



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS MULTIVARIABLE PARA LA
CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO EN LA
EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS A TRAVÉS
DE LA SIMULACIÓN DE MONTECARLO**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA
JOSÉ RAFAEL GONZÁLEZ MARTÍNEZ**

**DIRECTOR DE TESIS
ING. GILBERTO SEBASTIÁN BARRERA**



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020

Agradecimientos.

Lo dedico y lo agradezco a:

¡A DIOS, POR DARME LA OPORTUNIDAD DE VIVIR Y SER PARTE DE LA RAZA HUMANA!, porque gracias a ti he podido cerrar un ciclo maravilloso y muy grande en mi vida, por lo que me has dado y ahora soy

Mis más grande tesoros, **Antonio y José Israel** por todo el cariño y paciencia que me han brindado y por el impulso con que siempre me alentaron a este momento y por ser mi familia. ¡ Gracias por todo!

Mi hermosa **UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**, la cual llevo en el corazón siempre, que me dio todo y abrió sus puertas del conocimiento para mí. A mi maravillosa **FACULTAD DE INGENIERIA** nido de muchos que como yo eligieren esta extraordinaria carrera y que con mucho orgullo, amor, pasión y respeto representaré

Mama Merlos, ¡fueron tan grandes tus consejos! Gracias por estar siempre a mi lado llenando mi vida de cariño y esperanza; pero sobre todo por una vida llena de valores inculcados y enseñanzas. ¡GRACIAS POR SER LA PIEDRA ANGULAR DE MI VIDA!

Irene Lazcano, ¡Que la vida te recompense con felicidad todo tu apoyo en el momento más crítico de mi vida !, pero sobre todo por tu incesante e incansable apoyo y entusiasmo para alcanzar mi meta, ¡siempre estarás ahí para escuchar y corregir!

A todos mis maestros de la carrera por sus conocimientos, consejos, confianza y formación; al Maestro Sebastián Barrera Gilberto; por su sabiduría; tiempo y aportaciones a este trabajo como mi director de tesis, a mis sinodales por apoyarnos y corregirnos: A todos ellos ¡Gracias!

A mis compañeros en el trabajo, por cederme tantas horas y turnos de trabajo para estudiar una carrera. ¡Gracias a todos!

Resumen

La política energética, que promueve la actual administración pública federal, se implementa alrededor de tres ejes considerados esenciales para alcanzar la autosuficiencia energética del país y en consecuencia frenar la importación de combustibles de otros países. Estos ejes corresponden al incremento de la producción de crudo por parte de Pemex, la construcción de la nueva refinería de Dos Bocas y la modernización de 60 centrales hidroeléctricas [1].

El primer eje antes mencionado es de especial interés para este trabajo de investigación de tesis, esto se debe a que, la mayor parte de la producción nacional de crudo proviene de campos maduros¹ y la metodología que aquí se expone representa un esfuerzo académico orientado al desarrollo de una nueva forma de estimar las tasas futuras de producción en este tipo de campos.

Esta metodología está fundamentada en conceptos matemáticos de probabilidad (Simulación de Montecarlo) y fue formulada con base en el estudio (de las variables operativas) de uno de los campos maduros más importantes de México (el campo Akal).

Los resultados obtenidos con la metodología desarrollada (relacionados a la proyección de producción futura de crudo en el campo Akal), resultan ser consistentes con su comportamiento histórico. Con base en esto, se efectúa un escalamiento de dichos resultados con el objetivo de compararlos con las proyecciones relacionadas a las actividades para el incremento en el factor de recuperación de campos maduros plasmadas en el Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024.²

Esta comparación muestra una diferencia significativa entre las tasas de producción definidas en el Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024 y las obtenidas con la metodología expuesta. Sin embargo, esta diferencia contiene un grado de incertidumbre, el cual está asociado a que sólo se tuvo acceso a la información histórica del campo Akal y para el resto de los campos se considera que se aplican o se aplicarán las mismas actividades que en Akal. Por lo tanto, el riesgo calculado en esta tesis podría ser más preciso en función de la disponibilidad de la información.

¹ Actualmente el 96% de la producción nacional proviene de campos maduros. [8]

² El escalamiento efectuado en la metodología propuesta de esta tesis conlleva un grado de incertidumbre, esto derivado de que sólo se cuenta con información robusta de Akal. Por lo tanto, para tener una mayor certidumbre al momento de efectuar el escalamiento a la producción nacional, se requiere del acceso a información de la totalidad de campos maduros del país.

Tabla de contenido

| | |
|--|-----------|
| Agradecimientos | 2 |
| Resumen | 3 |
| Índice de figuras | 5 |
| Índice de tablas | 6 |
| Índice de anexos | 7 |
| Nomenclaturas | 7 |
| Introducción | 8 |
| Justificación..... | 8 |
| Hipótesis..... | 9 |
| Objetivos | 9 |
| Objetivo general | 9 |
| Objetivos específicos | 9 |
| Capítulo 1. Estado del arte | 11 |
| 1.1.- Campos maduros en México..... | 11 |
| 1.2.- Estrategia de explotación | 12 |
| 1.3.- Análisis de históricos | 15 |
| Capítulo 2. Revisión matemática | 20 |
| 2.1.- Análisis multivariable | 20 |
| 2.2.- Simulación de Montecarlo | 20 |
| 2.3.- Interrelaciones de variables | 21 |
| Capítulo 3. Formulación de código | 25 |
| 3.1.- Lenguajes de alto nivel..... | 25 |
| 3.2.- Formulación de flujo de trabajo | 25 |
| 3.3.- Interfaz de usuario | 29 |
| Capítulo 4. Evaluación del impacto | 31 |
| 4.1.- Generación de escenarios | 31 |
| 4.2.- Discretización de escenarios..... | 36 |
| 4.3.- Integración para proyección futura..... | 39 |
| 4.4.- Diferenciación en el gasto de producción | 41 |

| | |
|---|-----------|
| 4.5.- Escalamiento en la estrategia | 43 |
| Conclusiones y recomendaciones | 50 |
| Conclusiones..... | 50 |
| Recomendaciones | 50 |
| Referencias..... | 51 |
| Anexos | 54 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Histórico de producción nacional de crudo (2000-2020)..... | 8 |
| Figura 2. Estado de madurez de los principales campos de México. | 11 |
| Figura 3. Producción de los principales campos en México (julio 2018)..... | 12 |
| Figura 4. Proyección de producción nacional de acuerdo con el plan nacional. | 13 |
| Figura 5. Histórico de producción de aceite del campo Akal (2000 - mar 2019) | 15 |
| Figura 6. Histórico de producción de gas del campo Akal (2000 - mar 2019) | 16 |
| Figura 7. Histórico de producción de agua del campo Akal (2000 - mar 2019)..... | 16 |
| Figura 8. Histórico de pozos en operación del campo Akal (2000 - mar 2019)..... | 17 |
| Figura 9. Horizonte de RGA utilizado para análisis probabilístico..... | 18 |
| Figura 10. Horizonte de Wc utilizado para análisis probabilístico. | 18 |
| Figura 11. Histórico de presión del campo Akal a NR hasta 2019. | 19 |
| Figura 12. Espesor de la columna de aceite de Akal (en MV). | 19 |
| Figura 13. Relación Espesor-Pozos operando (Akal 2017-2019). | 21 |
| Figura 14. Relación Pozos operando RGL/Pozo (Akal 2017-2019)..... | 22 |
| Figura 15. Relación RGL/Pozo-RGA (Akal 2017-2019). | 22 |
| Figura 16. Relación RGA-Qo (Akal 2017-2019). | 23 |
| Figura 17. Diagrama de flujo formulado para el cálculo de riesgo (Parte 1)..... | 26 |
| Figura 18. Diagrama de flujo formulado para el cálculo de riesgo (Parte 2)..... | 27 |
| Figura 19. Diagrama de flujo formulado para el cálculo de riesgo (Parte 3) | 28 |
| Figura 20. Interfaz de usuario de herramienta VBA para el cálculo de riesgo en el campo Akal..... | 30 |
| Figura 21. Total de escenarios simulados para el espesor productor de Akal. | 31 |
| Figura 22. Escenarios totales de pozos en operación obtenidos con simulación de Montecarlo..... | 32 |
| Figura 23. Escenarios totales de RGL/Pozo en operación obtenidos con simulación de Montecarlo..... | 33 |

| | |
|--|----|
| Figura 24. Escenarios totales de RGA obtenidos con simulación de Montecarlo. | 34 |
| Figura 25. Escenarios totales de Qo obtenidos con simulación de Montecarlo..... | 35 |
| Figura 26. Escenario de espesor de formación con mayor probabilidad de ocurrencia. ... | 36 |
| Figura 27. Escenario de pozos en operación con mayor probabilidad de ocurrencia. | 37 |
| Figura 28. Escenario de RGL/Pozo con mayor probabilidad de ocurrencia. | 37 |
| Figura 29. Escenario de RGA con mayor probabilidad de ocurrencia. | 38 |
| Figura 30. Escenario de Qo con mayor probabilidad de ocurrencia. | 38 |
| Figura 31. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para espesor de formación. | 39 |
| Figura 32. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para el número de pozos en operación. | 39 |
| Figura 33. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para la RGL/Pozo. | 40 |
| Figura 34. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para la RGA..... | 40 |
| Figura 35. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para la producción de aceite..... | 41 |
| Figura 36. Declinación natural Vs gasto de aceite medido en Akal. | 41 |
| Figura 37. Comparación semilogarítmica de declinación natural Vs gasto reportado en Akal. | 42 |
| Figura 38. Diferencia de perfiles de producción futuros (natural Vs Montecarlo). Fuente: Elaboración propia. | 42 |
| Figura 39. Estrategia para el incremento de la producción nacional de crudo (reordenado). | 46 |
| Figura 40. Discretización de la producción base (campos maduros y en desarrollo)..... | 47 |
| Figura 41. Escalamiento de producción por actividades para el incremento del factor de recuperación de campos maduros. | 48 |
| Figura 42. Impacto en el cambio de producción nacional futura considerando resultados de la simulación de Montecarlo. | 49 |

Índice de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Volumen de reservas 2P de campos maduros contemplados para reactivación. | 14 |
| Tabla 2. Estimación del riesgo en Qo y Np del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024 (parte 1). | 44 |
| Tabla 3. Estimación del riesgo en Qo y Np del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024 (parte 2). | 45 |
| Tabla 4. Estimación del riesgo en Qo y Np del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024. | 46 |

Índice de anexos

| | |
|---|----|
| Anexo 1. Función de dependencia espesor-pozos operando. | 55 |
| Anexo 2. Función de dependencia pozos operando-RGL/Pozo. | 56 |
| Anexo 3. Función de dependencia RGL/Pozo-RGA..... | 57 |
| Anexo 4. Función de dependencia RGA-Qo..... | 58 |
| Anexo 5. Comando para la carga de parámetros operativos del campo. | 59 |
| Anexo 6. Resultados del comando para el cálculo de relaciones de variables operativas. | 60 |
| Anexo 7. Premisas para limitar la simulación de Montecarlo. | 61 |
| Anexo 8. Generación de escenarios futuros para cada variable analizada. | 62 |
| Anexo 9. Menú para visualización de los resultados de la simulación de Montecarlo. | 63 |
| Anexo 10. Integración de parámetros operativos históricos con sus proyecciones futuras. | 64 |

Nomenclaturas

| | |
|-----------------|--|
| 2P | Reservas probables con 50% de factibilidad comercial |
| C-43 | Bloque Cantarell-43 de Akal |
| KL | Bloque Kilo-Lima de Akal |
| MMbpce | Millones de barriles de petróleo crudo equivalente |
| MV | Metros verticales |
| NE | Bloque Noreste de Akal |
| Np | Volumen de aceite producido acumulado |
| NR | Nivel de referencia |
| NW | Bloque Noroeste de Akal |
| PPR | |
| pc/bbl | Pies cúbicos estándar por barril |
| Qg | Gasto de gas |
| Qo | Gasto de aceite |
| Qw | Gasto de agua |
| RGA | Relación Gas-Aceite |
| RGL | Relación Gas-Líquido |
| RGL/Pozo | Cociente entre la RGL total y el total de pozos operando |
| SE | Bloque Sureste de Akal |
| SW | Bloque Suroeste de Akal |
| TIOBE | Indicador de la popularidad de los lenguajes de programación |
| VBA | Visual Basic for Application es el lenguaje de macros de Microsoft |
| Wc | Corte de agua |

Introducción

Justificación

La producción nacional histórica de crudo, analizada desde el año 2000 y hasta la actualidad, muestra un pico de producción de 3.4 millones de barriles por día (en 2004) y una tendencia a la baja con un valor mínimo de 1.6 millones de barriles por día (en 2019). (Figura 1).

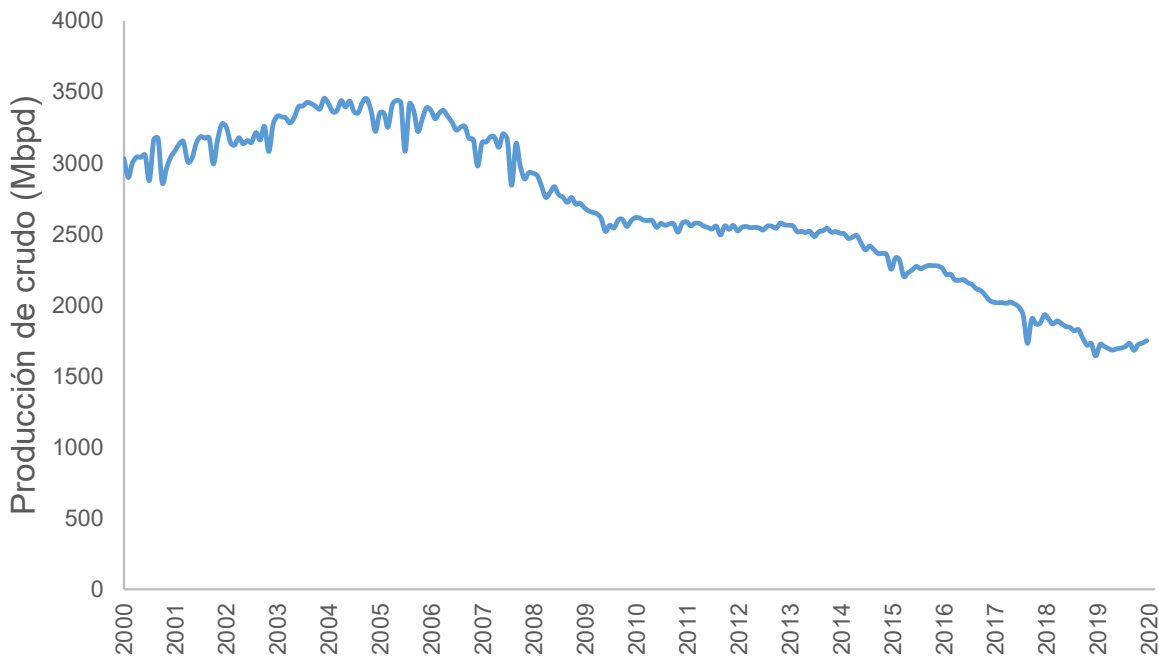


Figura 1. Histórico de producción nacional de crudo (2000-2020).

Fuente: Elaboración propia con información de [2] [3]

En este sentido, la administración pública federal ha formulado una estrategia denominada “Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024”, la cual contempla la puesta en marcha de proyectos de inversión en exploración y producción de campos en tierra y aguas someras de Veracruz, Tabasco y Campeche. Estos proyectos tienen el objetivo de incrementar gradualmente la producción nacional hasta alcanzar la meta de 2 millones 624 mil barriles diarios al 31 de diciembre de 2024 [4]. El plan se sustenta en cinco objetivos estratégicos y 16 líneas de acción, entre las cuales destacan [5]:

1. Asegurar el incremento de reservas, enfocando la inversión en las cuencas del sureste de aguas someras y tierra, así como las cuencas del norte convencionales.
2. Desarrollar de manera acelerada los campos descubiertos, cuidando y garantizando siempre el máximo factor de recuperación.
3. Reducción sistemática de costos, implementando nuevos procesos y nuevos modelos de contrato.
4. Incorporación de reservas de aproximadamente mil 500 millones de barriles por año e incremento de las inversiones en exploración en aproximadamente un 10% anual.

5. Incrementar la actividad en perforación y reparación de pozos en los campos en explotación con reservas 2P, aumentar el factor de recuperación en campos maduros y reducir la declinación de los yacimientos en explotación.

Estos puntos presentan como denominador una serie de acciones para incrementar la producción en campos ya en explotación, sin embargo, es importante señalar que la mayor parte de la producción nacional proviene de campos maduros³, por lo que, estudiar el comportamiento históricos de las variables que intervienen en las tasas de producción de dicho tipo de campos es crucial para estimar con certeza su comportamiento futuro y por ende mejorar de alguna manera las proyecciones de producción en el Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024.

El estudio de las variables, que dictan el comportamiento de la producción en campos maduros, implica analizar a fondo las ventajas y desventajas de éstos; por un lado, las ventajas más importantes se relacionan con la reducción de costos en exploración, evaluación de potencial, perforación y terminación de pozos de desarrollo e infraestructura para el manejo de la producción; por otro lado, estas ventajas son atenuadas al considerar que dicha explotación implica, entre otras cosas, la implementación de costosos procesos de recuperación secundaria y mejorada, la reconfiguración de instalaciones de producción para el manejo de altos cortes de agua y elevadas RGA, un importante grado de incertidumbre en el éxito de los procesos para extraer el volumen remanente recuperable en el yacimiento y finalmente el deterioro de las instalaciones [6].

Hipótesis

Mediante el desarrollo de una metodología técnica-matemática y un código de programación de alto nivel es posible procesar el comportamiento histórico de las variables operativas de campos maduros que definen las tasas de producción de aceite y con esto estimar un ritmo de producción futura que muestre fluctuaciones consistentes con las observadas históricamente.

Objetivos

Objetivo general

Desarrollar una metodología basada en matemáticas aplicadas y programación avanzada para estimar la producción futura en campos maduros que sea consistente con el comportamiento histórico de producción de dichos campos.

Objetivos específicos

1. Efectuar la documentación relacionada con el histórico de producción de algunos campos maduros de la Región Marina Noreste o Suroeste.
2. Llevar a cabo el análisis para la identificación de las variables que influyeron en el comportamiento histórico de producción de los campos de estudio y la manera de cómo dichas variables podrían definir el comportamiento futuro.

³ Actualmente el 96% de la producción nacional proviene de campos maduros. [8]

3. Estudiar las potenciales aplicaciones de la simulación de Montecarlo en la predicción de comportamientos futuros de variables.
4. Desarrollar una herramienta en VBA que sea simple e intuitiva pero con un código suficientemente robusto para realizar los cálculos probabilísticos para la cuantificación de riesgo.
5. Evaluar el impacto que los escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia tendrían con respecto a los objetivos de producción planteados por el plan nacional de producción de hidrocarburos.
6. Cuantificar (probabilísticamente) el riesgo que existiría (con respecto al alcance de las metas de producción) en el Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024, con base en las premisas y los procesos de la metodología propuesta.

Capítulo 1. Estado del arte

1.1.- Campos maduros en México

Un campo es maduro cuando se tiene una tendencia claramente declinante en su producción. Sin embargo, no hay una definición única sobre este término, cada empresa determina la madurez de sus campos y aplica su propio concepto. Algunas definiciones de cuando un campo es maduro, son: cuando se ha producido más del 50 por ciento de las reservas probables (2P), cuando se ha producido en más de 25 años, cuando la producción ha declinado a menos del 50% de su plataforma de producción, cuando la producción acumulada equivale al 50% de la reserva 2P inicial [7] o cuando la producción alcanzó su pico de producción y ha comenzado su periodo de declinación [8].

Los campos maduros en México generalmente se definen como aquellos que han alcanzado el pico máximo de su producción y han entrado en una etapa de declinación, sin embargo, el concepto de madurez también es dinámico, por lo que puede ser temporal en función de las condiciones del mercado y nivel de costos de extracción y producción. Hasta ahora, los complejos de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap son los que más aportan a la producción nacional y la mayoría de los campos asociados a estos complejos se clasifican como maduros [9]. En la **Figura 2** se muestra la etapa de madurez de los principales campos de México.

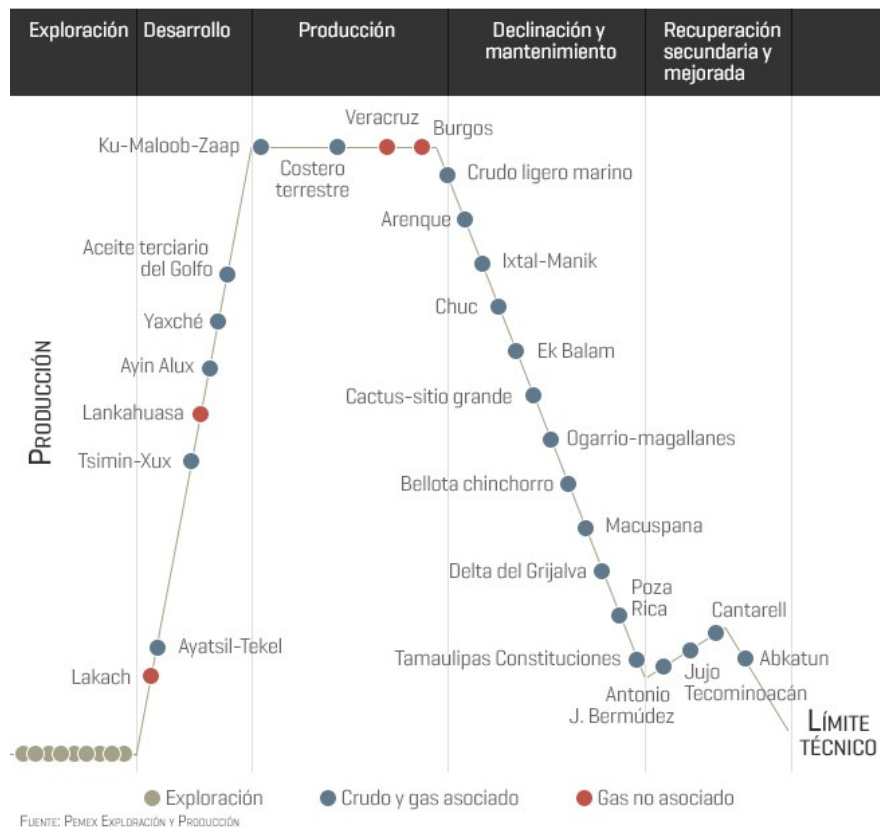


Figura 2. Estado de madurez de los principales campos de México.
Fuente: Extraído de [9]

Actualmente México enfrenta dos retos en su producción petrolera: la concentración de la producción en pocos campos (5 campos proveen más del 50% de los barriles diarios) y que el 96% proviene de campos maduros con más de 25 años en producción y a los que se le han extraído más del 50% de las reservas 2P estimadas (**Figura 3**).

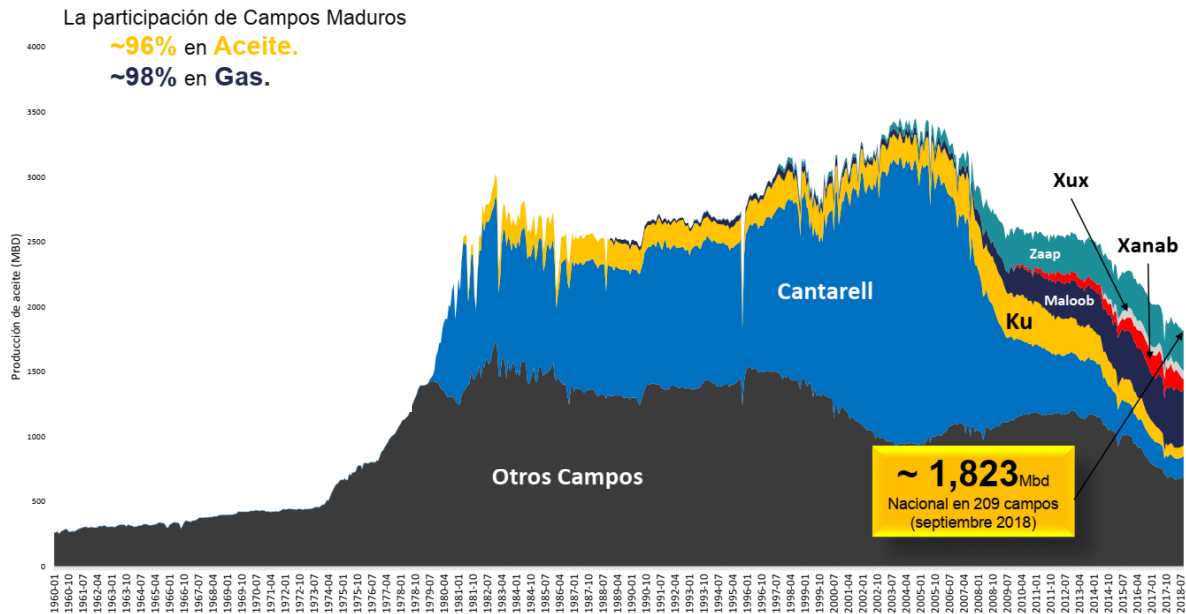


Figura 3. Producción de los principales campos en México (julio 2018).

Fuente: Modificado de [8]

1.2.- Estrategia de explotación

La estrategia de producción de hidrocarburos en el horizonte 2019-2024 está compuesta por 5 líneas de acción (**Figura 4**). Dentro de estas líneas se encuentra una denominada “Incremento en el factor de recuperación de campos maduros” que consiste en extender la vida de los campos maduros mediante técnicas de recuperación secundaria y diversas operaciones correspondientes a reparaciones menores de pozo [10] [11].

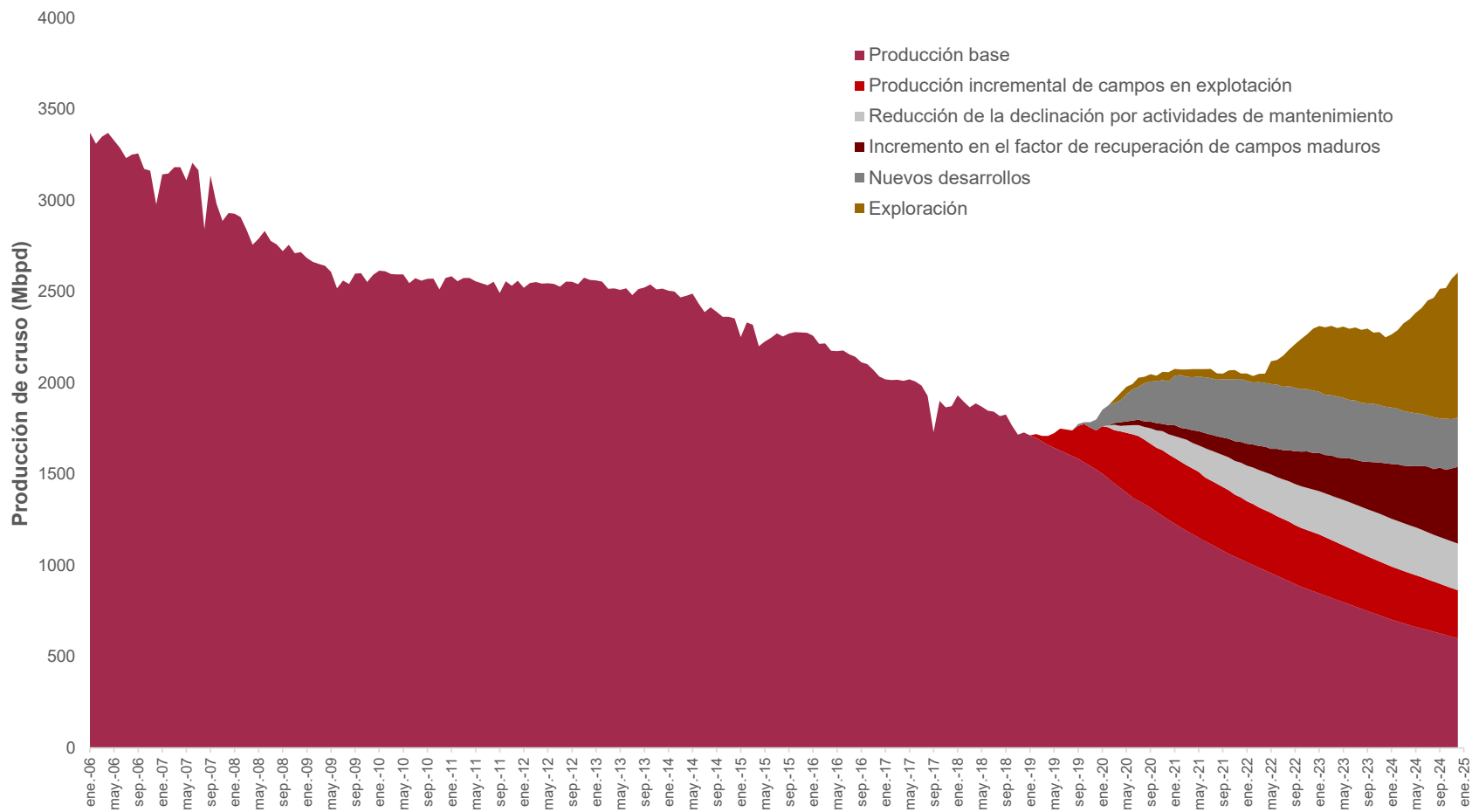


Figura 4. Proyección de producción nacional de acuerdo con el plan nacional.
Fuente: Modificado de [10] [11].

Es importante indicar que, en conjunto, los campos maduros contemplados en la estrategia de reactivación suman 2,751 MMbpce en reservas 2P, sin embargo, la mayor parte de estas reservas pertenecen al campo Akal, el mayor campo del complejo Cantarell, con 1,894 MMbpce (**Tabla 1**).

| Tipo | Campo | Reserva 2P MMbpce | Campo | Reserva 2P MMbpce | Campo | Reserva 2P MMbpce | | |
|--------------------------------|-------------------|------------------------------|---------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|-----------|----|
| Aguas Someras | Akal | 1894 | Ku - Eoceno y JSK | 58 | Ixtal | 42 | | |
| | Ayin | 97 | Zaap - Eoceno y JSK | 46 | Maloob - Eoceno y JSK | 31 | | |
| | | | Bacab - JSK | | 50 | | Lum - JSO | 32 |
| | | | | | | | May | 19 |
| Recuperación Secundaria | Agua Fría | 81 | | | | | | |
| | Tamaulipas | 83 | | | | | | |
| | Constitución | | | | | | | |
| | Poza Rica | 81 | | | | | | |
| | Los Soldados | 13 | | | | | | |
| | Cinco Presidentes | 20 | | | | | | |
| | Rodador | 13 | | | | | | |
| Complejidad Técnica | Jujo-Tecominoacán | 173 | Gallo | 51 | | | | |
| | Coapechaca | 110 | Ahuatepec | 10 | | | | |
| | Samaria | 107 | | | | | | |
| | Terra | 25 | | | | | | |
| | Sunuapa | 17 | | | | | | |
| | Ayocote | 9 | | | | | | |
| Marginales | Platanal | 8 | Chipilín | 1 | Cervelo | 0.4 | | |
| | Cobra | 8 | Cactus | 4 | Brillante | 0.7 | | |
| | Nelash | 5 | Gaucha | 2 | Miralejos | 0.2 | | |
| | Bacal | 1 | José Colomo | 3 | Apertura | 0.1 | | |
| | Tiumut | 2 | Muspac | 2 | Kabuki | 0.6 | | |
| | Lacamango | 2 | Comoapa | 2 | Obertura | 0.1 | | |
| | Chiapas-Copanó | 2 | Luna-Palapa | 2 | Dulce | 0.3 | | |
| | | | Artesa | 1 | | | | |
| | | | Sitio Grande | 1 | | | | |

Tabla 1. Volumen de reservas 2P de campos maduros contemplados para reactivación.
Fuente: Elaboración propia con información de [12]

1.3.- Análisis de históricos

Para efecto de dar cumplimiento a los objetivos de este trabajo de investigación, en este punto de la tesis, se delimita el análisis haciendo énfasis en el estudio del campo Akal. En la **Figura 5** se muestra el comportamiento de la producción de este campo desde el año 2000 hasta el mes de marzo 2019⁴.

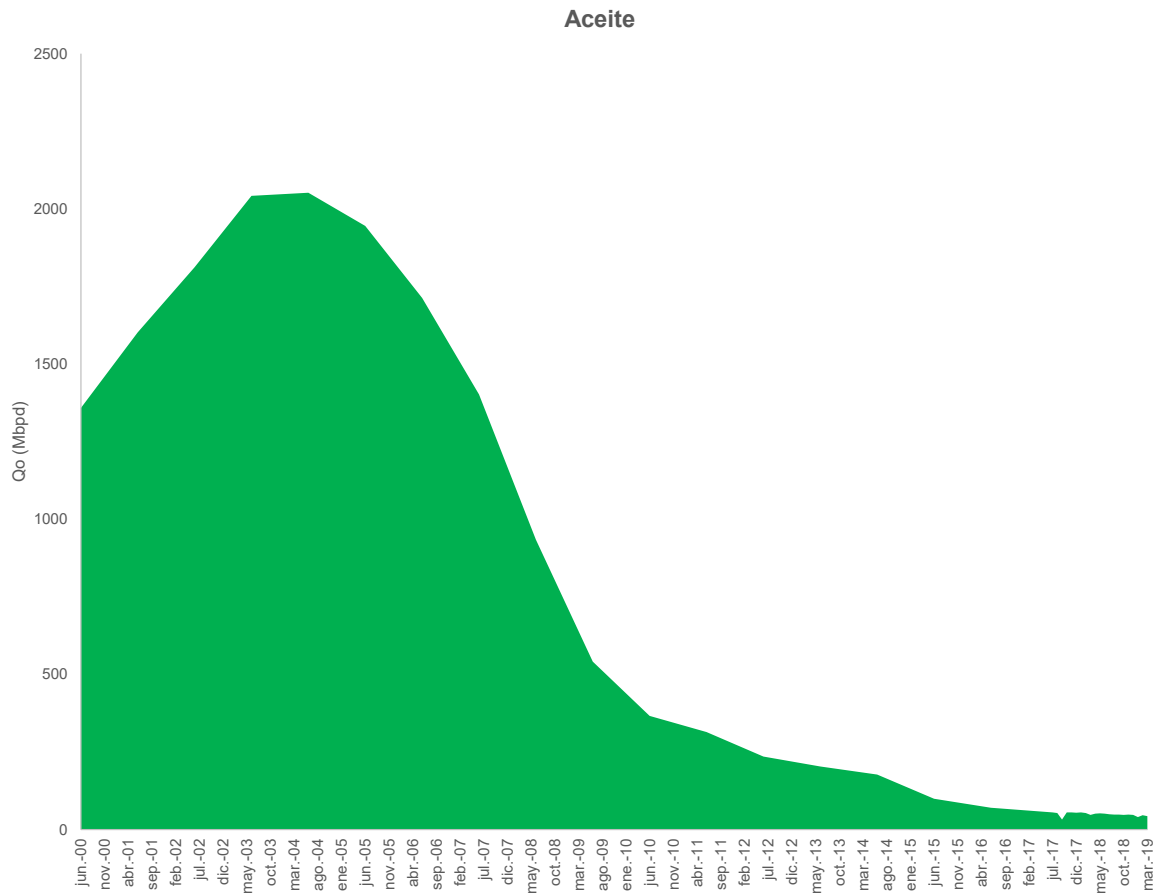


Figura 5. Histórico de producción de aceite del campo Akal (2000 - mar 2019)

Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17]

Debido a que el análisis que se desarrolla en esta tesis es de índole multivariable, es conveniente revisar el histórico de producción de gas y agua. Asimismo, resulta importante considerar el número de pozos que históricamente han estado operando. Este último elemento permite estimar el gasto medio que cada pozo aporta a la producción neta del campo. En la **Figura 6**, **Figura 7** y **Figura 8** se muestran estos históricos, respectivamente.

⁴ Datos oficiales más actuales a los que se tiene acceso.

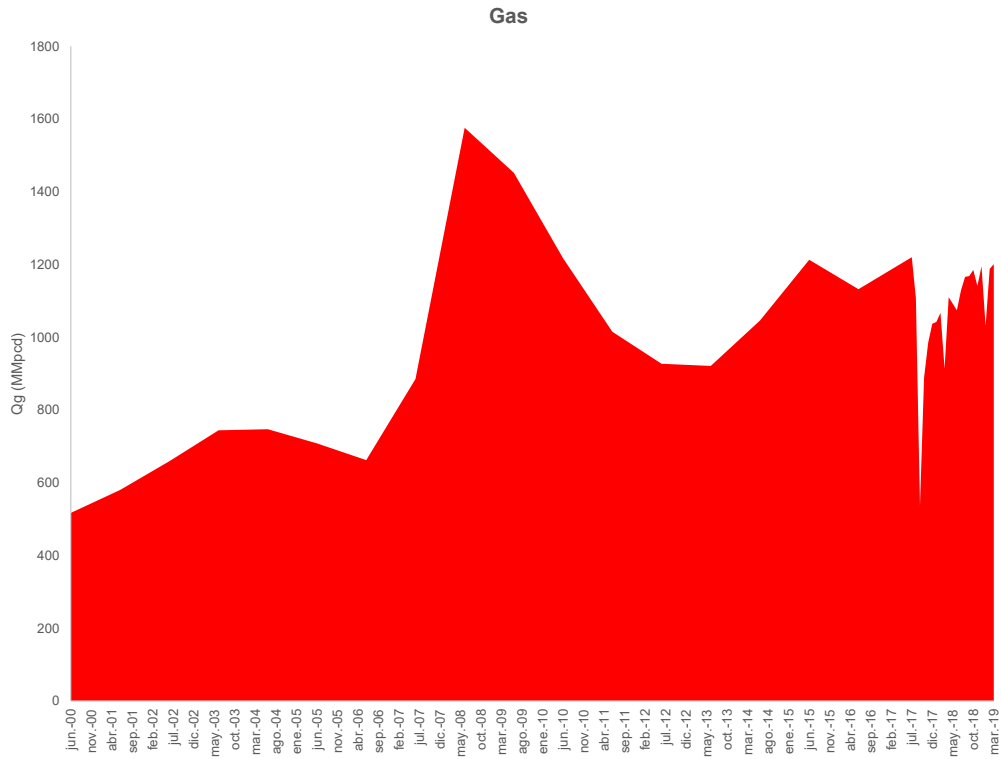


Figura 6. Histórico de producción de gas del campo Akal (2000 - mar 2019)
 Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17]

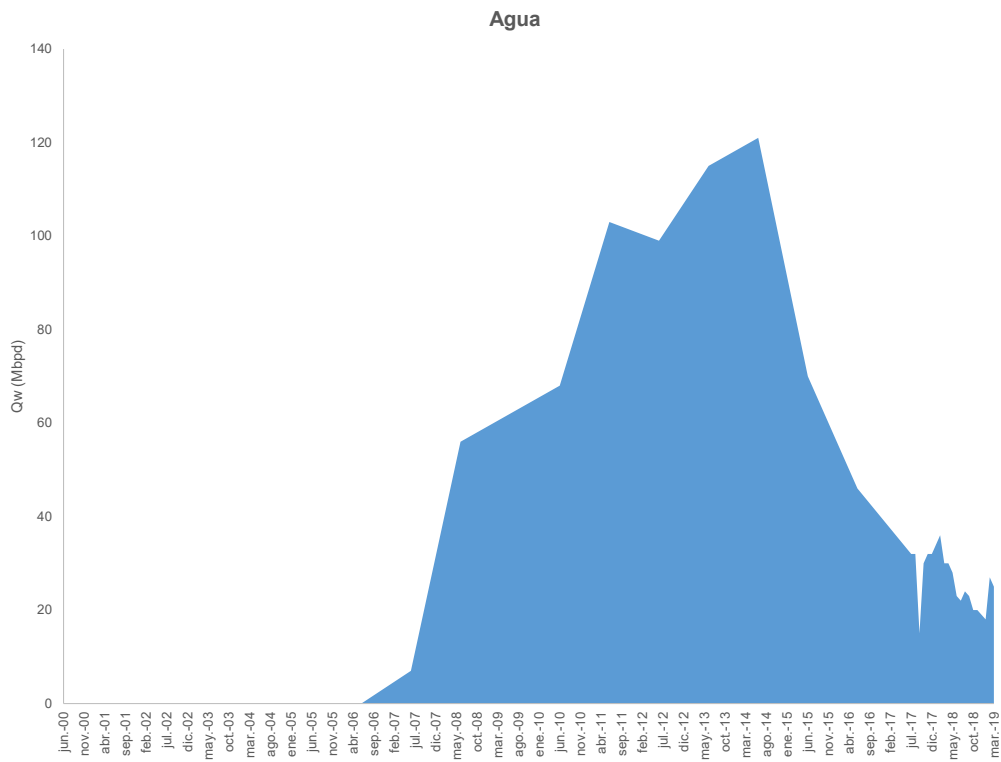


Figura 7. Histórico de producción de agua del campo Akal (2000 - mar 2019)
 Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17]

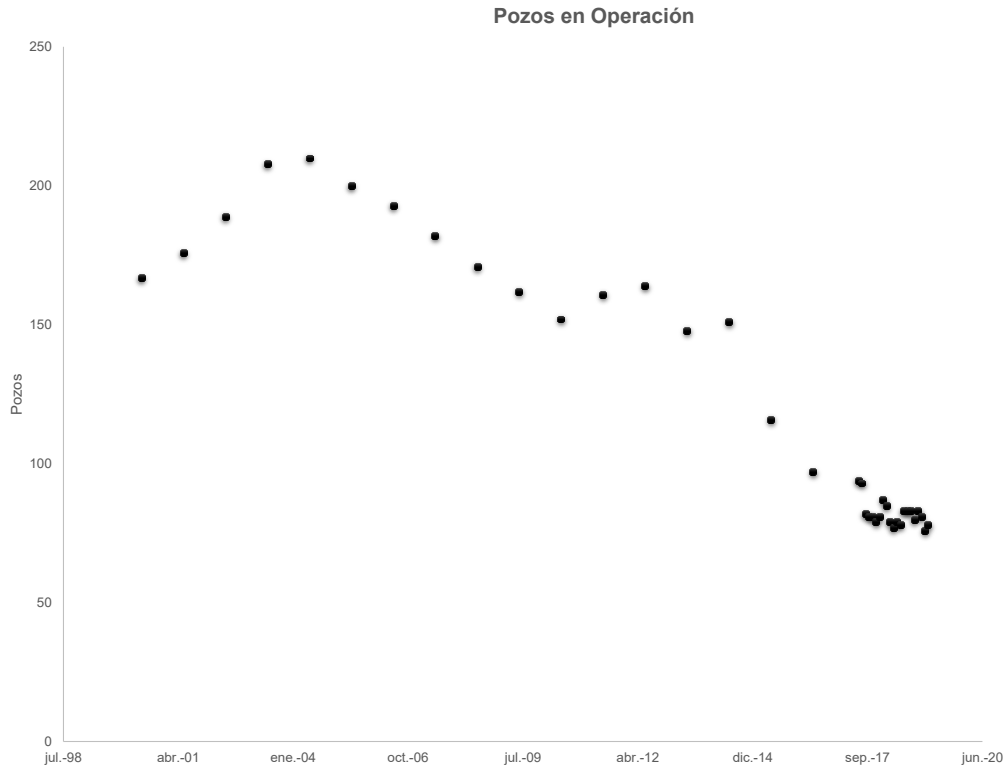


Figura 8. Histórico de pozos en operación del campo Akal (2000 - mar 2019)
Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17]

Debido a que el análisis que se efectúa en esta investigación de tesis es probabilístico, resulta conveniente examinar con más profundidad las variables que dictaron el comportamiento de la producción durante los últimos tres años. Esta restricción está fundamentada en 2 elementos importantes, el primero corresponde a que el comportamiento de la producción de los últimos 3 años es completamente diferente a la presentada en el horizonte de tiempo de 2000 a 2014, aproximadamente, y el segundo elemento está asociado a la densidad de los datos obtenidos, es decir, que en los últimos años se tiene información operativa más discreta que muestra mensualmente el comportamiento del ritmo de producción.

Con base en lo anterior, se llevó a cabo el cálculo de distintos indicadores operativos desde julio de 2017, estos indicadores corresponden a los valores medios de RGA y Wc. Estos resultados son los mostrados en la **Figura 9** y **Figura 10**, respectivamente. Con respecto al parámetro RGA, en el proceso de explotación se refleja una tendencia a la alza, la cual se debe a que en el año 2000 comenzó en Akal un proceso de recuperación secundaria por inyección de nitrógeno al casquete de gas [18], dicho proceso fue fortalecido por la inyección de gas amargo en 2004 [19] para mitigar la abrupta caída de la producción de aceite.



Figura 9. Horizonte de RGA utilizado para análisis probabilístico.
 Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

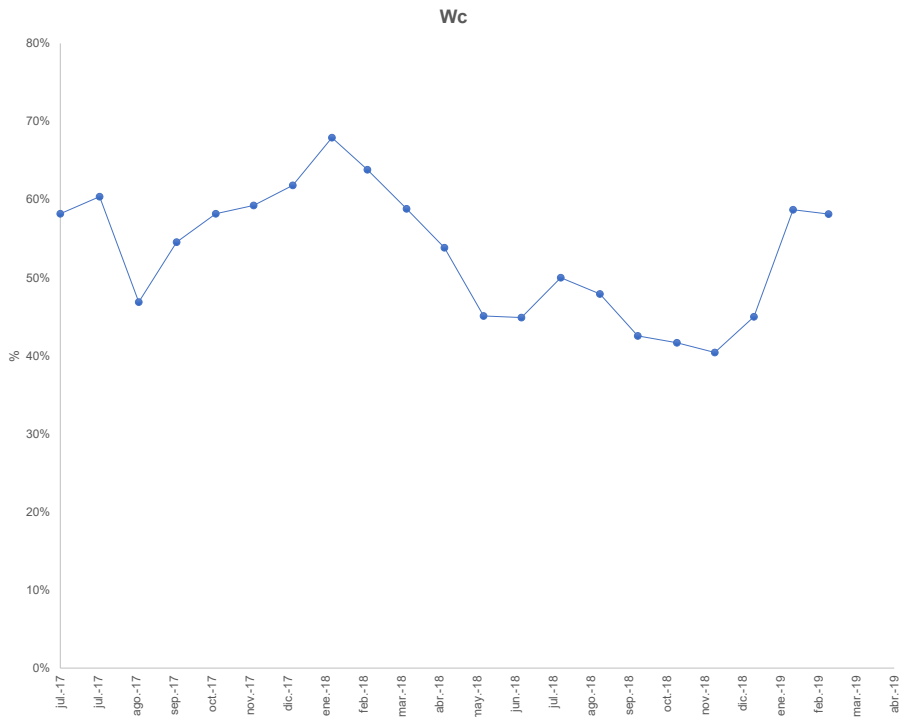


Figura 10. Horizonte de Wc utilizado para análisis probabilístico.
 Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

El campo Akal está dividido por 6 bloques (NW, C-43, NE, SE, SW y KL), en cada uno de ellos se tiene un registro de presión al nivel de referencia (NR) [16] [17]. Se considera que esta información, sobre el histórico de presión, es sumamente importante, debido a que Akal se encuentra en un proceso de recuperación secundaria por inyección de nitrógeno y gas amargo al casquete de Akal, dicho proceso concluirá en el año 2030 [20]. En la **Figura 11** se muestra el comportamiento histórico de la presión hasta mediados de 2019.

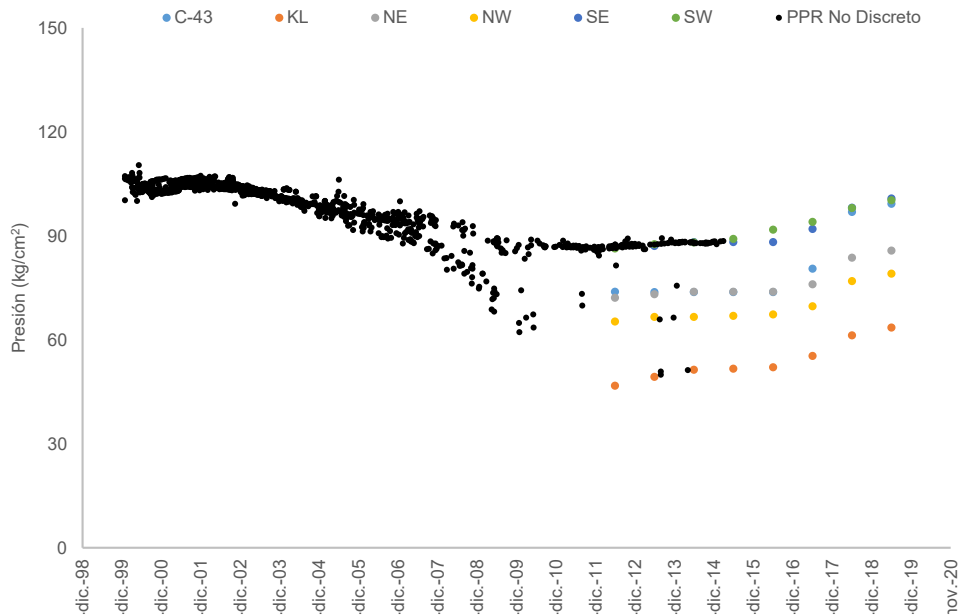


Figura 11. Histórico de presión del campo Akal a NR hasta 2019.
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

El comportamiento disperso de la presión al NR en Akal se debe a que el casquete generado por la inyección de nitrógeno y gas amargo no tiene un avance homogéneo, en consecuencia, el espesor de la ventana de aceite en cada bloque es diferente. El comportamiento histórico del espesor de la ventana de cada bloque es mostrado en la **Figura 12**.

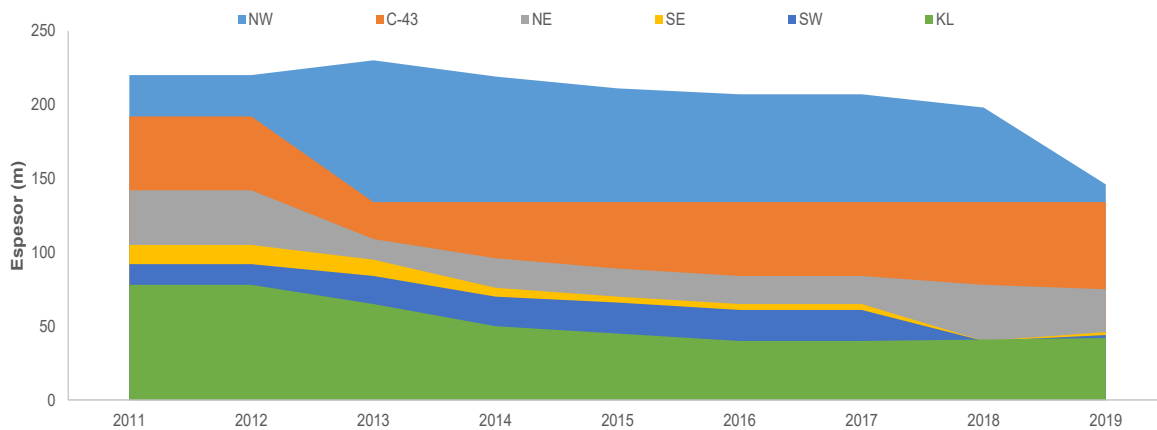


Figura 12. Espesor de la columna de aceite de Akal (en MV).
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

Capítulo 2. Revisión matemática

2.1.- Análisis multivariable

El análisis multivariable se define como el conjunto de métodos estadísticos cuya finalidad es analizar simultáneamente conjuntos de datos en el sentido de que hay varias variables medidas para cada individuo u objeto estudiado. Los objetivos del análisis multivariable pueden sintetizarse en [21]:

1. Proporcionar métodos cuya finalidad es el estudio conjunto de datos multivariantes mediante análisis estadístico unidimensional y bidimensional.
2. Ayudar al investigador a tomar decisiones óptimas en el contexto en el que se encuentre, teniendo en cuenta la información disponible por el conjunto de datos analizados.

Para que un análisis se considere multivariado todas las variables deben ser aleatorias y relacionadas de tal manera que, el efecto que producen no pueda ser interpretado de manera individual [22].

Para efectos de esta investigación de tesis se emplea el análisis multivariable para los fines enunciativos más no limitativos siguientes:

1. Representar datos de forma inteligible e intuitiva.
2. Esclarecer la distribución real de las variables de mayor impacto.
3. Desarrollar un modelo de predicción basado en múltiples variables.
4. Hallar las relaciones de causa-efecto entre variables.

2.2.- Simulación de Montecarlo

La simulación de Montecarlo es un método estadístico utilizado para resolver problemas matemáticos complejos a través de la generación de variables aleatorias. La simulación de Montecarlo o método de Montecarlo le debe el nombre al famoso casino del principado de Mónaco. La ruleta es el juego de casino más famoso y también el ejemplo más sencillo de mecanismo que permite generar números aleatorios [23].

La clave de este método está en entender el término 'simulación'. Realizar una simulación consiste en repetir o duplicar las características y comportamientos de un sistema real. Consecuentemente, el objetivo principal de la simulación de Montecarlo es intentar imitar el comportamiento de variables reales para, en la medida de lo posible, analizar o predecir cómo van a evolucionar [23].

A través de la simulación se pueden resolver desde problemas muy sencillos, hasta problemas muy complejos. Algunos problemas pueden solucionarse con papel y bolígrafo, sin embargo, la mayoría requieren el uso de programas informáticos como Excel, R Studio o Matlab [23].

2.3.- Interrelaciones de variables

Una de las premisas más importantes de análisis multivariable corresponde a que, el gasto de producción (Q_o) representa la variable dependiente en todas las relaciones y funciones que se presentan con otras variables, es decir, se considera que el gasto de aceite depende del comportamiento histórico de otras variables operativas, tales como:

1. El espesor de la ventana de aceite, que a su vez depende del gasto de gas amargo y nitrógeno inyectado al casquete.
2. El número de pozos en operación, el cual se depende de la cantidad de gas y agua que se puede manejar en las instalaciones superficiales de producción.
3. La producción de gas y agua, las cuales se relacionan con la producción de aceite mediante los parámetros RGL y RGA.

Con el objetivo de relacionar las variables mencionadas anteriormente, se hizo uso de una cadena de dependencias que comienza con la variable espesor y termina con la variable Q_o (**Figura 13**, **Figura 14**, **Figura 15** y **Figura 16**).

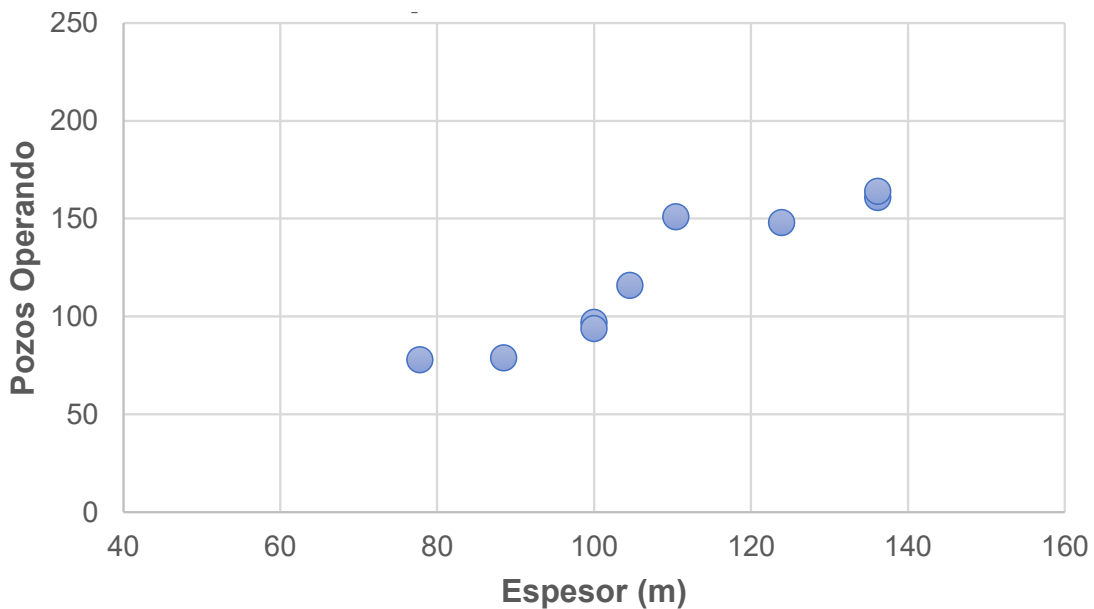


Figura 13. Relación Espesor-Pozos operando (Akal 2017-2019).
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

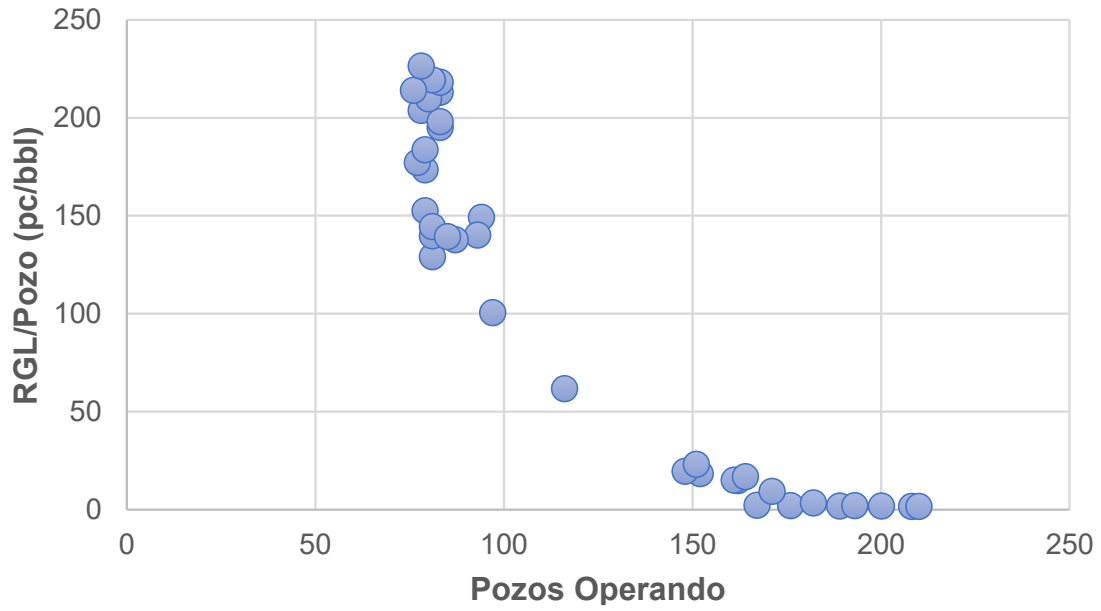


Figura 14. Relación Pozos operando RGL/Pozo (Akal 2017-2019).
 Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

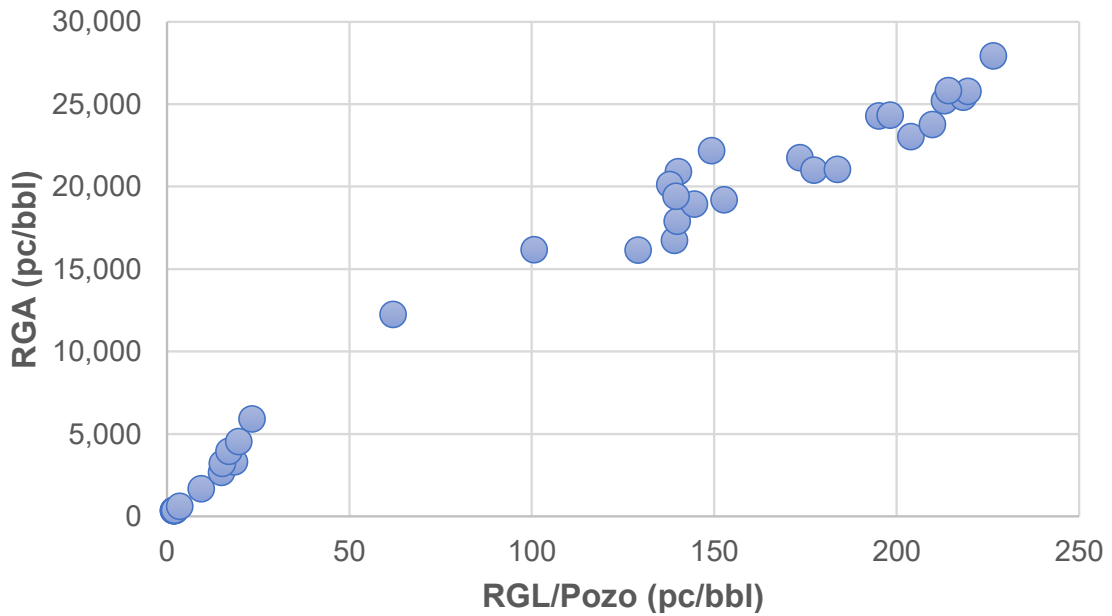


Figura 15. Relación RGL/Pozo-RGA (Akal 2017-2019).
 Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

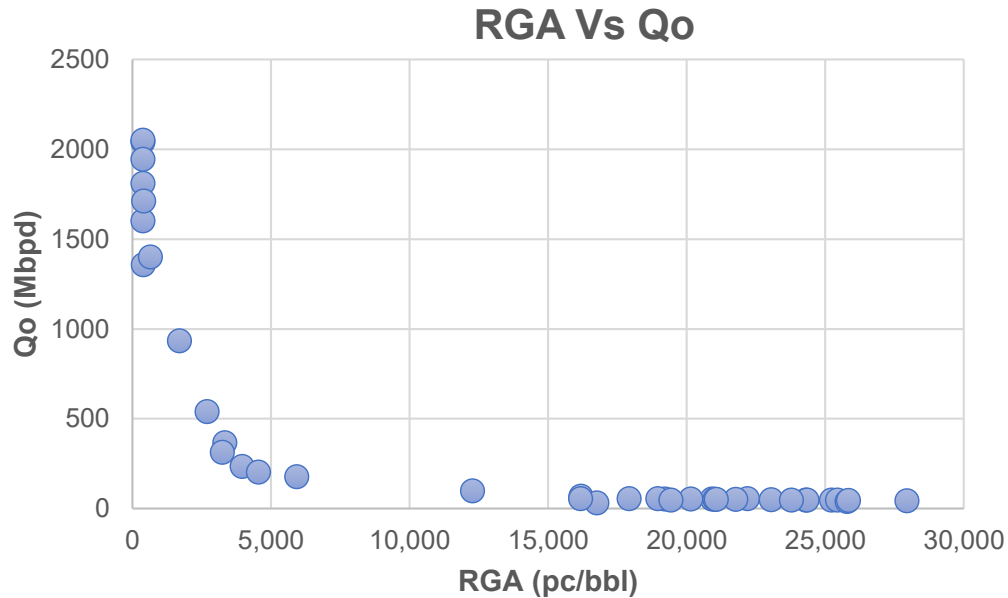


Figura 16. Relación RGA-Qo (Akal 2017-2019).
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

Las reglas de asignación de las variables operativas analizadas fueron formuladas de tal manera que, la variable dependiente de una ecuación sea utilizada como la variable independiente de la ecuación subsecuente. Estas dependencias son mostradas en las siguientes ecuaciones:

$$POp = 25.193e^{0.0141(esp)} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

- POp = Número de pozos en operación (adimensional)
- esp = Espesor de la formación productora (m)

$$\frac{RLG}{Pozo} = 3903.7e^{-0.038(POp)} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

- $\frac{RLG}{Pozo}$ = Relación gas-líquido unitaria, RGL neta entre el total de pozos operando (pc/bbl)
- POp = Número de pozos en operación (adimensional)

$$RGA = 116.71 \left(\frac{RGL}{PoZO} \right) + 1342.2$$

Ecuación 3

Donde:

- RGA = Relación gas-aceite neta (pc/bbl).
- $\frac{RGL}{PoZO}$ = Relación gas-líquido unitaria, RGL neta entre el total de pozos operando (pc/bbl)

$$Qo = 87.859e^{-2.5374(10^{-5})(RGA)}$$

Ecuación 4

Donde:

- Qo = Producción de aceite (Mbpd)
- RGA = Relación gas-aceite neta (pc/bbl).

Estas reglas de asignación muestran un ajuste aceptable (ver **Anexo 1, Anexo 2, Anexo 3 y Anexo 4**)

Capítulo 3. Formulación de código

3.1.- Lenguajes de alto nivel

Un lenguaje de programación de alto nivel es un tipo de lenguaje de programación que permite al programador escribir programas (algoritmos) que son más o menos independientes de un tipo particular de computadora (del hardware). Estos lenguajes son considerados de alto nivel porque son más parecidos al lenguaje natural humano y más lejanos al lenguaje de las máquinas. En otras palabras, utilizan una fuerte abstracción de los detalles de la computadora [24].

Los lenguajes de alto nivel existen desde la década de los 50 y nacieron con el objetivo de ir más allá respecto a las limitaciones de los lenguajes de bajo nivel, permitiendo a los usuarios resolver problemas de una forma sencilla y rápida. Desde entonces han aparecido distintos lenguajes de alto nivel [25].

El Índice TIOBE es un índice elaborado por una empresa de software holandesa que se especializa en la evaluación y seguimiento de la calidad de los programas informáticos. Actualmente, la empresa revisa en tiempo real más de 300 millones de códigos de diversos programas informáticos, actualizando mes a mes su índice.

El Índice TIOBE se elabora a partir de diversas variables, como por ejemplo, el número de ingenieros calificados en determinado lenguaje, las búsquedas que hacen los usuarios a través de los buscadores solicitando información de los distintos lenguajes de programación, la demanda de cursos o los lenguajes que están siendo más utilizados. El índice no dice cuál es el mejor o en qué lenguaje de programación se escribió la mayor cantidad de líneas de código, más bien sirve para que un programador pueda determinar si sus conocimientos en un determinado lenguaje han quedado obsoletos, o si por el contrario sus conocimientos están vigentes. De acuerdo a este índice, el top 10 de los lenguajes más empleados en el mundo está compuesto por [26]:

1. Java
2. C
3. C++
4. Python
5. C#
6. Visual Basic
7. JavaScript
8. PHP
9. Perl
10. Assembly language (ASL)

Para la programación que se desarrolla en esta tesis se hace uso del lenguaje Visual Basic a través de su interfaz de usuario VBA cargada en la paquetería de Microsoft Office (Macros de Excel).

3.2.- Formulación de flujo de trabajo

La programación de la herramienta en VBA que se desarrolla para esta tesis se basa en un diagrama de flujo que permite procesar los datos operativos del campo Akal mediante una serie de comandos que gestionan la navegación, la matemática y la presentación de resultados (**Figura 17**, **Figura 18** y **Figura 19**).

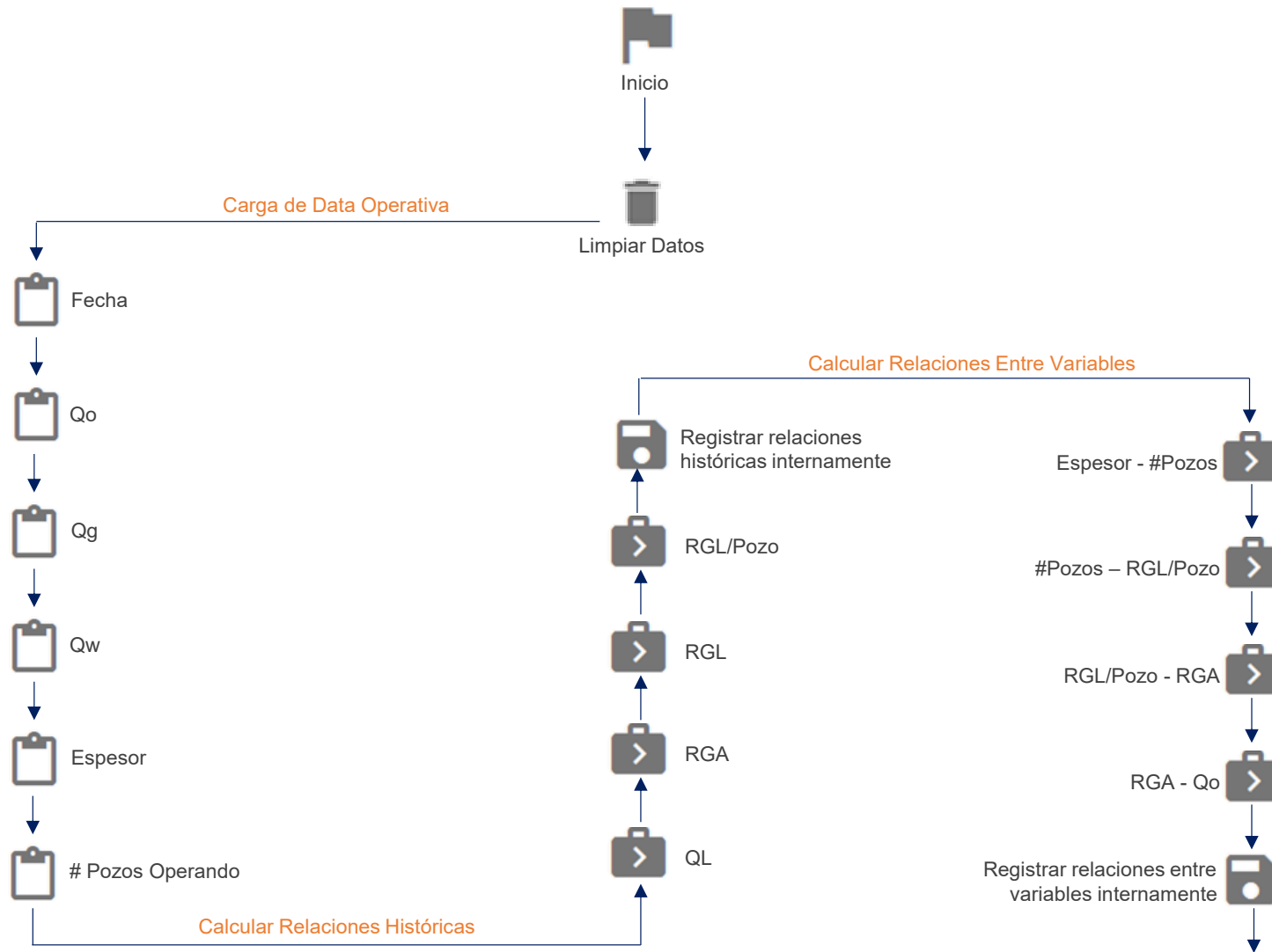


Figura 17. Diagrama de flujo formulado para el cálculo de riesgo (Parte 1).
 Fuente: Elaboración propia.

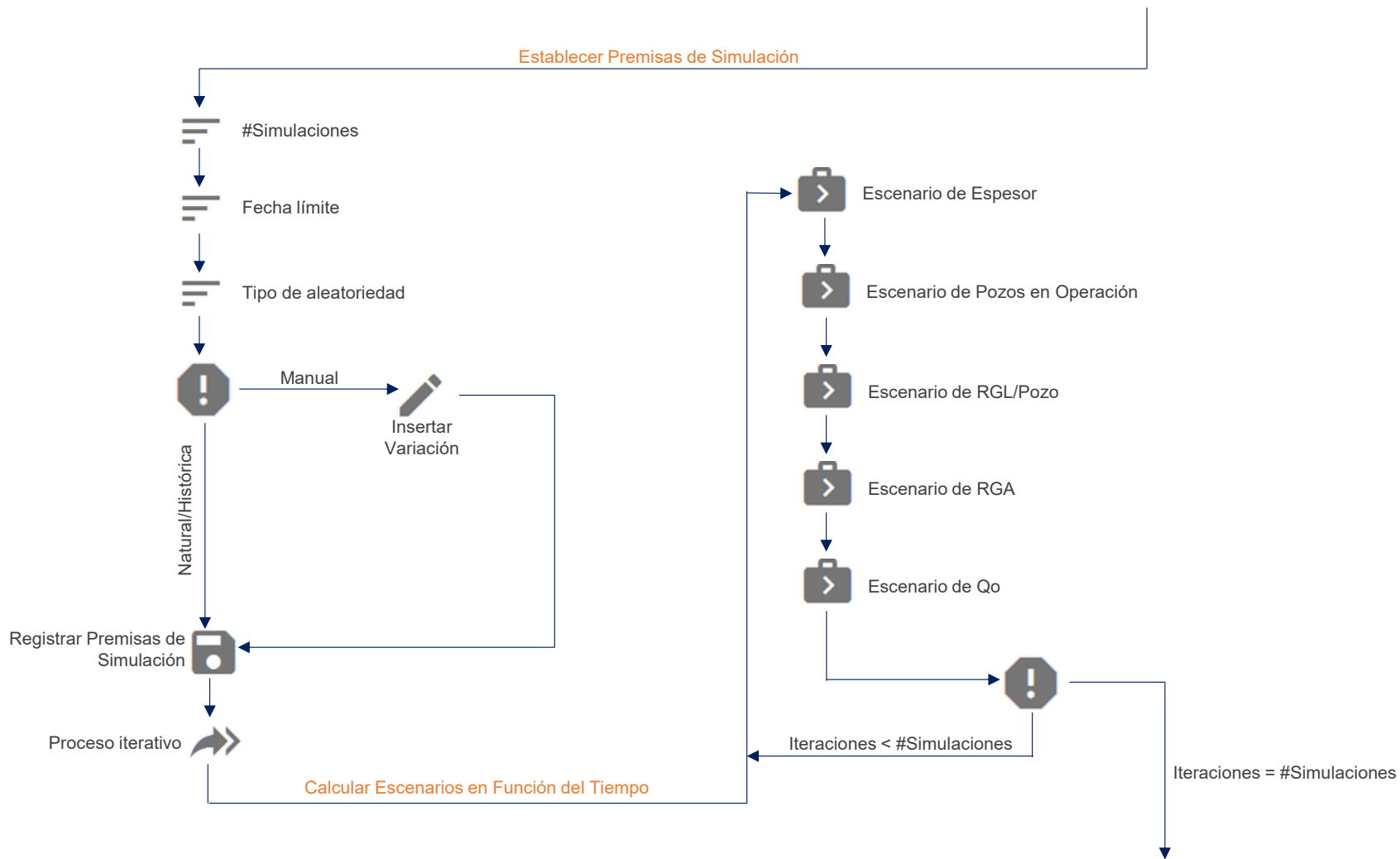


Figura 18. Diagrama de flujo formulado para el cálculo de riesgo (Parte 2).
 Fuente: Elaboración propia.

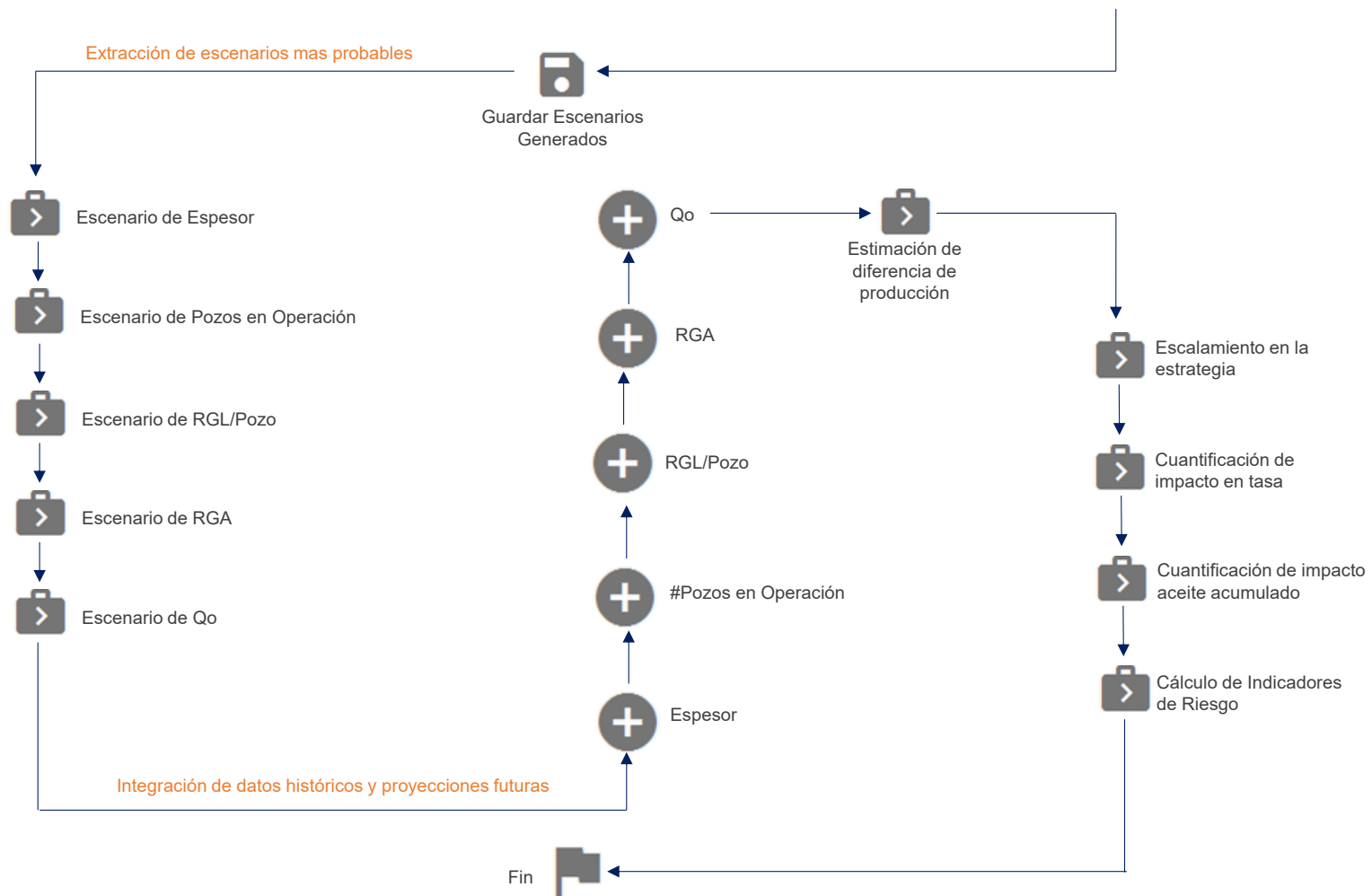


Figura 19. Diagrama de flujo formulado para el cálculo de riesgo (Parte 3)
 Fuente: Elaboración propia.

3.3.- Interfaz de usuario

La interfaz de usuario que se desarrolla para este trabajo de investigación de tesis (**Figura 20**) está conformada de manera general por 5 subrutinas que están ordenadas de tal manera que el uso de esta herramienta es totalmente intuitivo. La descripción de cada una de las subrutinas corresponde a:

1. **Ayuda.** Cuando el usuario ejecuta este comando se muestra una sección de ayuda que contiene el objetivo de esta herramienta y las instrucciones básicas para comprender y operar cada una de las subrutinas desarrolladas.
2. **Código.** Este comando está reservado para el desarrollador de la herramienta ya que permite el acceso al editor de visual basic y a la colección de macros. La función global de este comando es modificar las líneas de código.
3. **Data Operativa.** Al ejecutar este comando se muestra una tabla donde el usuario inserta los parámetros operativos del campo (**Anexo 5**) que corresponden a:
 - a. Fecha
 - b. Gasto de aceite
 - c. Gasto de gas
 - d. Gasto de agua
 - e. Número de pozos en operación
 - f. Espesor medio de la formación

Este comando a su vez contiene otro comando que realiza los cálculos necesarios para encontrar las relaciones históricas entre las variables antes listadas (**Anexo 6**).

4. **Premisas de simulación.** Este comando permite al usuario definir tres parámetros que limitan la ejecución de la simulación de Montecarlo (**Anexo 7**). Estos parámetros corresponden a:
 - a. Fecha límite para la simulación
 - b. Tipo de variación para el cálculo futuro de parámetros (indica la magnitud de la aleatoriedad en la simulación de Montecarlo)
 - c. Número de simulaciones (correspondientes al total de escenarios para analizar probabilísticamente).
5. **Ejecutar.** Esta subrutina es la más extensa de todas, ya que contiene una serie de comandos, donde, además de generar una tabla (con el número de simulaciones fijadas por el usuario) de las variables espesor, pozos en operación, RGL por pozo, RGA y Q_0 (**Anexo 8**) contiene un submenú (**Anexo 9**) para visualizar gráficamente los siguientes elementos:
 - a. El número de escenarios generados para cada variable.
 - b. Los escenarios con mayor probabilidad de ocurrencia para cada variable analizada.
 - c. La integración del histórico y la proyección futura de los parámetros operativos analizados (**Anexo 10**).
 - d. La comparación de las proyecciones futuras de la declinación natural de la producción y la declinación probabilística de Montecarlo (influenciada por las actividades para la extensión del factor de recuperación).
 - e. La discretización de la producción base en producción de campos maduros y campos en desarrollo, la cual es necesaria para el escalamiento (en la estrategia para el incremento de la producción nacional de crudo) de los resultados correspondientes a las proyecciones del campo Akal.



RIESGO EN LA EXPLOTACIÓN DE CAMPOS MADUROS



Ayuda



Código



Limpiar
Datos



Data
Operativa



Premisas
Simulación



Ejecutar

*Figura 20. Interfaz de usuario de herramienta VBA para el cálculo de riesgo en el campo Akal.
Fuente: Elaboración propia.*

Capítulo 4. Evaluación del impacto

4.1.- Generación de escenarios

A través de la herramienta desarrollada en VBA se obtuvo una serie de escenarios futuros de las variables analizadas con anterioridad. Para efectos de alcanzar la mayor certidumbre en los escenarios de simulación se optó por utilizar el mayor número permitido de simulaciones (1000). En la **Figura 21** se muestra el comportamiento en conjunto de todos los escenarios simulados para el espesor medio de Akal.

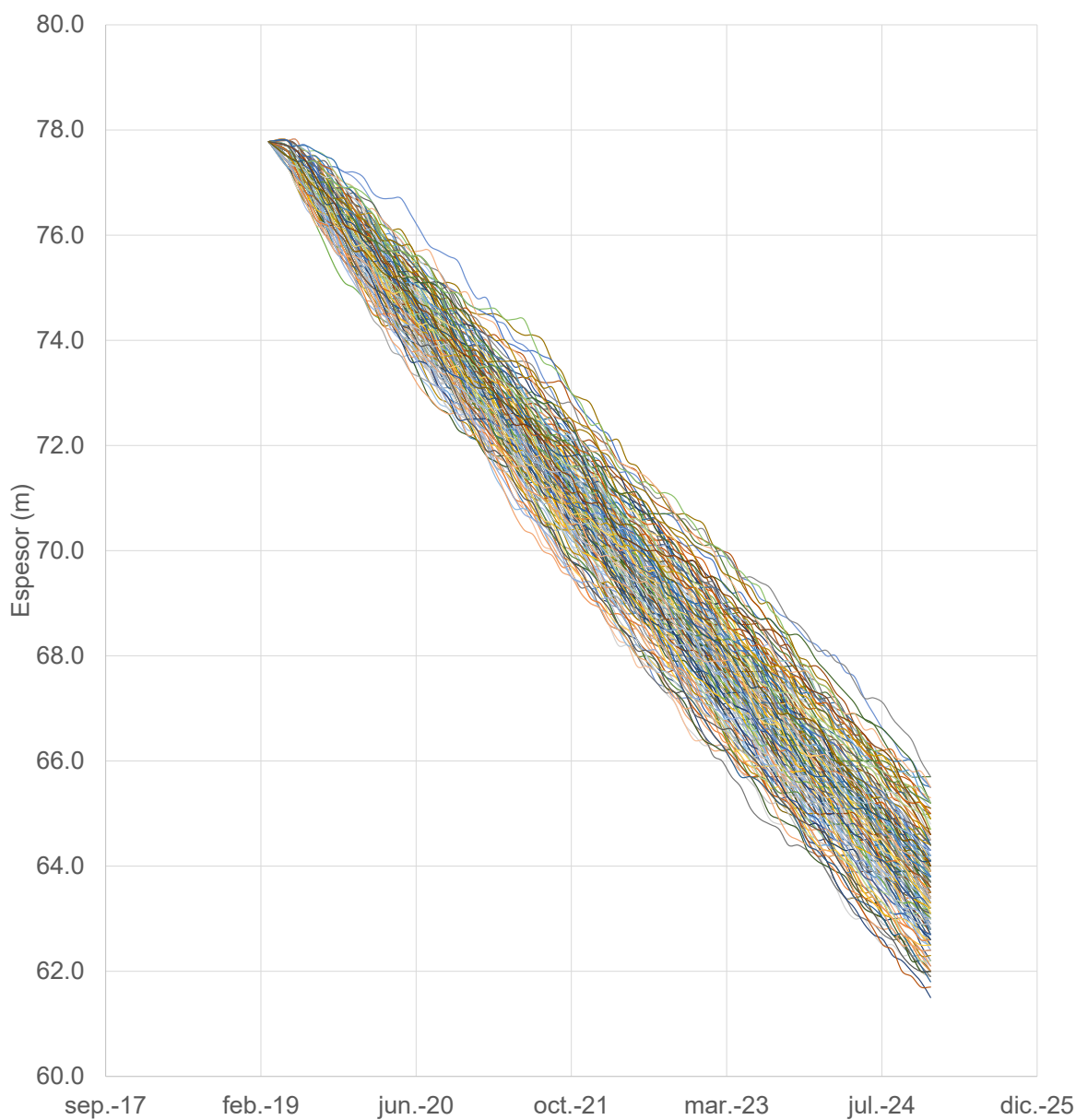


Figura 21. Total de escenarios simulados para el espesor productor de Akal.
Fuente: Elaboración propia.

Para cada escenario de espesor productor le corresponde un escenario de pozos en operación; lo cual da como resultado una amplia gama de escenarios de número de pozos en operación (**Figura 22**).

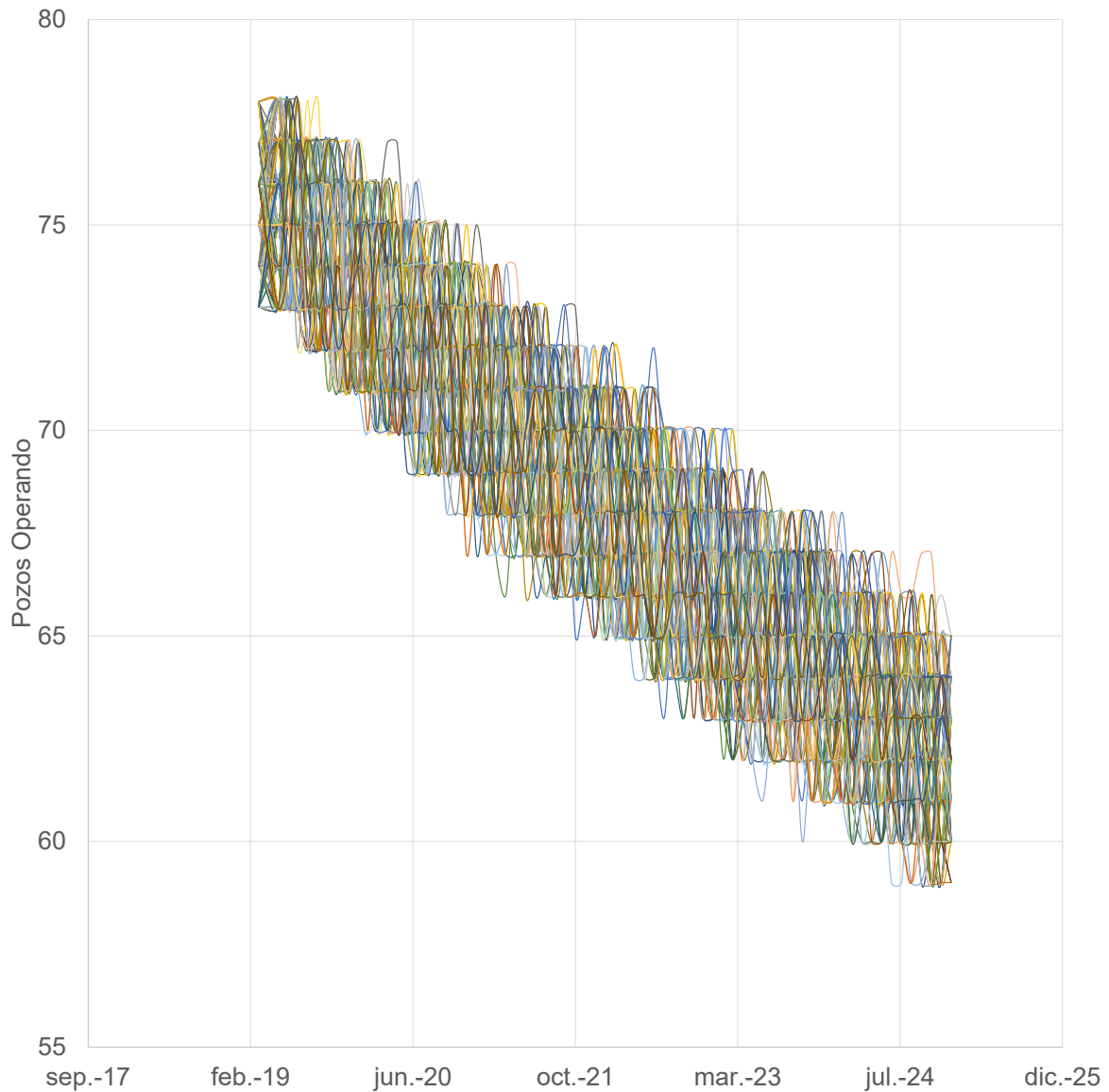


Figura 22. Escenarios totales de pozos en operación obtenidos con simulación de Montecarlo.
Fuente: Elaboración propia.

De igual manera, con base en el comportamiento de cada escenario de número de pozos en operación, se calculó su comportamiento futuro de la relación RGL/Pozo. El total de escenarios simulados para esta variable se muestran en la **Figura 23**.

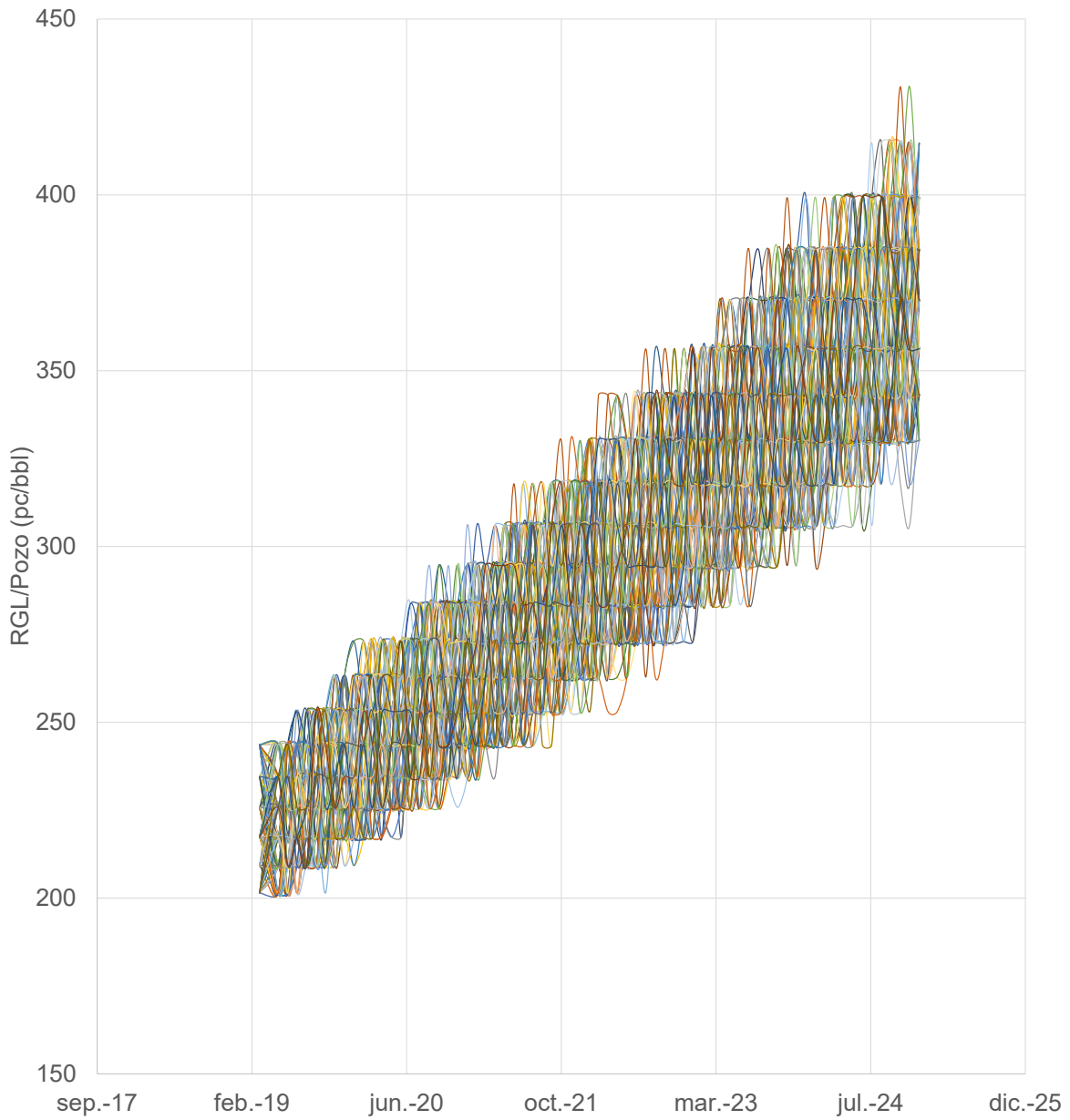


Figura 23. Escenarios totales de RGL/Pozo en operación obtenidos con simulación de Montecarlo.
Fuente: Elaboración propia.

Consecuentemente, con el comportamiento futuro obtenido con cada escenario de RGL/Pozo se calculó su correspondiente RGA futura. El comportamiento conjunto de los escenarios asociados a esta variable operativa son los mostrados en la **Figura 24**.

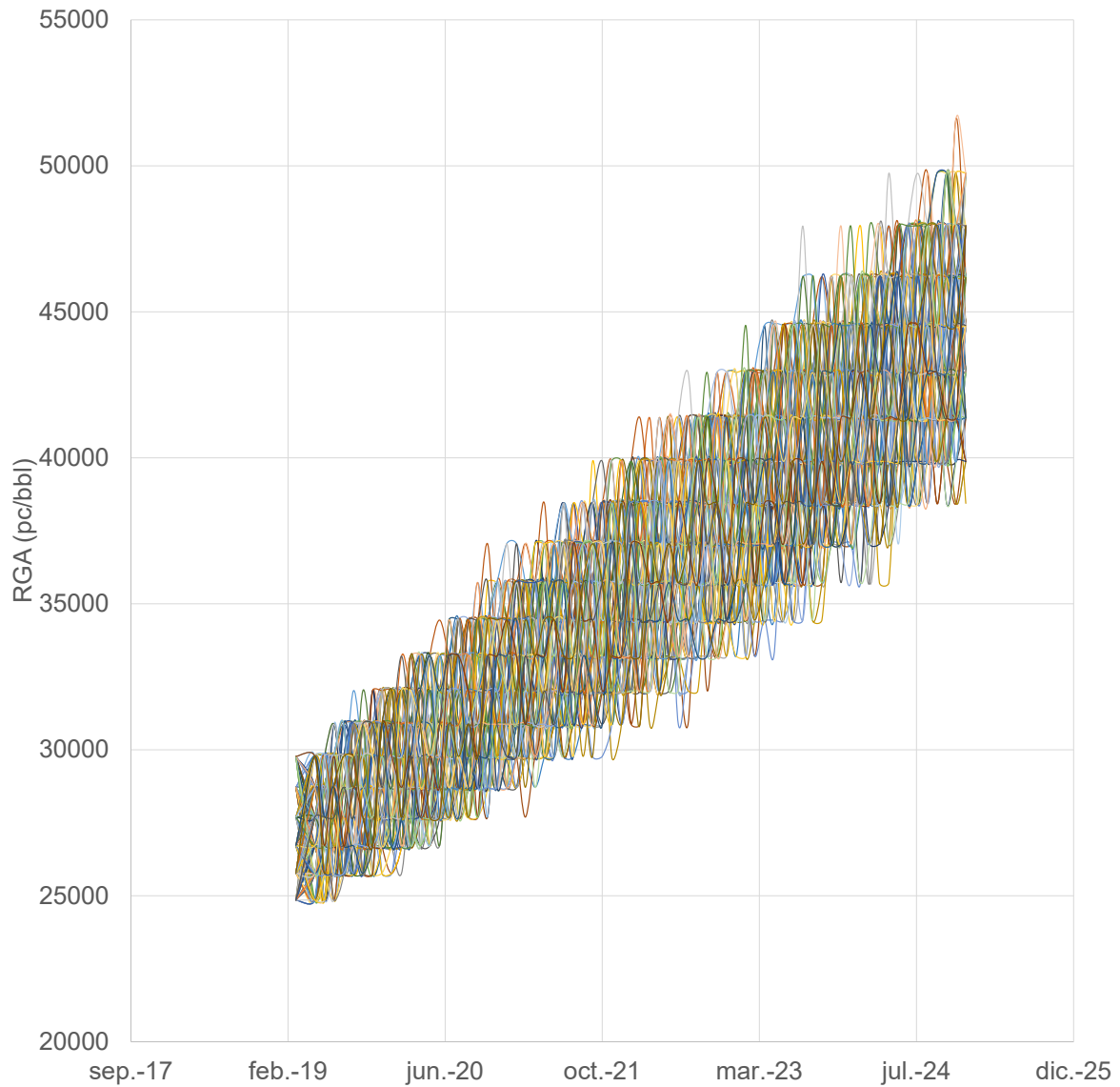


Figura 24. Escenarios totales de RGA obtenidos con simulación de Montecarlo.
 Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, con base en el comportamiento futuro de cada escenario de RGA se obtuvo el comportamiento de la producción de aceite futuro. En la **Figura 25** se muestra el conjunto de escenarios de producción de aceite buscados.

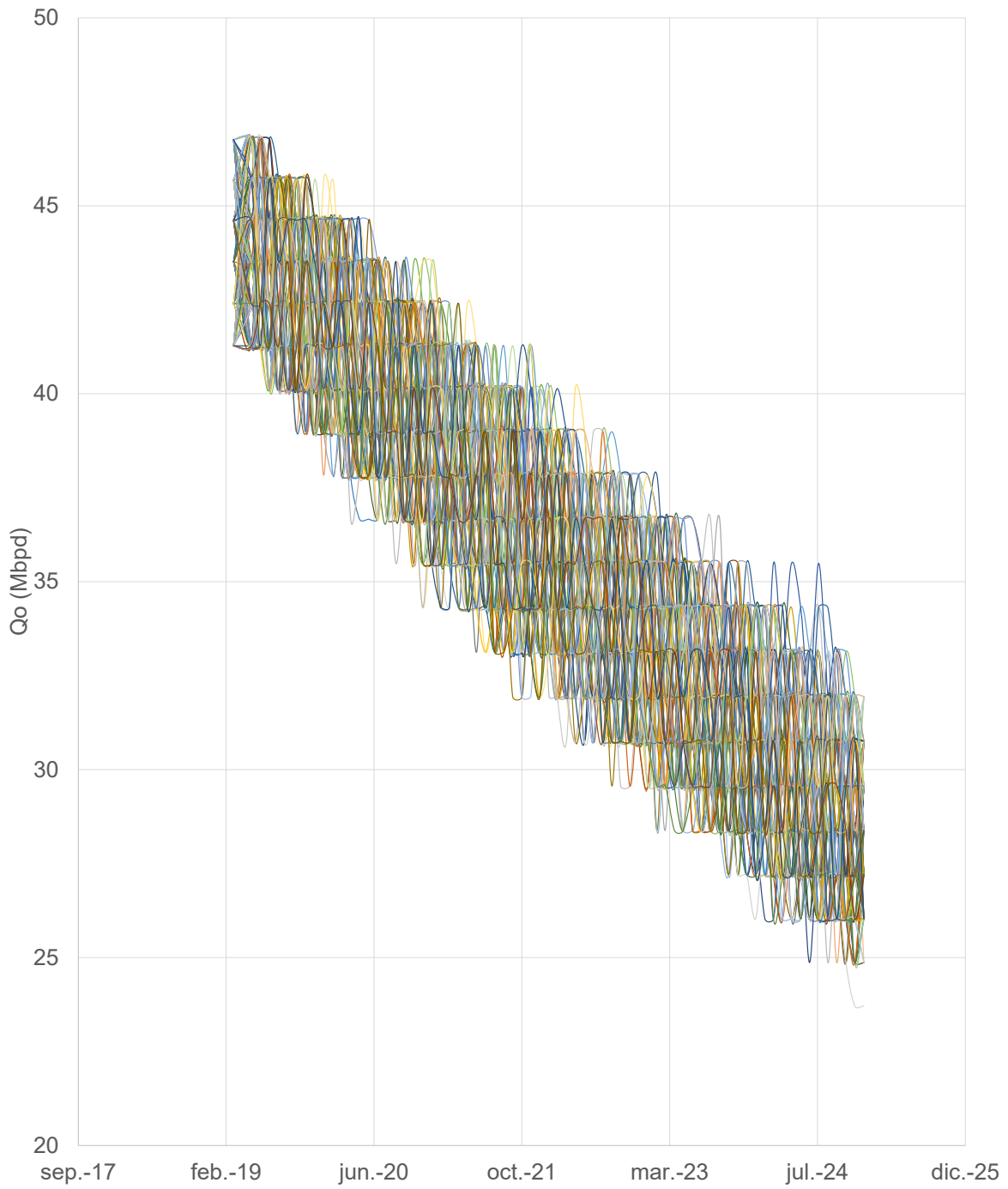


Figura 25. Escenarios totales de Q_o obtenidos con simulación de Montecarlo.
Fuente: Elaboración propia.

4.2.- Discretización de escenarios

Derivado del enorme número de escenarios simulados en el punto anterior, dentro del código de programación se insertó un algoritmo para seleccionar los escenarios de espesor de la formación, pozos en operación, RGL/Pozo, RGA y Qo con más probabilidad de ocurrencia. Estos escenarios son mostrados en la **Figura 26**, **Figura 27**, **Figura 28**, **Figura 29** y **Figura 30**. Finalmente, el escenario de Qo objetivo es el utilizado para el cálculo de riesgo.

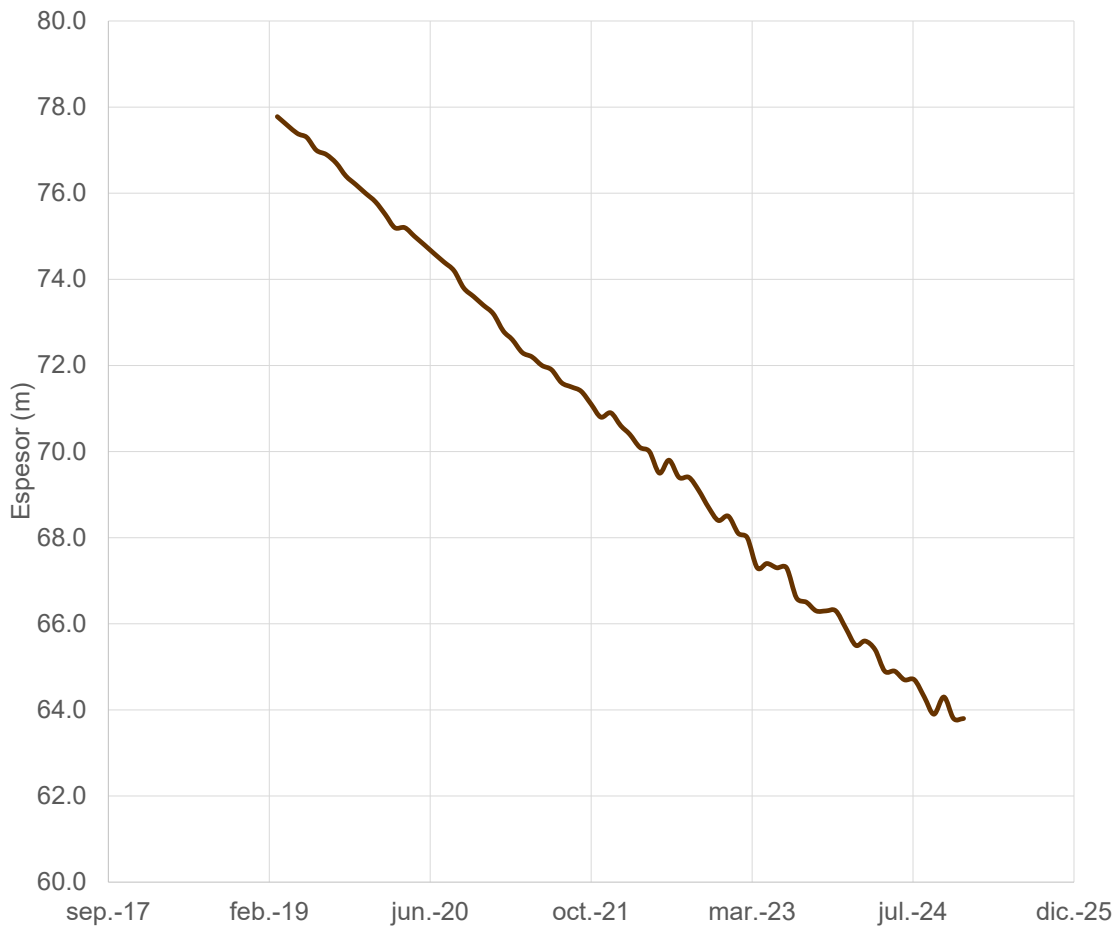


Figura 26. Escenario de espesor de formación con mayor probabilidad de ocurrencia.
Fuente: Elaboración propia.

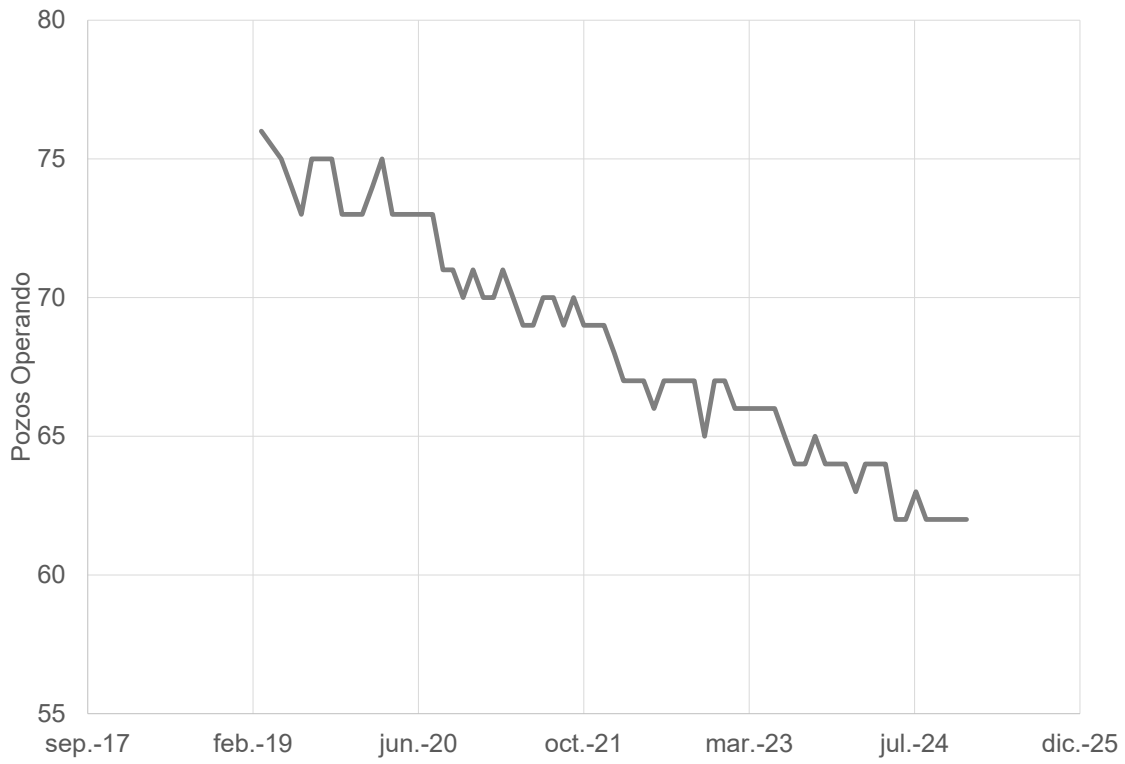


Figura 27. Escenario de pozos en operación con mayor probabilidad de ocurrencia.
Fuente: Elaboración propia.

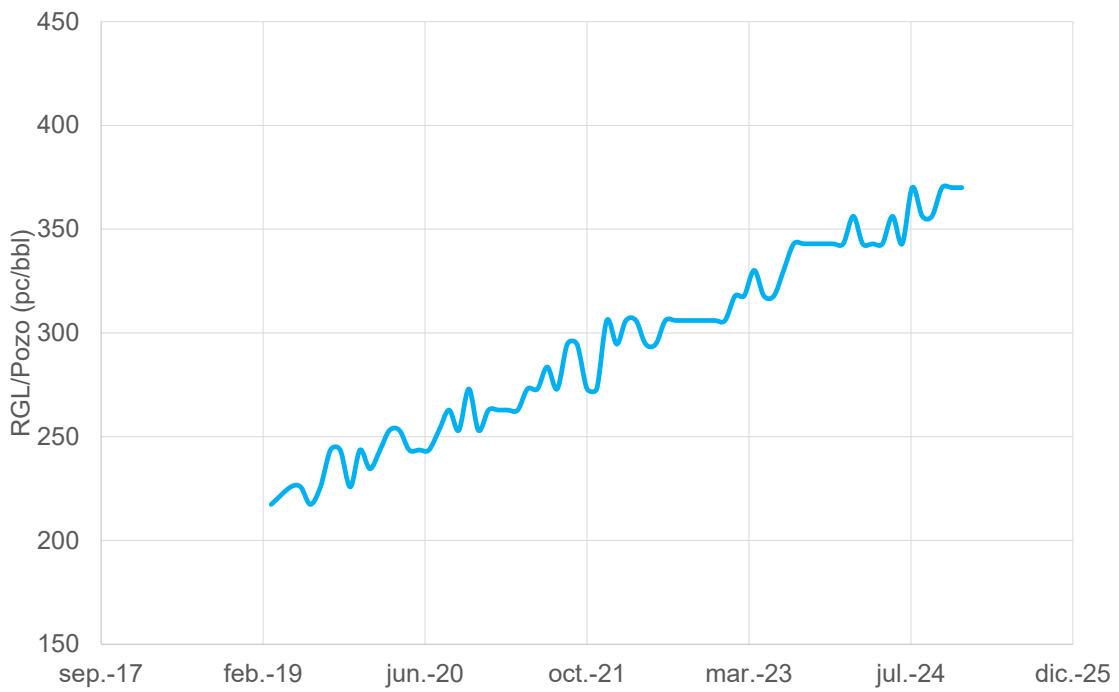


Figura 28. Escenario de RGL/Pozo con mayor probabilidad de ocurrencia.
Fuente: Elaboración propia.

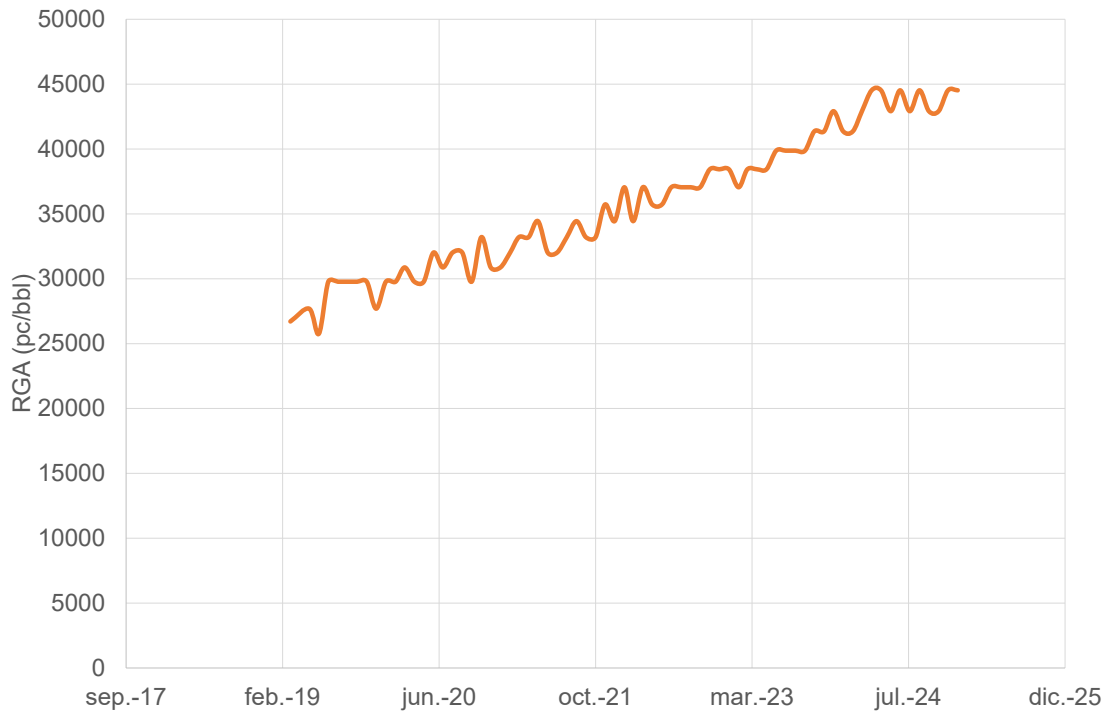


Figura 29. Escenario de RGA con mayor probabilidad de ocurrencia.
Fuente: Elaboración propia.

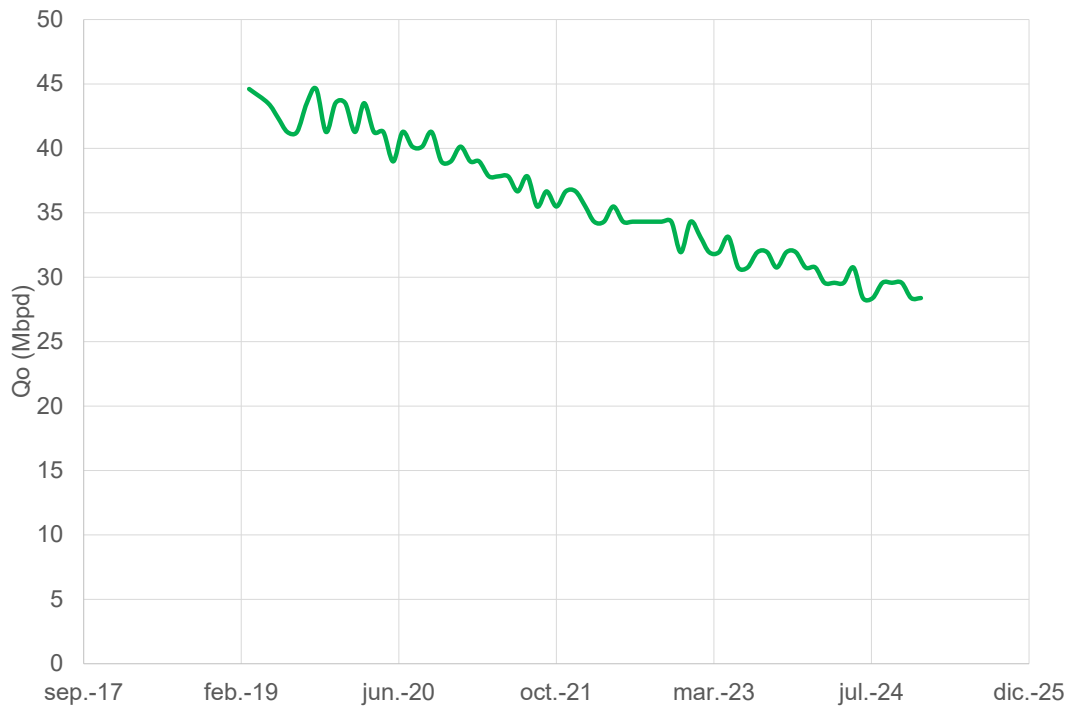


Figura 30. Escenario de Qo con mayor probabilidad de ocurrencia.
Fuente: Elaboración propia.

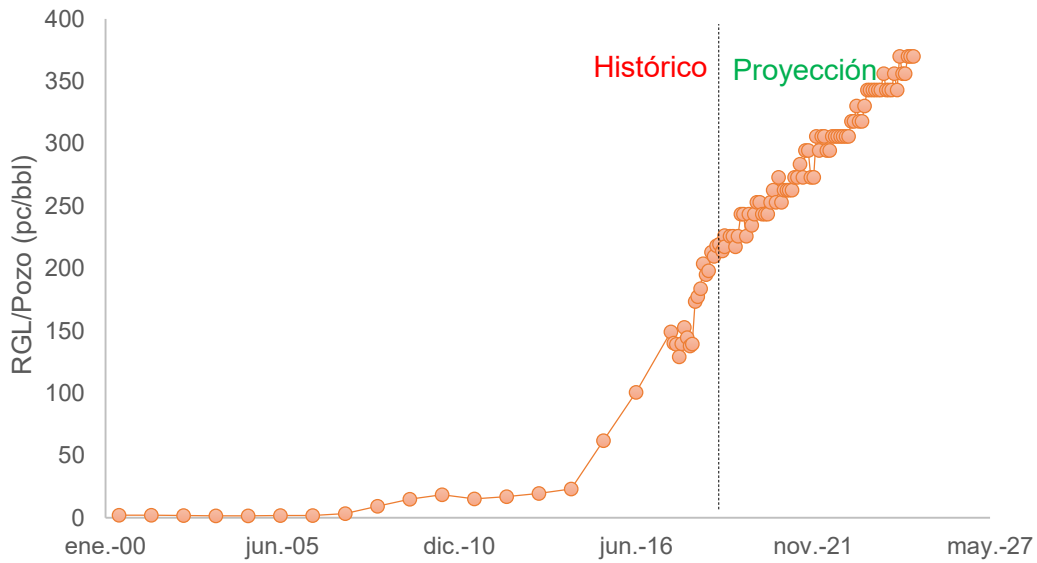


Figura 33. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para la RGL/Pozo.
Fuente: Elaboración propia.

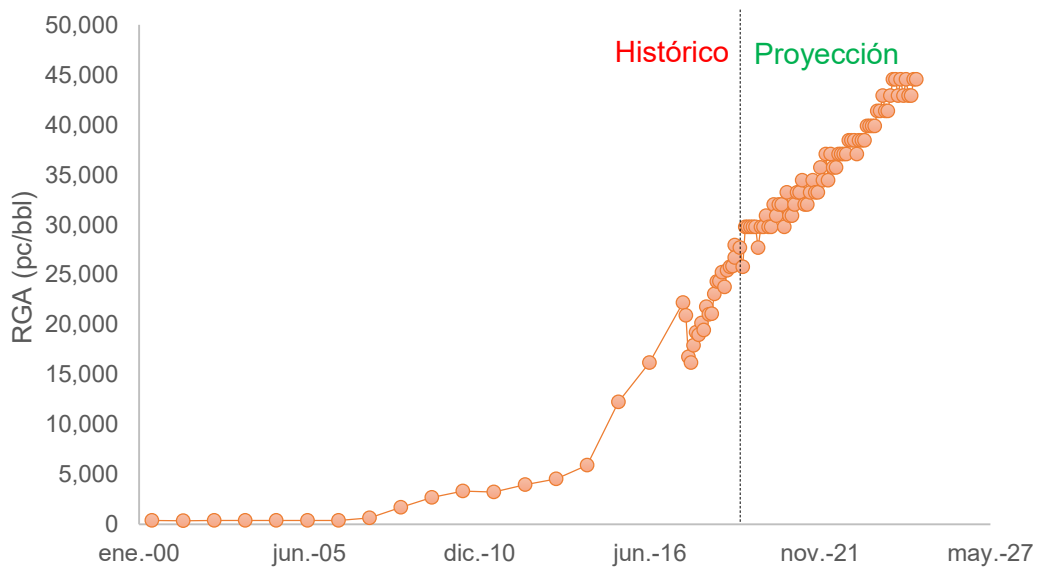


Figura 34. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para la RGA.
Fuente: Elaboración propia.

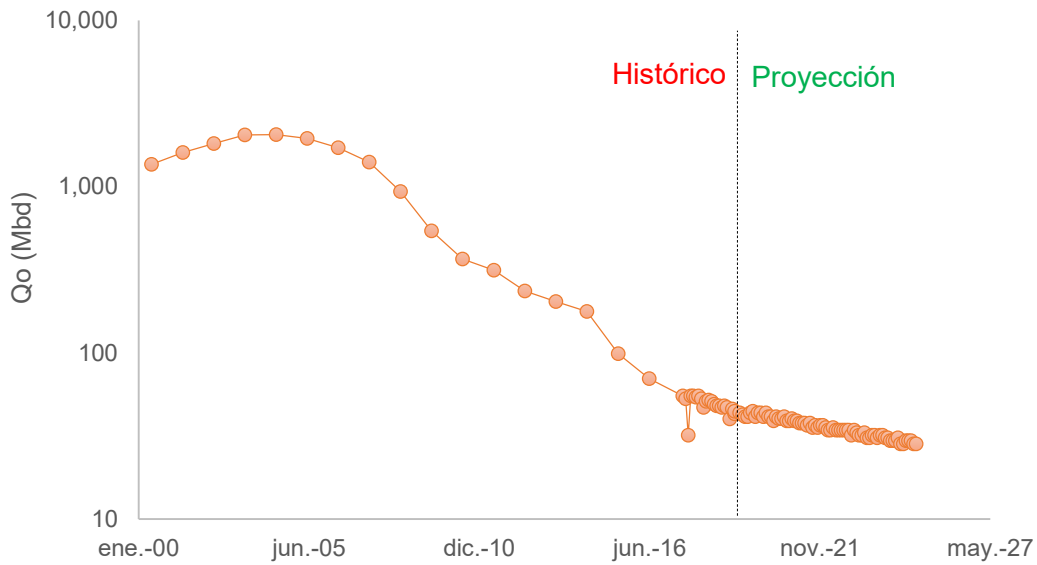


Figura 35. Integración de data histórica y proyección por Montecarlo para la producción de aceite.
Fuente: Elaboración propia.

4.4.- Diferenciación en el gasto de producción

Al analizar el comportamiento histórico de la producción de aceite del campo Akal se encontró que la mayoría de las mediciones del gasto mensual reportado se encuentran por arriba de la declinación natural del yacimiento. En la **Figura 36** se muestra en azul dicha tendencia y se observa que la mayoría de las mediciones se encuentran por encima de ésta.

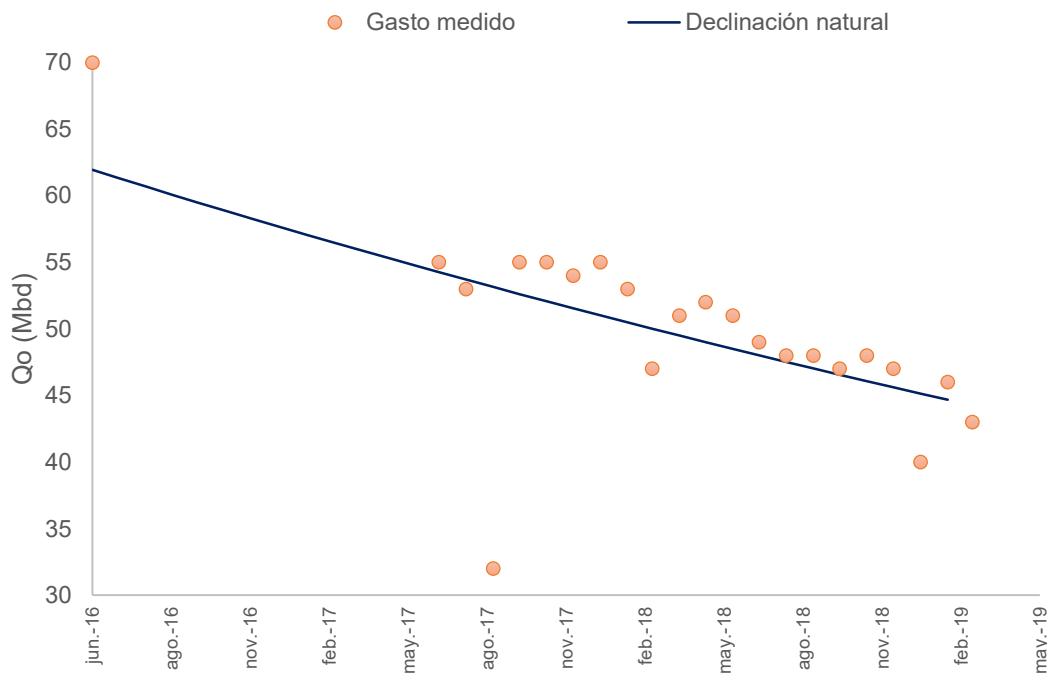


Figura 36. Declinación natural Vs gasto de aceite medido en Akal.
Fuente: Elaboración propia.

Para efectos de corroboración de que la tendencia natural de la declinación de la producción calcula es representativa de la declinación de Akal, se llevó a cabo la representación de la producción de manera semilogarítmica (**Figura 37**).

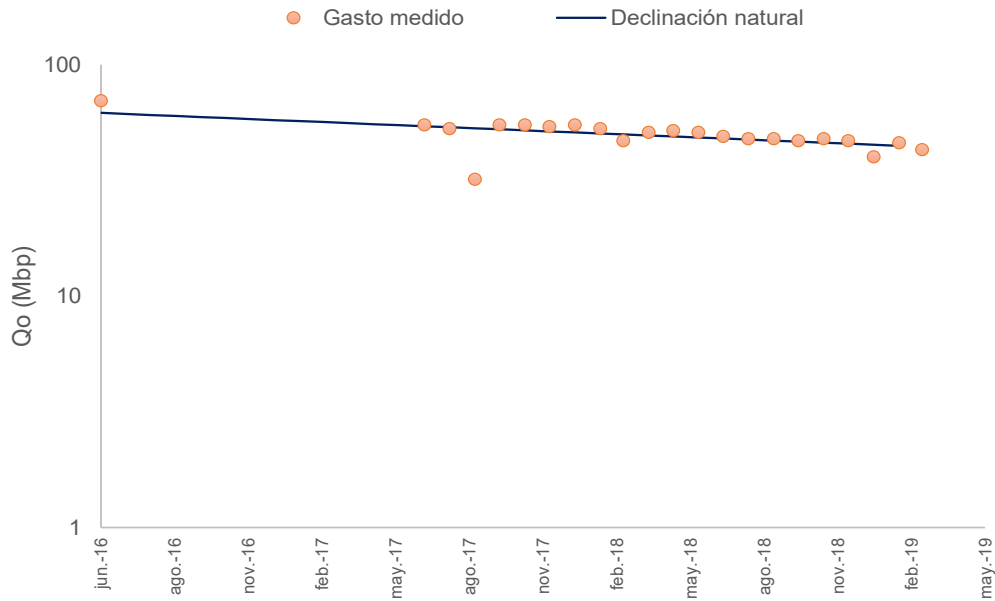


Figura 37. Comparación semilogarítmica de declinación natural Vs gasto reportado en Akal. Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, al integrar el histórico de producción de aceite, la proyección de la declinación natural y la proyección de la producción por simulación de Montecarlo es posible visualizar una diferencia de producción (**Figura 38**) derivada de los trabajos para el incremento del factor de recuperación (inyección de gas amargo, inyección de nitrógeno, operación de pozos cíclicos, inyección de agua, etc.).

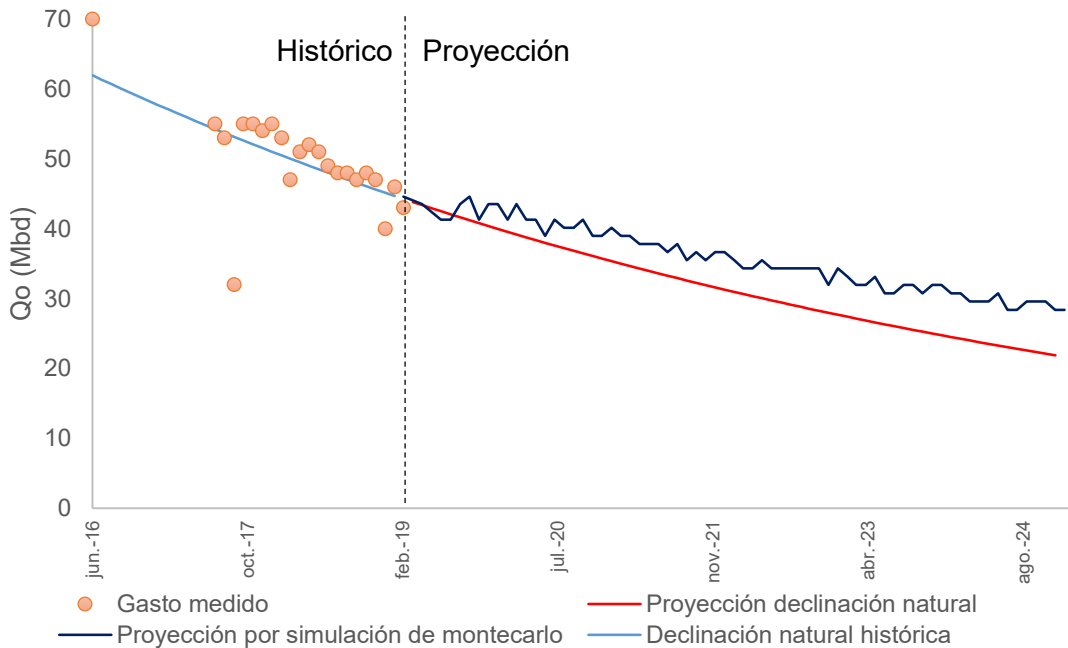


Figura 38. Diferencia de perfiles de producción futuros (natural Vs Montecarlo). Fuente: Elaboración propia.

4.5.- Escalamiento en la estrategia

Tomando en cuenta las proyecciones de la declinación natural y gasto de producción por simulación de Montecarlo, en esta sección se efectúa el escalamiento de estos resultados en la estrategia del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024, esto con el objetivo de estimar una diferencia, en gastos de producción, entre las metas establecidas en dicho plan y el escalamiento.

Es importante recordar que existe incertidumbre en los resultados de este escalamiento, debido a que, la premisa base considera que las actividades que han sido utilizadas para extender la vida productiva de Akal son o serán replicadas en el resto de los campos maduros. Esta incertidumbre podría atenuarse si se tuviera acceso al comportamiento histórico de las variables operativas de todos los campos maduros contemplados en el plan antes mencionado; en consecuencia, el porcentaje de riesgo calculado en esta sección sería más preciso.

El escalamiento consiste en efectuar una comparación basada en los siguientes puntos:

1. Igualar la tasa de producción por declinación natural proyectada en Akal con el 96% de producción base presentada en el Plan de Producción de Aceite y Gas.⁵
2. Calcular el equivalente de la producción obtenida por la simulación de Montecarlo para la producción nacional.

Debido a que se pretende encontrar el impacto en producción, en la estrategia del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024 se efectúa un reajuste (para efectos de comparación) de la línea de acción correspondiente al 'Incremento en el factor de recuperación de campos maduros' (**Figura 39**).

Al efectuar la discretización de la producción base que corresponde a campos maduros (actuales) y campos en desarrollo (actuales), es posible encontrar su correspondiente proyección futura (**Figura 40**).

Una vez determinada la proyección de la producción base futura de campos maduros, se aplica el escalamiento del incremental de producción correspondiente a las actividades para incrementar el factor de recuperación de aceite (**Figura 41**).

Posteriormente, se cuantifica el cambio en el gasto de producción global, considerando el resto de las líneas de acción de la estrategia de incremento de producción (**Figura 42**).

Es evidente que al comparar la **Figura 39** con la **Figura 42**, las tasas de producción de ésta última son inferiores a las fijadas en el Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024. Por lo tanto, se puede afirmar que existe un riesgo significativo (obtenido bajo las premisas y procedimientos de la metodología aquí propuesta), el cual incrementa en función del tiempo y se reduce cuando al final del horizonte existe un aporte pleno de los nuevos desarrollos.

La estimación de este riesgo se cuantifica con base en dos enfoques:

1. Riesgo asociado al incumplimiento de las metas de ritmo de producción.
2. Riesgo asociado a la diferencia en producción acumulada en el horizonte de tiempo de comparación.

Ambos enfoques utilizan la misma función para cuantificación del riesgo:⁶

⁵ Se considera 96%, debido a que actualmente el 96% de la producción nacional proviene de campos maduros. [8]

⁶ La función para la cuantificación del riesgo es formulada en este trabajo y forma parte de la metodología desarrollada.

$$R = 1 - \frac{SMc}{PPP}$$

Ecuación 5

Donde:

- R = Riesgo (%)
- SMc = Qo o Np obtenidos por simulación de Montecarlo (Mbd o Mbbl, respectivamente).
- PPP = Qo o Np proyectados en el Plan de Producción (Mbd o Mbbl, respectivamente).

Finalmente, la cuantificación de riesgo en el horizonte de tiempo estudiado, tanto para gasto de producción como para producción acumulada, se muestra en la **Tabla 2** y la **Tabla 3**.

| Fecha | Qo Proyectado en el Plan de Producción (Mbd) | Qo Estimado por simulación de Montecarlo (Mbd) | Diferencia entre Plan y Montecarlo (Mbd) | Riesgo en Tasa de producción | Np del Plan de Producción (Mbbl) | Np de la Simulación de Montecarlo (Mbbl) | Riesgo en Producción Acumulada |
|--------|--|--|--|------------------------------|----------------------------------|--|--------------------------------|
| ene-19 | 1713 | 1644 | 69 | 4% | 52,075 | 49,992 | 4% |
| feb-19 | 1720 | 1632 | 88 | 5% | 104,363 | 99,605 | 5% |
| mar-19 | 1710 | 1613 | 97 | 6% | 156,347 | 148,634 | 5% |
| abr-19 | 1710 | 1583 | 127 | 7% | 208,331 | 196,755 | 6% |
| may-19 | 1725 | 1544 | 181 | 10% | 260,771 | 243,692 | 7% |
| jun-19 | 1750 | 1505 | 245 | 14% | 313,971 | 289,439 | 8% |
| jul-19 | 1745 | 1506 | 239 | 14% | 367,019 | 335,222 | 9% |
| ago-19 | 1740 | 1589 | 151 | 9% | 419,915 | 383,539 | 9% |
| sep-19 | 1775 | 1641 | 134 | 8% | 473,875 | 433,428 | 9% |
| oct-19 | 1785 | 1515 | 270 | 15% | 528,139 | 479,487 | 9% |
| nov-19 | 1785 | 1613 | 172 | 10% | 582,403 | 528,515 | 9% |
| dic-19 | 1800 | 1638 | 162 | 9% | 637,123 | 578,313 | 9% |
| ene-20 | 1853 | 1581 | 272 | 15% | 693,454 | 626,366 | 10% |
| feb-20 | 1877 | 1680 | 197 | 10% | 750,515 | 677,453 | 10% |
| mar-20 | 1911 | 1638 | 273 | 14% | 808,610 | 727,259 | 10% |
| abr-20 | 1945 | 1667 | 278 | 14% | 867,738 | 777,939 | 10% |
| may-20 | 1979 | 1617 | 362 | 18% | 927,899 | 827,095 | 11% |
| jun-20 | 1994 | 1708 | 286 | 14% | 988,517 | 879,016 | 11% |
| jul-20 | 2029 | 1709 | 320 | 16% | 1,050,198 | 930,971 | 11% |
| ago-20 | 2034 | 1730 | 304 | 15% | 1,112,032 | 983,561 | 12% |
| sep-20 | 2048 | 1796 | 252 | 12% | 1,174,291 | 1,038,170 | 12% |
| oct-20 | 2040 | 1723 | 317 | 16% | 1,236,307 | 1,090,546 | 12% |
| nov-20 | 2061 | 1749 | 312 | 15% | 1,298,962 | 1,143,713 | 12% |
| dic-20 | 2059 | 1798 | 261 | 13% | 1,361,555 | 1,198,364 | 12% |
| ene-21 | 2077 | 1790 | 287 | 14% | 1,424,696 | 1,252,770 | 12% |
| feb-21 | 2074 | 1799 | 275 | 13% | 1,487,746 | 1,307,456 | 12% |
| mar-21 | 2074 | 1771 | 303 | 15% | 1,550,795 | 1,361,303 | 12% |
| abr-21 | 2076 | 1785 | 291 | 14% | 1,613,906 | 1,415,575 | 12% |
| may-21 | 2076 | 1797 | 279 | 13% | 1,677,016 | 1,470,189 | 12% |
| jun-21 | 2076 | 1781 | 295 | 14% | 1,740,126 | 1,524,334 | 12% |
| jul-21 | 2077 | 1831 | 246 | 12% | 1,803,267 | 1,579,987 | 12% |
| ago-21 | 2053 | 1743 | 310 | 15% | 1,865,678 | 1,632,961 | 12% |

Tabla 2. Estimación del riesgo en Qo y Np del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024 (parte 1).
Fuente: Elaboración Propia

| Fecha | Qo Proyectado en el Plan de Producción (Mbd) | Qo Estimado por simulación de Montecarlo (Mbd) | Diferencia entre Plan y Montecarlo (Mbd) | Riesgo en Tasa de producción | Np del Plan de Producción (Mbbl) | Np de la Simulación de Montecarlo (Mbbl) | Riesgo en Producción Acumulada |
|--------|--|--|--|------------------------------|----------------------------------|--|--------------------------------|
| sep-21 | 2051 | 1789 | 262 | 13% | 1,928,029 | 1,687,346 | 12% |
| oct-21 | 2069 | 1780 | 289 | 14% | 1,990,926 | 1,741,458 | 13% |
| nov-21 | 2071 | 1839 | 232 | 11% | 2,053,885 | 1,797,355 | 12% |
| dic-21 | 2052 | 1830 | 222 | 11% | 2,116,266 | 1,852,977 | 12% |
| ene-22 | 2052 | 1809 | 243 | 12% | 2,178,646 | 1,907,974 | 12% |
| feb-22 | 2038 | 1769 | 269 | 13% | 2,240,602 | 1,961,737 | 12% |
| mar-22 | 2050 | 1793 | 257 | 13% | 2,302,922 | 2,016,258 | 12% |
| abr-22 | 2051 | 1841 | 210 | 10% | 2,365,272 | 2,072,211 | 12% |
| may-22 | 2119 | 1881 | 238 | 11% | 2,429,690 | 2,129,408 | 12% |
| jun-22 | 2126 | 1901 | 225 | 11% | 2,494,320 | 2,187,193 | 12% |
| jul-22 | 2149 | 1933 | 216 | 10% | 2,559,650 | 2,245,944 | 12% |
| ago-22 | 2183 | 1975 | 208 | 10% | 2,626,013 | 2,305,998 | 12% |
| sep-22 | 2213 | 2018 | 195 | 9% | 2,693,288 | 2,367,349 | 12% |
| oct-22 | 2241 | 2054 | 187 | 8% | 2,761,414 | 2,429,795 | 12% |
| nov-22 | 2267 | 2019 | 248 | 11% | 2,830,331 | 2,491,162 | 12% |
| dic-22 | 2298 | 2128 | 170 | 7% | 2,900,190 | 2,555,852 | 12% |
| ene-23 | 2312 | 2115 | 197 | 9% | 2,970,475 | 2,620,161 | 12% |
| feb-23 | 2305 | 2085 | 220 | 10% | 3,040,547 | 2,683,543 | 12% |
| mar-23 | 2313 | 2103 | 210 | 9% | 3,110,862 | 2,747,481 | 12% |
| abr-23 | 2301 | 2137 | 164 | 7% | 3,180,813 | 2,812,433 | 12% |
| may-23 | 2309 | 2086 | 223 | 10% | 3,251,006 | 2,875,862 | 12% |
| jun-23 | 2297 | 2085 | 212 | 9% | 3,320,835 | 2,939,254 | 11% |
| jul-23 | 2304 | 2136 | 168 | 7% | 3,390,877 | 3,004,203 | 11% |
| ago-23 | 2291 | 2134 | 157 | 7% | 3,460,523 | 3,069,069 | 11% |
| sep-23 | 2298 | 2117 | 181 | 8% | 3,530,382 | 3,133,433 | 11% |
| oct-23 | 2276 | 2137 | 139 | 6% | 3,599,573 | 3,198,409 | 11% |
| nov-23 | 2279 | 2149 | 130 | 6% | 3,668,854 | 3,263,738 | 11% |
| dic-23 | 2250 | 2095 | 155 | 7% | 3,737,254 | 3,327,432 | 11% |
| ene-24 | 2266 | 2120 | 146 | 6% | 3,806,141 | 3,391,869 | 11% |
| feb-24 | 2289 | 2119 | 170 | 7% | 3,875,726 | 3,456,278 | 11% |
| mar-24 | 2327 | 2165 | 162 | 7% | 3,946,467 | 3,522,089 | 11% |
| abr-24 | 2350 | 2196 | 154 | 7% | 4,017,907 | 3,588,857 | 11% |
| may-24 | 2384 | 2271 | 113 | 5% | 4,090,381 | 3,657,887 | 11% |
| jun-24 | 2411 | 2242 | 169 | 7% | 4,163,675 | 3,726,043 | 11% |
| jul-24 | 2452 | 2292 | 160 | 7% | 4,238,216 | 3,795,723 | 10% |
| ago-24 | 2467 | 2348 | 119 | 5% | 4,313,213 | 3,867,103 | 10% |
| sep-24 | 2516 | 2406 | 110 | 4% | 4,389,699 | 3,940,246 | 10% |
| oct-24 | 2520 | 2419 | 101 | 4% | 4,466,307 | 4,013,770 | 10% |
| nov-24 | 2572 | 2448 | 124 | 5% | 4,544,496 | 4,088,185 | 10% |
| dic-24 | 2605 | 2489 | 116 | 4% | 4,623,688 | 4,163,858 | 10% |

Tabla 3. Estimación del riesgo en Qo y Np del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024 (parte 2).
Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. Estimación del riesgo en Qo y Np del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024.
Fuente: Elaboración Propia

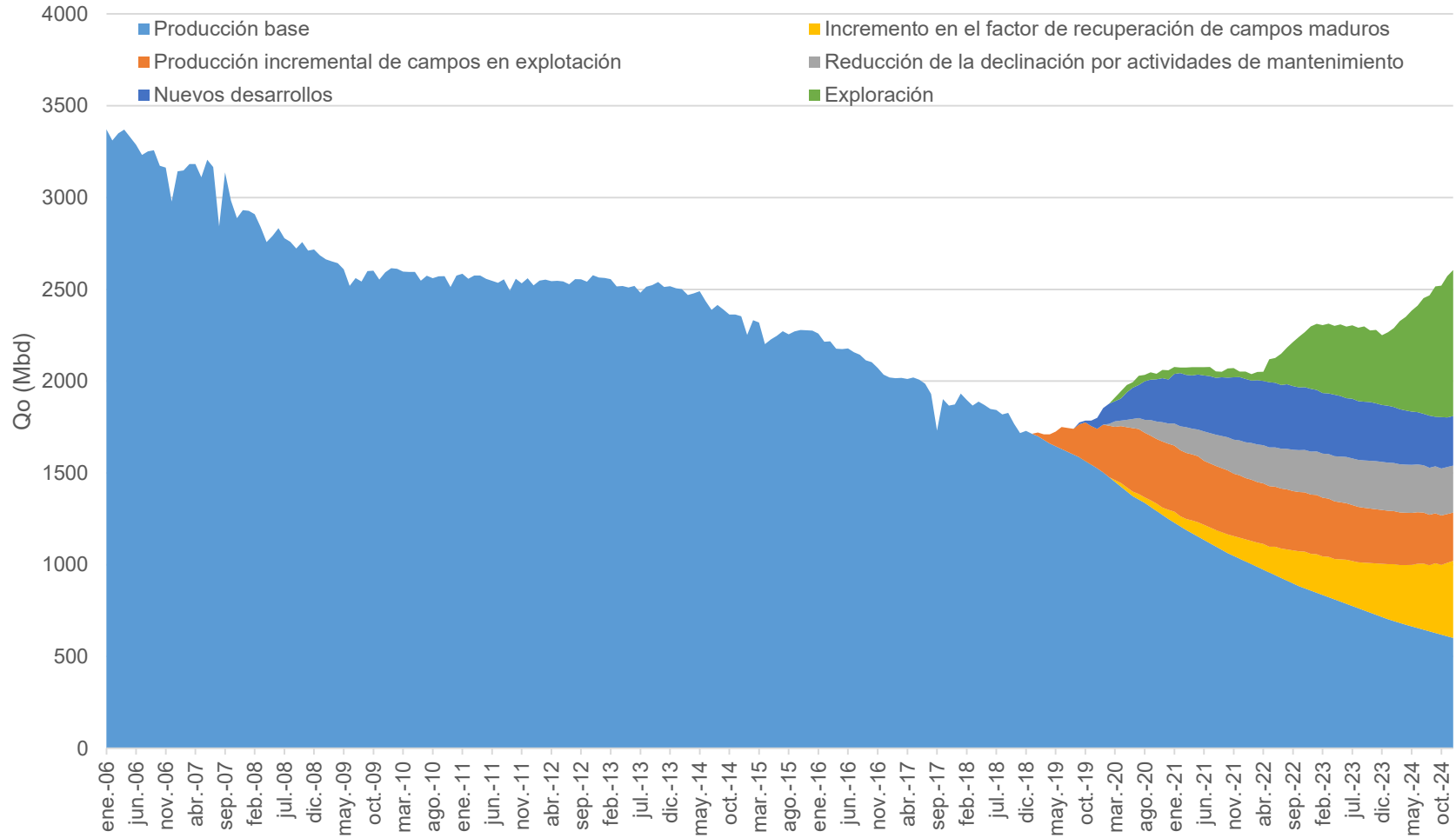


Figura 39. Estrategia para el incremento de la producción nacional de crudo (reordenado).
Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17] [27] [3]

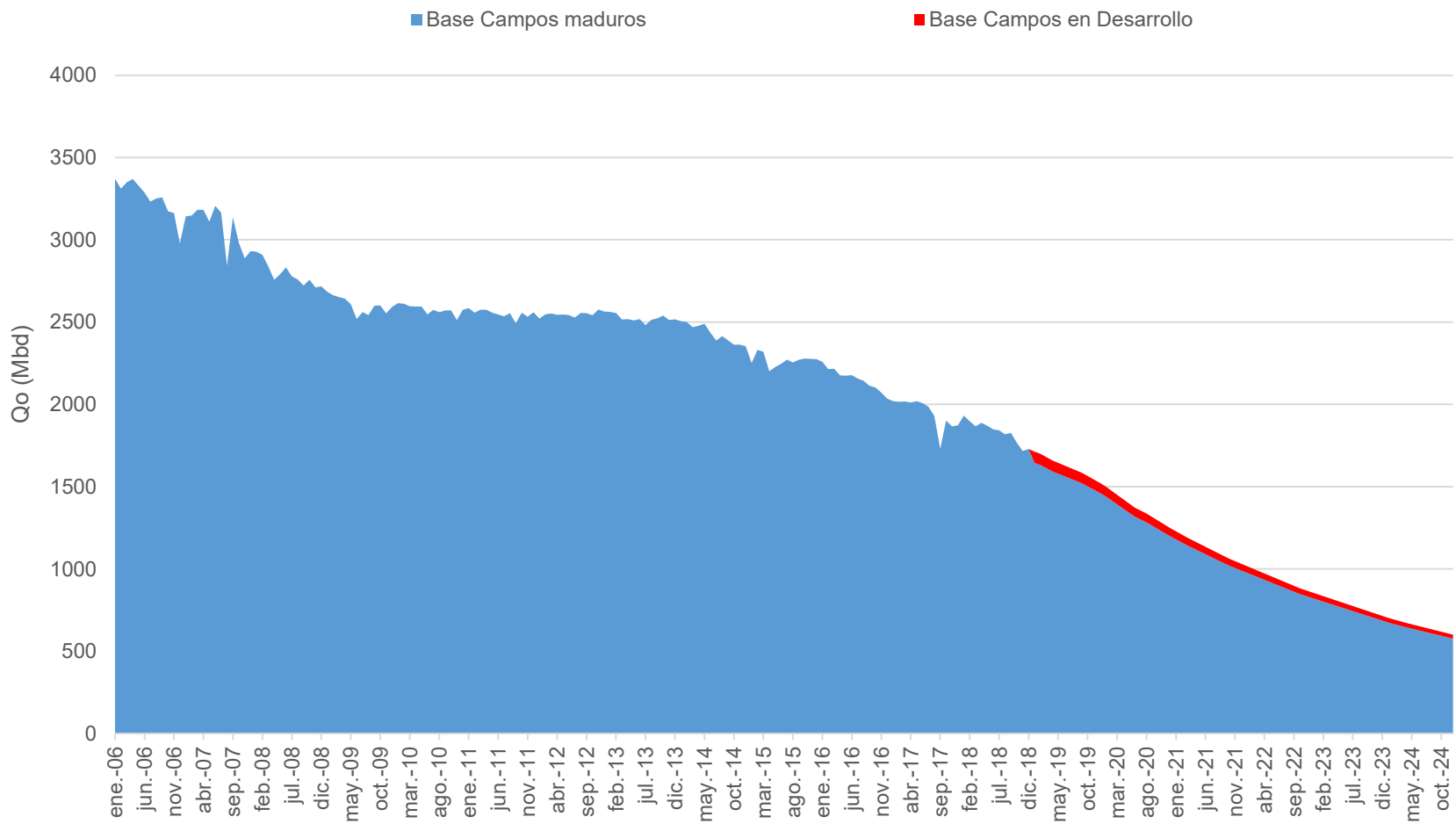


Figura 40. Discretización de la producción base (campos maduros y en desarrollo).
 Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17] [27] [3]

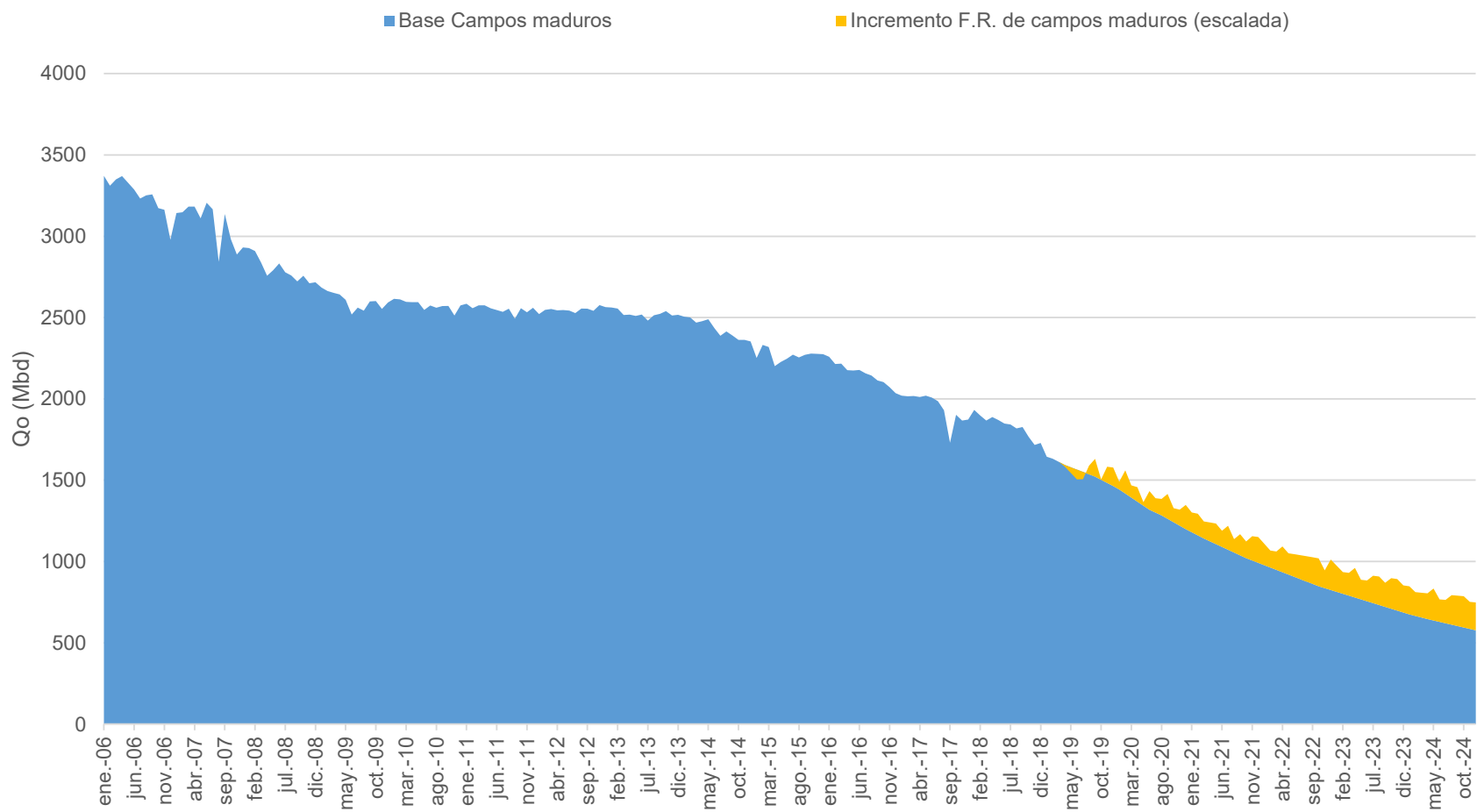


Figura 41. Escalamiento de producción por actividades para el incremento del factor de recuperación de campos maduros.
 Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17] [27] [3]

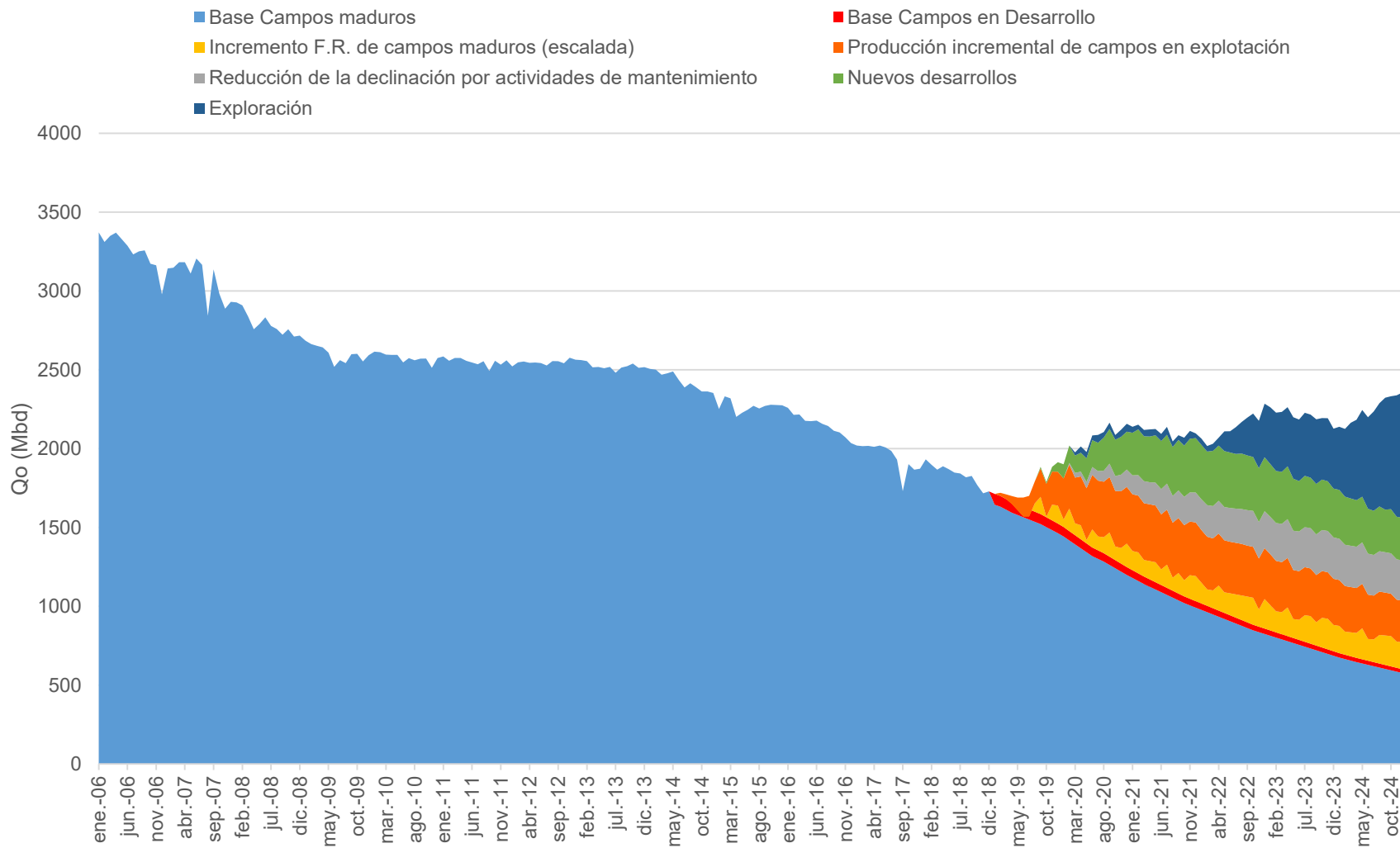


Figura 42. Impacto en el cambio de producción nacional futura considerando resultados de la simulación de Montecarlo.
Fuente: Elaboración propia con información de [13] [14] [15] [16] [17] [27] [3]

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

1. El estudio histórico de las variables operativas que dictaron el comportamiento de la producción de crudo en el campo de estudio (Akai) representó la piedra angular para desarrollar la metodología objetivo de este trabajo de investigación de tesis.
2. Un punto de vital importancia, que posibilitó el desarrollo de la metodología propuesta en este trabajo, consistió en definir las relaciones existentes entre las variables operativas y la dependencia entre dichas relaciones.
3. La simulación de Montecarlo resultó ser una herramienta matemática poderosa, ya que al programar su ejecución se pueden obtener miles de escenarios futuros relacionados al comportamiento de las variables operativas y mediante algunos algoritmos de selección se pueden definir los escenarios que más probabilidad tienen de ocurrir.
4. Los resultados obtenidos con la simulación de Montecarlo muestran una proyección de producción de aceite futura que es consistente con el histórico de producción, esto debido a que, se reflejan fluctuaciones similares a las observadas históricamente, por lo tanto, la metodología desarrollada en este trabajo de investigación podría representar una herramienta importante para la planeación de la explotación de campos maduros.

Recomendaciones

1. Los resultados obtenidos en este trabajo de investigación de tesis, que están relacionados con el porcentaje de riesgo en el cumplimiento de las metas de producción del Plan de Producción de Aceite y Gas 2019-2024, se deben considerar como una estimación que tiene por naturaleza un grado de incertidumbre, ya que, para su obtención no se contó con una base de información lo suficientemente robusta para el análisis del comportamiento de las variables de todos los campos maduros que se explotan en el país.
2. Esta investigación podría enriquecerse en un futuro, si es que se puede tener acceso a información operativa histórica de todos los campos maduros considerados en la estrategia del plan antes mencionado. Con los resultados que se obtendrían sería posible elaborar una propuesta donde, probabilísticamente, se cuantifique certeramente el riesgo en el alcance de las metas de producción de crudo asociado a dichos campos.
3. La metodología desarrollada podría ampliarse desde el punto de vista de cambios en la variación de los parámetros operativos, es decir, se podría investigar el comportamiento histórico de la tasa de producción de campos donde se hayan aplicado exitosamente técnicas de recuperación mejorada u otras técnicas que incrementen significativamente el factor de recuperación en campos maduros y con este comportamiento modificar la aleatoriedad de la simulación de Montecarlo.

Referencias

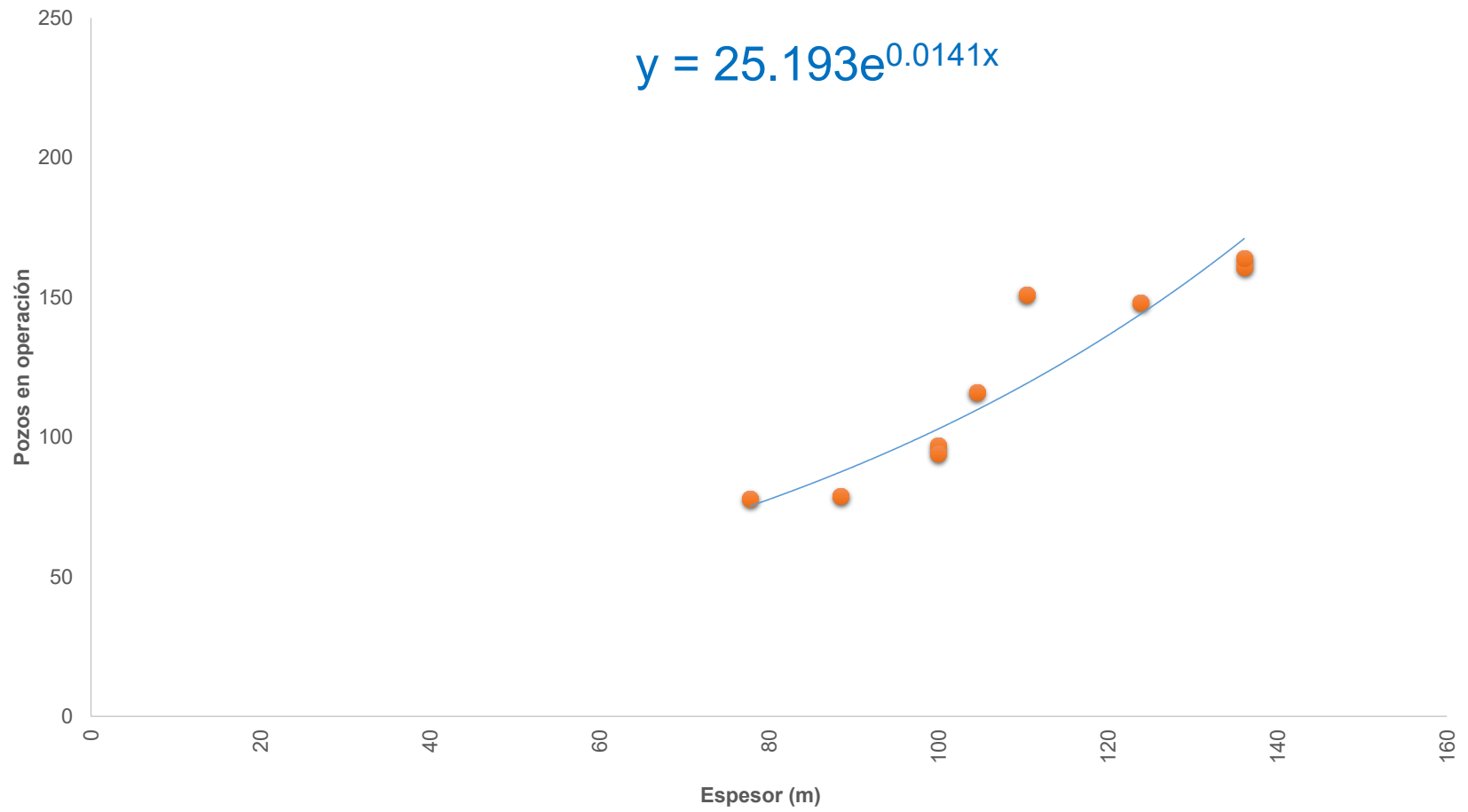
- [1] É. Sígler, «Los 3 puntos clave del plan energético de AMLO: producir, procesar, generar,» EXPANSIÓN, 10 Diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://expansion.mx/empresas/2018/12/10/puntos-plan-energetico-amlo-producir-procesar-electrizar>. [Último acceso: 20 diciembre 2019].
- [2] L. Caballero, «Producción petrolera mexicana, menguante,» El Economista, 14 noviembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.economista.com.mx/empresas/Produccion-petrolera-mexicana-menguante-20171114-0036.html>. [Último acceso: 16 noviembre 2019].
- [3] SENER, «Sistema de Información Energética - ESTADÍSTICAS ENERGÉTICAS NACIONALES,» 18 enero 2020. [En línea]. Available: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>. [Último acceso: 1 febrero 2020].
- [4] SENER, «En Ciudad del Carmen, presidente López Obrador presenta Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos,» Gobierno de México, 15 diciembre 2018. [En línea]. Available: https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&sxsrf=ALeKk00FKVeFik3aILFHQno_hijeYOikXg%3A1584065615748&ei=T-xqXoaXLc7etQWLqpn4AQ&q=de+2+millones+624+mil+barriles+diarios+al+31+de+diciembre+de+2024&oq=de+2+millones+624+mil+barriles+diarios+al+31+de+diciembre. [Último acceso: 20 diciembre 2019].
- [5] SEGOB, «En Ciudad del Carmen, presidente López Obrador presenta Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos,» Gobierno de México, 15 diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.gob.mx/presidencia/prensa/en-ciudad-del-carmen-presidente-lopez-obrador-presenta-plan-nacional-para-la-produccion-de-hidrocarburos?idiom=es>. [Último acceso: 16 noviembre 2019].
- [6] F. ALI, «PROBLEMAS EN LA EXPLOTACION DE CAMPOS MADUROS – Selección de Procesos de Recobro y las Incógnitas,» 4 octubre 2007. [En línea]. Available: <https://www.uis.edu.co › primerSimposio › explotacionCamposMaduros>. [Último acceso: 19 noviembre 2019].
- [7] M. Toscano, «La Tecnología, la Gran Aliada para Alargar el Tiempo de Vida de los Campos Maduros en México,» PetroQuiMex, 3 abril 2017. [En línea]. Available: <https://petroquimex.com/PDF/MarAbr17/Campos-Maduros.pdf>. [Último acceso: 2 diciembre 2019].
- [8] CNH, «Oportunidades en Campos Maduros de México,» 01 enero 2018. [En línea]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/418486/PI_tica_6._Campos_Maduros_en_M_xico.pdf. [Último acceso: 18 diciembre 2020].

- [9] C. Luna, «Inversión privada, ¿salvación de campos petroleros maduros?,» Expansión CNN, 29 abril 2019. [En línea]. Available: <https://expansion.mx/economia/2015/04/28/inversion-privada-la-salvacion-para-campos-maduros>. [Último acceso: 26 noviembre 2019].
- [10] A. Solís, «Pemex recortó su meta de producción petrolera para este año,» Forbes México, 15 febrero 2019. [En línea]. Available: <https://www.forbes.com.mx/pemex-recorta-su-meta-de-produccion-petrolera-para-este-ano/>. [Último acceso: 26 noviembre 2019].
- [11] I. Inc, «Pemex - campos maduros,» 24 Abril 2019. [En línea]. Available: https://issuu.com/lourdesmendozaweb/docs/20190424_presentacion-carmen__1_. [Último acceso: 26 enero 2020].
- [12] D. Sánchez, «Pemex pretende terminar de ordeñar Cantarell,» Página 66 | Periodismo de investigación, 15 diciembre 2019. [En línea]. Available: <https://www.pagina66.mx/pemex-va-por-terminar-de-ordenar-cantarell/>. [Último acceso: 22 diciembre 2019].
- [13] P. Tapia, «Pemex llama a implementar tecnología para revivir a Akal,» Milenio, 21 noviembre 2016. [En línea]. Available: <https://www.pressreader.com/mexico/milenio/20161121/282054801626579>. [Último acceso: 24 diciembre 2019].
- [14] K. García, «Producción de crudo se hunde a mínimo de casi tres décadas,» El Economista, 22 octubre 2017. [En línea]. Available: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Produccion-de-crudo-se-hunde-a-minimo-de-casi-tres-decadas-20171023-0005.html>. [Último acceso: 21 diciembre 2019].
- [15] N. ONEXPO, «Proyectos para incrementar la producción petrolera en el corto plazo,» ENERGÍA A DEBATE, 3 enero 2019. [En línea]. Available: <https://www.onexpo.com.mx/NOTICIAS/PROYECTOS-PARA-INCREMENTAR-LA-PRODUCCION-PETROLERA/>. [Último acceso: 24 diciembre 2019].
- [16] CNH, «Reporte operativo del campo Akal 2018,» 30 octubre 2018. [En línea]. Available: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/1421/reporte-de-akal.pdf>. [Último acceso: 25 diciembre 2019].
- [17] CNH, «Reporte operativo del campo Akal 2019,» 30 marzo 2019. [En línea]. Available: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/2219/reporte-de-akal.pdf>. [Último acceso: 26 diciembre 2019].
- [18] A. Lajous, «El ocaso de Cantarell,» NEXOS, 1 octubre 2009. [En línea]. Available: <https://www.nexos.com.mx/?p=13321>. [Último acceso: 25 diciembre 2019].

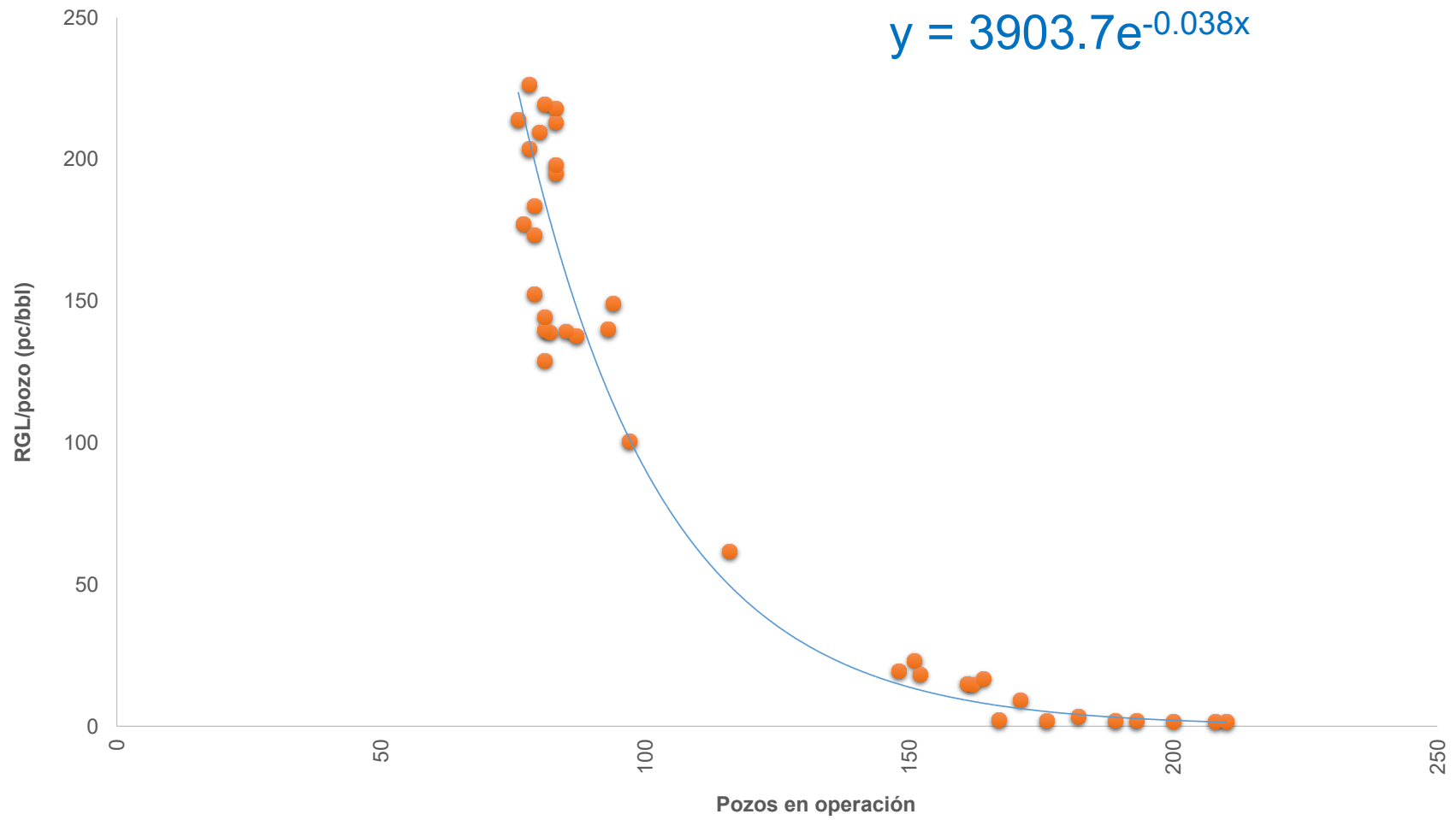
- [19] D. Romo, «El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana,» 5 enero 2015. [En línea]. Available: <http://www.scielo.org.mx/pdf/prode/v46n183/0301-7036-prode-46-183-00141.pdf>. [Último acceso: 26 diciembre 2019].
- [20] SENER-CNH, «Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Cantarell (Modificación Sustantiva),» 01 julio 2013. [En línea]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109202/Cantarell__Modificacion_Sustantiva_.pdf. [Último acceso: 25 diciembre 2019].
- [21] S. Figueras, «Introducción al Análisis Multivariante,» 2000. [En línea]. Available: <https://ciberconta.unizar.es/LECCION/anamul/inicio.html>. [Último acceso: 26 diciembre 2019].
- [22] J. Sancho, «Análisis Multivariante,» 2016. [En línea]. Available: <https://docplayer.es/15644405-Programa-de-formacio-continuada-societat-catalana-de-cirurgia-analisis-multivariante-introduccion-tema-21-joan-j-sancho.html>. [Último acceso: 27 diciembre 2019].
- [23] F. López, «Simulación de Montecarlo,» Econopedia, 2018. [En línea]. Available: <https://economipedia.com/definiciones/simulacion-de-montecarlo.html>. [Último acceso: 27 diciembre 2019].
- [24] L. Alegsa, «Definición de Lenguaje de programación de alto nivel,» DICCIONARIO DE INFORMÁTICA Y TECNOLOGÍA ALEGSA, 2018. [En línea]. Available: http://www.alegsa.com.ar/Dic/lenguaje_de_programacion_de_alto_nivel.php. [Último acceso: 26 diciembre 2019].
- [25] U. VIU, «Lenguaje de alto nivel, los más utilizados,» Universidad Internacional de Valencia, 21 marzo 2018. [En línea]. Available: <https://www.universidadviu.com/lenguaje-alto-nivel-los-mas-utilizados/>. [Último acceso: 26 diciembre 2019].
- [26] UNIVERSIA, «Los 10 lenguajes de programación más populares en la actualidad,» Universia.net, 14 enero 2019. [En línea]. Available: <https://noticias.universia.com.ar/consejos-profesionales/noticia/2016/02/22/1136443/conoce-cuales-lenguajes-programacion-populares.html>. [Último acceso: 27 diciembre 2019].
- [27] PEMEX, «Anuario Estadístico 2018,» 10 marzo 2019. [En línea]. Available: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/anuario-estadistico_2018.pdf. [Último acceso: 8 enero 2020].
- [28] E. Malkin, «López Obrador apuesta por la industria energética, pero Pemex está en crisis,» The New York Times, 12 abril 2019. [En línea]. Available: <https://www.nytimes.com/es/2019/04/12/pemex-amlo-mexico/>. [Último acceso: 15 agosto 2019].

Anexos

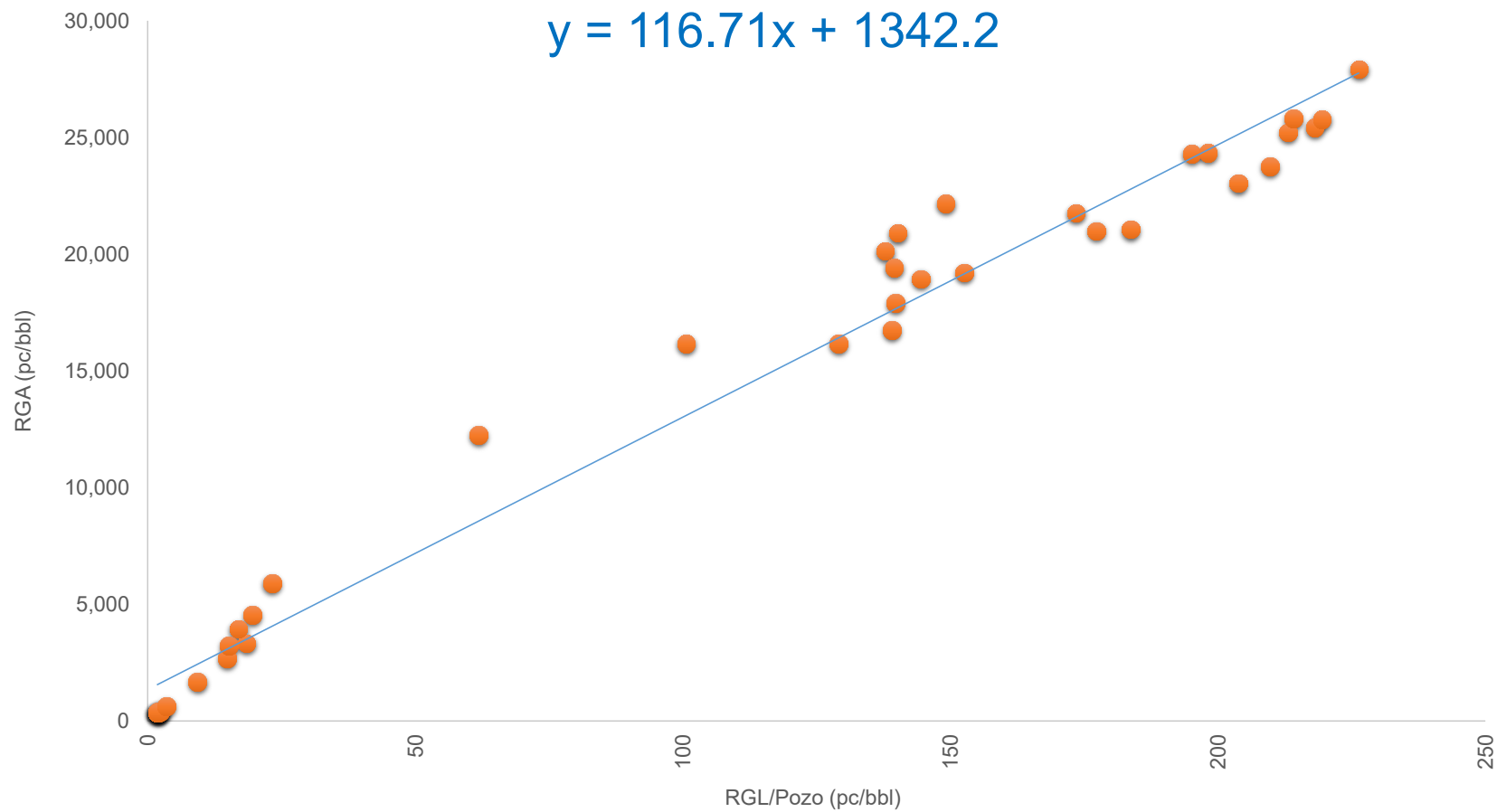
Anexo 1. Función de dependencia espesor-pozos operando.
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]



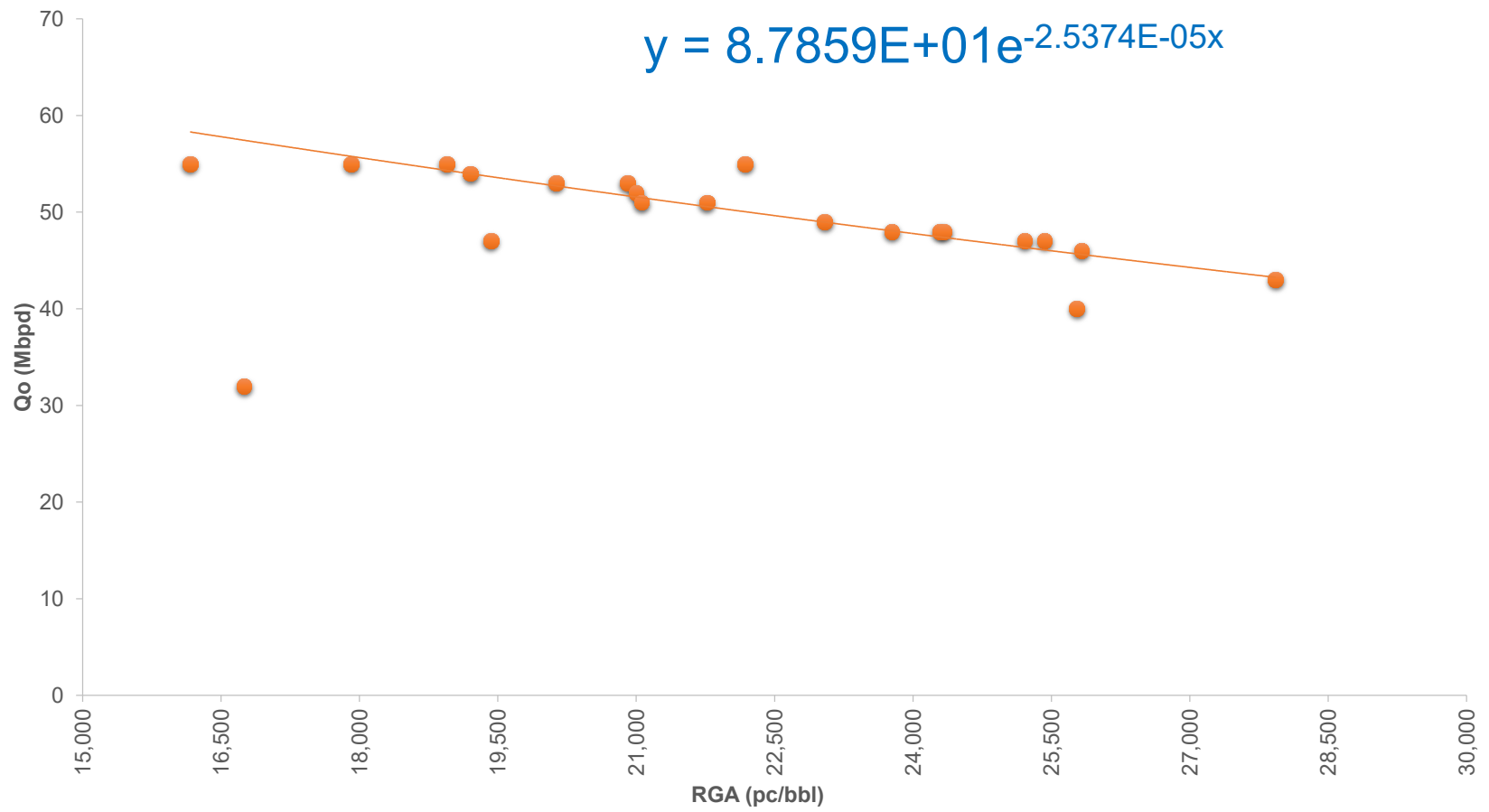
Anexo 2. Función de dependencia pozos operando-RGL/Pozo.
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]



Anexo 3. Función de dependencia RGL/Pozo-RGA.
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]



Anexo 4. Función de dependencia RGA-Qo.
Fuente: Elaboración propia con información de [16] [17]

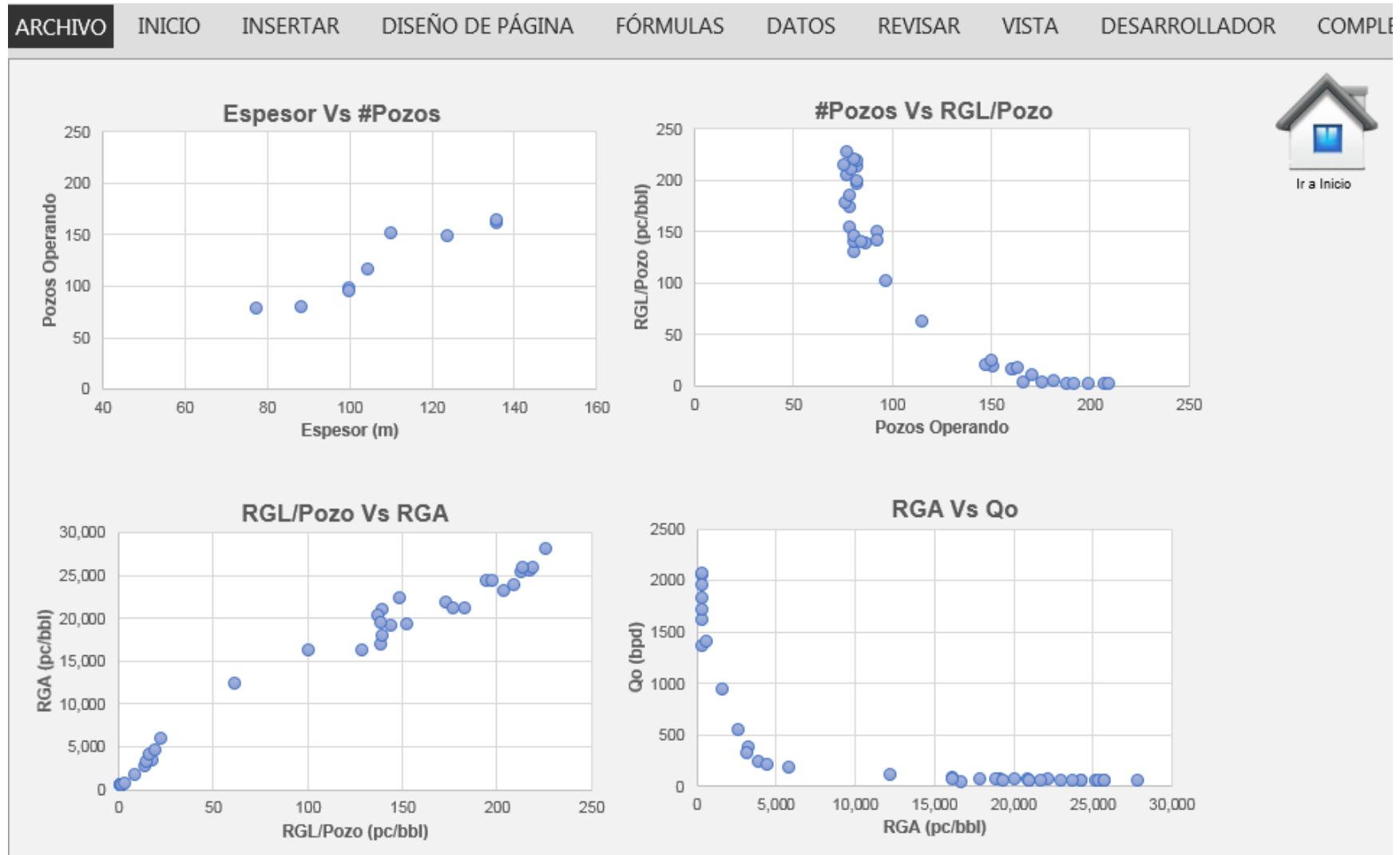


Anexo 5. Comando para la carga de parámetros operativos del campo.

Fuente: Elaboración propia.

| # | Fecha | Aceite (Mbd) | Gas (MMpcd) | Agua (Mbpd) | Pozos en Operación | Espesor Medio (m) |
|----|---------------|--------------|-------------|-------------|--------------------|-------------------|
| 1 | jun-00 | 1358 | 517 | 0 | 167 | |
| 2 | jun-01 | 1602 | 580 | 0 | 176 | |
| 3 | jun-02 | 1812 | 659 | 0 | 189 | |
| 4 | jun-03 | 2042 | 744 | 0 | 208 | |
| 5 | jun-04 | 2052 | 747 | 0 | 210 | |
| 6 | jun-05 | 1945 | 708 | 0 | 200 | |
| 7 | jun-06 | 1713 | 662 | 0 | 193 | |
| 8 | jun-07 | 1402 | 885 | 7 | 182 | |
| 9 | jun-08 | 934 | 1576 | 56 | 171 | |
| 10 | jun-09 | 541 | 1452 | 62 | 162 | |
| 11 | jun-10 | 366 | 1217 | 68 | 152 | |
| 12 | jun-11 | 314 | 1015 | 103 | 161 | 136 |
| 13 | jun-12 | 235 | 927 | 99 | 164 | 136 |
| 14 | jun-13 | 203 | 921 | 115 | 148 | 124 |
| 15 | jun-14 | 177 | 1046 | 121 | 151 | 110 |
| 16 | jun-15 | 99 | 1213 | 70 | 116 | 105 |
| 17 | jun-16 | 70 | 1132 | 46 | 97 | 100 |
| 18 | jul-17 | 55 | 1220 | 32 | 94 | 100 |
| 19 | ago-17 | 53 | 1108 | 32 | 93 | |
| 20 | sep-17 | 32 | 536 | 15 | 82 | |
| 21 | oct-17 | 55 | 889 | 30 | 81 | |
| 22 | nov-17 | 55 | 985 | 32 | 81 | |
| 23 | dic-17 | 54 | 1037 | 32 | 79 | |

Anexo 6. Resultados del comando para el cálculo de relaciones de variables operativas.
 Fuente: Elaboración propia



Anexo 7. Premisas para limitar la simulación de Montecarlo.

Fuente: Elaboración propia

ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR COMPLEMEN



Ir a Inicio

Premisas de Simulación

Fecha límite: dic-2024

Tipo de variación: Natural/Histórica

Número de simulaciones: 1000

| |
|------|
| 1000 |
| 10 |
| 100 |
| 1000 |

Anexo 8. Generación de escenarios futuros para cada variable analizada.
 Fuente: Elaboración propia.

| Fecha | Espesor | # Pozos | RGL/Pozo | RGA | Qo |
|--------|---------|---------|----------|-------|-------|
| mar-19 | 78 | 77 | 209 | 28765 | 45.69 |
| abr-19 | 77 | 77 | 224 | 27693 | 43.51 |
| may-19 | 77 | 77 | 209 | 28765 | 45.69 |
| jun-19 | 77 | 74 | 239 | 24714 | 42.40 |
| jul-19 | 77 | 76 | 217 | 26711 | 44.61 |
| ago-19 | 77 | 74 | 239 | 24714 | 42.40 |
| sep-19 | 76 | 73 | 244 | 24774 | 41.27 |
| oct-19 | 76 | 76 | 217 | 26711 | 44.61 |
| nov-19 | 76 | 74 | 239 | 24714 | 42.40 |
| dic-19 | 76 | 73 | 244 | 24774 | 41.27 |
| ene-20 | 76 | 79 | 226 | 27693 | 43.51 |
| feb-20 | 75 | 75 | 224 | 27693 | 43.51 |
| mar-20 | 75 | 73 | 244 | 24774 | 41.27 |
| abr-20 | 75 | 74 | 239 | 24714 | 42.40 |
| may-20 | 75 | 72 | 253 | 30875 | 40.14 |
| jun-20 | 74 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| jul-20 | 74 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| ago-20 | 74 | 73 | 244 | 24774 | 41.27 |
| sep-20 | 74 | 72 | 253 | 30875 | 40.14 |
| oct-20 | 74 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| nov-20 | 74 | 73 | 244 | 24774 | 41.27 |
| dic-20 | 73 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| ene-21 | 73 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| feb-21 | 73 | 71 | 263 | 32019 | 38.99 |
| mar-21 | 73 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| abr-21 | 73 | 72 | 253 | 30875 | 40.14 |
| may-21 | 73 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| jun-21 | 73 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| jul-21 | 73 | 68 | 295 | 35724 | 35.49 |
| ago-21 | 73 | 71 | 263 | 32019 | 38.99 |
| sep-21 | 73 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| oct-21 | 72 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| nov-21 | 72 | 68 | 295 | 35724 | 35.49 |
| dic-21 | 72 | 67 | 306 | 37055 | 34.31 |
| ene-22 | 72 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| feb-22 | 71 | 67 | 306 | 37055 | 34.31 |
| mar-22 | 71 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| abr-22 | 71 | 70 | 273 | 33207 | 37.83 |
| may-22 | 71 | 68 | 295 | 35724 | 35.49 |
| jun-22 | 70 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| jul-22 | 70 | 67 | 306 | 37055 | 34.31 |
| ago-22 | 70 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| sep-22 | 70 | 65 | 295 | 35724 | 35.49 |
| oct-22 | 70 | 66 | 318 | 38438 | 33.12 |
| nov-22 | 70 | 67 | 306 | 37055 | 34.31 |
| dic-22 | 69 | 65 | 330 | 39875 | 31.94 |
| ene-23 | 69 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| feb-23 | 69 | 69 | 284 | 34442 | 36.66 |
| mar-23 | 69 | 68 | 295 | 35724 | 35.49 |
| abr-23 | 69 | 68 | 295 | 35724 | 35.49 |
| may-23 | 69 | 68 | 295 | 35724 | 35.49 |
| jun-23 | 69 | 65 | 330 | 39875 | 31.94 |
| jul-23 | 69 | 65 | 330 | 39875 | 31.94 |
| ago-23 | 68 | 67 | 306 | 37055 | 34.31 |
| sep-23 | 68 | 67 | 306 | 37055 | 34.31 |
| oct-23 | 68 | 65 | 330 | 39875 | 31.94 |
| nov-23 | 68 | 66 | 318 | 38438 | 33.12 |
| dic-23 | 68 | 66 | 295 | 35724 | 35.49 |
| ene-24 | 68 | 66 | 318 | 38438 | 33.12 |

Tabla de simulación

| Fecha | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
|--------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| mar-19 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 | 77.8 |
| abr-19 | 77.8 | 77.6 | 77.4 | 77.6 | 77.7 | 77.6 | 77.3 | 77.5 | 77.5 | 77.8 | 77.5 | 77.5 | 77.7 |
| may-19 | 77.7 | 77.6 | 77.2 | 77.3 | 77.5 | 77.3 | 77.3 | 77.4 | 77.4 | 77.6 | 77.3 | 77.3 | 77.7 |
| jun-19 | 77.3 | 77.5 | 76.8 | 77.3 | 77.2 | 76.9 | 77.2 | 77.1 | 77.2 | 77.5 | 76.9 | 76.9 | 77.7 |
| jul-19 | 77.1 | 77.4 | 76.6 | 77.1 | 76.9 | 76.9 | 77.2 | 77.0 | 77.0 | 77.3 | 76.9 | 76.9 | 77.6 |
| ago-19 | 77.0 | 77.1 | 76.5 | 77.0 | 76.7 | 76.7 | 77.1 | 76.7 | 76.9 | 77.2 | 76.5 | 76.9 | 77.6 |
| sep-19 | 76.9 | 76.9 | 76.5 | 77.0 | 76.4 | 76.3 | 76.8 | 76.5 | 76.8 | 76.8 | 76.3 | 76.6 | 77.6 |
| oct-19 | 76.7 | 76.6 | 76.2 | 76.7 | 76.3 | 76.0 | 76.5 | 76.3 | 76.7 | 76.5 | 76.9 | 76.4 | 77.6 |
| nov-19 | 76.3 | 76.2 | 76.1 | 76.4 | 76.3 | 75.7 | 76.3 | 76.0 | 76.4 | 76.5 | 75.6 | 76.4 | 77.5 |
| dic-19 | 76.2 | 76.0 | 75.9 | 76.3 | 76.0 | 75.6 | 76.2 | 75.8 | 76.3 | 76.3 | 75.6 | 76.2 | 77.5 |
| ene-20 | 76.0 | 75.7 | 75.7 | 76.2 | 75.7 | 75.6 | 76.1 | 75.7 | 76.2 | 76.2 | 75.3 | 75.9 | 77.5 |
| feb-20 | 76.0 | 75.4 | 75.5 | 76.1 | 75.5 | 75.6 | 75.7 | 75.6 | 76.2 | 76.2 | 74.9 | 75.9 | 77.5 |
| mar-20 | 76.0 | 75.0 | 75.4 | 75.8 | 75.3 | 75.6 | 75.4 | 75.4 | 75.4 | 76.1 | 74.6 | 75.9 | 77.5 |
| abr-20 | 75.6 | 74.6 | 75.0 | 75.7 | 74.9 | 75.5 | 75.2 | 75.0 | 75.1 | 76.1 | 74.5 | 75.8 | 77.4 |
| may-20 | 75.5 | 74.2 | 74.7 | 75.6 | 74.7 | 75.3 | 75.2 | 74.9 | 74.9 | 75.8 | 74.2 | 75.6 | 77.4 |
| jun-20 | 75.3 | 73.8 | 74.6 | 75.2 | 74.3 | 75.0 | 75.0 | 74.6 | 74.8 | 75.5 | 73.8 | 75.4 | 77.4 |
| jul-20 | 75.1 | 73.5 | 74.4 | 75.1 | 73.9 | 75.0 | 74.7 | 74.3 | 74.6 | 75.4 | 73.6 | 75.1 | 77.4 |
| ago-20 | 75.0 | 73.4 | 74.3 | 74.9 | 73.5 | 74.5 | 74.2 | 74.4 | 74.4 | 75.1 | 73.2 | 75.1 | 77.3 |
| sep-20 | 74.6 | 73.1 | 74.0 | 74.4 | 73.6 | 74.5 | 74.1 | 73.9 | 74.2 | 75.1 | 72.9 | 75.0 | 77.3 |
| oct-20 | 74.2 | 73.0 | 73.6 | 74.0 | 73.5 | 74.1 | 73.7 | 73.9 | 75.0 | 72.8 | 74.8 | 77.3 | |
| nov-20 | 74.1 | 72.7 | 73.2 | 73.6 | 73.2 | 73.9 | 73.4 | 73.8 | 73.7 | 74.6 | 72.7 | 74.4 | 77.3 |
| dic-20 | 74.0 | 72.6 | 72.9 | 73.5 | 73.1 | 73.9 | 73.1 | 73.5 | 73.3 | 74.5 | 72.3 | 74.2 | 77.3 |
| ene-21 | 73.8 | 72.6 | 72.6 | 73.2 | 73.0 | 73.9 | 72.8 | 73.2 | 72.9 | 74.5 | 72.1 | 73.8 | 77.2 |
| feb-21 | 73.6 | 72.3 | 72.3 | 73.2 | 72.9 | 73.8 | 72.4 | 73.2 | 72.9 | 74.5 | 72.0 | 73.5 | 77.2 |
| mar-21 | 73.2 | 72.1 | 72.0 | 72.9 | 72.8 | 73.6 | 72.0 | 72.9 | 72.7 | 74.4 | 71.9 | 73.5 | 77.2 |
| abr-21 | 73.2 | 72.0 | 71.9 | 72.6 | 72.7 | 73.4 | 71.6 | 72.8 | 72.6 | 74.2 | 71.6 | 73.2 | 77.1 |
| may-21 | 72.8 | 71.6 | 71.7 | 72.7 | 72.5 | 73.0 | 71.3 | 72.7 | 72.3 | 74.1 | 71.4 | 72.9 | 77.1 |
| jun-21 | 72.5 | 71.6 | 71.7 | 72.3 | 72.4 | 73.0 | 71.3 | 72.3 | 72.3 | 74.1 | 71.0 | 72.8 | 77.1 |
| jul-21 | 72.4 | 71.4 | 71.6 | 72.3 | 72.4 | 72.6 | 71.3 | 72.1 | 72.2 | 74.0 | 70.6 | 72.4 | 77.1 |
| ago-21 | 72.4 | 71.5 | 71.4 | 72.0 | 72.0 | 72.5 | 71.9 | 72.0 | 72.0 | 73.6 | 70.3 | 72.3 | 77.0 |
| sep-21 | 72.4 | 71.0 | 71.2 | 71.7 | 71.9 | 72.3 | 71.2 | 71.9 | 71.6 | 73.4 | 69.9 | 72.3 | 77.0 |
| oct-21 | 72.1 | 70.8 | 71.1 | 71.3 | 71.5 | 72.1 | 70.8 | 71.7 | 71.3 | 73.0 | 69.8 | 72.2 | 77.0 |
| nov-21 | 71.9 | 70.4 | 71.1 | 71.0 | 71.4 | 71.8 | 70.8 | 71.6 | 71.1 | 72.9 | 69.7 | 71.9 | 77.0 |
| dic-21 | 71.8 | 70.4 | 70.9 | 70.7 | 71.3 | 71.6 | 70.6 | 71.2 | 70.9 | 72.8 | 69.5 | 71.9 | 77.0 |
| ene-22 | 71.7 | 70.3 | 70.5 | 70.3 | 71.2 | 71.3 | 70.5 | 70.8 | 70.6 | 72.4 | 69.1 | 71.8 | 77.0 |
| feb-22 | 71.3 | 70.2 | 70.5 | 69.9 | 70.9 | 71.1 | 70.3 | 70.8 | 70.6 | 72.1 | 69.0 | 71.5 | 69 |
| mar-22 | 71.1 | 69.8 | 70.4 | 69.7 | 70.6 | 71.0 | 70.3 | 70.5 | 70.2 | 72.1 | 68.6 | 71.1 | 69 |
| abr-22 | 70.9 | 69.4 | 70.0 | 69.4 | 70.4 | 70.9 | 70.2 | 70.2 | 70.0 | 71.7 | 68.4 | 70.8 | 69 |
| may-22 | 70.9 | 69.1 | 69.7 | 69.1 | 70.2 | 70.8 | 69.8 | 70.1 | 69.7 | 71.6 | 68.3 | 70.8 | 69 |
| jun-22 | 70.5 | 68.7 | 69.5 | 68.9 | 70.2 | 70.5 | 69.5 | 69.7 | 69.4 | 71.3 | 68.0 | 70.4 | 69 |
| jul-22 | 70.1 | 68.6 | 69.4 | 68.9 | 69.9 | 70.1 | 69.3 | 69.5 | 69.2 | 71.2 | 67.8 | 70.2 | 68 |
| ago-22 | 69.7 | 68.2 | 69.2 | 68.5 | 69.5 | 69.9 | 69.3 | 69.4 | 69.2 | 70.9 | 67.6 | 70.2 | 68 |
| sep-22 | 69.5 | 68.1 | 68.1 | 68.2 | 69.4 | 69.5 | 69.8 | 69.3 | 69.1 | 70.7 | 67.5 | 69.9 | 68 |
| oct-22 | 69.2 | 68.0 | 68.8 | 67.9 | 69.1 | 69.3 | 68.9 | 69.2 | 68.7 | 70.7 | 67.3 | 69.8 | 67 |
| nov-22 | 69.2 | 67.7 | 68.4 | 67.9 | 68.9 | 69.3 | 68.8 | 69.1 | 68.4 | 70.6 | 66.9 | 69.7 | 67 |
| dic-22 | 68.9 | 67.6 | 68.4 | 67.6 | 68.8 | 69.2 | 68.7 | 68.9 | 68.3 | 70.5 | 66.5 | 69.3 | 67 |
| ene-23 | 68.9 | 67.6 | 68.2 | 67.3 | 68.5 | 69.1 | 68.6 | 68.8 | 68.1 | 70.1 | 66.3 | 69.0 | 67 |
| feb-23 | 68.5 | 67.3 | 68.0 | 67.2 | 68.4 | 68.8 | 68.2 | 68.8 | 68.0 | 70.0 | 66.3 | 69.0 | 67 |
| mar-23 | 68.3 | 67.1 | 67.8 | 67.2 | 68.2 | 68.6 | 67.8 | 68.5 | 68.0 | 69.8 | 66.2 | 68.7 | 66 |
| abr-23 | 68.0 | 67.0 | 67.7 | 66.9 | 67.9 | 68.3 | 67.6 | 68.4 | 67.8 | 69.4 | 66.0 | 68.6 | 66 |
| may-23 | 67.6 | 66.7 | 67.3 | 66.6 | 67.7 | 68.0 | 67.4 | 68.3 | 67.6 | 69.1 | 65.9 | 68.4 | 66 |
| jun-23 | 67.4 | 66.4 | 67.2 | 66.4 | 67.6 | 68.0 | 67.2 | 68.2 | 67.2 | 69.3 | 65.9 | 68.2 | 66 |
| jul-23 | 67.1 | 66.4 | 66.9 | 66.2 | 67.2 | 67.7 | 67.0 | 67.9 | 66.9 | 68.6 | 65.7 | 67.9 | 66 |
| ago-23 | 67.1 | 66.1 | 66.8 | 66.1 | 67.2 | 67.5 | 67.0 | 67.5 | 66.8 | 68.4 | 65.5 | 67.8 | 65 |
| sep-23 | 66.9 | 65.9 | 66.6 | 66.0 | 66.9 | 67.1 | 66.9 | 67.2 | 66.6 | 68.3 | 65.3 | 67.8 | 65 |
| oct-23 | 66.7 | 65.7 | 66.5 | 65.8 | 66.7 | 66.8 | 66.8 | 66.8 | 66.5 | 68.0 | 65.1 | 67.8 | 65 |
| nov-23 | 66.3 | 65.6 | 66.2 | 65.4 | 66.6 | 66.6 | 66.5 | 66.6 | 66.2 | 67.6 | 64.8 | 67.6 | 65 |
| dic-23 | 66.2 | 65.2 | 65.9 | 65.4 | 66.3 | 66.3 | 66.4 | 66.4 | 66.1 | 67.3 | 64.5 | 67.3 | 65 |
| ene-24 | 65.8 | 65.0 | 65.7 | 65.4 | 66.0 | 65.9 | 66.1 | 66.0 | 66.1 | 67.0 | 64.5 | 67.3 | 65 |

Anexo 9. Menú para visualización de los resultados de la simulación de Montecarlo.
Fuente: Elaboración propia.



Anexo 10. Integración de parámetros operativos históricos con sus proyecciones futuras.

Fuente: Elaboración propia.

| ARCHIVO INICIO INSERTAR DISEÑO DE PÁGINA FÓRMULAS DATOS REVISAR VISTA DESARROLLADOR COMPLEMENTOS | | | | | | | | | | |
|--|--------|--------------|--------------|-------------|--------------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|--|
| # | Fecha | Aceite (Mbd) | Gas (MMpcpd) | Agua (Mcpd) | Pozos en Operación | Espesor Medio (m) | RGL (pc/bbl) | RGL/Pozo (pc/bbl) | RGA (pc/bbl) | |
| 1 | jun-00 | 1,358 | 517 | 0 | 167 | | 381 | 2 | 381 | |
| 2 | jun-01 | 1,602 | 580 | 0 | 176 | | 362 | 2 | 362 | |
| 3 | jun-02 | 1,812 | 659 | 0 | 189 | | 364 | 2 | 364 | |
| 4 | jun-03 | 2,042 | 744 | 0 | 208 | | 364 | 2 | 364 | |
| 5 | jun-04 | 2,052 | 747 | 0 | 210 | | 364 | 2 | 364 | |
| 6 | jun-05 | 1,345 | 708 | 0 | 200 | | 364 | 2 | 364 | |
| 7 | jun-06 | 1,713 | 662 | 0 | 193 | | 386 | 2 | 386 | |
| 8 | jun-07 | 1,402 | 885 | 7 | 182 | | 628 | 3 | 631 | |
| 9 | jun-08 | 934 | 1,576 | 56 | 171 | | 1,592 | 9 | 1,687 | |
| 10 | jun-09 | 541 | 1,452 | 62 | 162 | | 2,408 | 15 | 2,684 | |
| 11 | jun-10 | 366 | 1,217 | 68 | 152 | | 2,804 | 18 | 3,325 | |
| 12 | jun-11 | 314 | 1,015 | 103 | 161 | 136 | 2,434 | 15 | 3,232 | |
| 13 | jun-12 | 235 | 327 | 99 | 164 | 136 | 2,775 | 17 | 3,345 | |
| 14 | jun-13 | 203 | 321 | 115 | 148 | 124 | 2,896 | 20 | 4,537 | |
| 15 | jun-14 | 177 | 1,046 | 121 | 151 | 110 | 3,510 | 23 | 5,910 | |
| 16 | jun-15 | 99 | 1,213 | 70 | 116 | 105 | 7,178 | 62 | 12,253 | |
| 17 | jun-16 | 70 | 1,132 | 46 | 97 | 100 | 3,759 | 101 | 16,171 | |
| 18 | jul-17 | 55 | 1,220 | 32 | 94 | 100 | 14,023 | 149 | 22,182 | |
| 19 | ago-17 | 53 | 1,108 | 32 | 93 | | 13,035 | 140 | 20,906 | |
| 20 | sep-17 | 32 | 536 | 15 | 82 | | 11,404 | 139 | 16,150 | |
| 21 | oct-17 | 55 | 889 | 30 | 81 | | 10,459 | 129 | 16,164 | |
| 22 | nov-17 | 55 | 985 | 32 | 81 | | 11,322 | 140 | 17,909 | |
| 23 | dic-17 | 54 | 1,037 | 32 | 79 | | 12,058 | 153 | 19,204 | |
| 24 | ene-18 | 55 | 1,042 | 34 | 81 | | 11,708 | 145 | 18,945 | |
| 25 | feb-18 | 53 | 1,067 | 36 | 87 | | 11,989 | 138 | 20,132 | |
| 26 | mar-18 | 47 | 913 | 30 | 85 | | 11,857 | 139 | 19,426 | |
| 27 | abr-18 | 51 | 1,110 | 30 | 79 | | 13,704 | 173 | 21,765 | |
| 28 | may-18 | 52 | 1,092 | 28 | 77 | | 13,650 | 177 | 21,000 | |
| 29 | jun-18 | 51 | 1,074 | 23 | 79 | 88 | 14,514 | 184 | 21,059 | |
| 30 | jul-18 | 49 | 1,129 | 22 | 78 | | 15,901 | 204 | 23,041 | |
| 31 | ago-18 | 48 | 1,166 | 24 | 83 | | 16,194 | 195 | 24,292 | |
| 32 | sep-18 | 48 | 1,168 | 23 | 83 | | 16,451 | 198 | 24,333 | |
| 33 | oct-18 | 47 | 1,185 | 20 | 83 | | 17,687 | 213 | 25,213 | |
| 34 | nov-18 | 48 | 1,141 | 20 | 80 | | 16,779 | 210 | 23,771 | |
| 35 | dic-18 | 47 | 1,195 | 19 | 83 | | 18,106 | 218 | 25,426 | |
| 36 | ene-19 | 40 | 1,031 | 18 | 81 | | 17,776 | 219 | 25,775 | |
| 37 | feb-19 | 46 | 1,188 | 27 | 76 | | 16,274 | 214 | 25,826 | |
| 38 | mar-19 | 43 | 1,201 | 25 | 78 | 78 | 17,662 | 226 | 27,930 | |
| | mar-19 | 45 | | | 76 | 78 | | 217 | 26,711 | |
| | abr-19 | 44 | | | 75 | 77 | | 226 | 27,693 | |
| | may-19 | 42 | | | 74 | 77 | | 226 | 25,765 | |
| | jun-19 | 41 | | | 73 | 77 | | 217 | 29,774 | |
| | jul-19 | 41 | | | 75 | 77 | | 226 | 29,774 | |
| | ago-19 | 44 | | | 75 | 77 | | 244 | 29,774 | |
| | sep-19 | 45 | | | 75 | 76 | | 244 | 29,774 | |
| | oct-19 | 41 | | | 73 | 76 | | 226 | 29,774 | |
| | nov-19 | 44 | | | 73 | 76 | | 244 | 27,693 | |
| | dic-19 | 44 | | | 73 | 76 | | 235 | 29,774 | |
| | ene-20 | 41 | | | 74 | 76 | | 244 | 29,774 | |
| | feb-20 | 44 | | | 75 | 75 | | 253 | 30,875 | |
| | mar-20 | 41 | | | 73 | 75 | | 253 | 29,774 | |
| | abr-20 | 41 | | | 73 | 75 | | 244 | 29,774 | |
| | may-20 | 39 | | | 73 | 75 | | 244 | 32,019 | |
| | jun-20 | 41 | | | 73 | 75 | | 244 | 30,875 | |