ser explotados de una manera que su producción se extienda por lo menos en los próximos 30 años y no como los llamados campos prioritarios que son campos muy pequeños y de acuerdo a su análisis no presentan producciones importantes más allá de 15 años en el entendido de que fueron presentados como una alternativa para solucionar la declinación de los principales campos de producción con los que cuenta la nación.

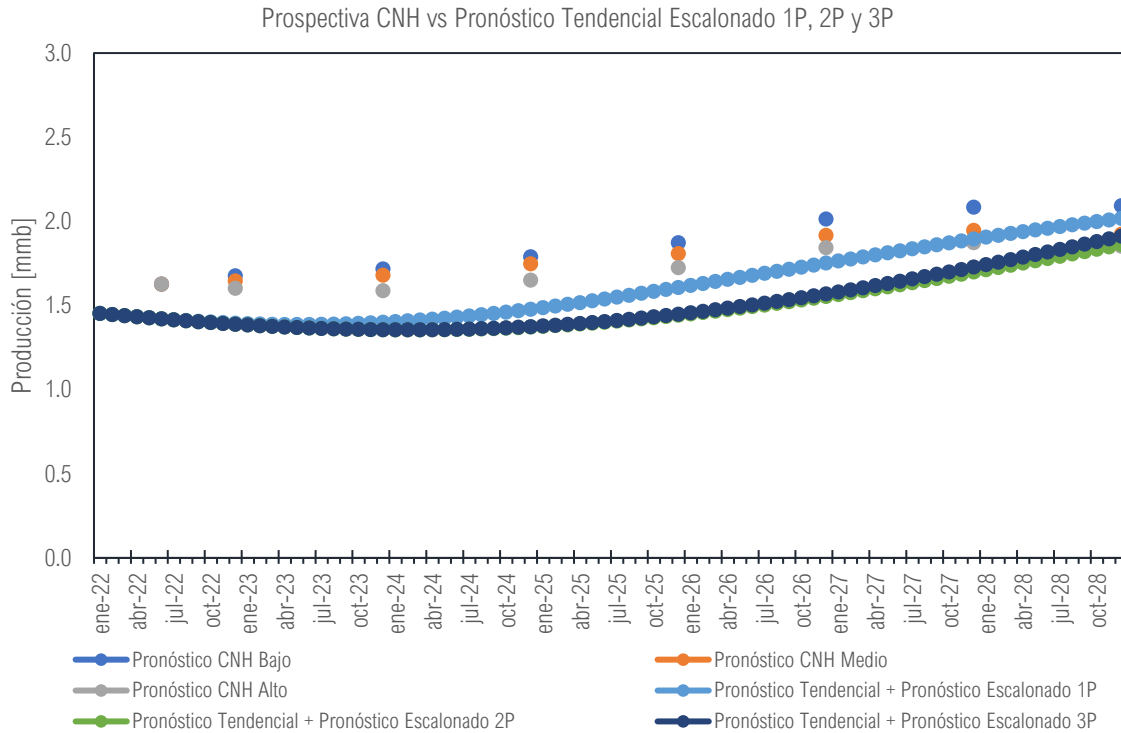


Figura 4.11 Prospectiva CNH vs Pronóstico Tendencial Escalonado 1P, 2P y 3P

4.4.1. Prospectiva Baja CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada 1P

Con los campos utilizados mediante la distribución gamma se modeló los volúmenes de producción de las reservas 1P obteniendo una curva tendencial de 2022 a 2028 y con una incorporación bienal de los datos.

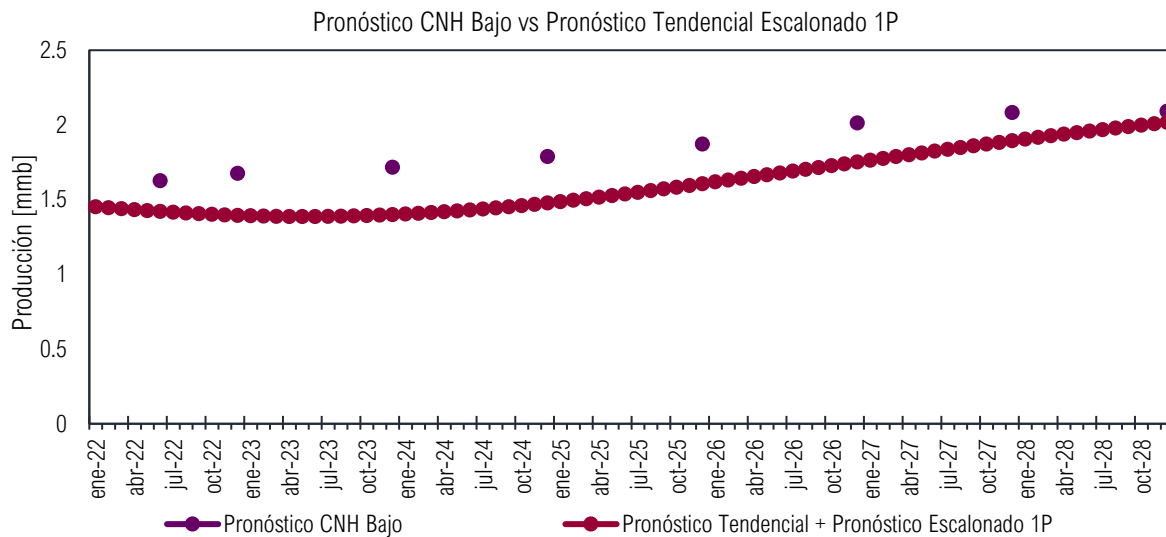


Figura 4.12 Pronóstico CNH Bajo vs Pronóstico Tendencial 1P

4.4.2. Prospectiva Media CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada 2P

Con los campos utilizados mediante la distribución gamma se modelo los volúmenes de producción de las reservas 2P obteniendo una curva tendencial de 2022 a 2028 y con una incorporación bienal de los datos.

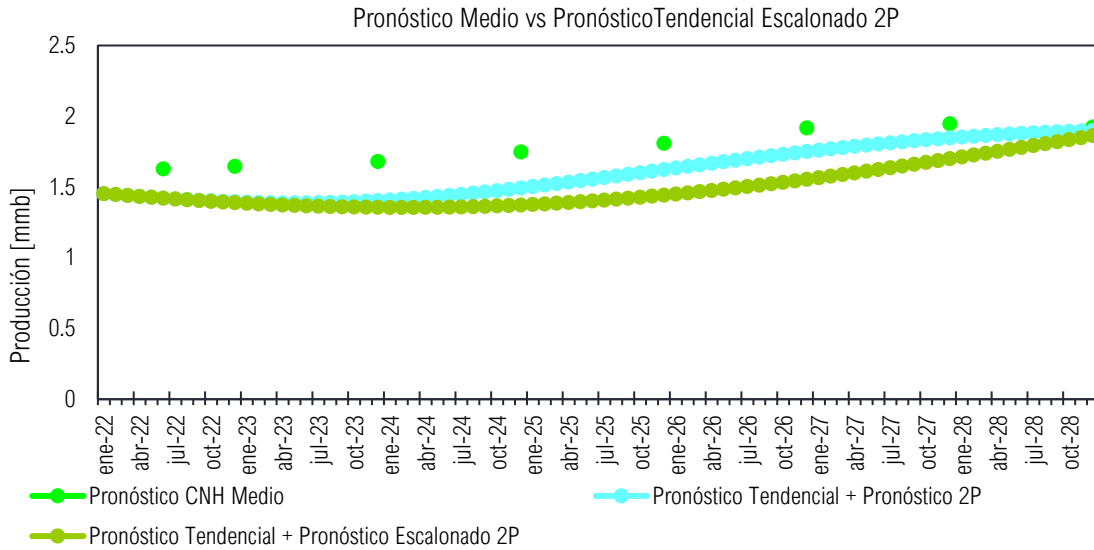


Figura 4.13 Pronóstico CNH Medio vs Pronóstico Tendencial 2P

4.4.3. Prospectiva Alta CNH 2022 -2028 vs Prospectiva Tendencial Escalonada 3P

Con los campos utilizados mediante la distribución gamma se modelo los volúmenes de producción de las reservas 3P obteniendo una curva tendencial de 2022 a 2028 y con una incorporación bienal de los datos.

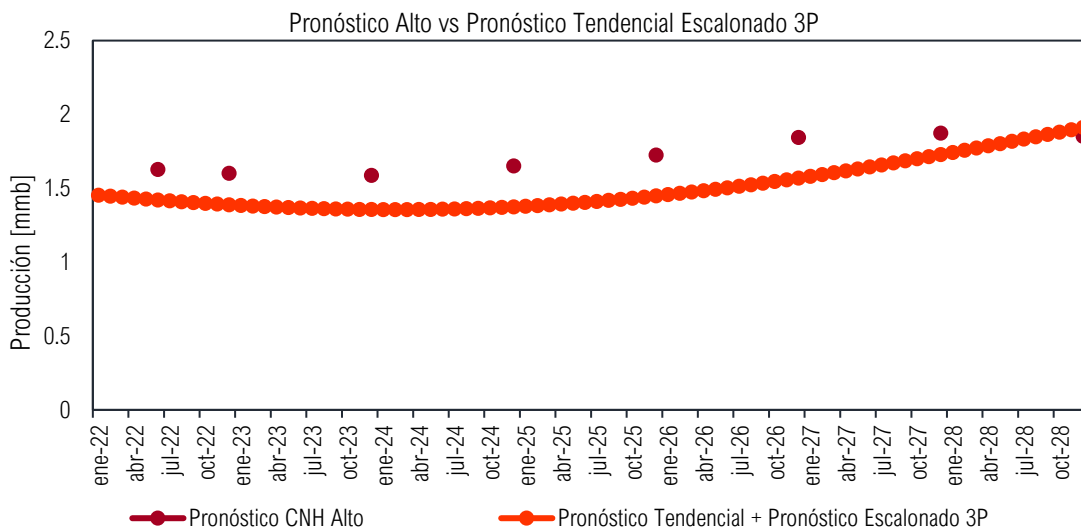


Figura 4.14 Pronóstico CNH Alto vs Pronóstico Tendencial 3P

Capítulo 5

5. Discusión y conclusiones.

La planeación energética de un país consiste en estimar a corto, mediano y largo plazo la demanda de energía y establecer cómo se va a satisfacer. La demanda de energía se debe a factores demográficos, económicos, sociales, ambientales y políticos, mientras que su satisfacción se lleva a cabo con la generada por las diversas fuentes de energía, renovables de preferencia o no renovables. También, es necesario considerar ahorrar y hacer un uso eficiente de la energía.

En México, hoy en día se realiza una planeación energética integral que representa una verdadera plataforma donde se puedan visualizar escenarios que estén en función de las necesidades energéticas pero sin tener una sinergia entre las distintas empresas dado que cada una de ellas realiza sus escenarios de producción de acuerdo con las necesidades particulares y no en función de un crecimiento general para el desarrollo del país; todo se realiza de manera particular para cada sector; cuando cada sector tendría que estar integrado en escenarios que se adapten a las necesidades futuras en función del producto interno bruto (PIB), sabiendo que el futuro no puede conocerse con certidumbre pero puede ser explorado identificando las principales alternativas factibles y los factores de que depende.

La planeación energética desde el punto de vista hidrocarburos tiene la particularidad de depender de las proyecciones económicas en cuanto al costo de barril de petróleo que se plantea anualmente y tiene una repercusión en la explotación de las reservas probadas por la alta volatilidad de los precios, aparte de contar con altas complejidades tecnológicas y técnicas que hacen difícil hacer una planeación energética en función de las reservas probadas.

La situación de la producción petrolera en México es compleja desde el punto de vista de la producción. Como se analizó en la primera parte de esta tesis, la cantidad de barriles que se producían en yacimientos como Akal, Ku-Maloob-Zaap entre otros grandes campos, han disminuido drásticamente por la declinación natural de sus principales yacimientos, sumando que se necesita más inversión en exploración de nuevos yacimientos, que fortalezcan las cantidades de reservas disponibles. Si consideramos una producción actual diaria del orden del 1.62 millones de barriles crudo y si no existieran nuevos yacimientos entonces nuestras reservas probadas solo alcanzarían para la producción de los próximos nueve años y, después, tendríamos que empezar a dejar de exportarlo y a reducir nuestro consumo interno.

Con base a lo anterior, la importancia de realizar una buena planeación energética tiene como objetivo estimar a corto, mediano y largo plazo la demanda de energía y establecer cómo se va a satisfacer mediante la generación de diversas fuentes de energía renovable y no renovable.

El sector hidrocarburos requiere de una herramienta indicativa que nos permita dar las bases para el desarrollo de una infraestructura de producción de petróleo mediante la generación de escenarios de producción para los próximos años, durante el desarrollo de este trabajo se plantearon las bases para generar una herramienta que por medio de la distribución gamma nos brinde la posibilidad de plantear escenarios tendenciales de producción en función de las reservas y metas a futuro que puedan ser planteadas para una mejor interpretación de los escenarios a corto, mediano y largo plazo.

Se analizaron 70 campos, 35 pertenecientes a aguas someras y 35 a terrestres los que representan más del 75 % de producción total en México, agregando el análisis estadístico de igual manera para los campos prioritarios y contratos que

suman más de 26 campos en su mayoría de aguas someras, que particularmente es donde se encuentran los campos con mayores reservas que están siendo descubiertos salvo a algunas excepciones como el campo Ixachi.

Durante el análisis se encontró, que la forma de declinación de estos campos obedece o se asemeja a una distribución de tipo gamma. Para comprobar este ajuste, se tomaron 70 campos, a los que a su producción se sobre puso una función gamma, observándose que el ajuste era bastante bueno, la similitud que tiene con las curvas de producción de cada campo, las cuales se comportan con un pico máximo que se establece dentro de los primeros 10 años de explotación del campo y la caída de su producción tiene una asimetría positiva que puede ser prolongada por varios años dependiendo de sus volúmenes de reserva y métodos convencionales para estimular la producción.

Posteriormente, se parametrizo cada una de las variables de la función, obteniéndose ecuaciones que generalizarían el comportamiento de los campos en función de su producción, se realizó el análisis de datos de los parámetros α y β por medio de ajuste de datos lineales y logarítmicos con la finalidad de obtener ecuaciones que nos brindaran la oportunidad de construir la distribución gamma basada en las características de los campos analizados con los cuales se obtuvieron los valores α y β basados en la producción aculada de las series históricas de producción de hidrocarburos para los campos de aguas someras y terrestres de la región Sur y las Marinas Noreste y Suroeste quienes son las que presenta la mayor producción y reserva de hidrocarburos de México; este análisis de datos también nos brinda la posibilidad de conocer los meses produciendo y conocer el tiempo promedio en que un campo de acuerdo a las características alcance su pico máximo y estimar un valor para su interpretación y generación de escenarios.

Se demostró que para cada caso (terrestres y marinos) se ajustaba una curva con un porcentaje mejor de error. Se encontró también, que los campos con múltiples procesos de producción como por ejemplo Akal, Abkatún, Samaria, Sen entre otros campos (que se describen en el anexo III con la curva histórica de producción y su distribución gamma para cada campo analizado) pueden simplificarse como la suma de diferentes funciones gamma, que representan diferentes intervalos de tiempo donde se modificó la forma de explotación del campo esto puede ser nuevos pozos, aplicación de campo o la incorporación sistemas artificiales de producción, métodos de recuperación secundaria y terciaria.

Para comprobar la fiabilidad de esta aproximación, se realizó una simulación de producción, simplificada para cada uno de los campos con función gama y haciendo su sumatoria en el tiempo de la producción real y la producción estimada con resultados satisfactorios que nos arrojaban porcentajes de error menores al 3% de los reportados en las bases históricas de producción.

Posteriormente se construyó una distribución gamma tomando la base de la producción nacional a la cual se le aplico una distribución gamma para generar un escenario tendencial basado en los volúmenes de producción que se presentan en cada campo.

Realizando la sumatoria de cada uno de los campos propuestos en la tabla 4.2 con los cuales se obtuvo una producción que se extendido de 2022 a 2050, con los datos obtenidos se desarrollaron los escenarios tendenciales tomando la información reportada para las reservas 1P, 2P y 3P, las cuales se compararon con las prospectivas propuestas por la CNH en el entendido de que los resultados planteados en este trabajo de acuerdo a las gráficas presentadas en el capítulo 4 son muy aproximadas a los valores de producción a futuro publicados.

Debemos analizar cuáles son los supuestos tradicionales que se consideraban y qué tipos de escenarios resultaban para el futuro en México y aprender a generar escenarios en el sector de los hidrocarburos de acuerdo con la herramienta planteada en este trabajo para aportar valor sin la necesidad de contar con grandes herramientas computacionales y contando únicamente con información pública para la generación de escenarios tendenciales.

En este trabajo se presentaron dos maneras alternativas de escenarios de producción de petróleo tomando como base los propuestos por la CNH sustentados con datos de producción de acuerdo con las asignaciones y contratos que pertenecen a Pemex, sumando los campos operados por los operadores privados como resultado de la reforma energética de 2013 y los nuevos campos prioritarios puestos en operación a partir de 2019 con la necesidad de revertir la declinación que lleva más de 18 años desde que se alcanzó su pico máximo en diciembre de 2003.

Los escenarios planteados fueron con datos de reservas 1P, 2P y 3P para los campos prioritarios y su aplicación por medio de la distribución gamma con la que se trabajó de una manera general de acuerdo con los datos de prospectiva planteados por la CNH para los próximos 6 años con sus respectivos datos.

Nuestras aproximaciones fueron en dos vertientes, la primera tomando valores de reservas de los principales campos prioritarios y los dos principales campos de los operadores privados, tomando como base la incorporación de reservas a partir de enero 2022 y hasta 2028 para emular los datos de acuerdo con la misma manera en que fueron presentados por la CNH.

En un segundo planteamiento los datos analizados fueron los mismos con la única diferencia que estos fueron incorporados a la producción nacional de manera escalonada de manera bienal de enero 2022 a enero 2028 con los cuales también se obtuvieron valores muy cercanos a los propuestos por la CNH.

Cabe destacar que la CNH para la elaboración de la Prospectiva, utiliza la información disponible al segundo trimestre de 2022, relativa a los Planes de Desarrollo y los perfiles de las Reservas al 01 de enero de 2022 presentados por parte de los operadores de los contratos y asignaciones. En el caso de aquellas áreas que no cuentan con Planes o Reservas, la Comisión realizó una proyección de la producción utilizando los prospectos exploratorios de los bloques.

Como parte de la estimación, se construyen 4 escenarios posibles, Bajo, Medio y Alto, que se delinearán a partir de diversas premisas a los perfiles de producción e inversión de las asignaciones y contratos.

Escenario Bajo: Los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la Reserva 2P de líquidos 01 de enero de 2022.

Escenario Medio: Los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la Reserva 2P para perfiles de líquidos al 01 de enero de 2022.

Escenario Alto: Los perfiles de producción de los hidrocarburos en asignaciones de extracción de Pemex parten de la Reserva 2P para perfiles de líquidos al 01 de enero de 2022.

- Se simula el éxito o fracaso de la oportunidad usando una distribución tipo Bernoulli, cuyo parámetro es la probabilidad de éxito geológico de la oportunidad. Es decir, para una oportunidad cuya probabilidad de éxito geológico es del 30%, la simulación generará 3,000 éxitos y 7,000 fracasos.
- Se simula una distribución de recursos prospectivos, reconstruyendo la función de distribución de acuerdo con el P10, P50 y P90 y suponiendo que los mismos se distribuyen de forma log-normal.
- Finalmente, se multiplican las simulaciones de éxitos y fracasos por las de recursos prospectivos, para obtener la distribución final de recursos, condicional al éxito de la oportunidad.

Finalmente, para cumplir con las metas propuestas no es suficiente con la incorporación de 17 campos prioritarios si estos son campos pequeños, de esos campos prioritarios sólo son rescatables de 4 a 5 campos en función de sus volúmenes de reserva que pueden ser explotados, para las metas planteadas por la CNH al segundo trimestre de 2022 se necesita al menos la incorporación en volúmenes de reserva de más de 2000 (mmbd) para alcanzar tan sólo los escenarios mínimos que fueron publicados.

Vale la pena mencionar que de acuerdo a los dictámenes técnicos presentados por los operadores en el caso de los campos prioritarios (Pemex) plantean metas de producción temprana las cuales en virtud de los datos analizados y la propuesta de la distribución gamma aplicada a los tipos de campos existentes no pueden alcanzar dicha producción en intervalos de tiempo cortos como lo prenden, estos campos deben de esperar al menos 8 a 10 años para alcanzar su pico máximo de producción para después comenzar con una declinación natural la cual puede ser lenta de acuerdo a los distintos métodos existentes para incrementar su producción a lo largo del tiempo.

México no puede incrementar su producción de acuerdo con el estado actual de sus campos, más del 70% de sus campos se encuentran en fase de declinación y para aumentar sus reservas y producción hace falta una importante integración de nuevos campos a desarrollar con valores altos de reserva para cumplir con las metas planteadas por la CNH para los próximos 6 años para comenzar con revertir la declinación de la producción.

Este trabajo es muy importante pues ayuda a realizar los trabajos de planeación energética más eficientes y sin la dependencia de contar con información clasificada y confidencial, se puede trabajar con información pública y tener una certeza mayor al 90% de los datos arrojados por instituciones privadas sin contar con un software especializado gracias al análisis de datos de las características particulares de cada campo de acuerdo a su ubicación geográfica, en aguas someras y terrestres, así como conocer los volúmenes de reservas original y remanentes.

Anexo I

Reservas de Hidrocarburos por región a 2021

La distribución de las reservas de hidrocarburos en las regiones donde Pemex Exploración y Producción (PEP) opera sus campos asignados, son Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste.

La estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos es anual y se realiza en PEP (Pemex Exploración y Producción) por especialistas en las disciplinas de Yacimientos, Geología y Geofísica, en un proceso de certificación interna. Posterior a este proceso, las estimaciones de reservas de hidrocarburos revisadas y certificadas por Terceros Independientes que se encuentran registrados en el Padrón de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

La estimación, clasificación y certificación de las reservas se ejecutan de acuerdo y con estricto apego a normas internacionales, utilizando para el caso de las reservas probadas las regulaciones emitidas por la Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos de América, mientras que para las reservas probables y posibles, las evaluaciones se realizan tomando como referencia los lineamientos emitidos por el Petroleum Resources Management System (PRMS), organismo que integra a la Society of Petroleum Engineers (SPE), el World Petroleum Council (WPC), la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA) y la European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE).

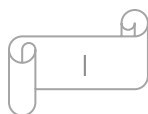
En la organización actual de Pemex Exploración y Producción, las Subdirecciones y Activos participan directamente en la explotación y en el proceso de documentación de volúmenes originales y reservas de hidrocarburos. Las variaciones se desglosan en aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. El aceite se clasifica en pesado, ligero y superligero.

Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos

La variación histórica en el volumen de aceite crudo que se presenta en las distintas subdirecciones de Pemex se desglosa a continuación de acuerdo a sus valores presentados en los últimos tres años para el caso de crudo, con los datos reportados por Pemex en su publicación anual ([Evaluación de las Reservas de Hidrocarburo al 1 de enero de 2021](#))

Subdirección de Producción Región Marina Noreste

El volumen original de aceite probado de los campos que integran la SPRMN es de 67,258.8 mmb. Desde el punto de vista de distribución por activo de producción, el Activo de Producción Cantarell es el que tiene mayor volumen de la subdirección con 37,722.6 mmbp que representan el 56.1 % del total de la subdirección a la que pertenece, mientras que el activo de producción Ku-Maloob-Zaap contempla el 43.9 % restante equivalente a 29,536.2 mmbp



Año	Categoría de Reserva	Volumen [mmb]
2019	Probada	60,758.20
	Probable	1,438.70
	Posible	1,106.10
	Total	63,303
2020	Probada	61,894.80
	Probable	1,438.70
	Posible	1,206.20
	Total	64,539.70
2021	Probada	67,258.80
	Probable	3,824.40
	Posible	1,247.30
	Total	27,499

Tabla AI.1 Volumen de Reservas SPRMN

Para la categoría de reservas probables, en la subdirección se tienen 3,824.4 mmb que son equivalentes al 12.2 por ciento del volumen original probable de las asignaciones de Pemex de los cuales el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap cuenta con 3,558.7 mmb equivalentes al 93.1 por ciento del total de la subdirección y el Activo de Producción Cantarell administra los restantes 265.8 mmb equivalentes al 6.9 por ciento.

Evolución de las Reservas

En la Subdirección de Producción Región Marina Noreste para la evaluación de reservas al 1 de enero de 2021, se registró un valor de 3500 mmb en la categoría Probada, este valor es equivalente al 62.3 por ciento de la reserva probada de Pemex, Las figura AI.1 muestra la variación en las reservas remanentes de aceite crudo los últimos 3 años.

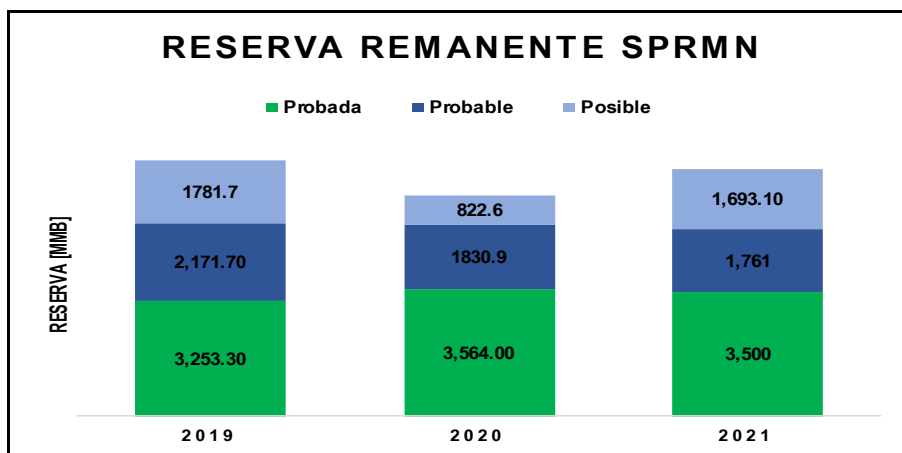
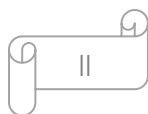


Figura. AI.1 Reserva Remanente 2021

La calidad del fluido para catalogar el volumen de reserva de la subdirección, del volumen probado de crudo 3500 mmb predomina el aceite pesado con 3,215.4 mmb, el volumen restante 284.6 mmb es de aceite ligero, que porcentualmente representan el 91.9 por ciento y 8.1 por ciento para cada tipo de aceite respectivamente.



Reserva	Aceite [mmb]			
	Activo	Pesado	Ligero	Superligero
1P	Cantarell	619.5	281.5	0
	Ku-Maloob-Zaap	2,595.90	3.1	0
Total		3,215.40	284.6	0
2P	Cantarell	1,155.10	326.8	0
	Ku-Maloob-Zaap	3,730.40	48.7	0
Total		4,885.50	375.5	0
3P	Cantarell	1,549.30	348.9	0
	Ku-Maloob-Zaap	4,977.80	78.1	0
Total		6,527.80	427	0

Tabla AI.2 Composición de las Reservas de Hidrocarburo SPRMN

En lo correspondiente a las reservas probables y posibles de la subdirección, en aceite se tienen 1,761 y 1,693.1 mmb respectivamente, equivalentes al 40.8 y 33.2 por ciento del total de la reserva asignada a Pemex. Con la información de reservas probadas más probables se calcula un valor de reservas 2P para la Subdirección de Producción Región Marina Noreste de 5,261.0 mmb de aceite y con la información de reservas 2P y posibles, se calcula un valor para la categoría 3P cuyos valores de la subdirección se estimaron en 6,954.0 mmb.

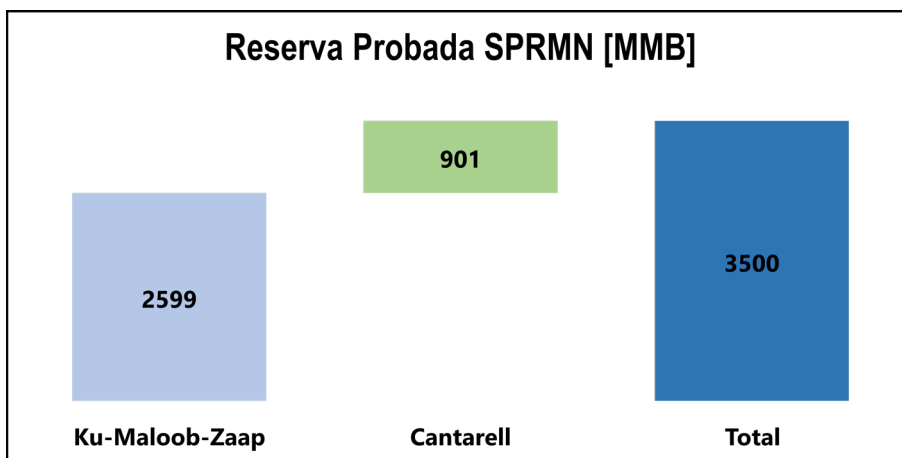
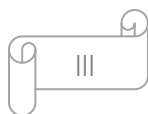


Figura AI.2 Reserva probada al 1 de enero 2021

Las reservas al 1 de enero de 2021, en la SPRMN la reserva probada de aceite alcanzó un valor de 3,500 mmb de estos la mayor parte se localiza en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap con 2,599 mmb equivalentes al 74.3 por ciento de la subdirección, en el Activo de Producción Cantarell se encuentra el complemento, 901.0 mmb de aceite, 25.7 por ciento.

Respecto al valor reportado al 1 de enero de 2020, los campos que tuvieron mayor incremento en su reserva probada son: Kayab, Pit por su reasignación al Activo y Akal por comportamiento. Los campos Ayatsil, Maloob, Zaap y Akal albergan el 74.1 por ciento de la reserva probada de la subdirección con un volumen de 2,594.9 mmb de aceite

Subdirección de Producción Región Marina Suroeste



Al 1 de enero de 2021, el volumen original probado de aceite de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste es 21,759 millones de barriles, lo cual representa 13.4 por ciento del volumen de Pemex en dicha categoría.

En particular, el Activo de Producción Abkatún Pol Chuc cuenta con la mayor parte del volumen original, con 15,371.6 millones de barriles de aceite, es decir, 70.6 por ciento del total de la subdirección. Por otro lado, el Activo de Producción Litoral de Tabasco registra 6,387.4 millones de barriles de aceite que representa el 29.4 por ciento del volumen en la subdirección.

Año	Categoría de Reserva	Volumen [mmb]
2019	Probada	20,863.10
	Probable	2,269.10
	Posible	3,561.00
	Total	27,113
2020	Probada	21,633.40
	Probable	2,681.20
	Posible	2,898.50
	Total	27,213.10
2021	Probada	21,759
	Probable	2,679.10
	Posible	2,817.30
	Total	27,255

Tabla AI.3 Volumen de Reservas SPRMS

El mayor volumen original probable de aceite corresponde al Activo de Producción Litoral de Tabasco con el 86.5ab por ciento de la subdirección, es decir, 2,316.4 mmb de aceite.

El Activo de Producción Abkatún Pol Chuc cuenta con el 13.5 por ciento del volumen original probable regional, que representa 362.7 mmb. De los 2,817.3mmb de volumen original posible de aceite, 2,451.4 mmb corresponden a los campos del Activo de Producción Litoral de Tabasco, y 365.9 mmb corresponden al Activo de Producción Abkatún Pol Chuc.

Evolución de las Reservas

Las reservas probadas al 1 de enero de 2021 ascienden a 568.6 mmb aceite lo que representa el 10 por ciento de las reservas probadas de Pemex.

En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 438.4 y 880.1 mmb, contribuyendo con 10.2 y 17.3 por ciento, respectivamente, a las reservas de Petróleos Mexicanos de aceite en estas categorías. De esta forma, las reservas 2P y 3P alcanzan 1,007 y 1,887.1 mmb de aceite.

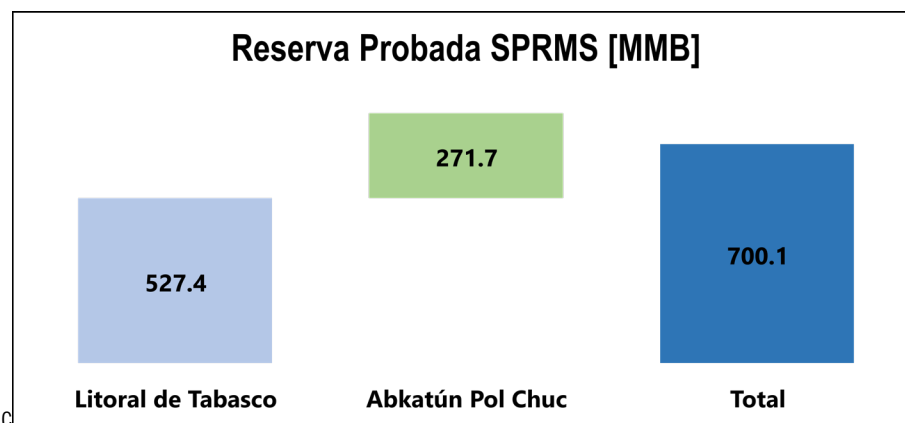


Figura AI.3. Reserva probada al 1 de enero 2021

En la figura AI.3 se presenta la variación de las reservas de aceite de los últimos tres años.

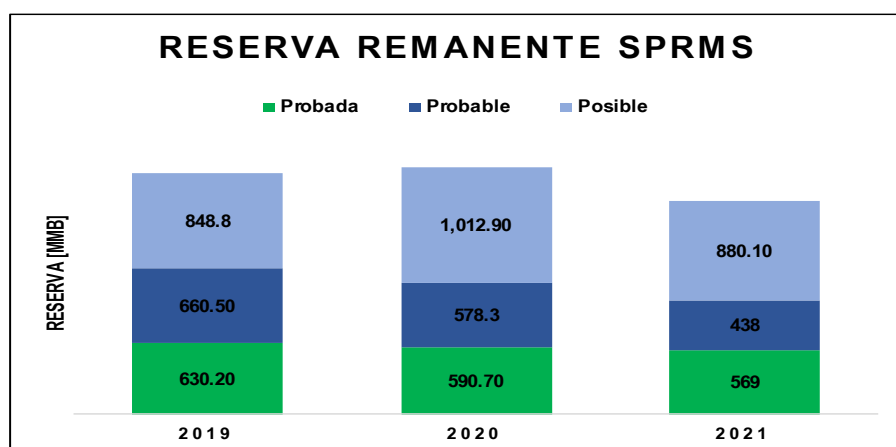
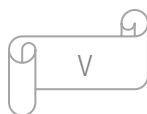


Figura. AI.4 Reserva Remanente 2021

La tabla AI:4 presenta la composición de las reservas 1P, 2P y 3P de aceite administrada por el Activo de Producción Litoral de Tabasco, es de 407.4 millones de barriles, que representan 10 por ciento del total de Petróleos Mexicanos, mientras que 161.2 millones de barriles de aceite, 10 por ciento de las reservas de la nación, es administrada por el Activo de Producción Abkatún Pol Chuc.

Reserva	Aceite [mmb]			
	Activo	Pesado	Ligero	Superligero
1P	Abkatún-Pol-Chuc	15.7	117.5	405.6
	Litoral de Tabasco	112.00	147.7	382.1
Total		127.70	265.2	787.7
2P	Abkatún-Pol-Chuc	15.70	165.5	529.4
	Litoral de Tabasco	274.20	320.9	712.6
Total		289.80	486.4	1,242
3P	Abkatún-Pol-Chuc	19.20	184.9	555.4
	Litoral de Tabasco	648.70	666.7	1,350.70
Total		668.00	851.6	1,906.20

Tabla AI.4 Composición de las Reservas de Hidrocarburo SPRMS



La reserva probada de aceite al 1 de enero de 2021 para la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste asciende a 568.6 millones de barriles de aceite que representa el 10 por ciento de las reservas probadas de Pemex. En cuanto al inventario de reservas probable y posible de aceite, éstas ascienden a 438.4 y 880.1 millones de barriles, contribuyendo con 10.2 y 17.3 por ciento, respectivamente, a las reservas de Petróleos Mexicanos de aceite en estas categorías.

Reservas de Hidrocarburos a 2022 de la CNH

- Se consolidan las cifras de Reservas obtenidas de los Informes presentados por 20 Operadores.
- Abarcan los valores de 485 Campos Petroleros, de los que 365 Certificaron Reservas.
- Incluyen 759 yacimientos, de los cuales, 361 son de aceite, 50 de gas y condensado, 165 de gas húmedo y 111 de gas seco.
- Para la Categoría 3P de aceite, el 78% de su volumen se asocia a proyectos de Recuperación Primaria, mientras que el 22% restante considera proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada.

Categoría	Aceite* [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Condensado [MMb]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]
Total 1P	6,058.7	10,781.0	29.9	8,014.4
Total 2P	11,219.6	21,460.1	49.4	15,023.8
Total 3P	16,688.1	31,014.8	63.0	22,160.8

Tabla AI.5. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2022

Por su parte, la tipificación de estas Reservas, de acuerdo con la naturaleza¹³ de los derechos de extracción de cada Campo, se indica en la Tabla AI.6

Categoría	Reservas 1P [%]			Reservas 2P [%]			Reservas 3P [%]		
	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE	Aceite	Gas	PCE
Asignaciones	83.8	87.7	84.6	81	86.7	82.2	80.6	85.1	81.5
Licencia	1.4	3.1	1.9	1.7	2.9	2	1.5	2.8	1.9
Producción. Compartida	14.3	6.7	12.5	14.5	6.4	12.6	12.4	5.9	10.9
No Asignado	0.5	2.5	1	2.8	4.1	3.2	5.5	6.2	5.7
Total	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabla AI.6. Distribución de las Reservas Nacionales al 1 de enero de 2022

Balance de Reservas

Los elementos del Balance de Reservas se refieren a volúmenes relacionados con:

- Descubrimiento: Descubrimientos Comerciales que se clasificaron como Reservas.
- Delimitación: Variaciones por motivo de actividades mediante las que se establecen (o reestablecen) los límites de un yacimiento.
- Desarrollo: Actividad que incrementa o disminuye Reservas por el análisis de actividades relacionadas con la perforación de pozos de desarrollo.
- Revisión: Cambios por el análisis de información geológica, geofísica, de operación, del comportamiento de los Yacimientos; nueva o actualizada, y la modificación en los precios de los Hidrocarburos y costos de extracción.
- Producción del Periodo14: Volumen de Hidrocarburos producidos durante el Año de Evaluación.

Evolución histórica de las Reservas de Hidrocarburos en la Nación

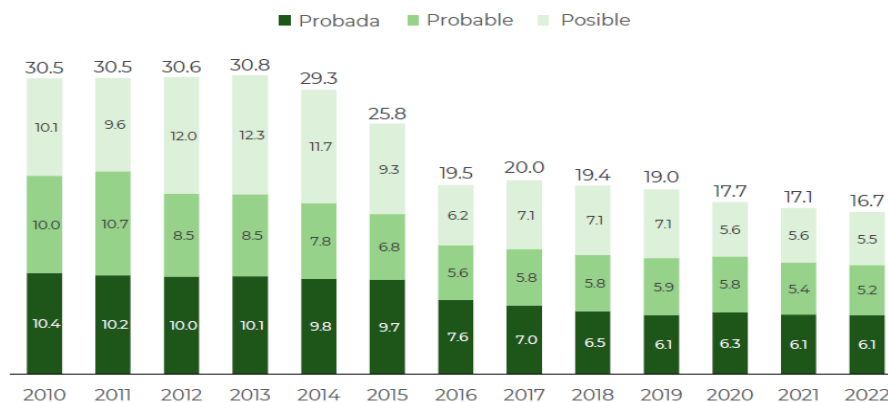


Figura AI.5. Evolución Histórica de Reservas de aceite al 1 de enero de 2022, en Miles de Millones de barriles

Se observa que el agotamiento de las Reservas del país ha mantenido una declinación menos pronunciada, tendiente a lograr la restitución total de las Reservas de Hidrocarburos en los últimos tres años.

Pronósticos de producción

Los pronósticos de producción de las Reservas consolidadas para el aceite se muestran en el periodo 2022 a 2040 en la figura AI.6. Cabe señalar que su cálculo consideró los volúmenes de producción esperados por los Operadores en cada uno de los años incluidos, dividido por el número total de días de ese año (sin considerar aspectos operativos específicos).

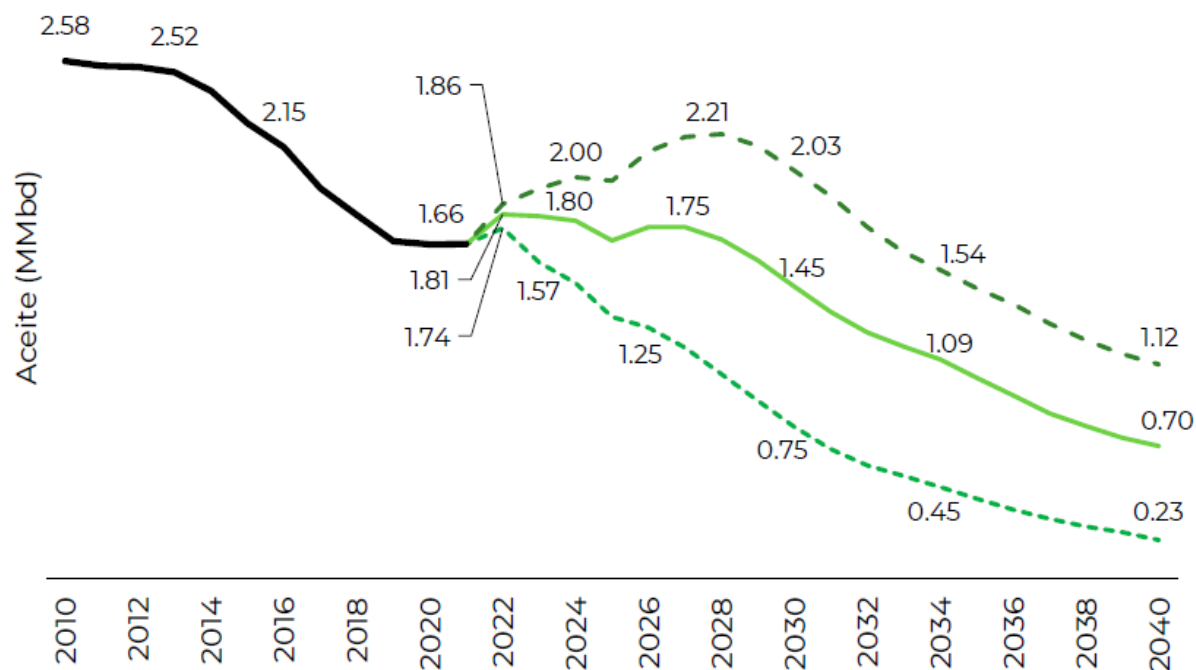


Figura AI.6. Pronóstico de Producción de Aceite de las Reservas 1P, 2P y 3P al Limite Económico

Distribución de las Reservas por Cuenca Petrolera

El porcentaje de las Reservas al Limite Económico para cada Cuenca Petrolera se presenta en la Tabla AI.7.

Cuenca	Aceite [%]			Gas natural [%]			Petróleo crudo equivalente [%]		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Burgos	0.0	0.0	0.0	8.4	9.3	8.4	1.9	2.3	2.0
Golfo de México Profundo	0.0	0.0	0.0	3.2	4.4	3.0	0.8	1.1	0.7
Sabinas	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0
Sureste terrestre	12.4	8.5	6.9	27.3	18.3	14.5	16.9	11.7	9.3
Sureste marino	69.1	64.2	63.2	29.5	25.4	24.6	59.2	54.3	53.5
Tampico-Misantla terrestre	13.4	21.9	24.7	10.8	21.9	27.3	12.1	21.1	24.6
Tampico-Misantla marino	0.6	0.7	0.5	1.5	1.2	1.2	0.8	0.8	0.6
Veracruz	4.5	4.7	4.8	19.2	19.4	20.9	8.3	8.8	9.2

Tabla AI.7. Porcentaje de las Reservas al Limite Económico para cada Cuenca Petrolera

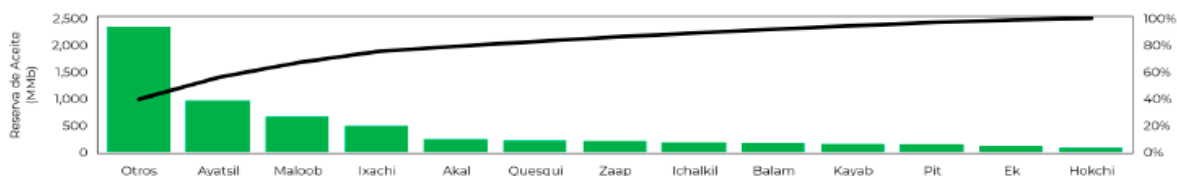
Reservas por Campo

En este Procedimiento de Reservas, se consolidaron las cifras de 485 Campos. Estos poseen 759 yacimientos, de los cuales 361 son de aceite, 50 de gas y condensado, 165 de gas húmedo y 111 gas seco.

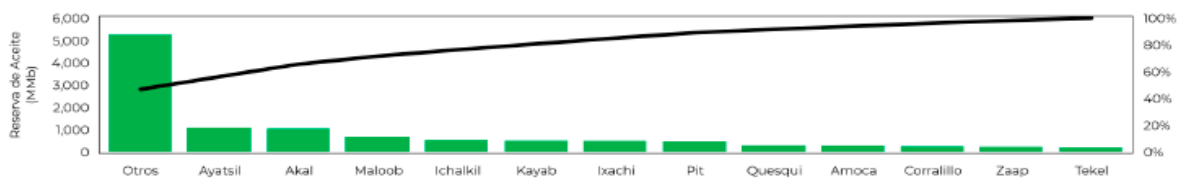
Principales Campos de la Nación

Para identificar los Principales Campos Productores de México, se realizó un análisis de Pareto con la información Consolidada, mismo que se presenta en las Categorías de Reservas. Cabe precisar que, respecto al tipo de recursos analizados, 752 yacimientos se consideran como convencionales y sólo siete son no convencionales (todos de gas en lutitas). En este sentido, se advierte al lector que existe una asimetría en el presente análisis, dado que las Reservas documentadas al Limite Económico de los yacimientos no convencionales actualmente consideran obtener un factor de recuperación total del 0.85% del volumen original de gas asociado, frente al 30% y al 45% del factor de recuperación esperado en para los volúmenes originales de aceite y gas en los yacimientos convencionales, respectivamente.

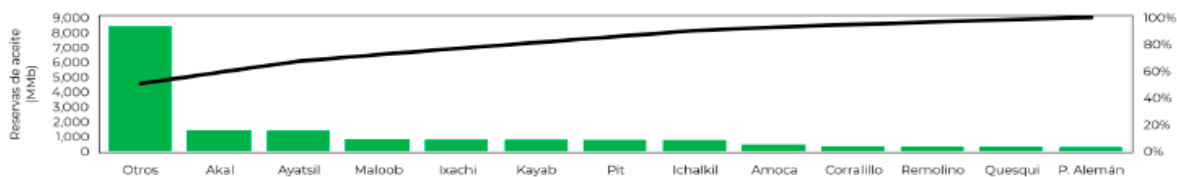
Si bien esto permite identificar que los sistemas no convencionales de la Nación poseen áreas de oportunidad para incrementar la actividad física relacionada y poder maximizar su factor de recuperación; lo anterior se advierte para que la interpretación realizada por el lector considere el sesgo correspondiente. Por último, se indica que, si bien el análisis es realizado para todas las Categorías consolidadas; la Clasificación final se realiza sólo con los Campos identificados en los cortes de la Categoría 2P de cada producto.



1. Principales Campos Convencionales con Reservas 1P de aceite.



2. Principales Campos Convencionales con Reservas 2P de aceite.



3. Principales Campos Convencionales con Reservas 3P de aceite.

Figura Al.8. Análisis de Pareto para los diferentes Campos productores de México

En este sentido, los principales Campos en la nación con Reservas de aceite y condensado, que aportan aproximadamente el 53.3 % del total de las Reservas correspondientes, son:

- | | | |
|-------------|------------|----------------|
| 1. Ayatsil | 5. Kayab | 9. Amoca |
| 2. Akal | 6. Ixachi | 10. Corralillo |
| 3. Maloob | 7. Pit | 11. ZAAP |
| 4. Ichalkil | 8. Quesqui | 12. Tekel |

Descubrimientos comerciales

El Campo Copali, que se localiza en aguas territoriales del Golfo de México dentro de la Asignación AE-0148-2M-Uchukil, a 27.7 km NE del puerto de Coatzacoalcos, Veracruz (figura AI.9); incorporó Reservas 2P y 3P de aceite negro de 25.7° API, como un nuevo descubrimiento dentro del presente Procedimiento de Reservas.



Figura AI.9. Ubicación del Campo Copali

En este sentido, se incorporaron volúmenes de aceite y gas conforme a lo que señala la Tabla AI.7, considerando la inyección de agua como parte de su estrategia de Extracción.

Campo	Reservas 1P			Reservas 2P			Reservas 3P		
	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb
Copali	-	-	-	6.2	3.7	6.7	14.5	12.9	16.1

Tabla AI.8. Reservas asociadas a los descubrimientos comerciales

Cabe señalar que, como parte de la Certificación, se identificaron las diferencias entre las Reservas del Operador y el Tercero Independiente, mismas que se cuantifican en la Tabla AI.9.

Campo	Categoría	Operador		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
Copali	1P	-	-	-	-
	2P	6.2	3.7	16.2	5.0
	3P	14.5	12.9	28.5	8.8

Tabla AI.9. Diferencias entre las Reservas estimadas por los Regulados para el Campo Copali

En este contexto, con base en la información remitida por los Regulados, se observó que dichas variaciones se asocian a diferencias en las estimaciones del volumen original por las interpretaciones estructurales realizadas¹⁹, principalmente en la Categoría 3P, Tabla AI.10.

Campo	Categoría	Operador		Tercero Independiente	
		Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
Copali	1P	-	-	4.90	1.51
	2P	49.26	21.34	53.99	16.68
	3P	54.58	23.96	81.37	25.15

Tabla AI.10. Diferencias entre los volúmenes originales estimados por los Regulados para el Campo Copali

Indicadores Nacionales de Reservas

Con base en los Lineamientos de Reservas, la tasa de restitución de Reservas se define como el volumen de incorporación de Reservas en cada una de las categorías totales o incrementales en comparación con la producción total del año anterior. Este indicador es representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo, como la tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD) y la tasa de Restitución Integral (TRI).

Tasa de Restitución por Descubrimientos (TRD)

La tasa de restitución por descubrimientos se obtiene por el cociente del total de Reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivada de la actividad de incorporación exploratoria, y el volumen producido en el mismo periodo, como:

$$TR_{\text{Descubrimientos}} = \frac{\text{Incorporación}}{\text{Producción}} * 100$$

En la Tabla AI.11 se muestran las tasas de restitución por descubrimientos, producto de las actividades exploratorias para las Reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos cinco años, misma que se gráfica en la Figura 5 para el vector de petróleo crudo equivalente en dichas categorías.

Año	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2018	9.8	28.0	66.8	24.4	53.4	122.0	15.4	38.1	91.3
2019	3.3	10.8	27.2	1.1	10.2	14.3	2.8	11.4	24.5
2020	1.6	3.9	4.6	3.9	10.1	13.5	2.8	7.3	9.4
2021	16.1	51.5	111.1	20.7	59.1	176.7	20.1	61.1	150.8
2022	-	1.0	2.2	-	0.2	0.7	-	0.8	1.9

Tabla AI.11. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos

Con base en la información presentada, se observa que:

- No hubo incrementos a la categoría 1P por los descubrimientos reportados al 1 de enero de 2022.
- El Campo Copali incorporó volúmenes a las Categorías 2P y 3P, lo cual correspondió a incrementos porcentuales de 0.8% y 1.9%, respectivamente.

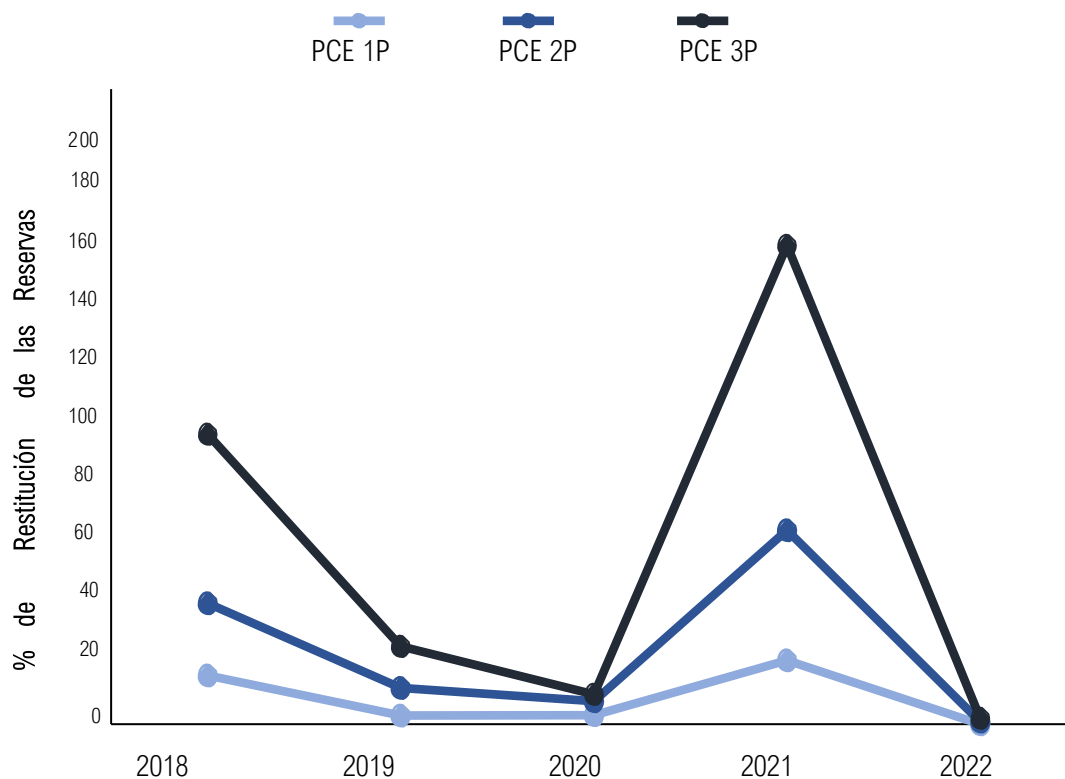


Figura AI.10. Tasa de Restitución Nacional por Descubrimientos en PCE

Tasa de Restitución Integral de Reservas (TRI)

La tasa de restitución integral se obtiene mediante el cociente del total de Reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivadas de la actividad de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones, y el volumen producido en el mismo periodo, como:

$$TR_{Integral} = \frac{\text{Incorporación} \pm \text{Delimitación} \pm \text{Desarrollo} \pm \text{Revisiones}}{\text{Producción}} * 100$$

En la tabla AI.12 se muestran las tasas de restitución integral de Reservas 1P, 2P y 3P, en los últimos cinco años, misma que se gráfica en la Figura AI.9 para el vector de petróleo crudo equivalente en dichas categorías.

Año	Aceite (%)			Gas (%)			PCE (%)		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
2018	19.5	20.1	22.7	79.6	104.1	157.5	32.4	39.4	60.9
2019	39.9	49.4	43.8	79.4	181.0	231.5	36.6	64.8	61.0
2020	145.0	125.2	-111.7	79.6	106.4	-47.6	118.9	108.0	-132.0
2021	64.1	0.0	3.9	138.7	69.5	159.1	91.5	27.6	73.4
2022	90.5	61.2	33.3	146.1	161.3	114.4	103.4	73.7	20.0

Tabla AI.12. Tasa de Restitución Integral Nacional



Figura AI.11. Tasa de Restitución Integral Nacional en PCE

Con base en la información presentada, se observa que:

- Existe un incremento en las categorías 1P y 2P respecto del año anterior.
- La categoría 3P muestra una reducción en el porcentaje del indicador respecto del año anterior.
- En todas las Categorías, las tasas de restitución integral nacional fueron positivas, con valores de 103.4%, 73.7% y 20% para los casos 1P, 2P y 3P, respectivamente.

Relación Reserva / Producción

La relación reserva-producción se define como el cociente entre las Reservas al 1 de enero de 2022 y la producción total del año 2021, que asciende a 857.79 mmb en Petróleo Crudo Equivalente. Los resultados obtenidos para este indicador se muestran en la Tabla 13 y en la Figura AI.10.

Categoría	Aceite (años)	Gas (años)	PCE (años)
1P	9.38	6.19	9.34
2P	17.37	12.32	17.51
3P	25.84	17.81	25.83

Tabla AI.13. Relación Reserva-Producción Nacional al 1 de enero de 2022

La relación reserva-producción de Petróleo Crudo Equivalente, al 1 de enero de 2022, presentan una disminución con respecto al ejercicio 2021 de 0.6 años, 1.4 años como 2.4 años para las categorías 1P, 2P y 3P respectivamente.

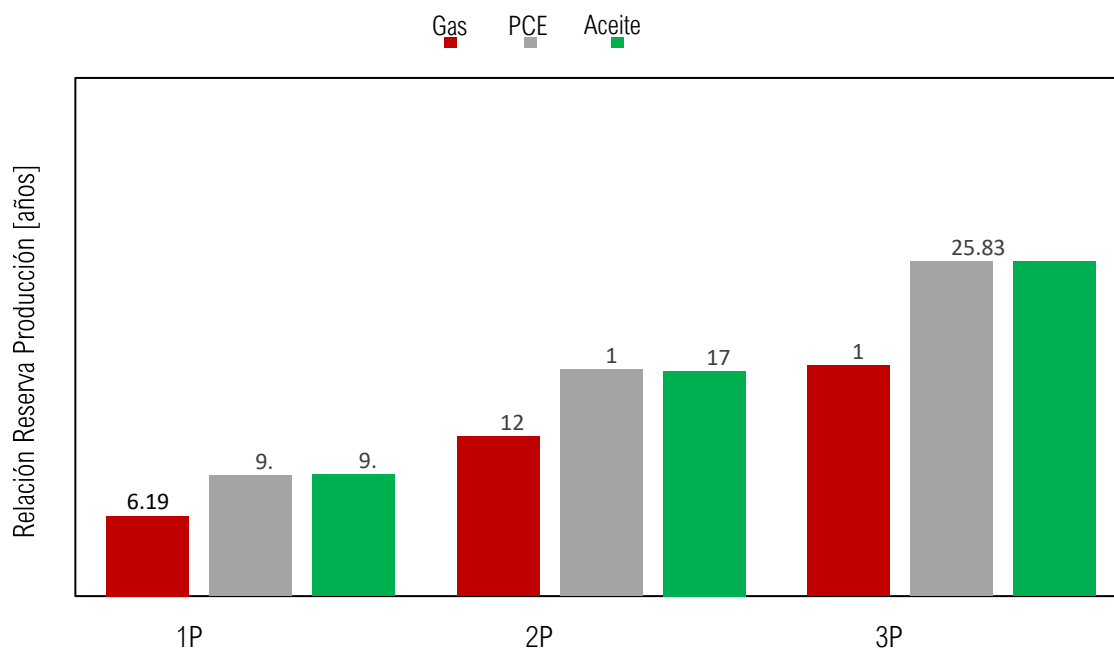


Figura 7. Relación Reserva-Producción Nacional

Como resultado de la aplicación de los Artículos 23, 24 y 25 respecto de las diferencias en las estimaciones de Petróleo Crudo Equivalente entre los Operadores y Terceros Independientes, se consolida la totalidad de las cifras de Reservas de Hidrocarburos de la Nación al 1 de enero de 2022 (tabla A1.14).

Categoría	Aceite	Gas	Condensado	PCE
	MMb	MMMpc	MMb	MMb
Total 1P	6,058.7	10,781.0	29.9	8,014.4
Total 2P	11,219.6	21,460.1	49.4	15,023.8
Total 3P	16,688.1	31,014.8	63.0	22,160.8

Tabla A1.14. Reservas de Hidrocarburos Nacional al 1 de enero de 2022

Anexo II Campos Prioritarios de Pemex

Durante el periodo 2019-2021, en México se contabilizan 28 campos con nueva producción de líquidos, mismos que pueden clasificarse en las siguientes 3 categorías: Campos Prioritarios, Campos Nuevos de PEMEX y Campos de Contratos.

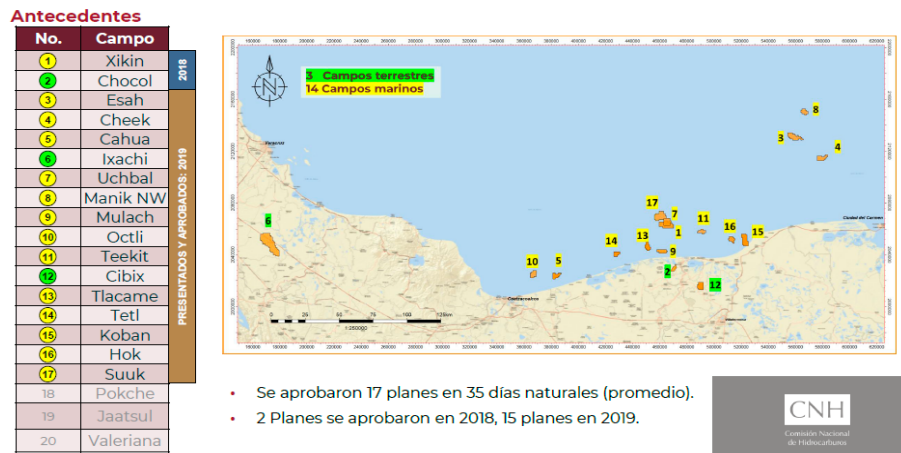


Figura AII.1. Localización geográfica de Campos Prioritarios

Los Campos Prioritarios de Petróleos Mexicanos, son un conjunto de campos desarrollados con la finalidad de contribuir con la producción nacional de hidrocarburos; a la fecha, la Comisión Nacional de Hidrocarburos ha aprobado un total de 17 Planes de Desarrollo, y sus modificaciones, asociados a dichos proyectos. Asimismo, de 2019 a 2021, PEMEX ha incorporado 9 Campos Nuevos 3 a la producción nacional de hidrocarburos. Por su parte, 4 Campos en Contratos 4 iniciaron producción, campo Miztón (CNH-R01-L02-A1/2015 operado por Eni México), campo Hokchi (CNH-R01-L02-A2/2015 de Hokchi Energy) y campos Pokche-Ichalkil (CNH-R01-L02-A4/2015 por Fieldwood Energy E&P México).

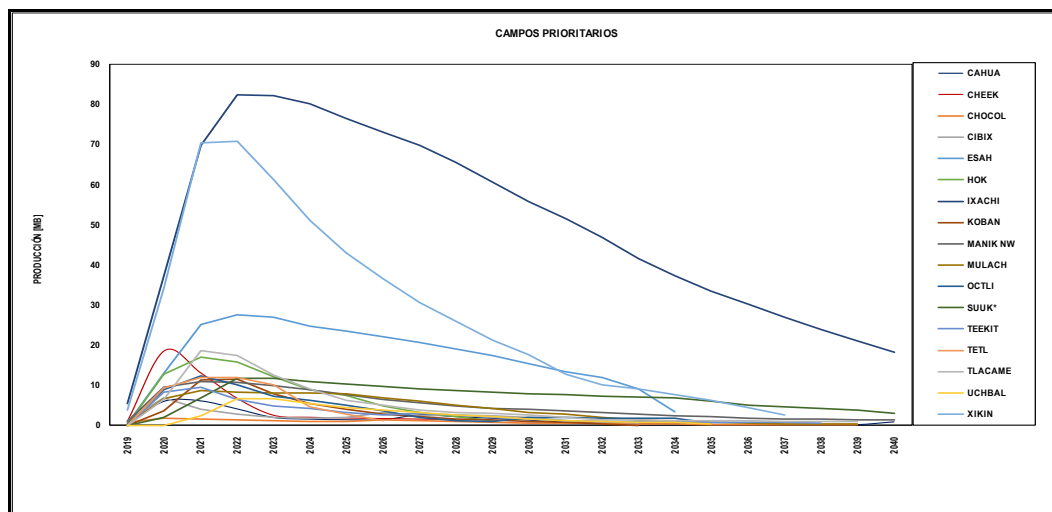


Figura AII.2. Planes Originales de Producción Campos Prioritarios

A diciembre de 2021, la producción de líquidos asociada a estos proyectos asciende a 319 miles de barriles diarios (mbd), prácticamente duplicando lo observado a diciembre de 2020, 164 mbd.

Entre los Campos Prioritarios con mayor aporte de líquidos destacan Ixachi, Mulach y Octli con 31,26 y 21 mbd, respectivamente. Mientras que para los Campos Nuevos sobresalen Quesqui, Itta y Tlamatini con 77,16 y 14 [mbd] respectivamente. Con lo respecta a Contratos, se encuentran los campos Hokchi, Miztón, Pokche, Ichalkil con producciones de 18, 13,4 y 2 [mbd] respectivamente de líquidos.

De conformidad con la información contenida en los 17 planes de desarrollo presentados por Pemex, se estimaba una producción máxima de petróleo de 307 mil barriles por día para este año 2022. Los campos con mayor volumen de petróleo esperado son Ixachi, Xikin y Esah, mismos que representan un 68% sobre el total de los campos prioritarios que están siendo desarrollados.

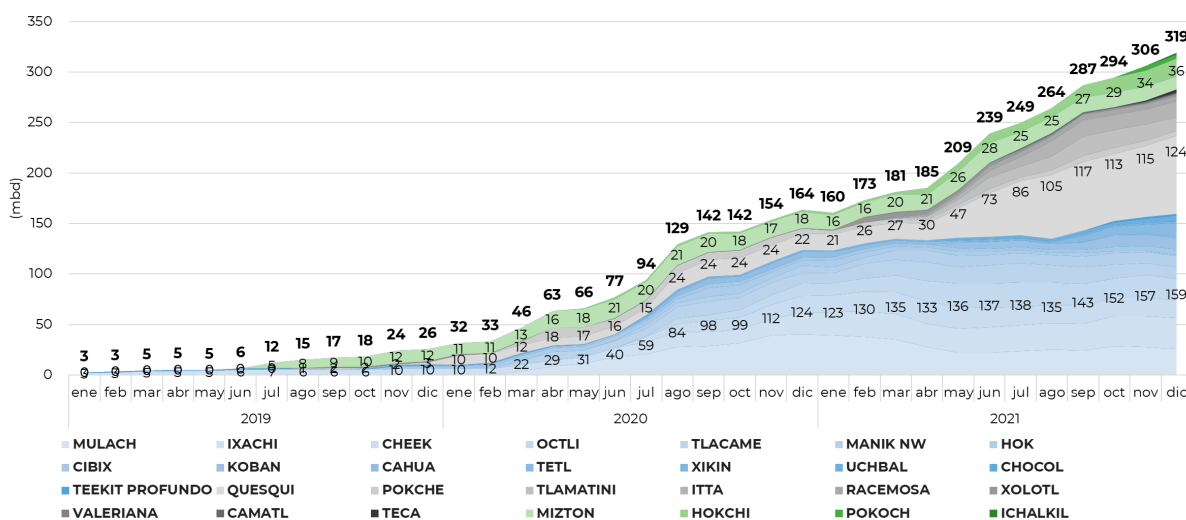


Figura 13. Producción Real Campos Prioritarios

Anexo III

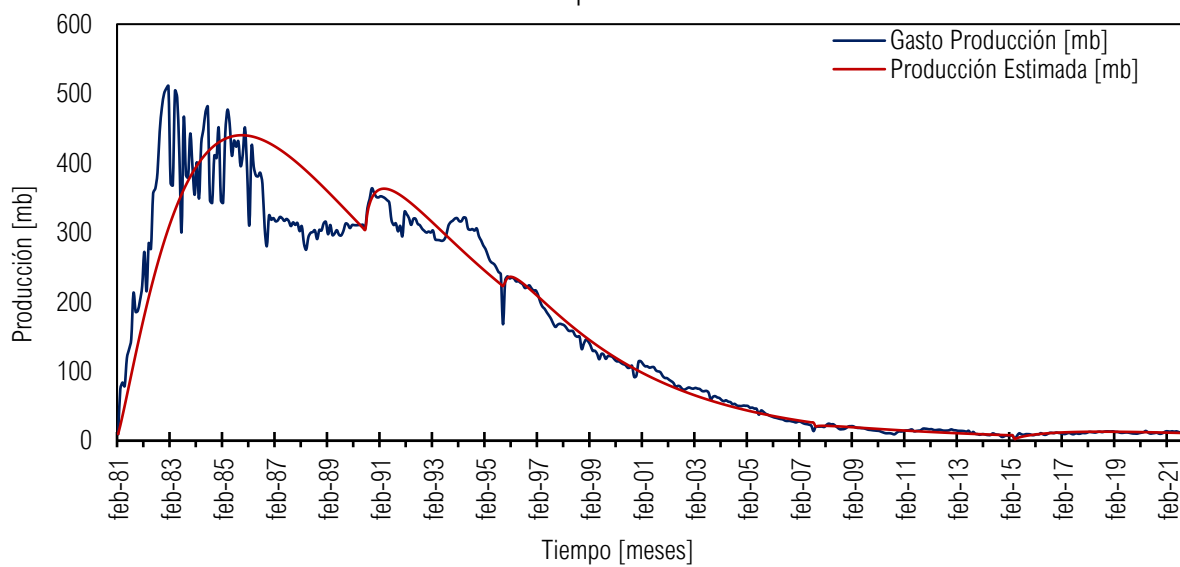
Campos Seleccionados

Las siguientes graficas forman parte de los datos analizados por medio de la distribución gamma aplicada a los datos históricos de producción de los principales campos de producción de hidrocarburos de Pemex.

Dichos campos forman parte de tres de las cuatro regiones de producción, excluyendo a la región norte que es la que cuenta con la mayor parte de campos viejos y por tanto su producción no es representativa para la producción nacional.

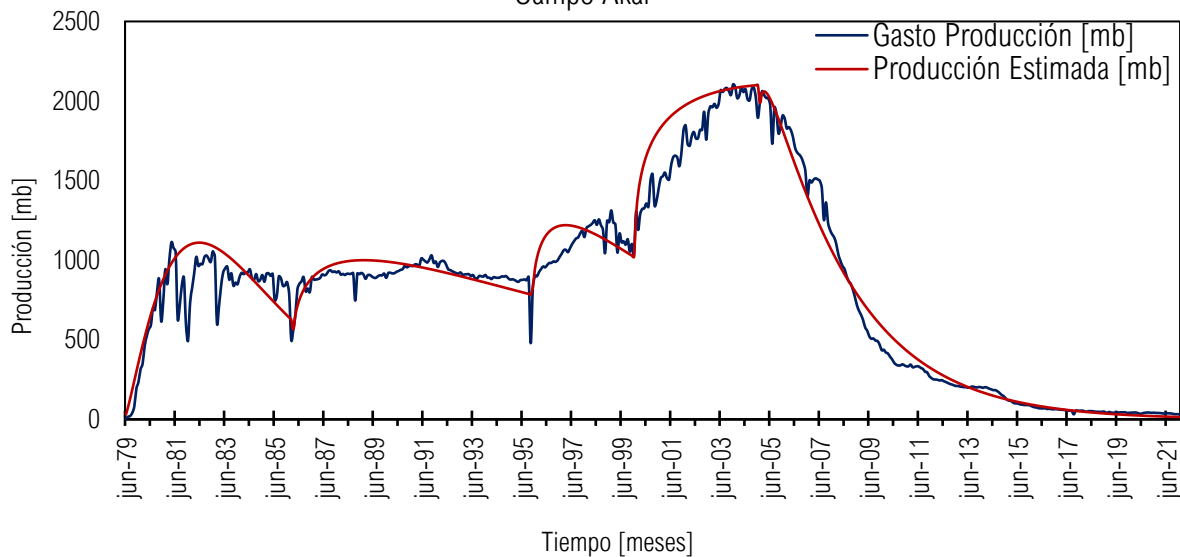
La localización de los campos seleccionados se encuentra en las aguas someras que corresponden a las Regiones de Producción Marinas Noreste y Suroeste y los campos de terrestres se encuentran localizados en la Región de Producción Sur.

Campo Abkatún

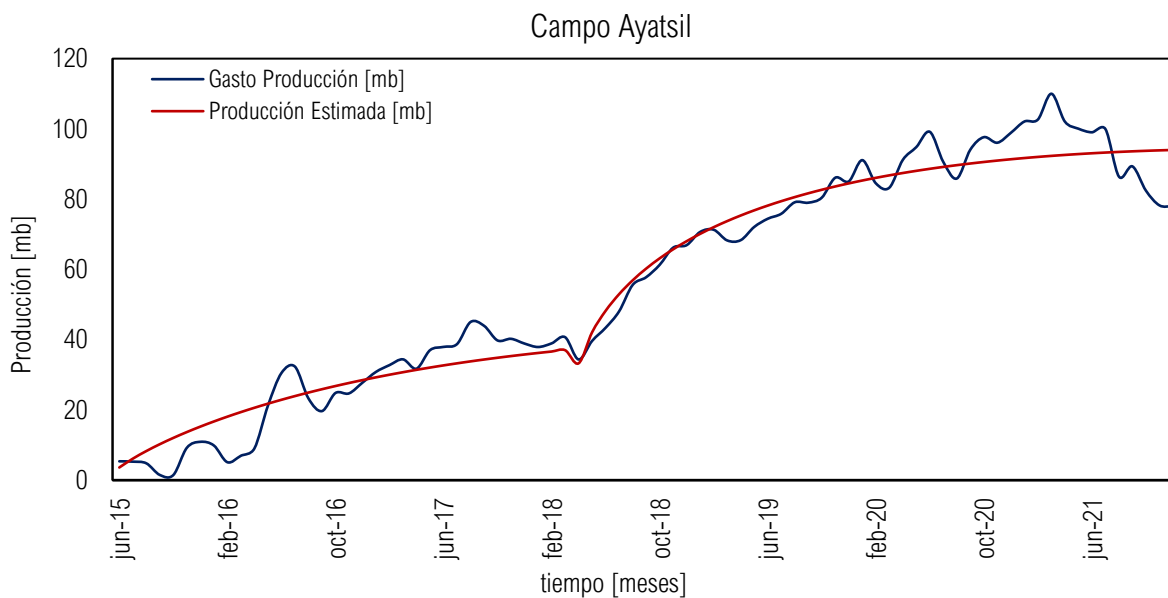


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
ABKATUN	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	5228.32	10.34	2262.29	496	41.33	43.09

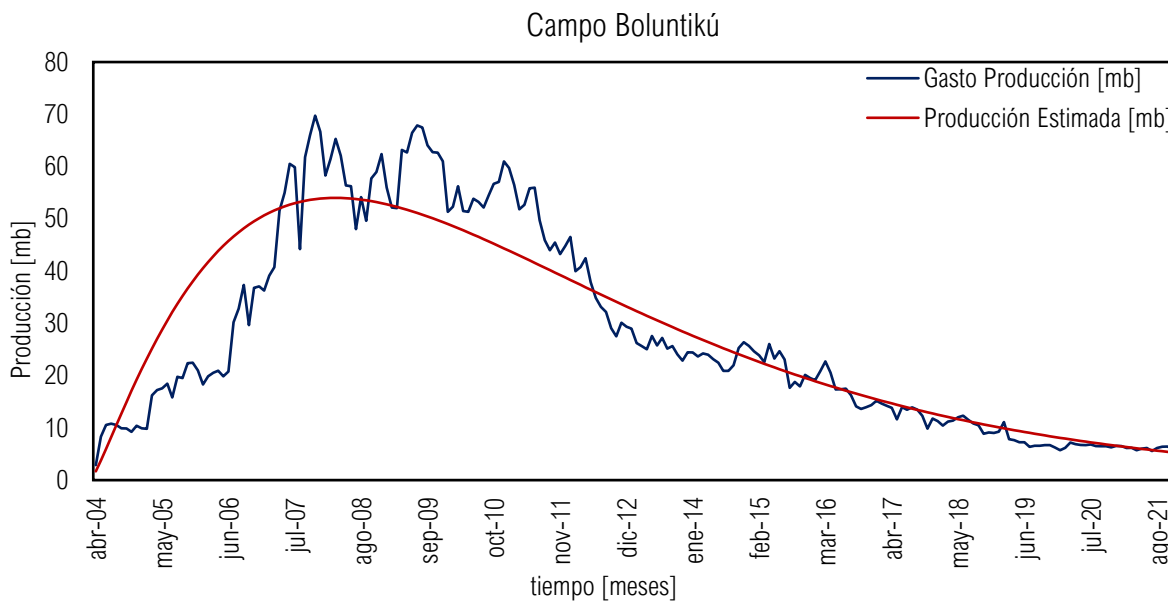
Campo Akal



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
AKAL	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	30685.65	541.86	12969.82	511	42.58	42.16

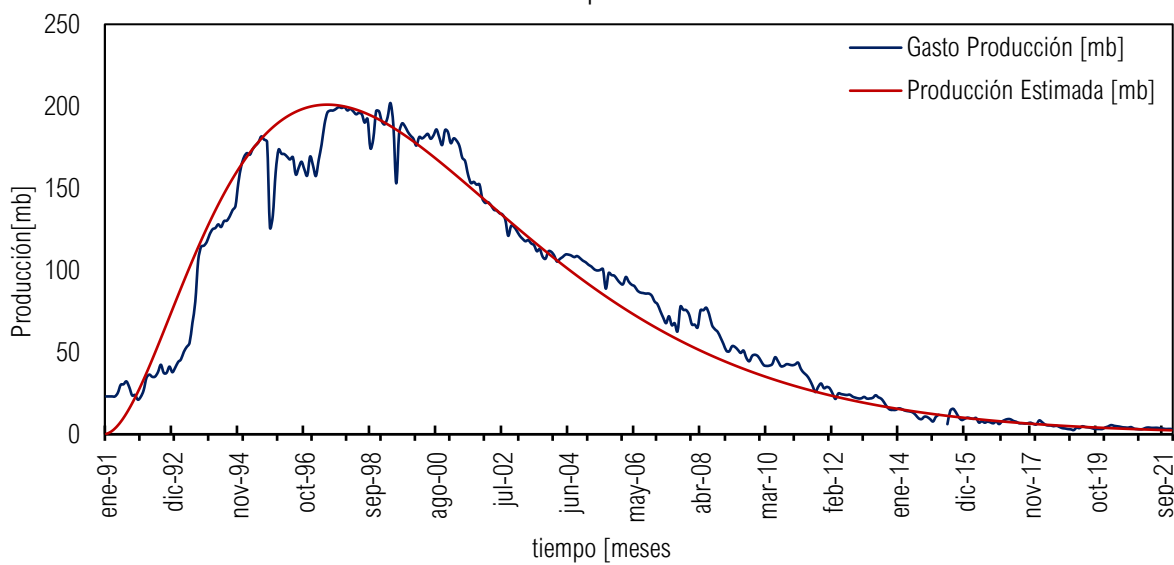


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ayatsil	Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Sureste	4488.93	1004.57	111.17	82	6.83	1.16



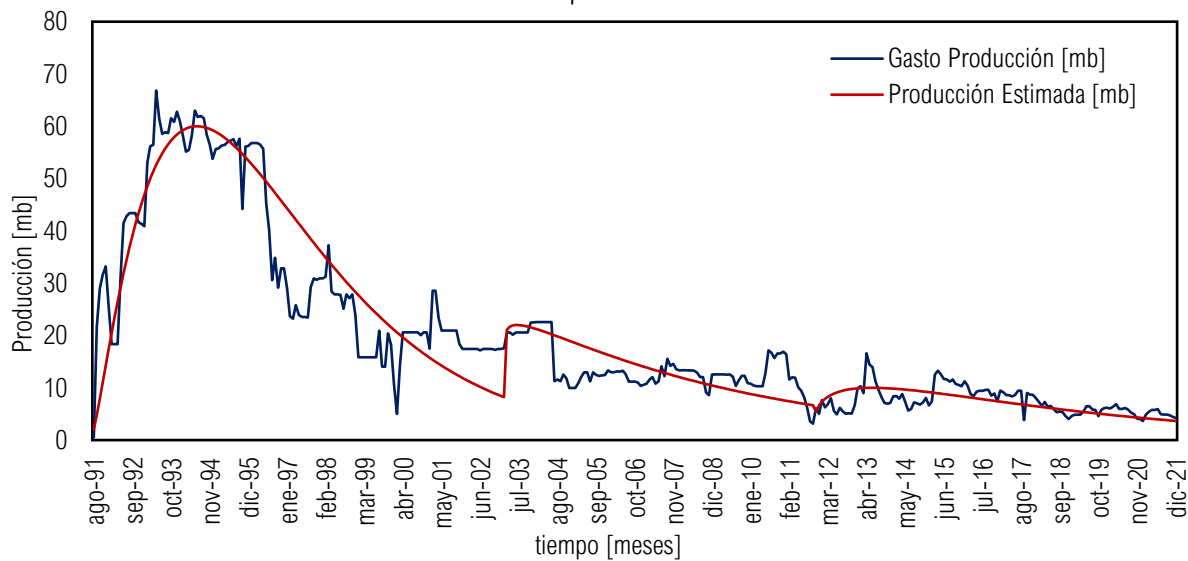
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Bolontikú	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	496.55	7.99	180.02	213	17.75	35.12

Campo Caan

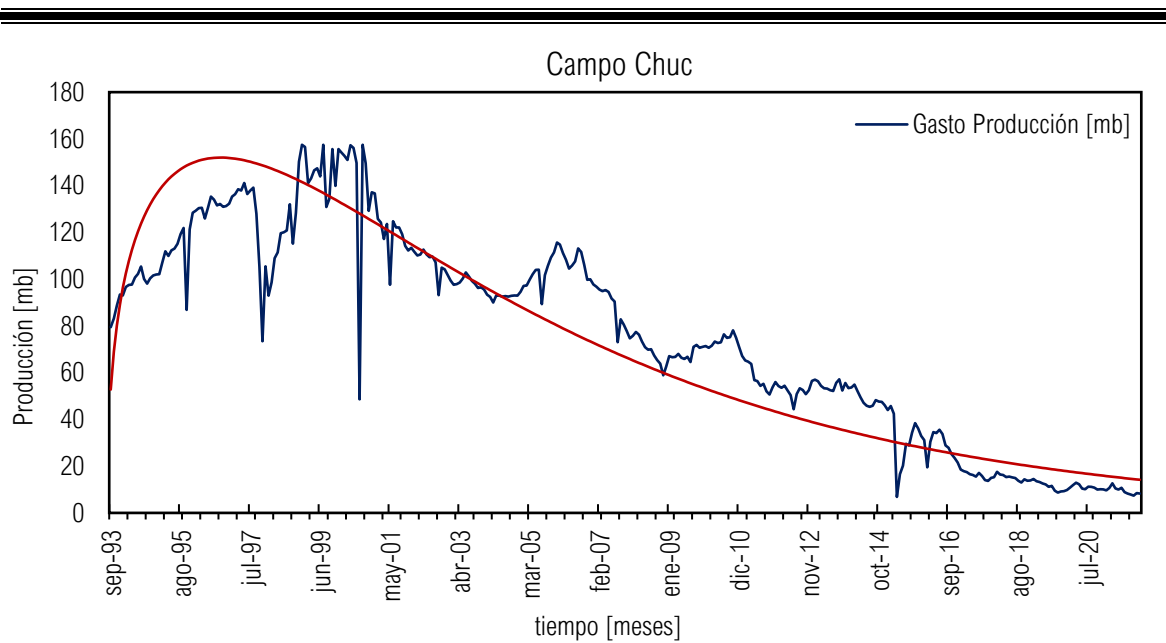


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Caan	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	1563.97	2.14	914.24	434	36.17	58.25

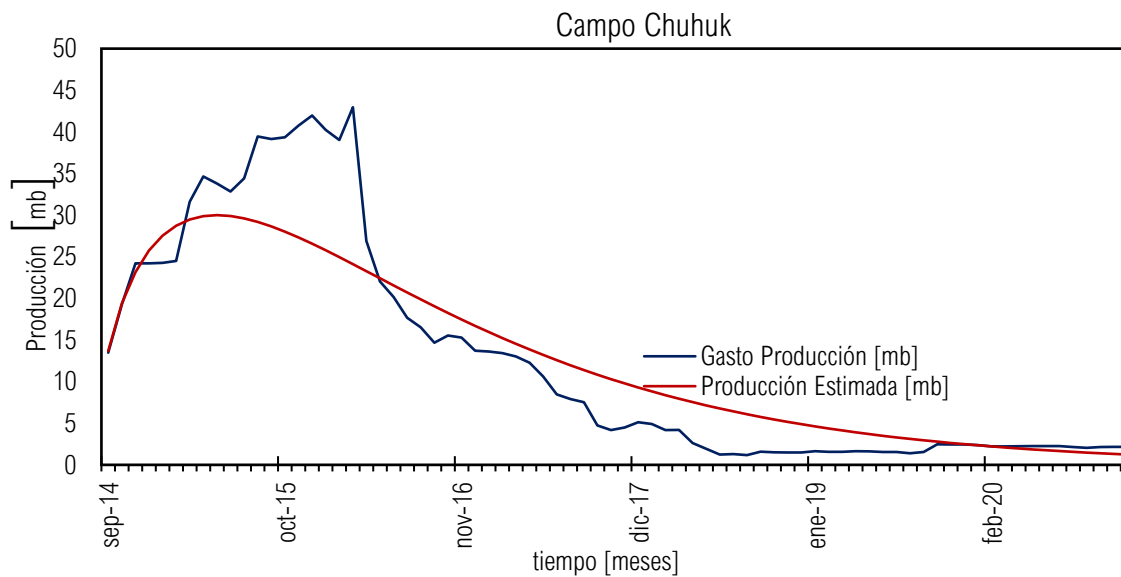
Campo Chac



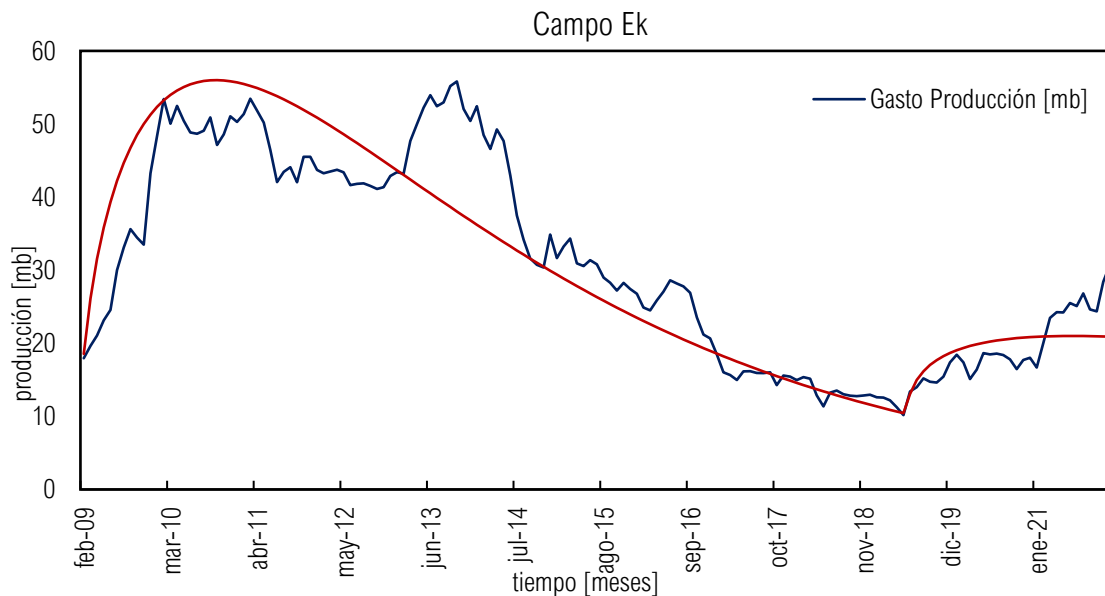
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Chac	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	577.28	9.13	211.87	365	30.42	35.93



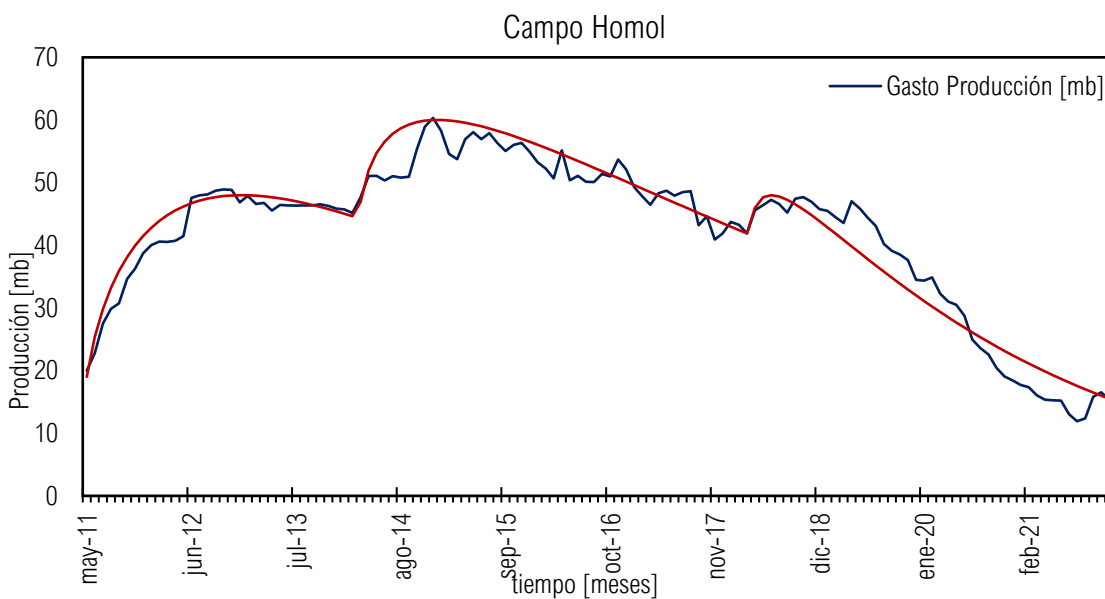
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Chuc	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	2163.01	7.58	1015.34	471	39.25	48.44



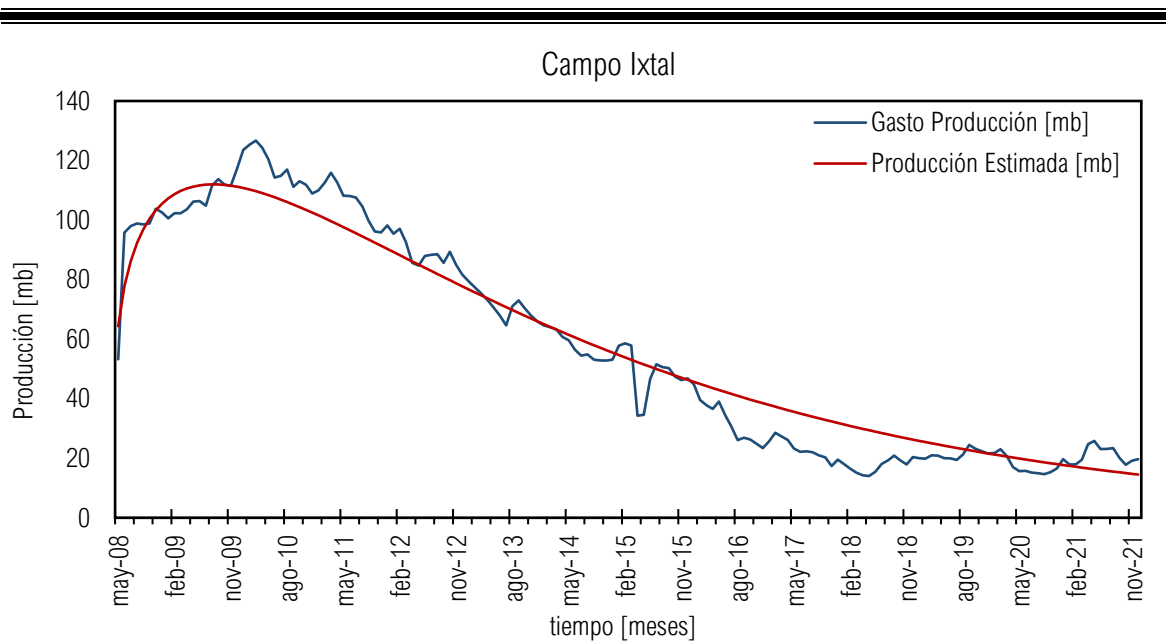
CAMP O	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Chuhuk	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	86.79	1.42	35.34	105	8.75	38.91



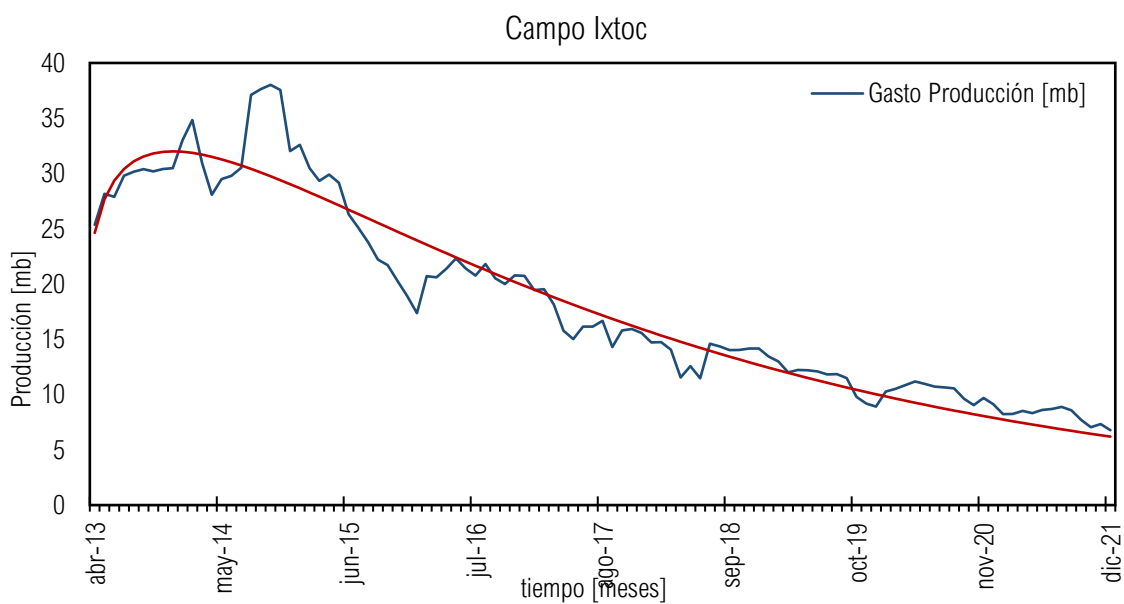
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ek	Marina Noreste	No aplica	Sureste	990.74	91.35	184.17	332	27.67	16.80



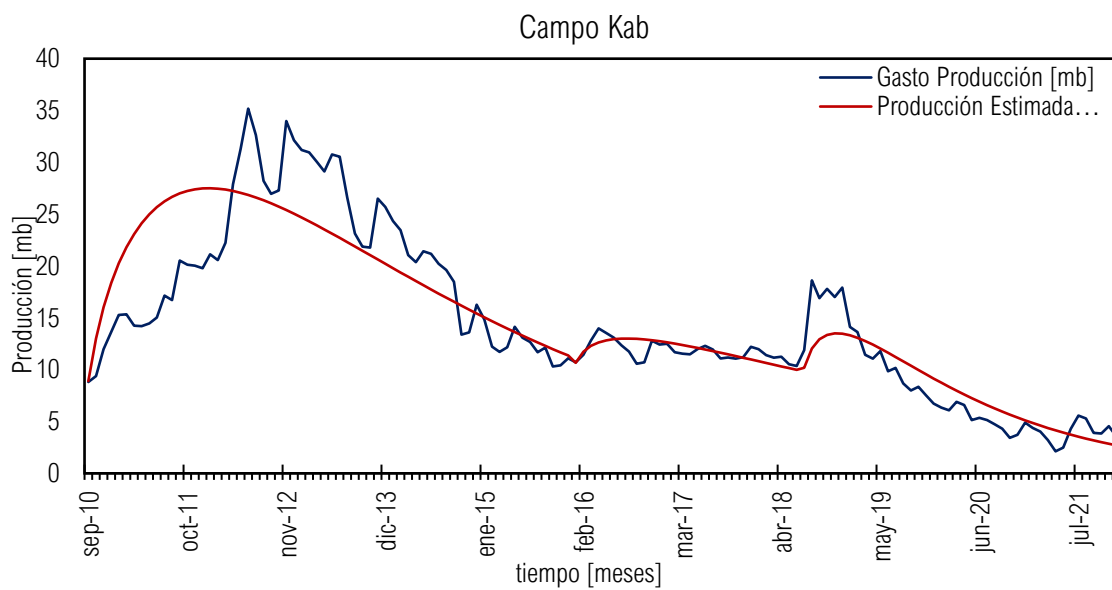
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Homol	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	387.26	12.57	178.08	177	14.75	39.14



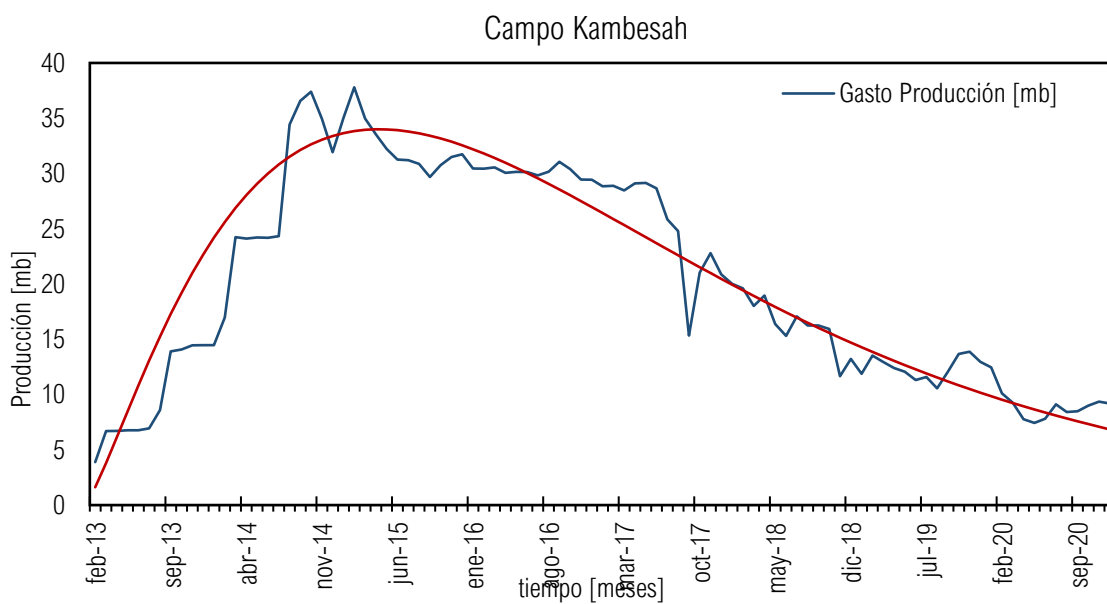
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ixtal	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	938.69	14.30	336.04	199	16.58	33.81



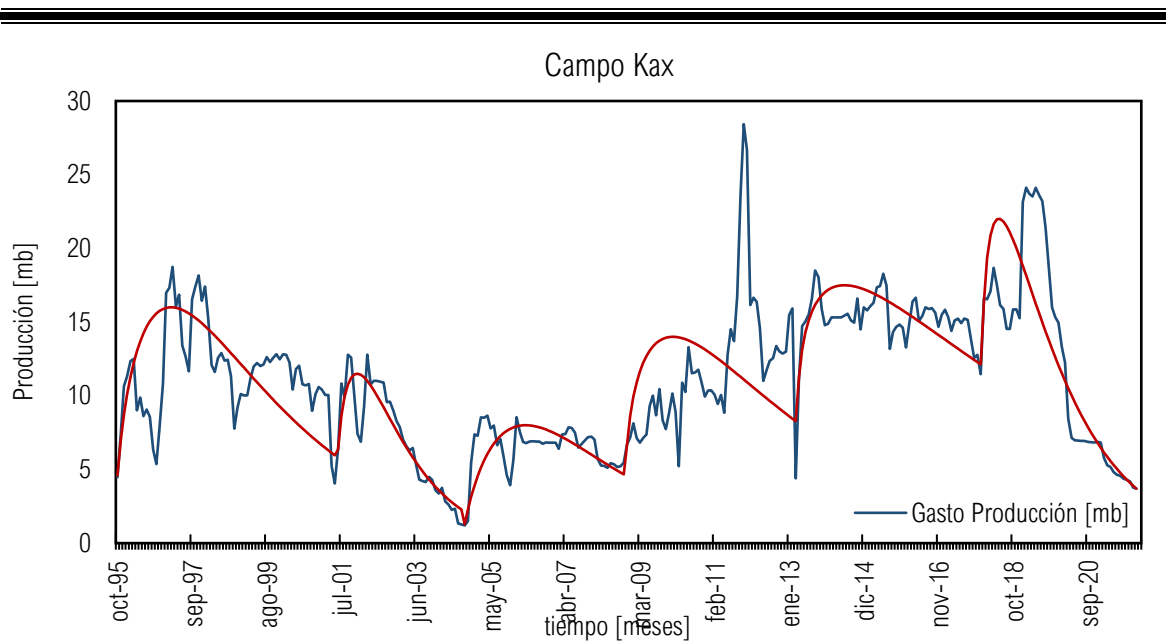
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ixtoc	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	300.32	11.85	66.08	440	36.67	50.56



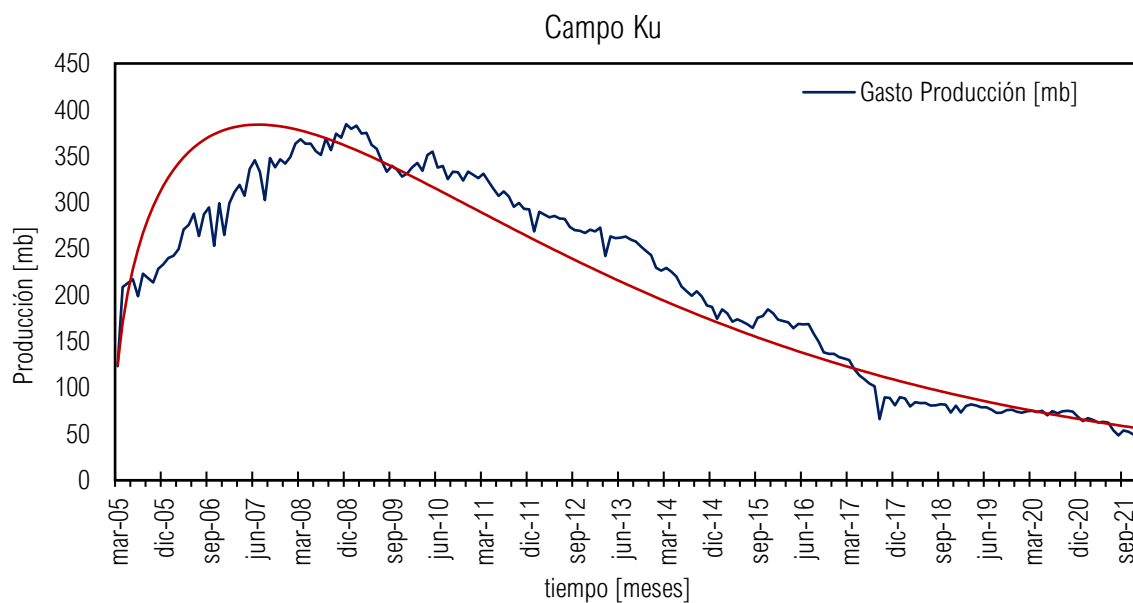
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Kab	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	233.13	3.92	59.92	172	14.33	24.53



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Kambesah	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	240.03	17.43	104.77	107	8.92	21.41

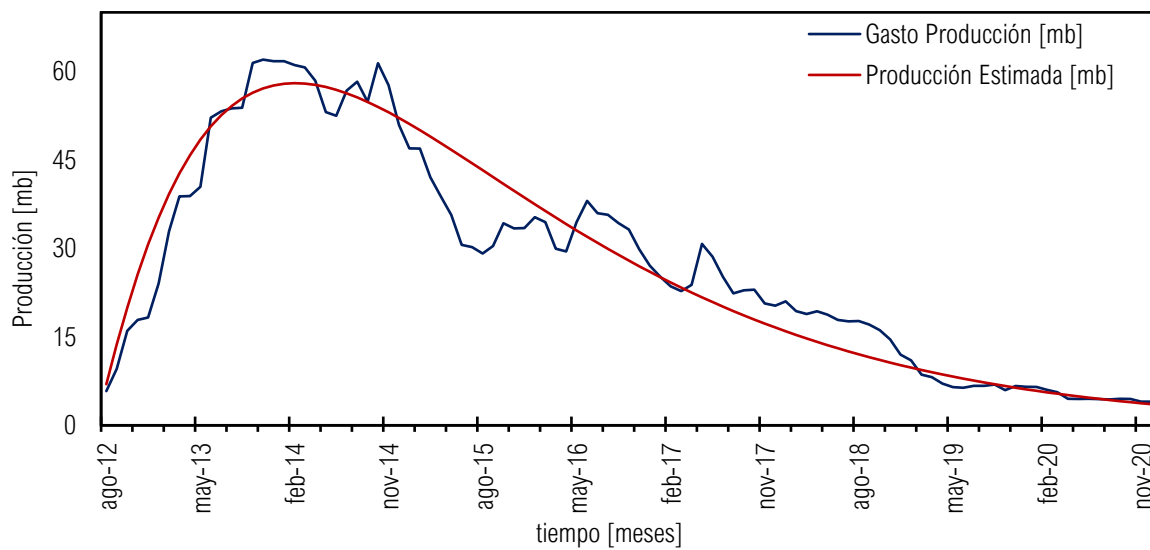


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Kax	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	260.44	2.78	2888.84	744	62.00	35.97



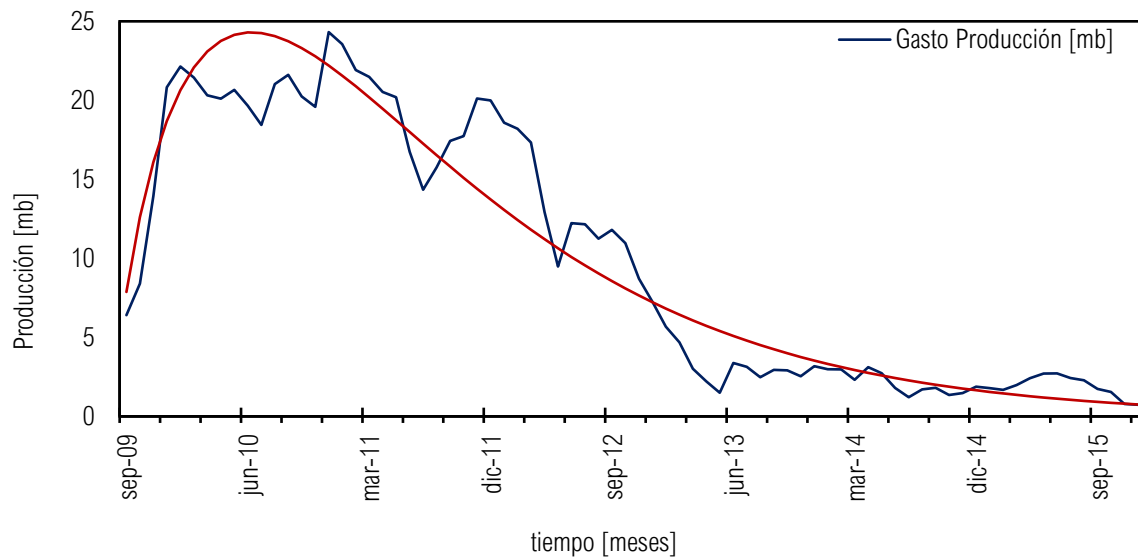
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ku	Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Sureste	7109.59	101.13	85.58	490	40.83	48.07

Campo Kuil

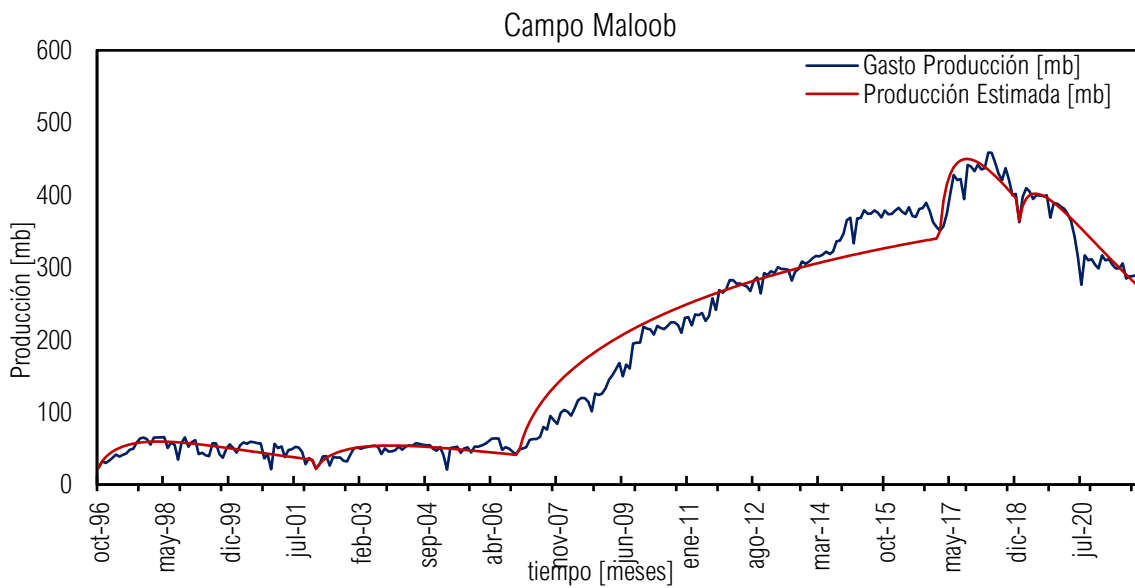


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Kuil	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	356.18	2.19	57.49	113	9.42	23.80

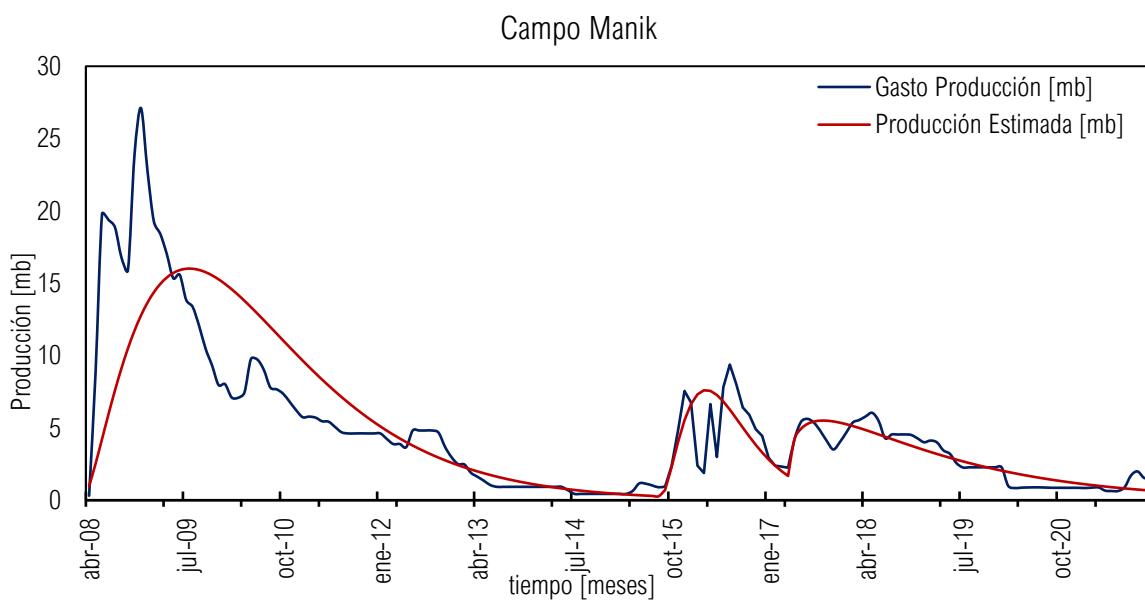
Campo kutz



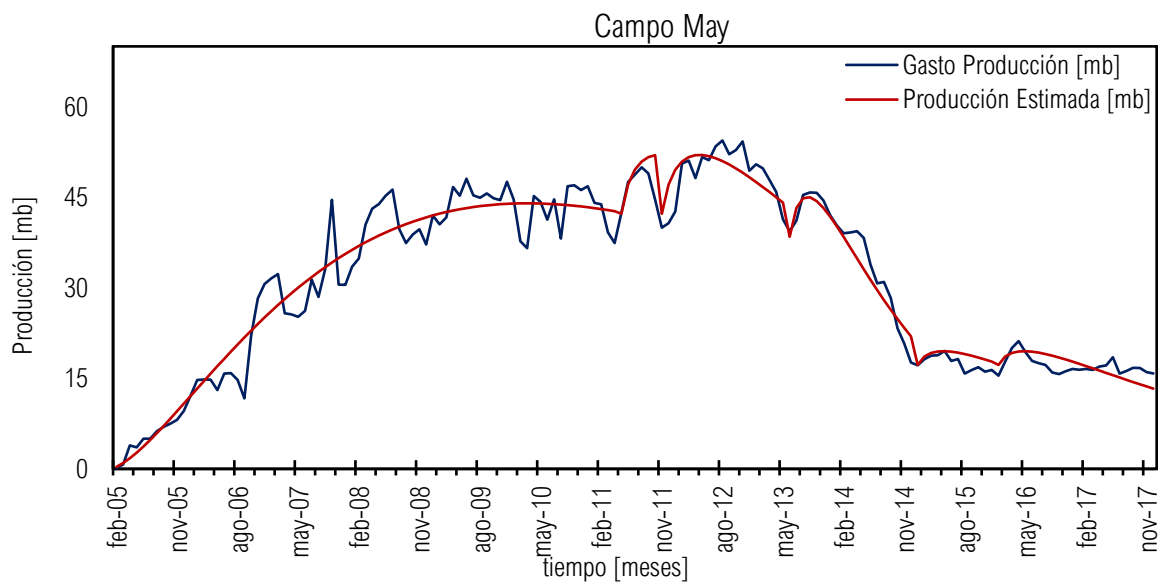
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Kutz	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	329.01	2.03	1770.61	240	20.00	17.28



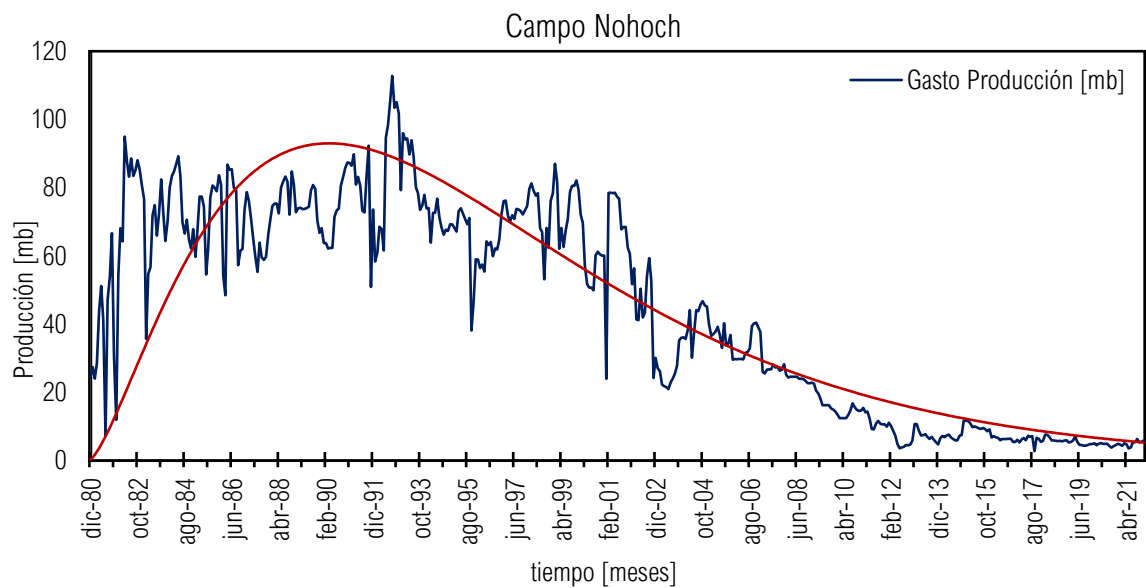
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Malooob	Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Sureste	7382.26	762.90	25.59	399	33.25	20.53



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Manik	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	100.09	3.23	1.53	174	14.50	24.08

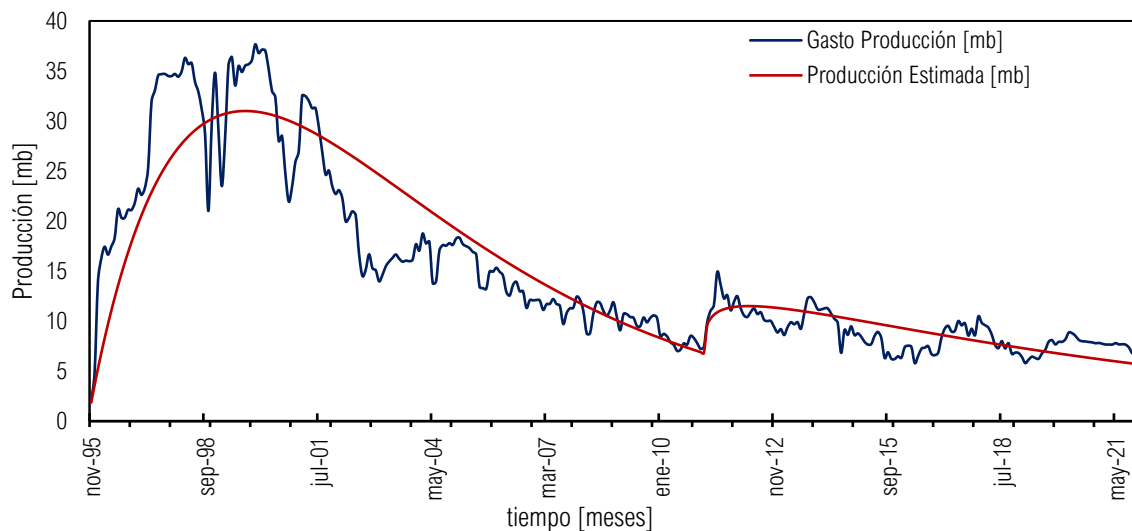


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
May	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	335.51	6.46	147.55	179	14.92	43.99



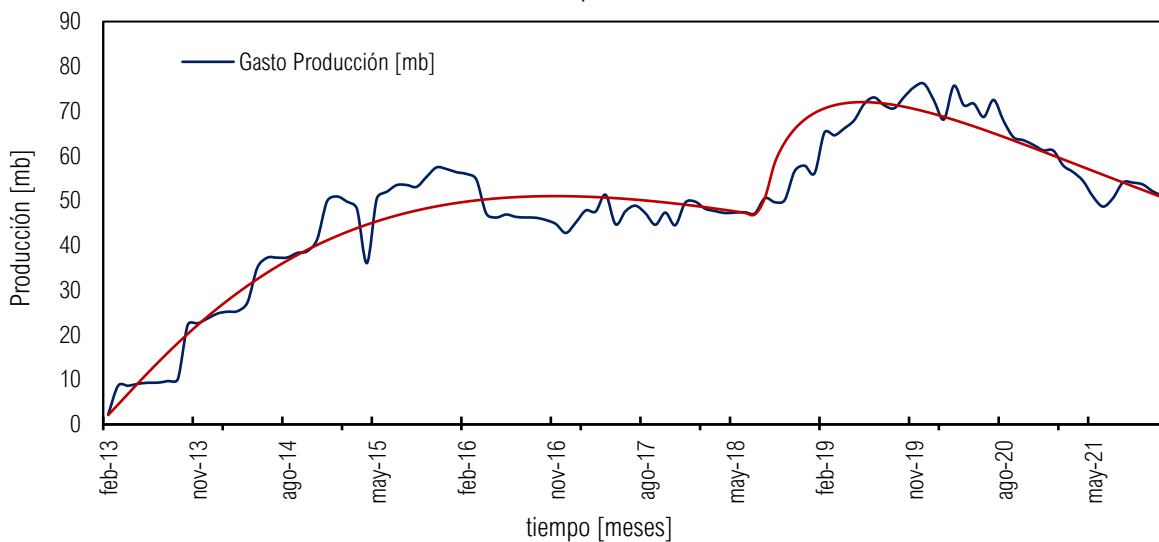
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Nohoch	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	2013.44	9.21	671.47	510	42.50	33.15

Campo Och

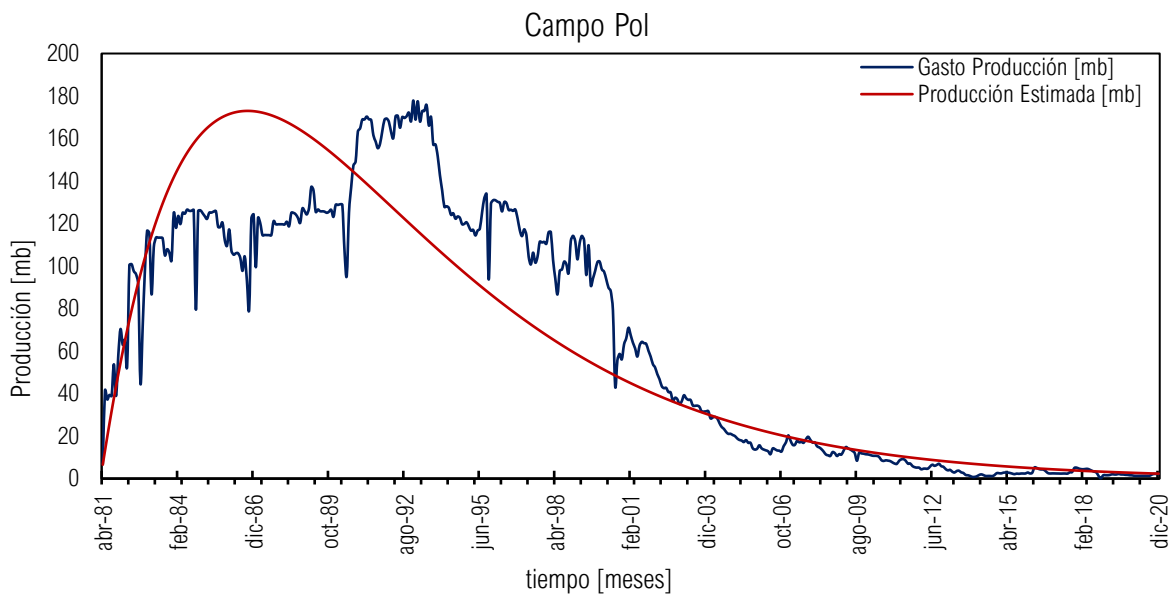


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Och	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	302.37	6.72	141.80	329	27.42	44.86

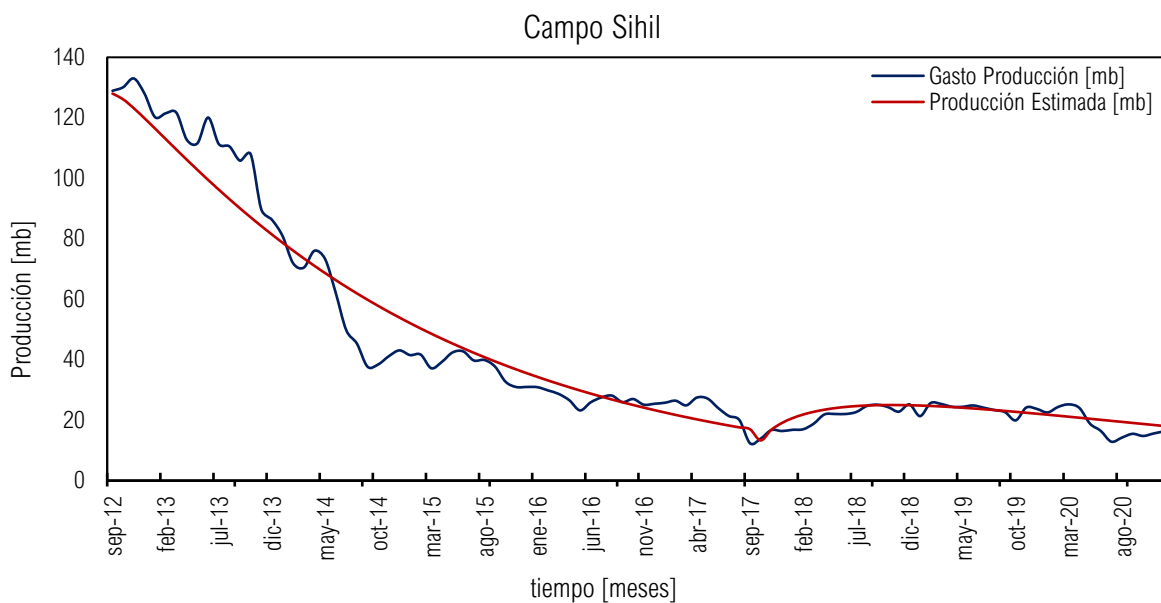
Campo Onel



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Onel	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	712.55	55.32	144.31	107	8.92	12.47

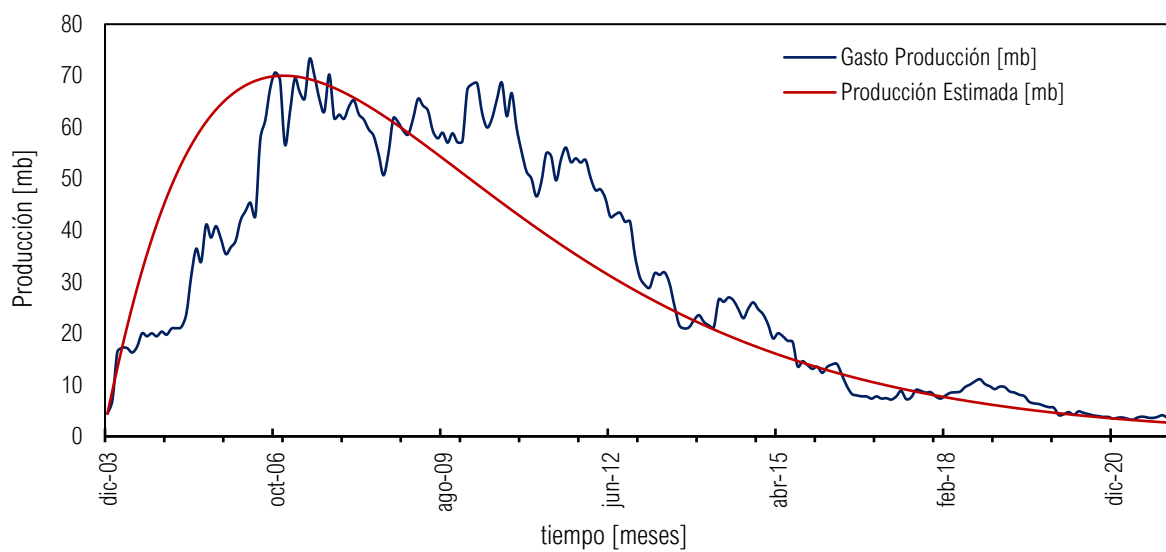


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Pol	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	2253.02	1.33	954.46	489	40.75	42.30



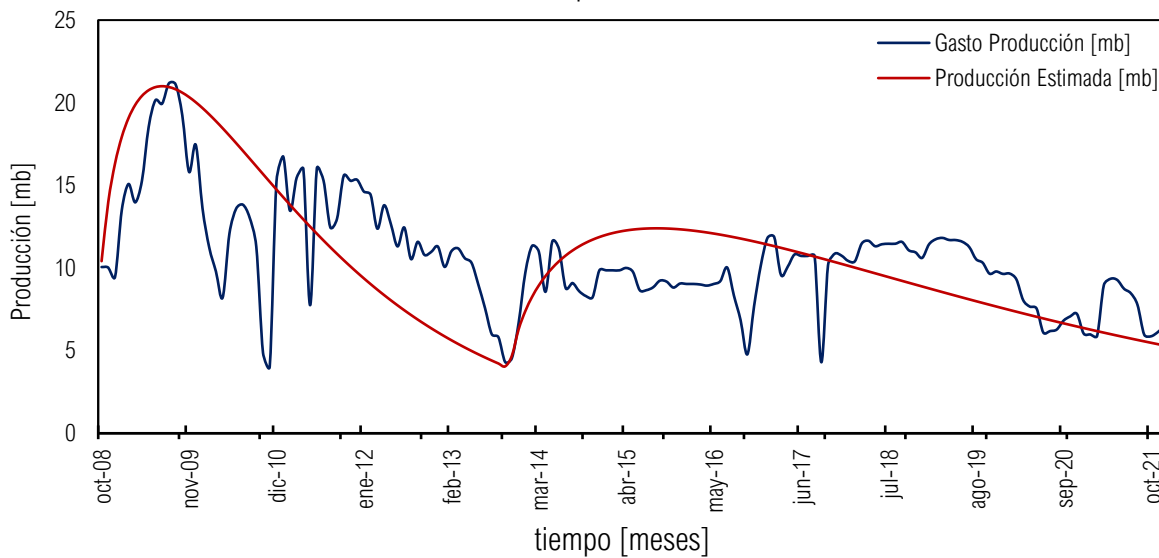
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Sihil	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	1461.64	28.06	246.51	233	19.42	15.71

Campo Sinan

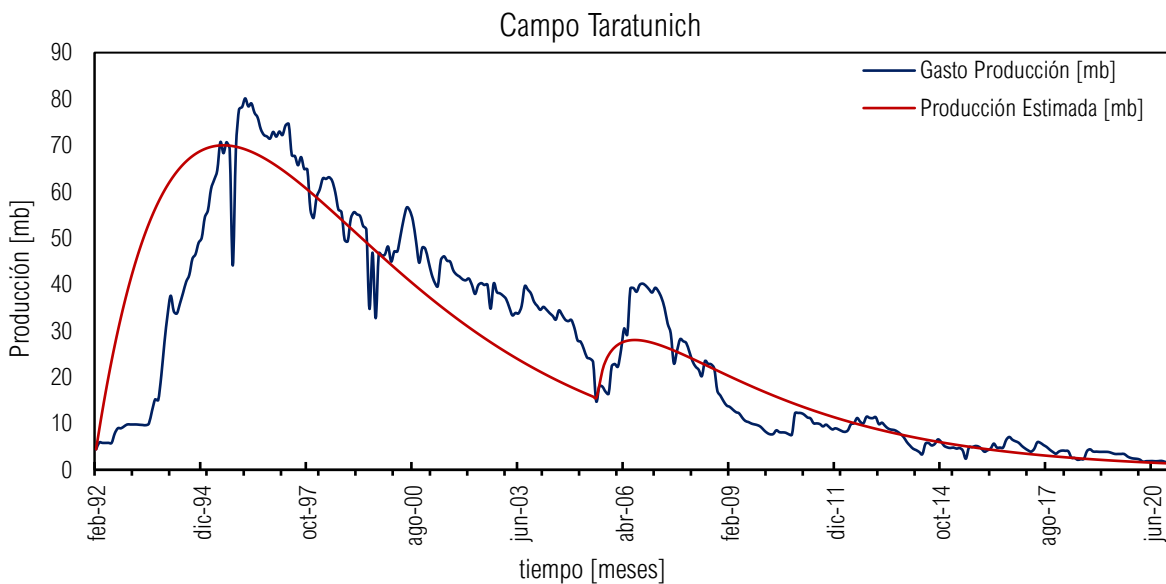


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Sinan	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	678.17	2.42	203.09	218	18.17	29.28

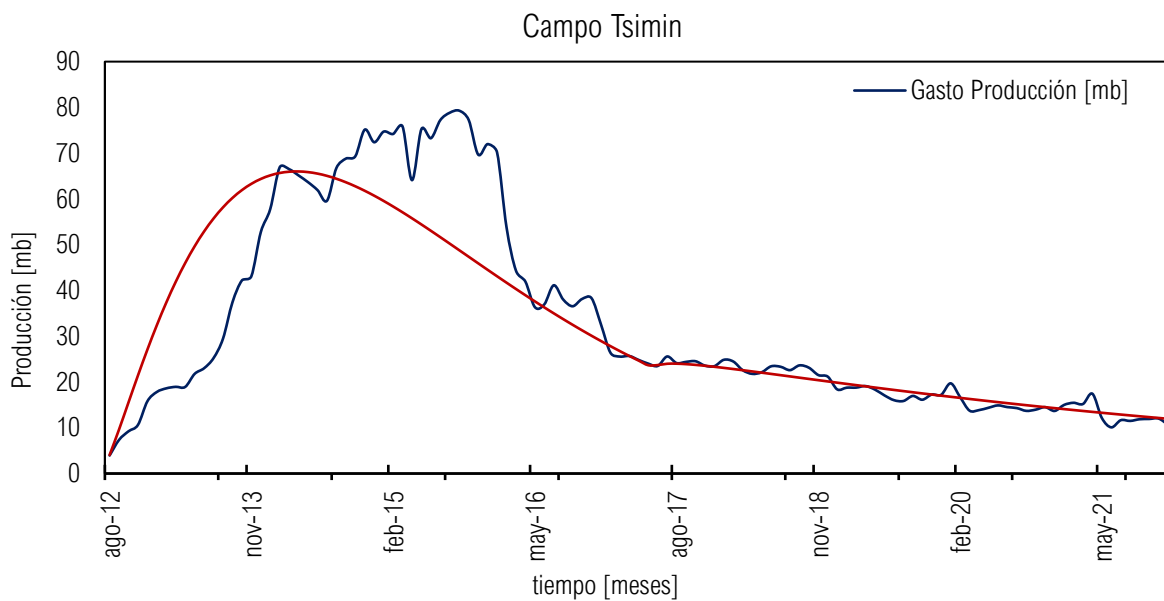
Campo Takin



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Takin	Marina Noreste	Cantarell	Sureste	158.00	16.76	50.69	167	13.92	27.47

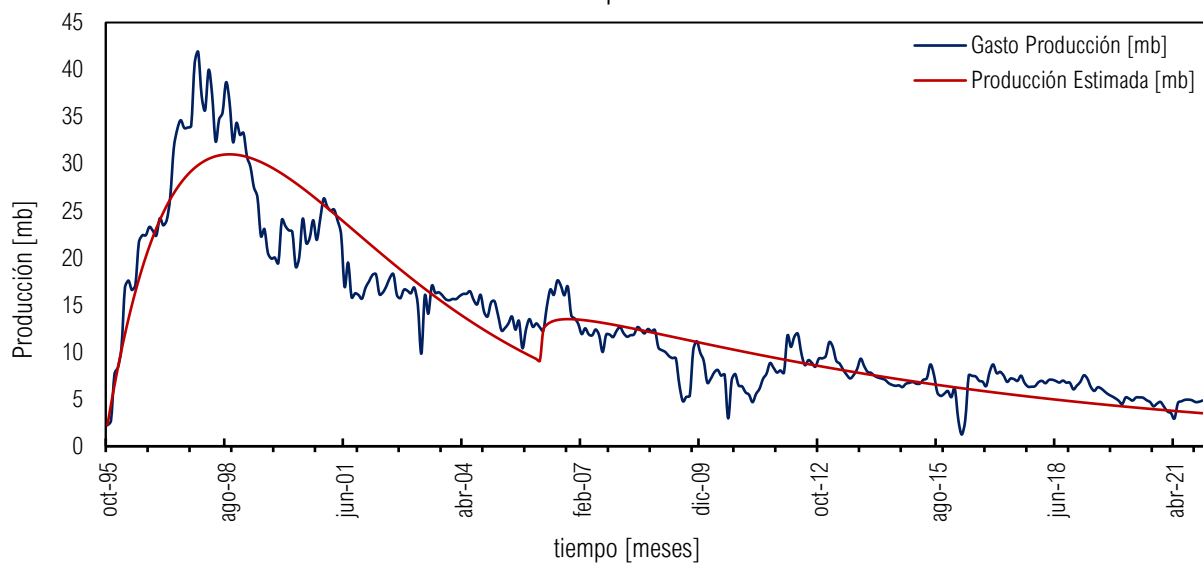


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Taratunich	Marina Suroeste	Abkatún-Pol-Chuc	Sureste	1013.92	4.73	278.30	373	31.08	27.25



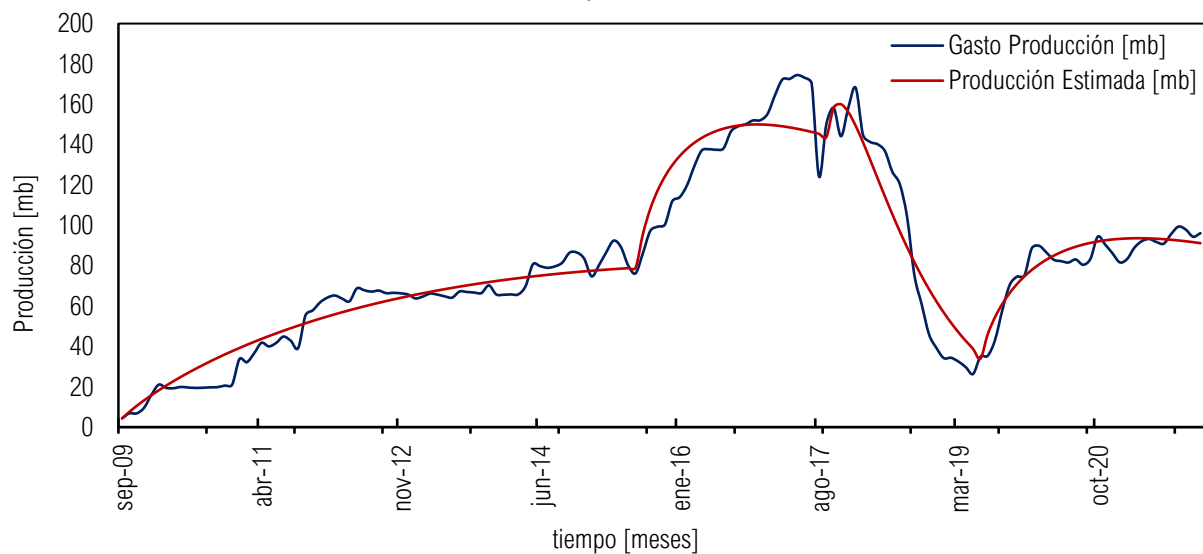
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Tsimin	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	311.88	8.71	109.36	113	9.42	38.41

Campo Uech



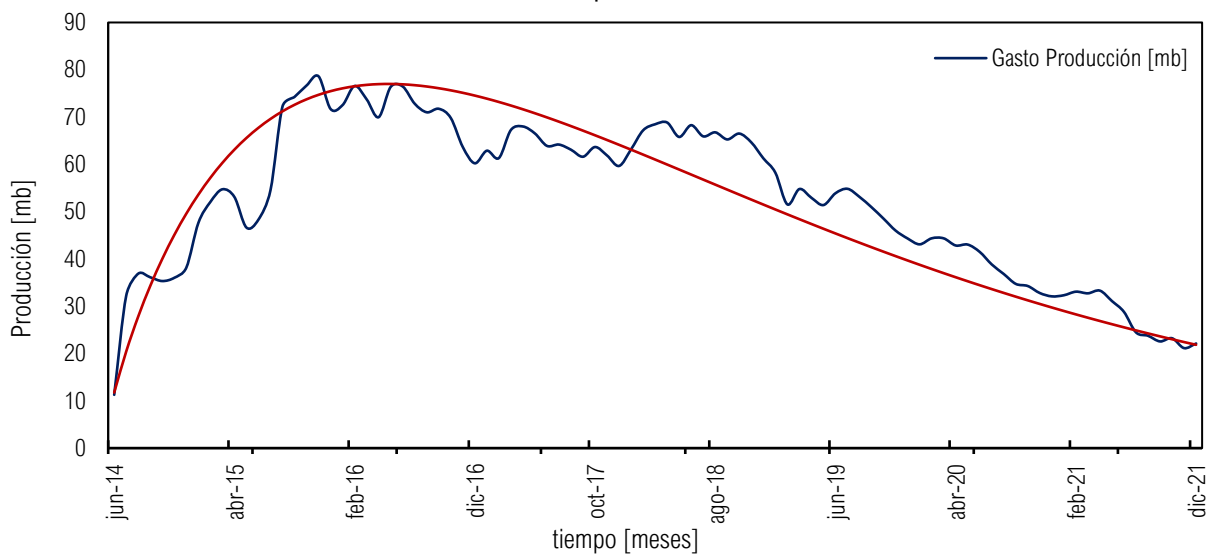
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMEN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Uech	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	256.36	6.64	127.23	361	30.08	47.95

Campo Xanab



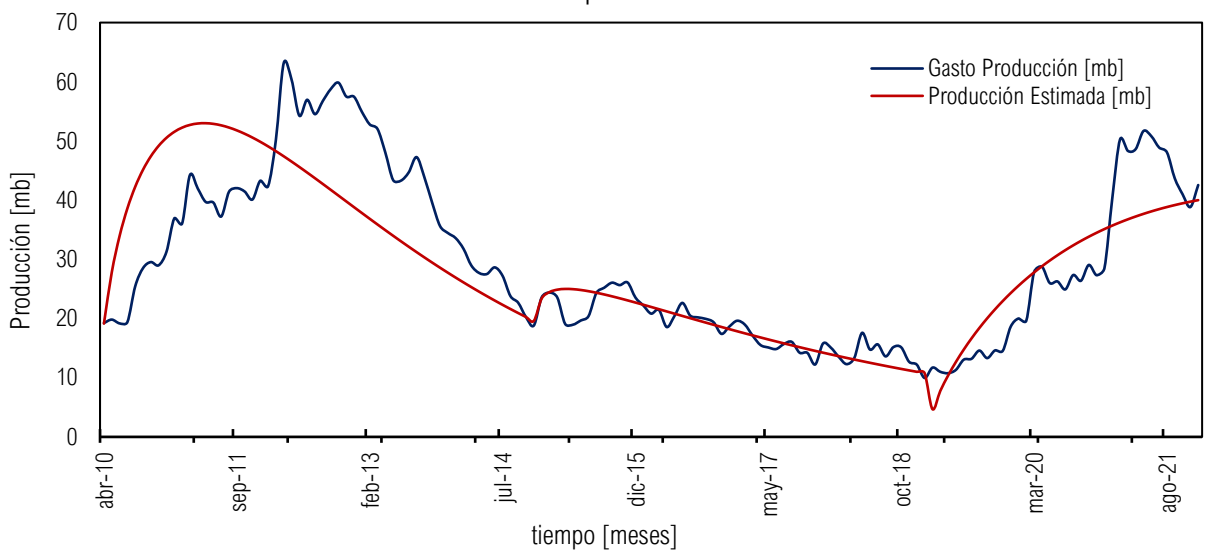
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMEN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Xanab	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	1009.60	46.13	337.60	148	12.33	33.05

Campo Xux



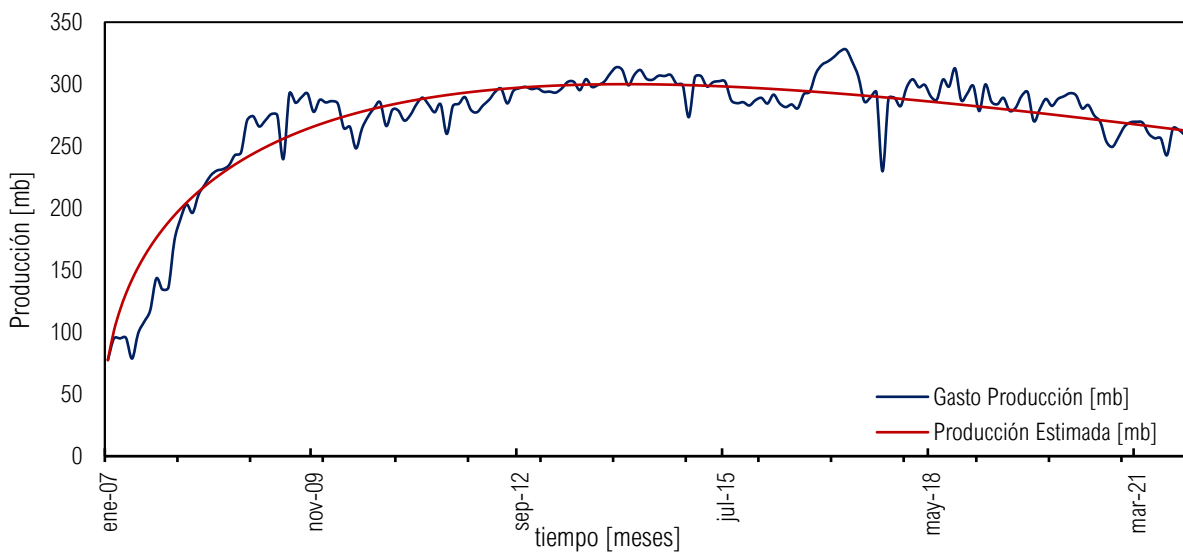
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Xux	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	274.06	14.05	138.67	91	7.58	32.26

Campo Yaxche



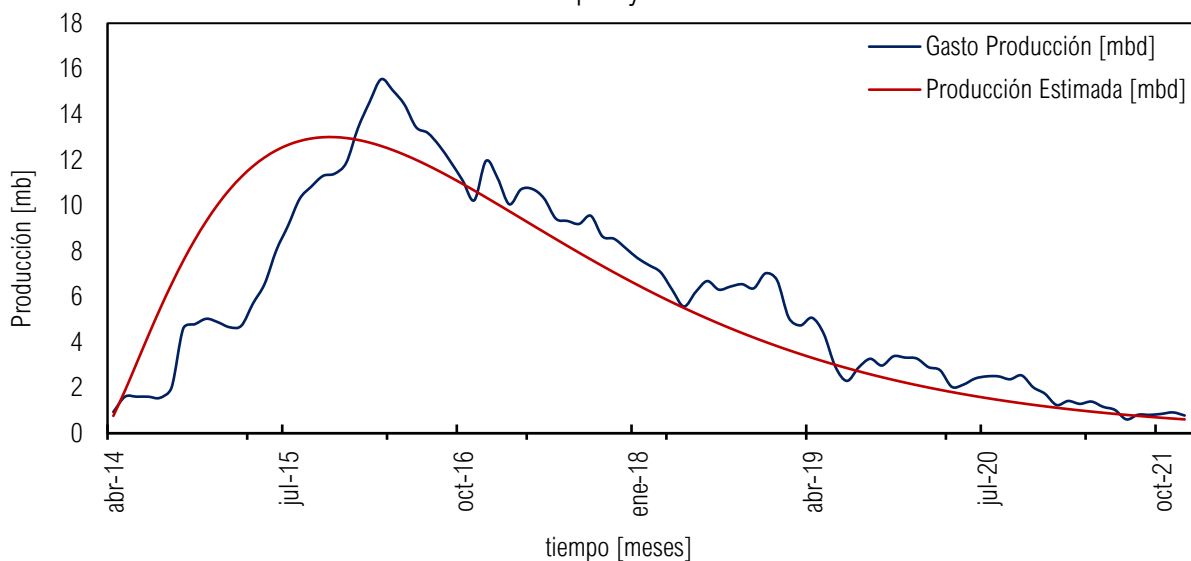
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Yaxche	Marina Suroeste	Litoral de Tabasco	Sureste	823.74	44.49	126.60	182	15.17	22.44

Campo Zaap



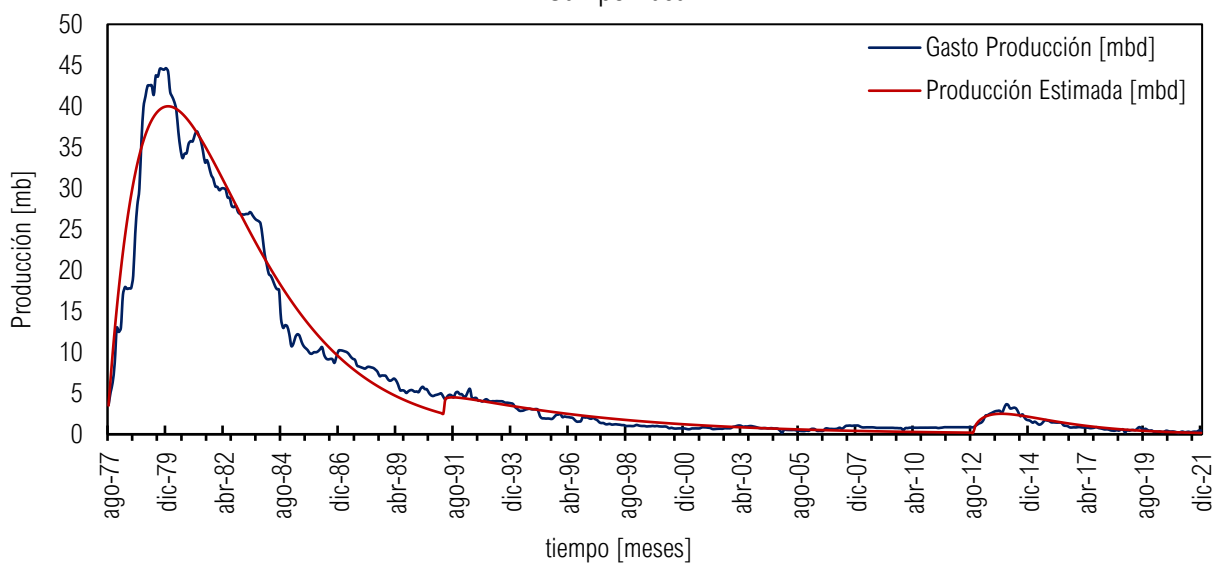
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Zaap	Marina Noreste	Ku-Maloob-Zaap	Sureste	5721.26	285.55	1564.15	349	29.08	26.27

Campo Ayocote



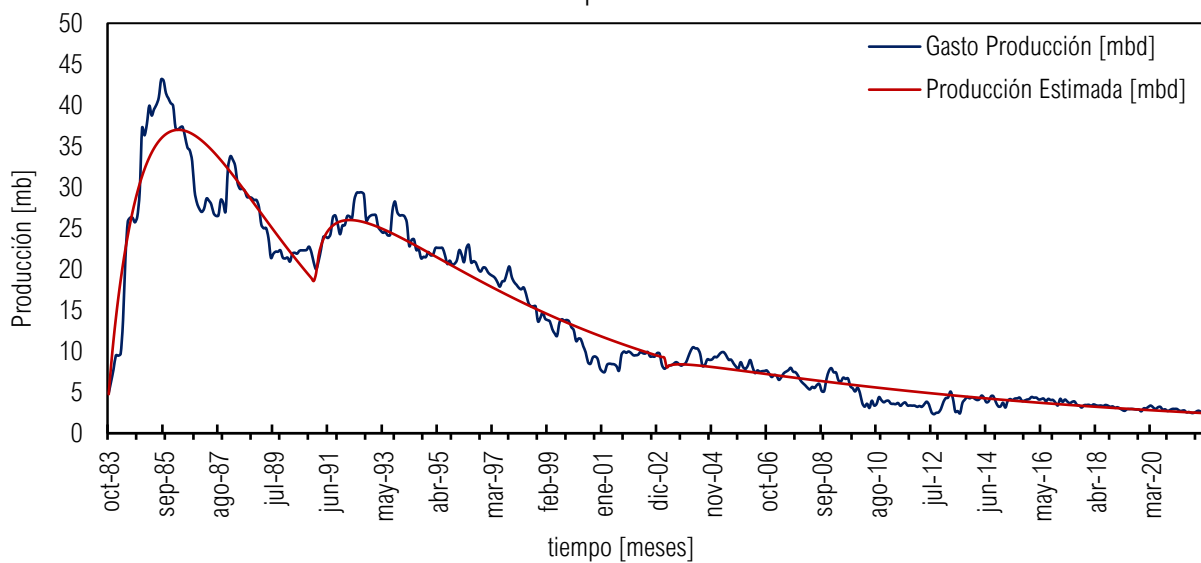
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ayocote	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	53.213	1.182	17.267	93	7.750	32.449

Campo Bacal



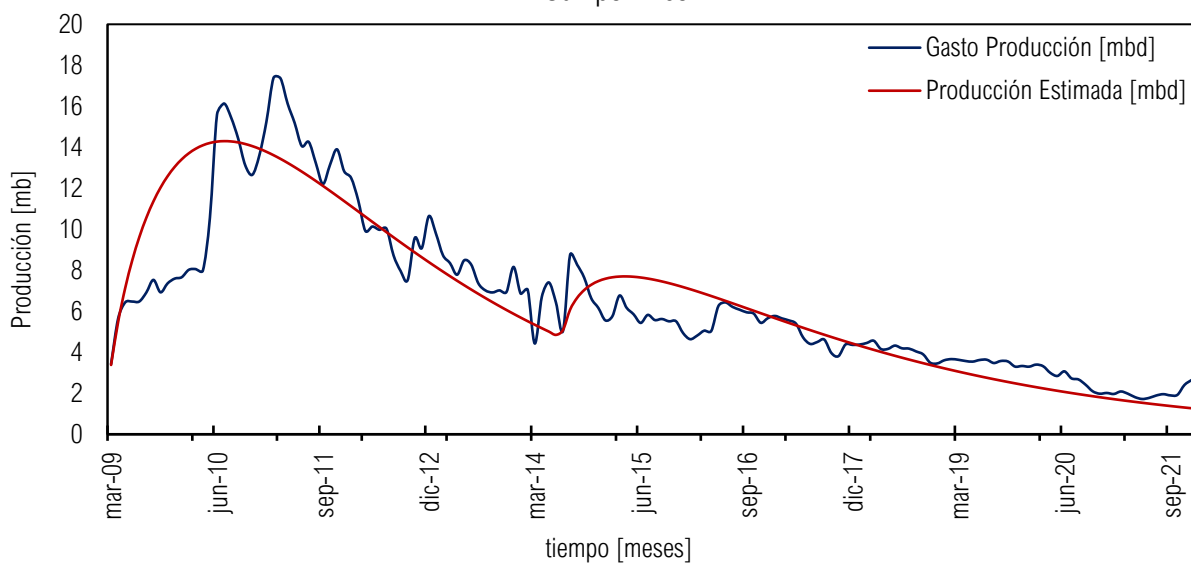
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Bacal	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	230.206	0.625	110.556	534	44.500	48.025

Campo Bellota



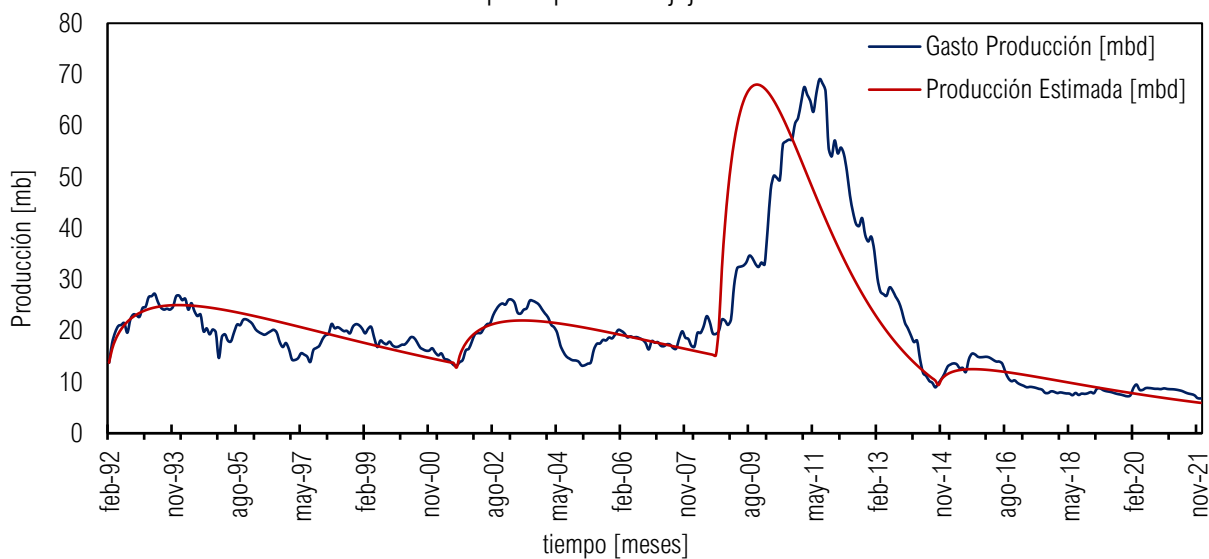
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Bellota	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	606.552	8.468	192.570	477	39.750	31.748

Campo Bricol



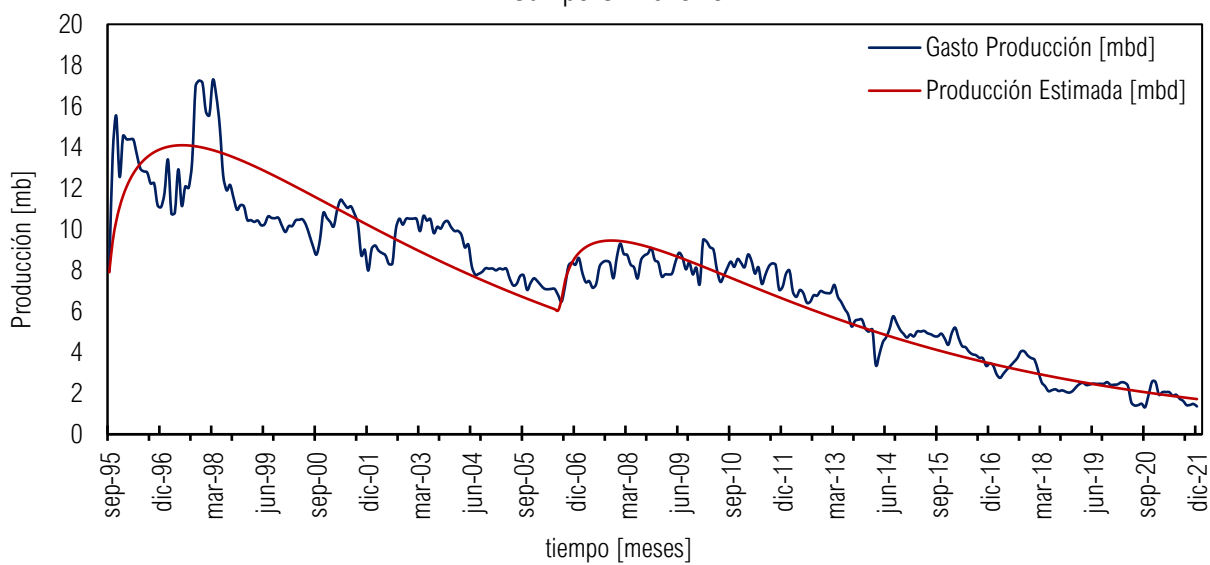
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Bricol	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	204.958	2.351	31.311	154	12.833	15.277

Campo Caparroso Pijje Escuintle



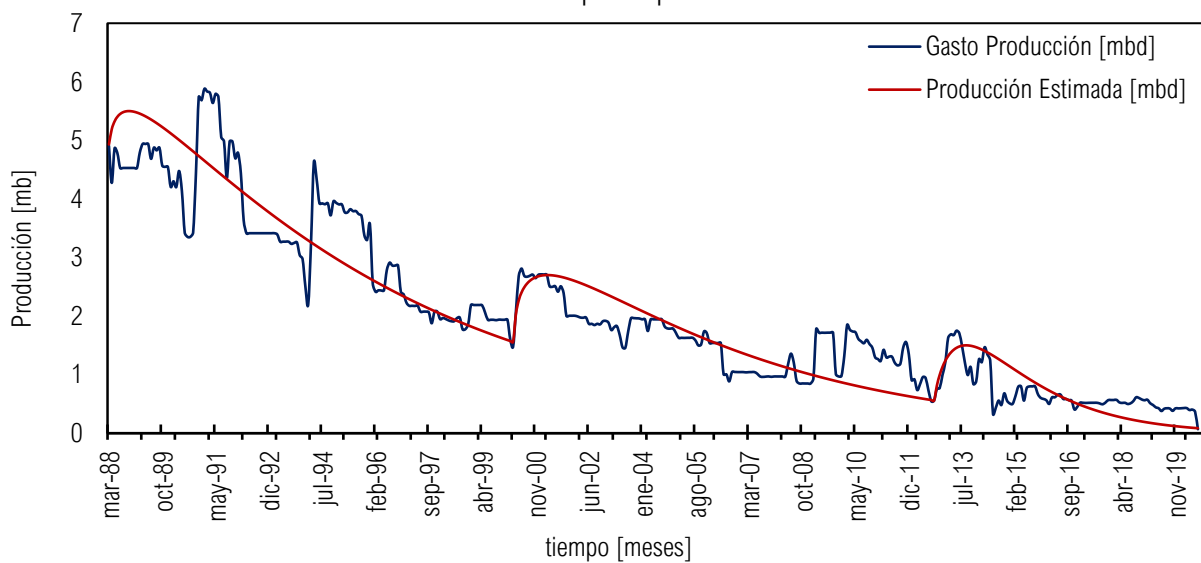
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Caparroso Pijje Escuintle	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	931.233	14.984	247.039	470	39.167	26.528

Campo Chinchorro



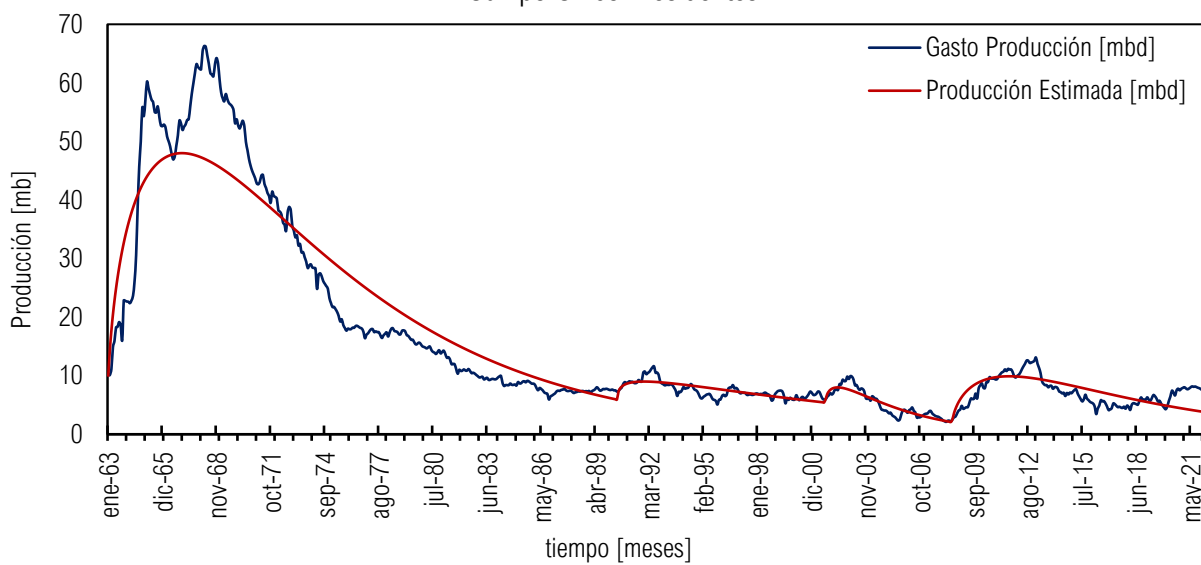
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Chinchorro	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	279.738	6.655	84.459	367	30.583	30.192

Campo Chipilin



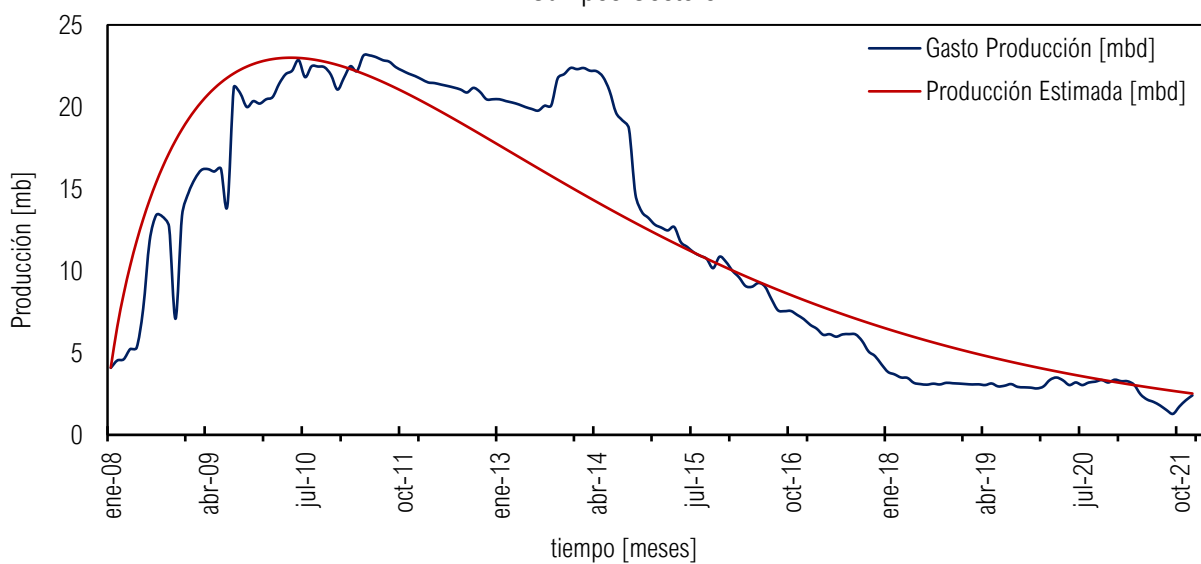
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Chipilin	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	79.994	0.409	24.331	389	32.417	30.416

Campo Cinco Presidentes



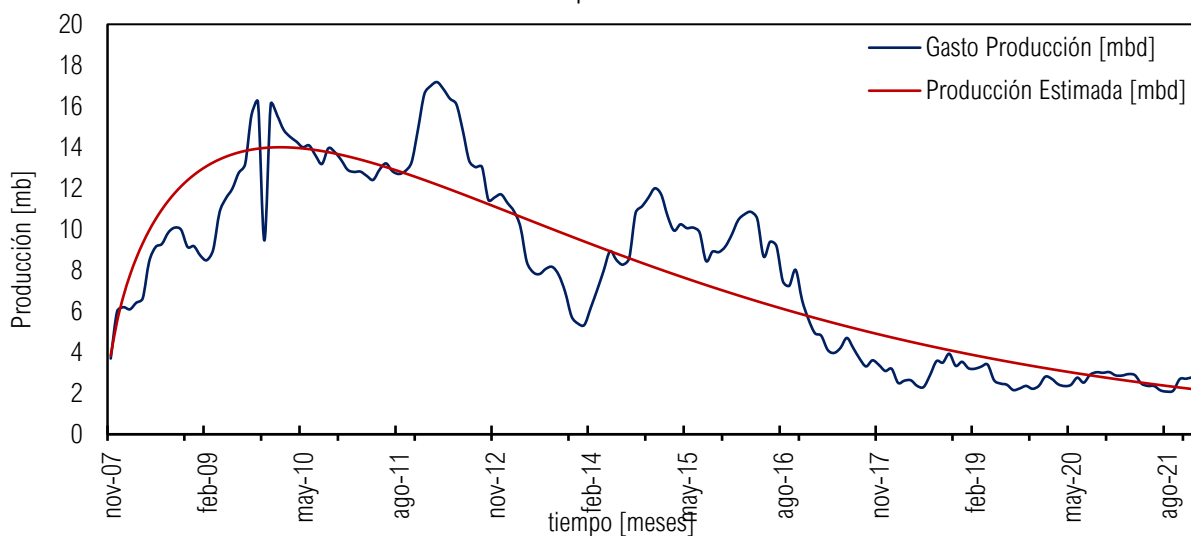
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Cinco Presidentes	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	1,105.643	9.802	338.542	708	59.000	30.619

Campos Costero



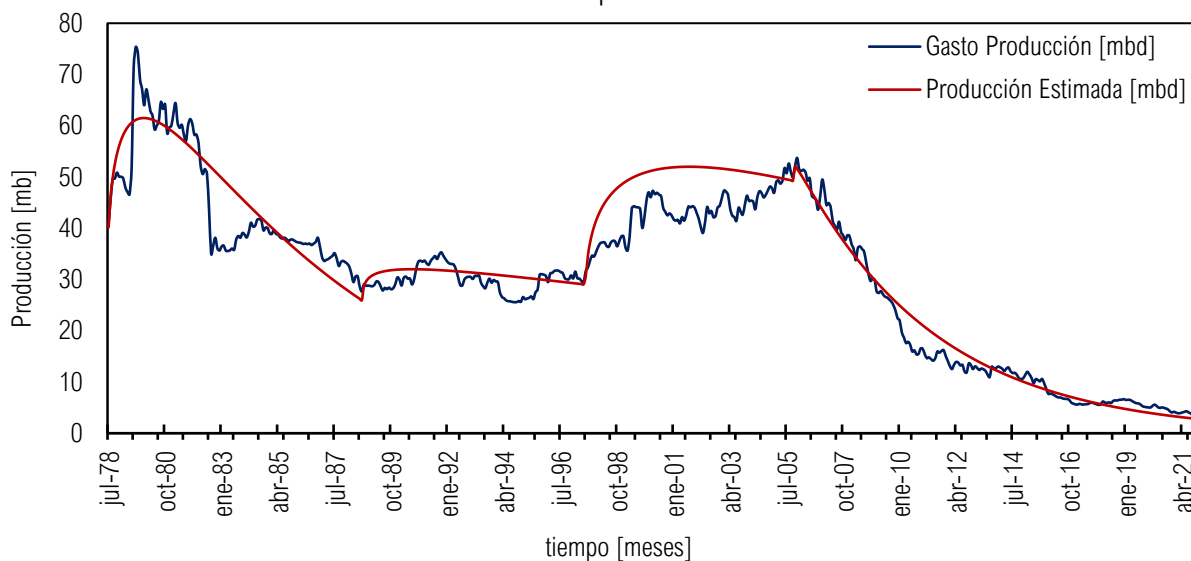
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Costero	Sur	Macuspana-Muspac	Cuencas del Sureste	111.928	5.184	63.134	168	14.000	56.405

Campo Guaricho



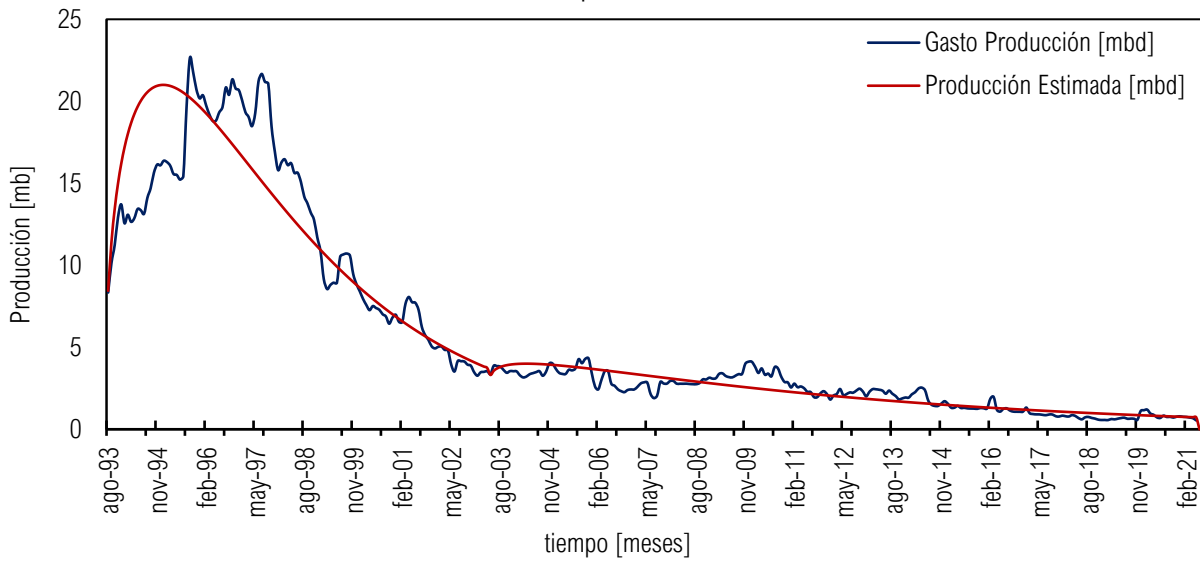
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Guaricho	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	126.979	3.842	47.358	217	18.083	37.296

Campo Íride



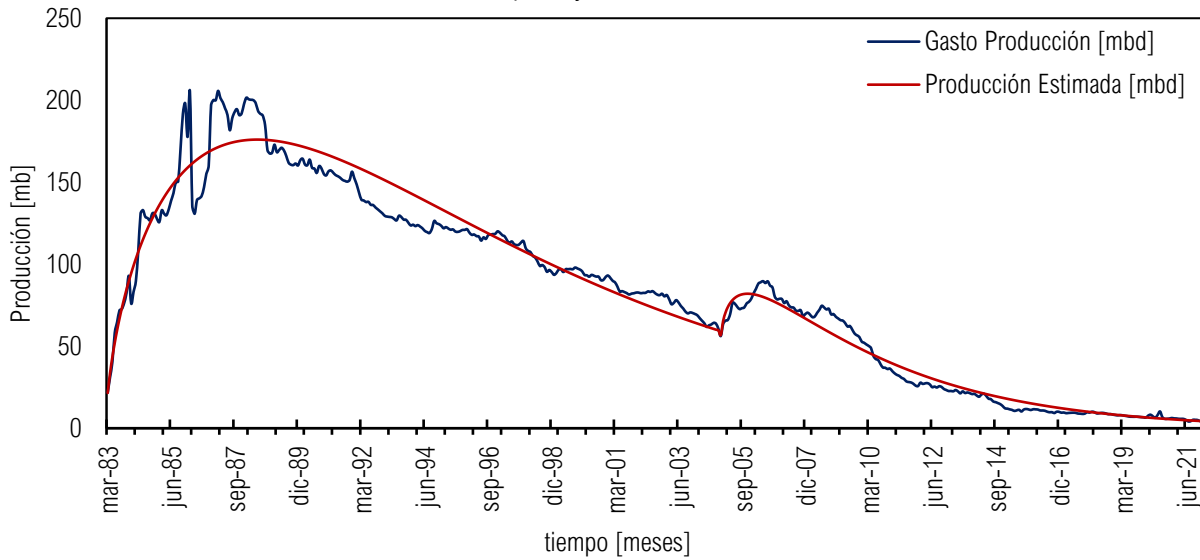
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Íride	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	1,419.335	13.692	512.745	565	47.083	36.126

Campo Jacinto



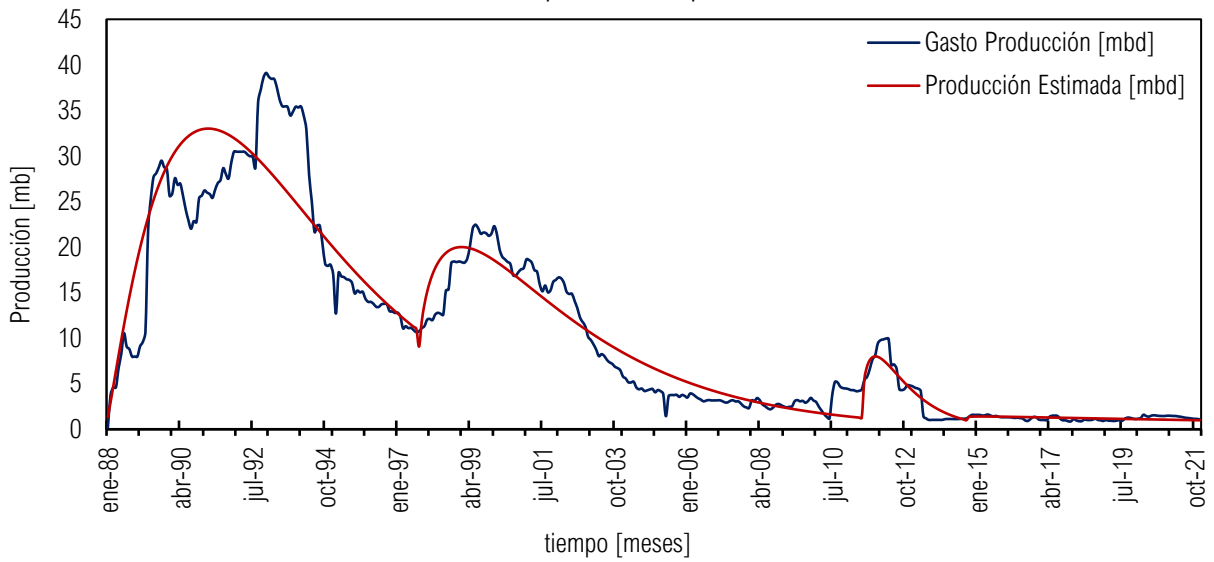
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Jacinto	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	171.822	3.678	71.578	434	36.167	41.658

Campo Jujo Tecminoacan



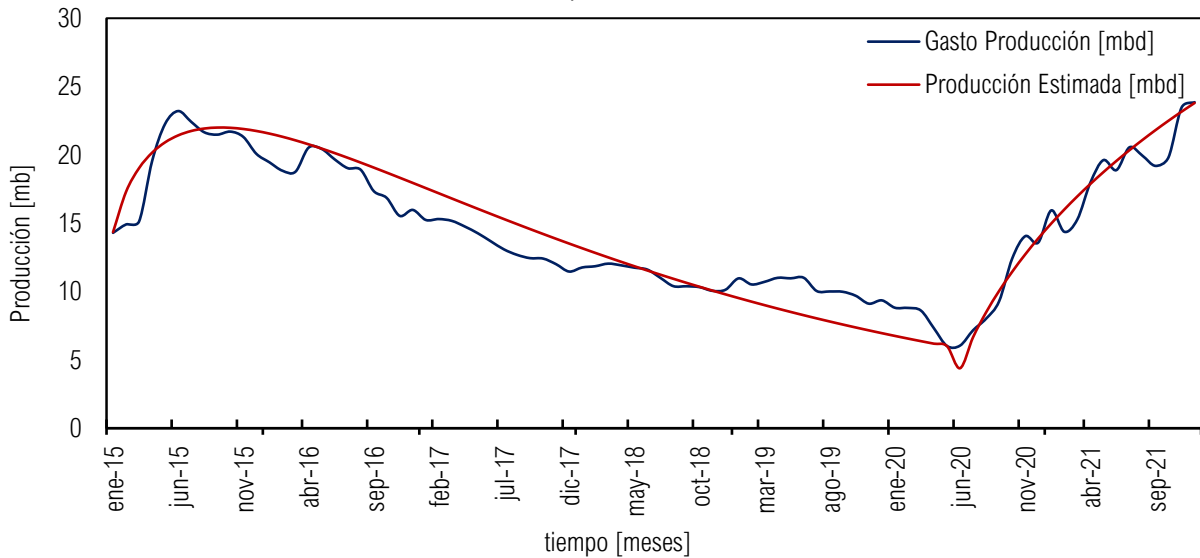
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Jujo Tecminoacan	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	3,760.346	34.128	1,198.352	495	41.250	31.868

Campo Luna Palapa



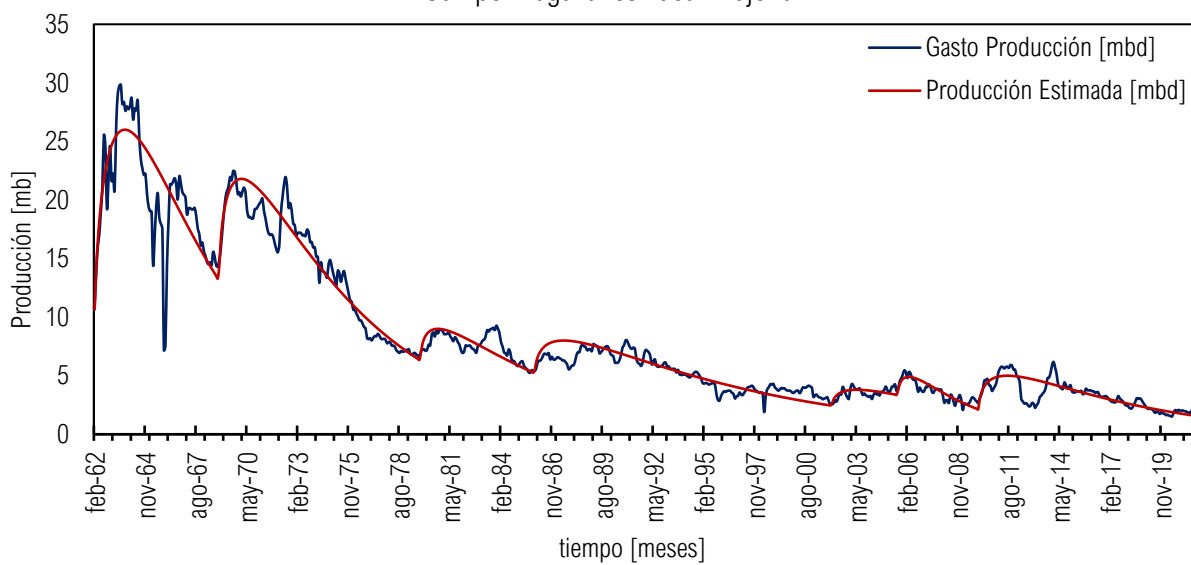
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Luna Palapa	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	243.260	1.032	130.610	408	34.000	53.691

Campo Madrefil



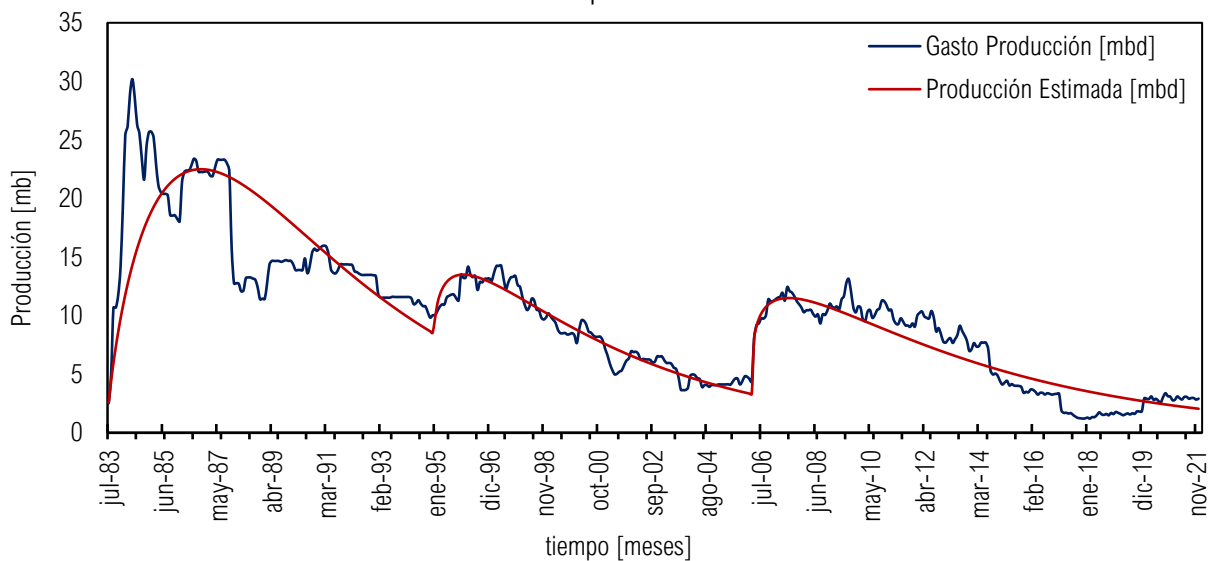
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Madrefil	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	241.676	18.078	58.636	147	12.250	24.262

Campo Magallanes Tucan Pajonal

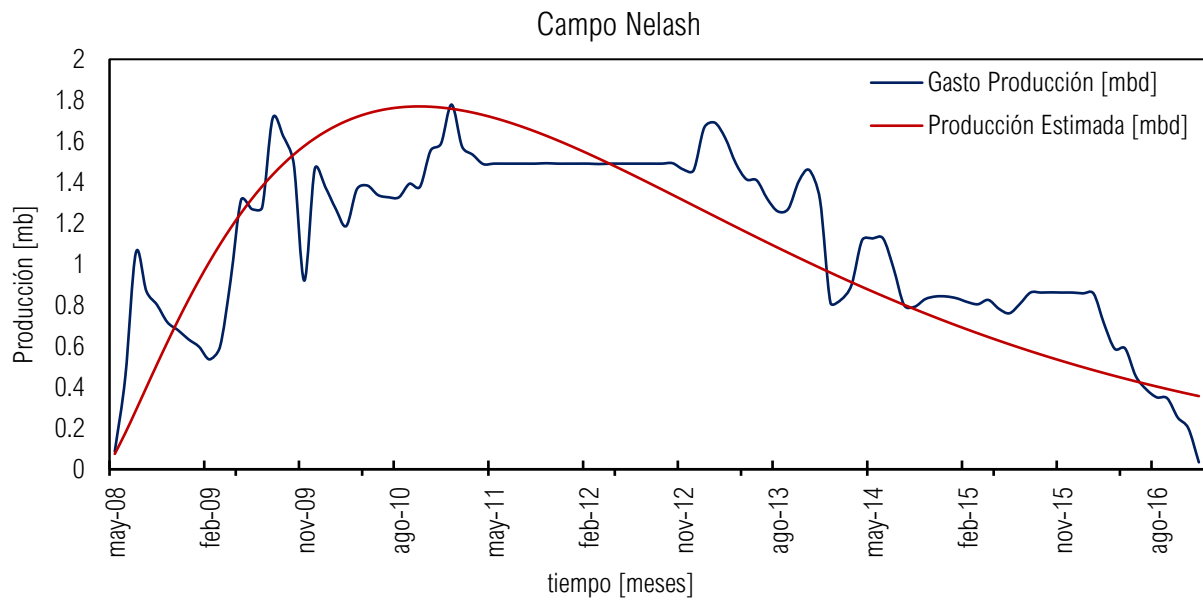


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Magallanes Tucan Pajonal	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	1,030.562	5.835	187.381	744	62.000	18.182

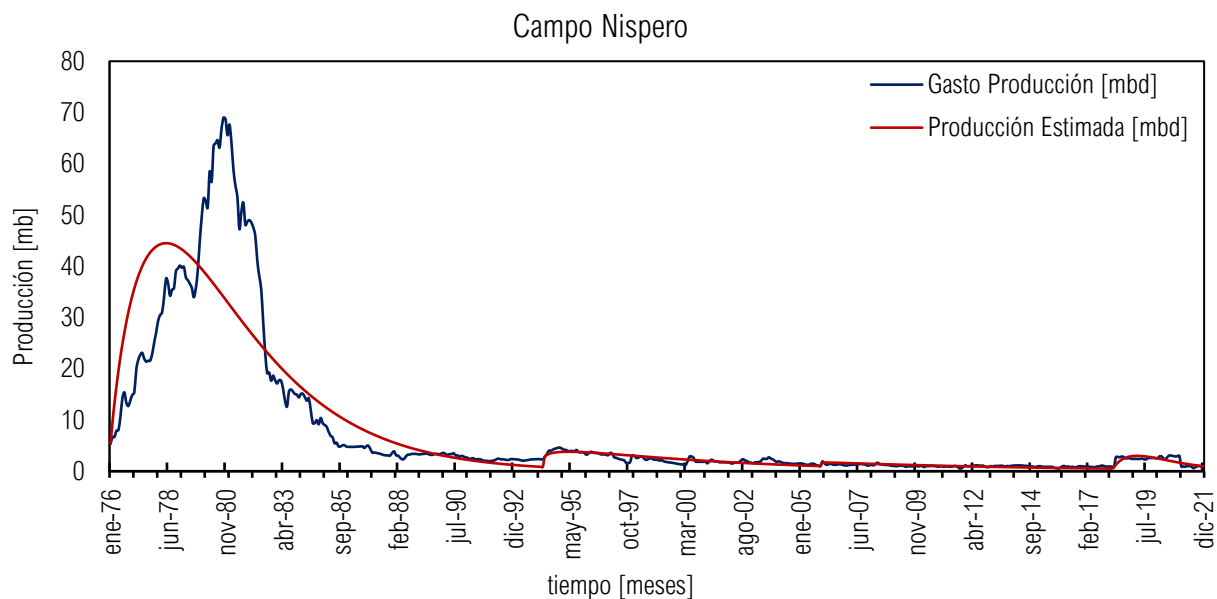
Campo Mora



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Mora	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	802.600	8.786	142.212	481	40.083	17.719

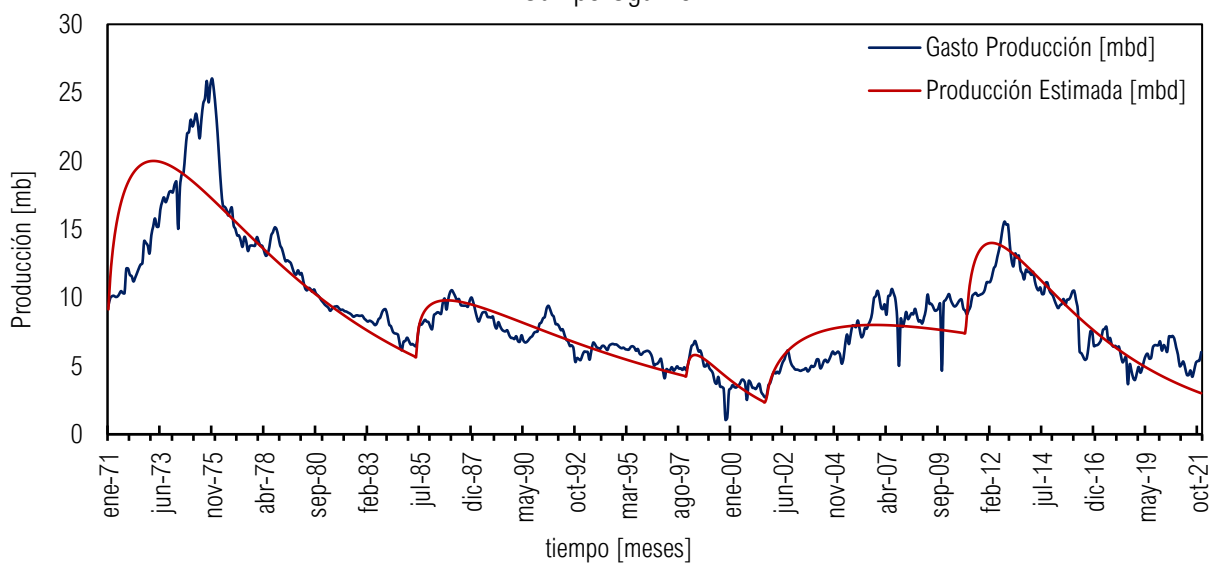


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Nelash	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	78.340	0.380	3.805	146	12.167	4.857



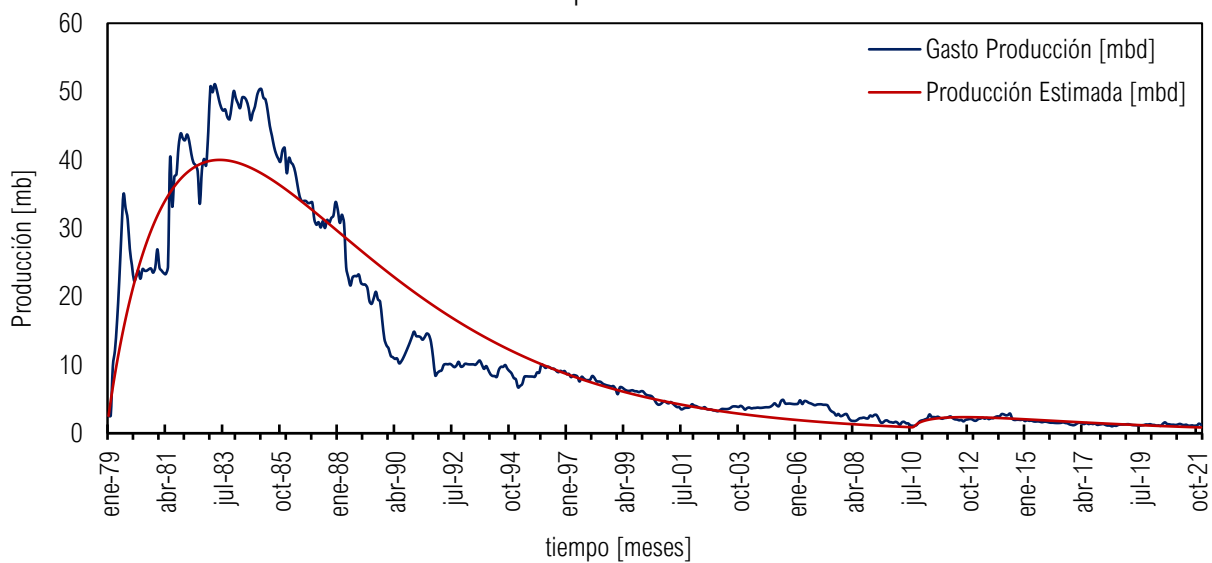
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Nispero	Sur	Macuspana-Muspac	Cuencas del Sureste	330.062	1.385	134.192	571	47.583	40.657

Campo Ogarrío



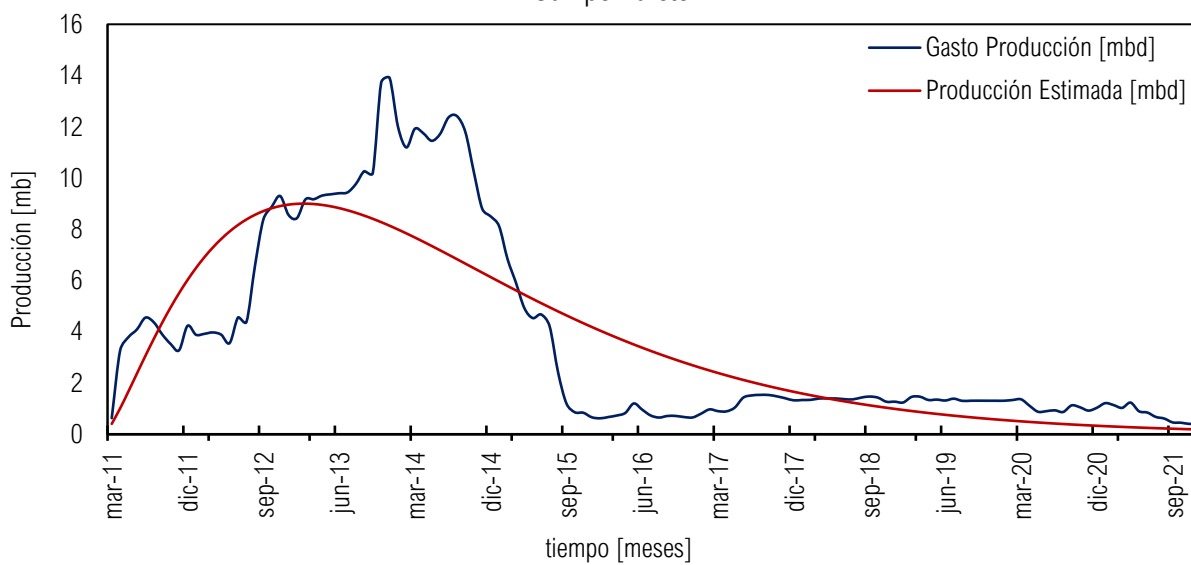
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Ogarrío	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	1,162.400	21.131	224.903	744	62.000	19,348

Campo Paredòn



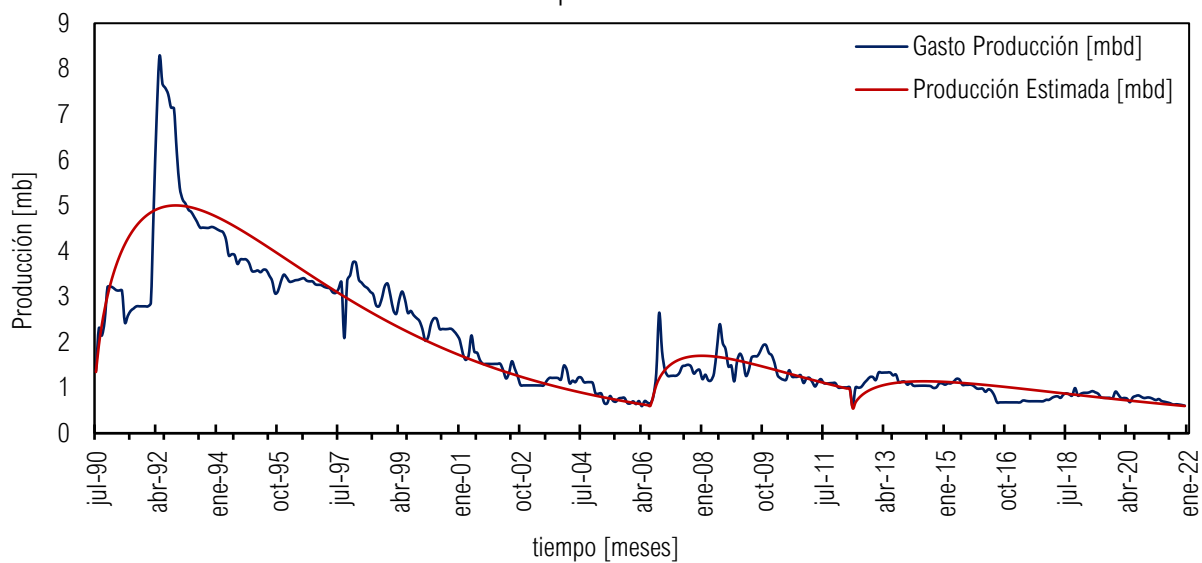
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Paredon	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	671.977	9.395	190.655	531	44.250	28,372

Campo Pareto



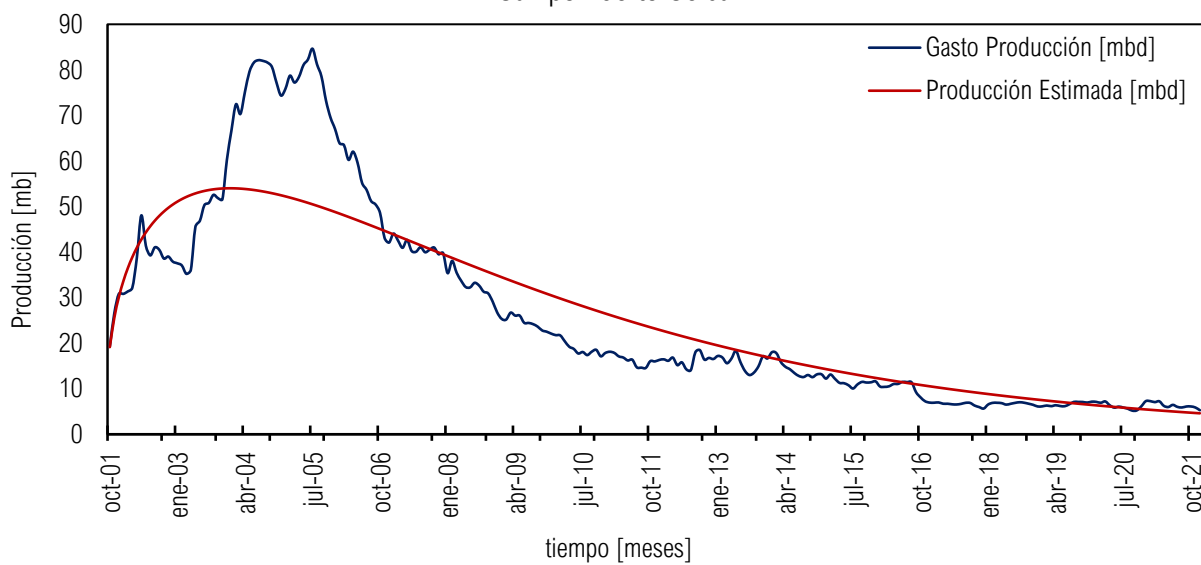
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Pareto	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	115.979	3.183	14.855	130	10.833	12.808

Campo Platanal



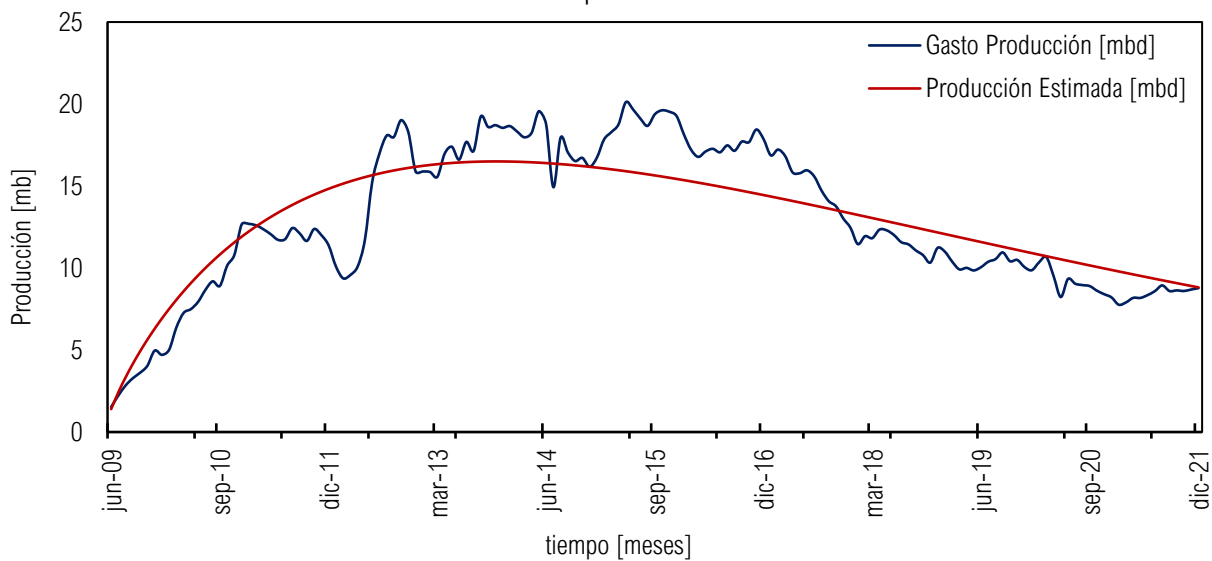
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Platanal	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	77.827	3.456	25.609	459	38.250	32.905

Campo Puerto Ceiba



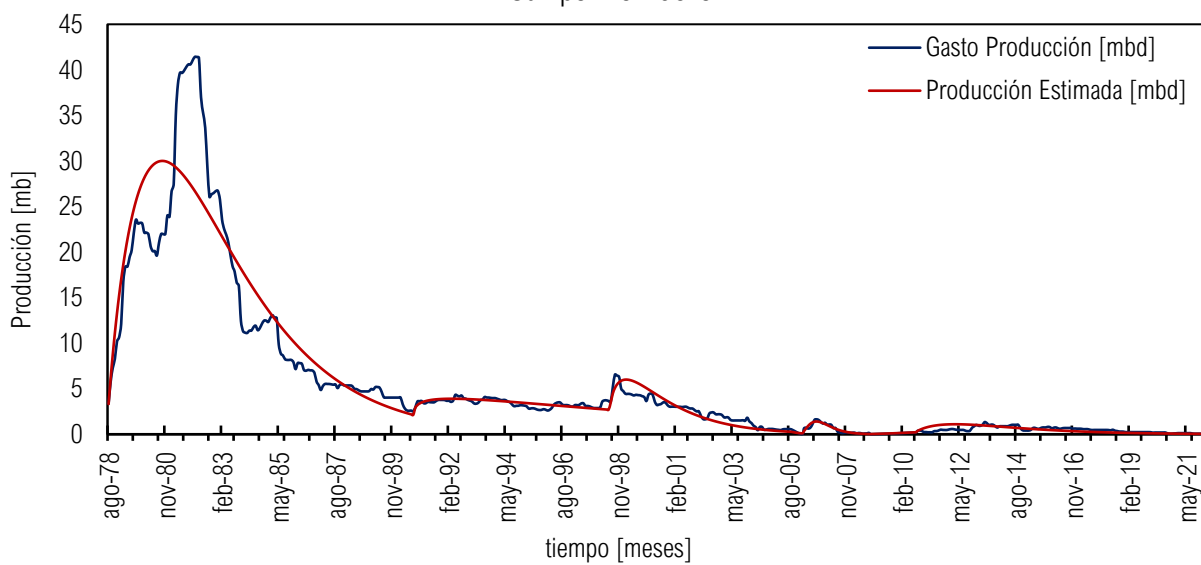
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Puerto Ceiba	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	1,362.674	15.931	220.780	439	36.583	16.202

Campo Rabasa



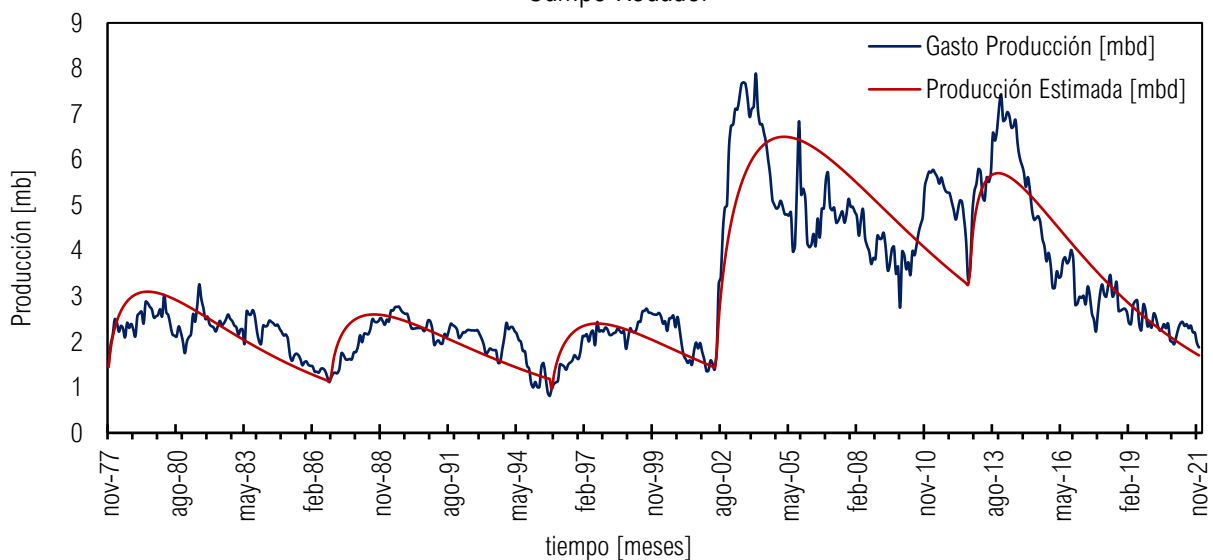
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Rabasa	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	321.444	16.501	60.620	158	13.167	18.859

Campo Rio Nuevo



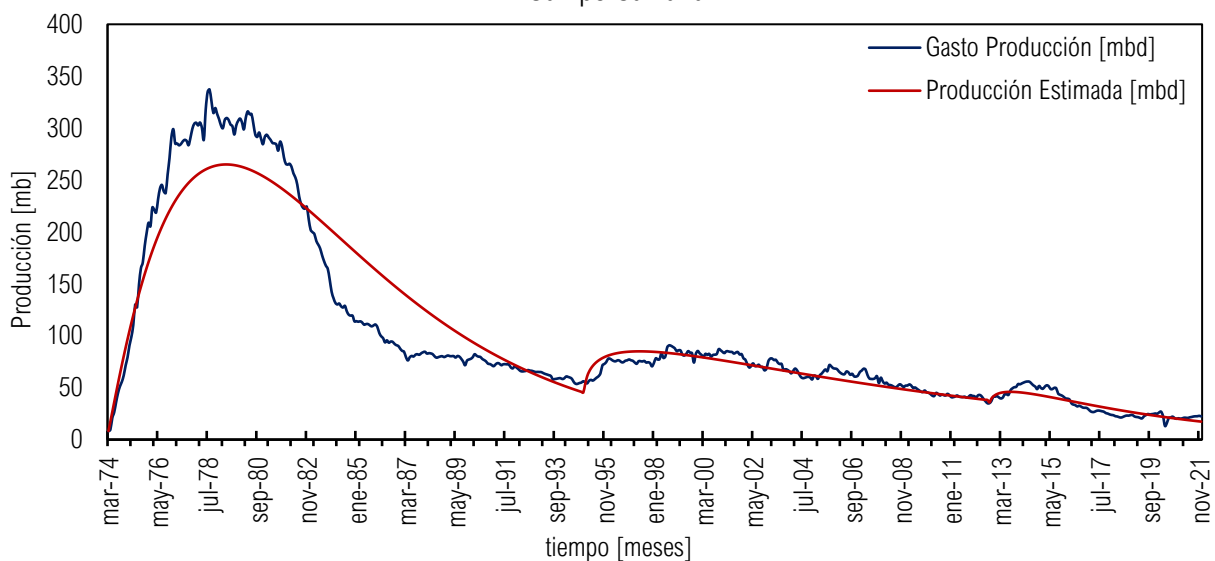
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Rio Nuevo	Sur	Macuspana-Muspac	Cuencas del Sureste	245.379	0.134	87.417	531	44.250	35.625

Campo Rodador



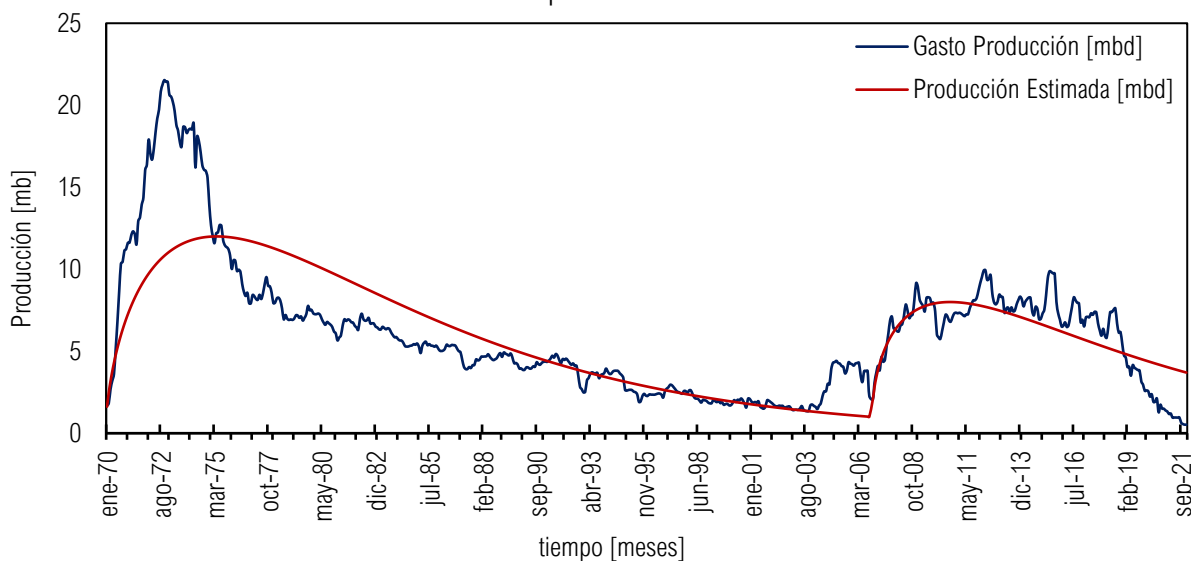
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Rodador	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	180.747	3.770	51.949	590	49.167	28.741

Campo Samaria



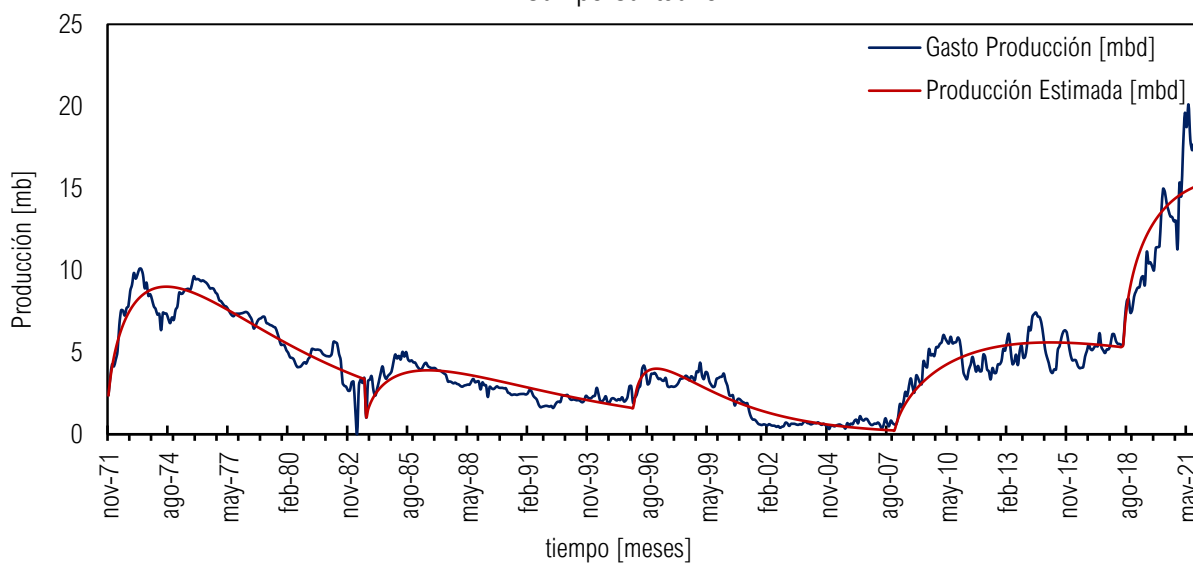
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Samaria	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	4,103.006	68.141	1,724.400	682	56.833	42.028

Campo San Ramòn



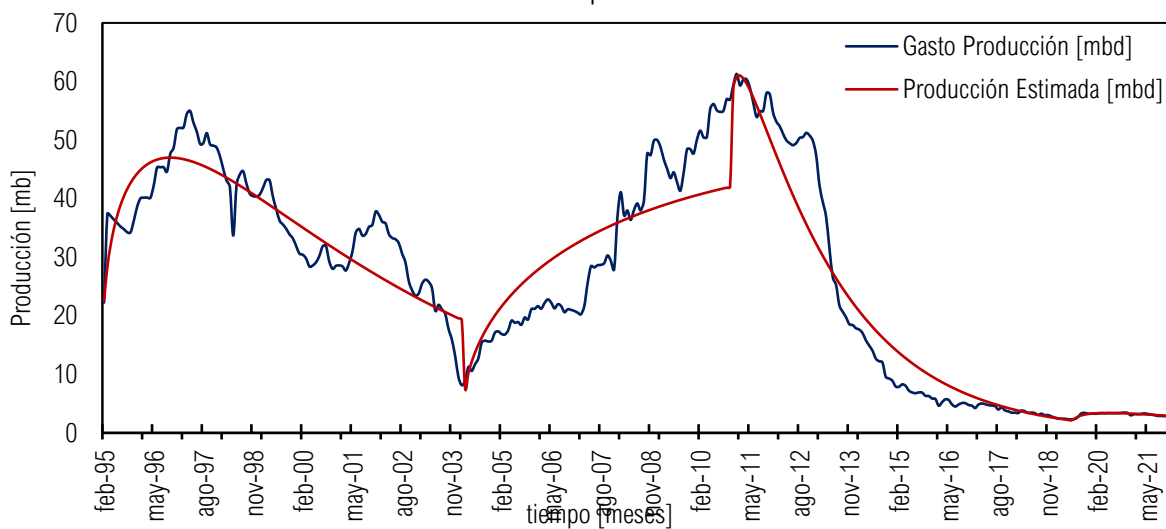
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
San Ramon	Sur	Cinco Presidentes	Cuencas del Sureste	426.122	5.927	117.262	653	54.417	27.519

Campo Santuario

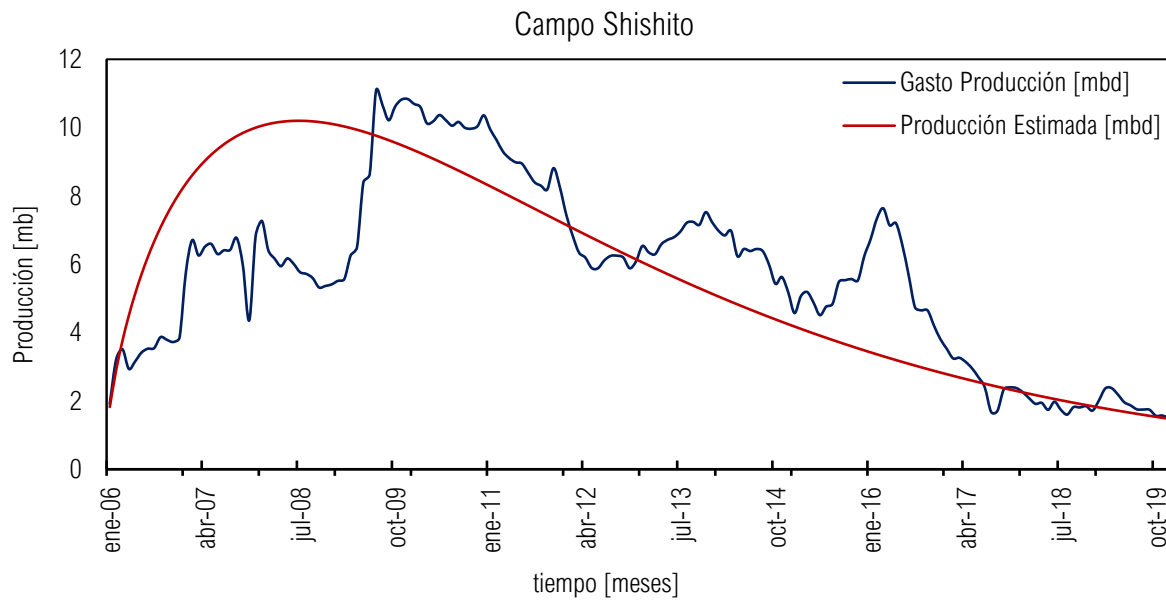


CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Santuario	Sur	Bellota Jujo	Cuencas del Sureste	216.600	18.270	86.961	645	53.750	40.148

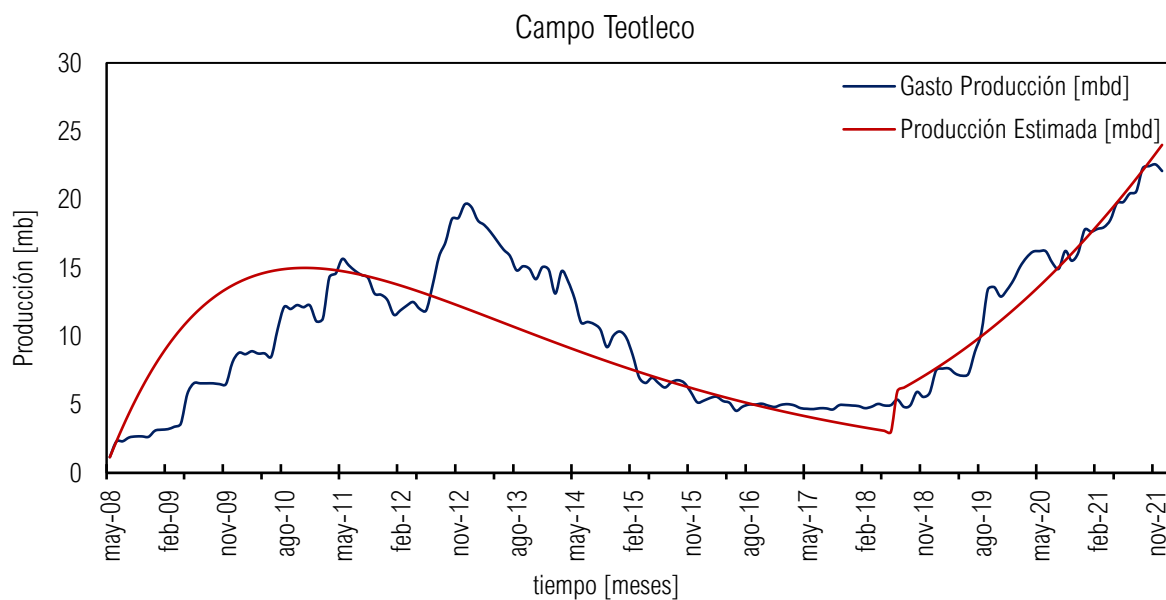
Campo Sen



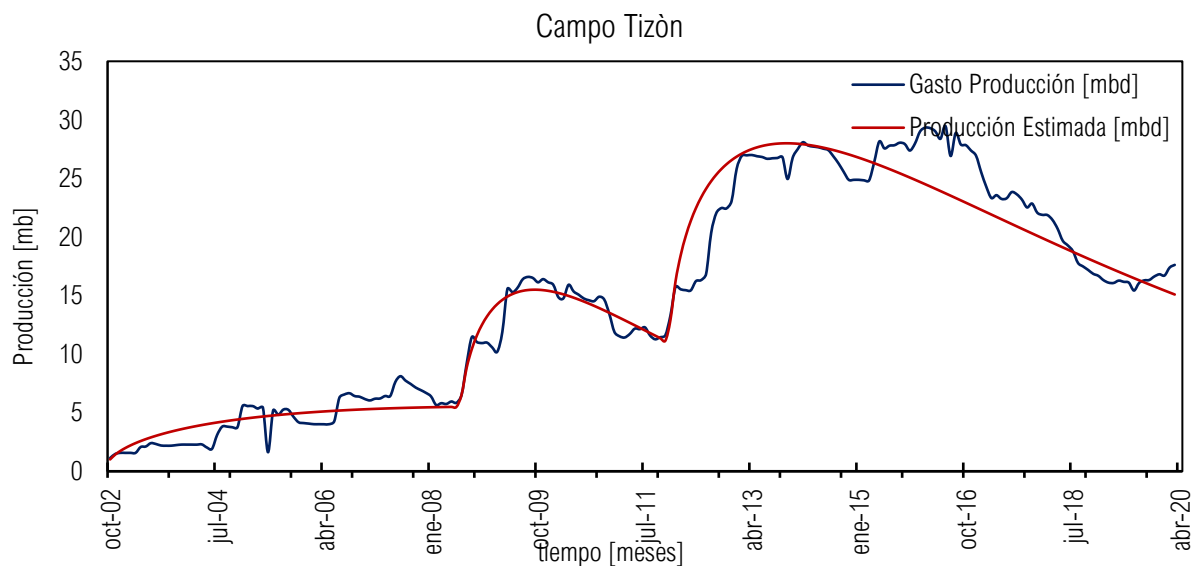
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Sen	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	979.856	7.133	319.517	415	34.583	32.609



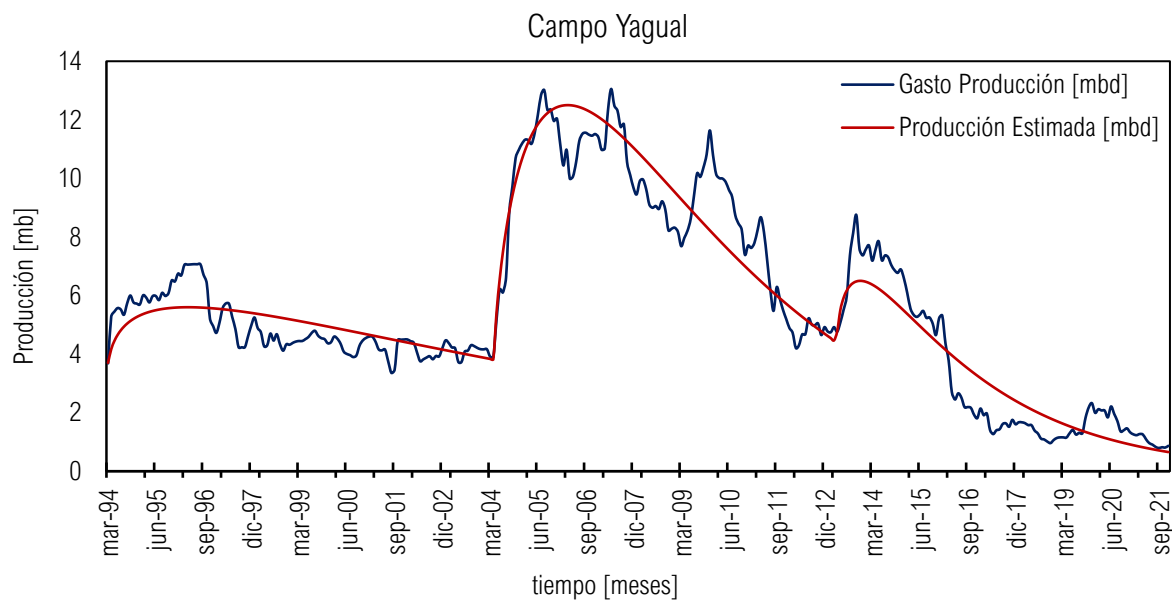
CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Shishito	Sur	Macuspana-Muspac	Cuencas del Sureste	72.473	1.475	32.643	220	18.333	45.041



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Teotleco	Sur	Macuspana-Muspac	Cuencas del Sureste	184.026	11.924	54.677	164	13.667	29.712



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Tizón	Sur	Samaria-Luna	Cuencas del Sureste	204.982	22.315	100.040	345	28.750	48.804



CAMPO	REGIÓN	ACTIVO	CUENCA	VOLUMÉN ORIGINAL CRUDO 1P [MMB]	RESERVA REMANENTE 1P [MMB]	PRODUCCIÓN ACUMULADA CRUDO [MMB]	MESES PRODUCIENDO	AÑOS PRODUCIENDO	FACTOR DE RECUPERACIÓN [%]
Yagual	Sur	Bellota-Jujo	Cuencas del Sureste	1,063.016	2.465	59.847	372	31.000	5.630

Referencias bibliográficas

Abreu, N., & Rodríguez, S. (2011). Análisis de los tipos de curvas de declinación de producción, aplicando el método gráfico y curva tipo Fetkovich para un yacimiento de gas. Tesis de licenciatura, Universidad de Oriente.

Álvarez de la Borda, J. (2006). *Crónica del petróleo en México*. Ciudad de México: Archivo Historico de Petroleos Mexicanos.

Bernell, J., & Gómez, G. (2016). Cálculo de petróleo original en sitio y evaluación de reservas. En Tesis de licenciatura (Universidad de América).

Cárdenas, J. (2015). Reforma Energética. Análisis y Consecuencias. México, CDMX: Tirant Lo Blanch.

Castellanos, F., Arévalo, J., Martínez, N., & Martínez, P. (junio, 2016). Análisis de Curvas de Declinación en Yacimientos No Convencionales con Contenido de Materia Orgánica y Gas Adsorbido. Memorias del Congreso Mexicano del Petróleo, 1, pp 1-18.

CNH. (abril 20, 2021). Análisis de Reservas de Hidrocarburos 1P, 2P y 3P al 1 de enero 2021. abril 20, 2021, de CNH Sitio web: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/presentaciones-sobre-reservas>

CNH. (abril 20, 2021). Proceso de Cuantificación y Certificación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2021. abril 20, 2021, de CNH Sitio web: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/presentaciones-sobre-reservas>

CNH. (agosto, 2019). Pronóstico de producción de petróleo y gas asociado a planes de desarrollo. febrero 18, 2020, de CNH Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/484414/06-Pronostico_Produccion_de_Petroleo_y_Gas_2024_Asociado_Planes_Desarrollo_1.pdf

CNH. (diciembre 16, 2021). Reservas de hidrocarburos por campo. enero 2, 2022, De <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/> Base de datos

CNH. (enero, 2021). Volumen original de aceite. mayo 30, 2021, de CNH Sitio web: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-reservas-de-hidrocarburos/resource/1afde3ee-c8e0-4fc7-b098-fa29d8d3f9e7>

CNH. (febrero 10, 2022). Nueva Producción en Campos Mexicanos. marzo 11, 2022, de Centro Nacional de Información de Hidrocarburos Sitio web: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/4846/nueva-produccion-en-campos.pdf>

CNH. (febrero 3, 2022). Rondas Petroleras. Cifras Relevantes. febrero 18, 2022, de CNH Sitio web: <https://rondasmexico.gob.mx/esp/cifras-relevantes/>

CNH. (julio, 2021). Nota Metodológica para la Estimación de la Prospectiva de Producción de Petróleo y Gas Natural 2021. agosto 21, 2021, de CNH Sitio web: https://hidrocarburos.gob.mx/media/4436/metodolog%C3%ADa-reporte-prospectiva-de-hidrocarburos_2dotrim2021.pdf

CNH. (mayo, 2022). Cuantificación anual de Reservas y del Ciclo de Certificación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2022. mayo 16, 2022, de CNH Sitio web: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/presentaciones-sobre-reservas>

CNH. (mayo, 2022). Reporte de la Cuantificación y Certificación de las Reservas de la Nación del año 2022. mayo 16, 2022, de CNH Sitio web: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/presentaciones-sobre-reservas>

CNH. (octubre, 2021). Informe de labores 2020. noviembre 3, 2021, de CNH Sitio web: <https://www.gob.mx/cnh/documentos/informe-de-labores-de-la-cnh>

CNH. (septiembre 19, 2019). Campos Prioritarios de Pemex. Septiembre 22, 2019, de CNH Sitio web: https://hidrocarburos.gob.mx/media/2950/reporte-campos-prioritarios-pemex_01102019.pdf

Cortés, P. (2019). Activos de producción. Región sur. julio 5, 2020, de Epmex Sitio web: <https://epmex.org/news/2020/12/18/activos-de-produccion-region-sur/>

Davidovich, A, García, G, & García, T. (2018, julio 10). La empresa petrolera en México antes y después de la reforma energética. Una aproximación. *Ciencia Administrativa*, 2, pp 84-102.

Del Río, J., Rosales, M., Ortega, V., & Maya, S. (2016). Análisis de la Reforma Energética. México, CDMX: Instituto Belisario Domínguez.

Escobar, F. (2012). Curvas de declinación. En Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos (pp 275-290). Colombia: Universidad Surcolombiana.

Han, M., Paredes, J., Pérez, R. & Godínez, D. (2020.01). Enfoque estocástico en el análisis de curvas de declinación. *Ingeniería petrolera*, 60, pp 4-9.

Lajous, A. (2014.03.05). Prospectiva petrolera a 2025. *economíaunam*, 8, pp 78-90.

Meyer, P. (1986). Probabilidad y aplicaciones estadísticas. México, CDMX: Addison-Wesley.

Montes, E., Calvete, F., & Mantilla, C. (junio, 2016). Aplicación de series de tiempo en la realización de pronósticos de producción. *El Reventón Energético*, 14, pp 79-88.

Paris, M. (2009). Análisis de las curvas de declinación. En Fundamentos de ingeniería de yacimientos (pp 503-518). Venezuela: Astro Data.

Pemex. (2019). Producción de hidrocarburos. octubre, 8, 2019, de Pemex Sitio web: <https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Paginas/default.aspx>

Pemex. (marzo 22, 2021). Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2021-2025. abril 13, 2021, de Pemex Sitio web: <https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Paginas/default.aspx>

Pemex. (octubre, 2021). Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos. 1 enero 2021. noviembre 5, 2021, de Subdirección Técnica de Exploración y Producción de Pemex Exploración y Producción Sitio web: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20hidrocarburos%20evaluaciones/20210101.pdf>

Porres, A. (enero 19, 2019). Potencial de Hidrocarburos en México. marzo 23, 2020, de CNH Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/433141/Pl_tica_7._Potencial_de_Hidrocarburos_en_Mexico.PDF

SENER. (octubre 28, 2020). Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2020-2024. febrero 20, 2021, de SENER Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591060/Plan_Quinquenal_2020-2024_vf_2.pdf

Torres, J., & Rangel, W. (2008). Análisis de datos de producción de un campo. Tesis de licenciatura, Universidad Industrial de Santander.

Wackerly, D., Mendenhall, W., & Scheaffer, R. (2010). Variables continuas y sus distribuciones de probabilidad. En Estadística matemática con aplicaciones. (pp 157-188). México, CDMX: Cengage Learnig.

Walpole, R., Myers, R., Myers, S., & Ye, K. (2012). Algunas distribuciones continuas de probabilidad. En Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias (pp 194-200). México, CDMX: Pearson.

Walpole, R., Myers, R., Myers, S., & Ye, K. (2012). Regresión lineal simple y correlación. En Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias (pp 389-410). México, CDMX: Pearson.