



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Propuesta de Modelo de Estimación
de Balance de Gas 1P a Largo Plazo
para Petróleos Mexicanos**

TESINA

Que para obtener el título de
Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Omar Arturo Salgado Velázquez

DIRECTOR DE TESINA

M.I. Oswaldo David López Hernández



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

AGRADECIMIENTOS

A mis padres Silvia y Arturo

Quiero expresarles mi más profunda gratitud por haber creído siempre en mí, por confiar en mis capacidades y habilidades, y por respaldar mis decisiones. Me han enseñado el verdadero significado de la familia y el amor. Gracias por comprender y perdonar mis errores y fracasos, pero, sobre todo, gracias por mostrarme el valor de la superación personal. Me han enseñado la importancia de la perseverancia y el sentido de la lucha, lecciones que llevaré conmigo siempre.

A mi hermano Ivan, la persona que más admiro en esta vida

Gracias por ser más que un hermano: mi compañero de vida, un amigo leal e incondicional. Siempre has estado a mi lado en los momentos más difíciles y oscuros, cuidándome y brindándome tu apoyo. Me has enseñado y apoyado en mis tareas, trabajos y exámenes, mostrándome cosas nuevas con paciencia y dedicación, ayudándome a ser mejor. Eres un ejemplo vivo de que la constancia y la pasión son claves para alcanzar nuestras metas. Tu influencia ha sido un faro de luz en mi camino, y por ello te estoy profundamente agradecido.

A mi novia, Nadia

Gracias por ser parte de este proceso, acompañándome en la persecución de mis sueños y metas. Has estado conmigo en los días buenos, pero sobre todo en los malos, brindándome tu apoyo y guía no solo en mi carrera, sino también en mi proceso de convertirme en

ingeniero. Contigo, he vivido momentos inolvidables que ahora forman parte de nuestra historia. Gracias, mi amor.

A mis amigos, Ricardo, Sara, Jesús, Fidel, Fanny, Brenda, Arantza, Maurín y Lucrecia

A ustedes, mis amigos, gracias por ser la familia que elegí. Gracias por ser parte de los mejores momentos durante mi carrera, por todas las risas y alegrías compartidas. Gracias por estar siempre ahí para escucharme y también por regañarme cuando era necesario. Cada uno de ustedes ha aportado algo especial a mi vida, haciendo este camino mucho más enriquecedor y alegre. Gracias por todo, amigos.

A mis camaradas ingenieros, Gabriela, Luis, Tahu, Alejandro, Daniel, Fabiola y Ricardo

Gracias por apoyarme durante estos últimos años. Sin ustedes, no habría podido superar los retos de la carrera. Agradezco profundamente que me hayan explicado temas que no comprendía, por su amistad y camaradería. Gracias por compartir sus sueños y metas conmigo; ha sido todo un honor convertirme en ingeniero a su lado. Juntos hemos crecido y aprendido, forjando no solo una carrera, sino también una amistad duradera. Gracias, colegas, por ser parte de esta importante etapa de mi vida.

Gracias a los ingenieros Roberto, Oswaldo, Mauricio, Manuel, Alejandro, David y Arnulfo

Gracias por mostrarme el valor de la ingeniería mexicana y por enseñarme y guiarme tanto en mi formación académica como en la profesional. Aprecio profundamente el tiempo que dedicaron para compartir sus valiosas experiencias y conocimientos conmigo. Cada

uno de ustedes es una persona que admiro y un modelo a seguir en el campo de la ingeniería. Su influencia ha sido fundamental en mi desarrollo y crecimiento como ingeniero.

ÍNDICE

1. RESUMEN.....	6
2. INTRODUCCIÓN.....	8
3. OBJETIVOS.....	9
3.1 OBJETIVO GENERAL	9
3.2 OBJETIVO DENTRO DE LA GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	9
3.3 OBJETIVO PARTICULAR.....	9
4. ACTIVIDADES DENTRO DE LAS PRÁCTICAS PROFESIONALES	9
5. ASPECTOS CLAVE DE LA ORGANIZACIÓN DE PEMEX: RELEVANCIA PARA MIS PRÁCTICAS PROFESIONALES.....	10
5.1 PEMEX Y SUS EMPRESAS SUBSIDIARIAS	11
5.2 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.....	14
5.2.1. MODELO OPERATIVO DE PEP.....	14
5.2.2. ESTRUCTURA ORGÁNICA DE PEP.....	15
5.3 ¿POR QUÉ PEMEX?.....	16
6. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
6.1 CONTEXTO DE LA PROBLEMÁTICA.....	17
6.2 PROBLEMÁTICA ESPECÍFICA	18
6.3 EJEMPLO DE METODOLOGÍA PREVIA.....	21
6.4 PROPUESTA PARA ELABORAR BALANCE DE GAS A LARGO PLAZO	22
7. MARCO TEÓRICO	26
7.1 FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS EN LA INGENIERÍA	26
7.2 CONCEPTOS ESTADÍSTICOS FUNDAMENTALES.....	27
7.3 LEY DE LOS GRANDES NÚMEROS	28
8. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA PROPUESTA	29
8.1 DISEÑO DEL ESTUDIO	29
8.2 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	29

8.3	RECOPILACIÓN DE DATOS	29
8.4	ANÁLISIS DE DATOS	30
9.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	43
9.1	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LA NUEVA METODOLOGÍA	43
9.2	EVALUACIÓN COMPARATIVA Y ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL CONSUMO DE GAS RESIDUAL	53
9.3	LIMITACIONES Y ÁREAS DE MEJORA	63
9.3.1	LIMITACIONES	63
9.3.2	ÁREAS DE MEJORA	63
10.	CONCLUSIÓN	64
11.	APÉNDICES	65
12.	REFERENCIAS	67
13.	ANEXOS	69

1. RESUMEN

Petróleos Mexicanos (Pemex) es una empresa estatal mexicana y uno de los mayores contribuyentes fiscales del país. Su importancia económica es tal que, en términos de impuestos, equivale aproximadamente a la suma de las cinco empresas privadas más importantes de México. Pemex está estructurada en diversas subsidiarias y divisiones, siendo Pemex Exploración y Producción (PEP) una de las más críticas, encargada de la exploración, extracción, y producción de petróleo y gas natural. Su desempeño es vital para la generación de ingresos y el abastecimiento energético del país.

La industria de petróleo y gas enfrenta retos constantes en la gestión eficiente de sus recursos, siendo el consumo de gas residual un aspecto clave en la producción y comercialización de hidrocarburos. La Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos (GCH) de Pemex Exploración y Producción busca mejorar la precisión en su metodología para proyectar el consumo de gas residual y así contribuir al mejoramiento del cálculo del flujo de efectivo, mejorando la toma de decisiones y agregando valor a la empresa. Esta tesina introduce una propuesta de una nueva metodología centrada en los campos productores que consumen gas residual, basada en la Ley de los Grandes Números.

El propósito de este proyecto es abordar la problemática asociada con las estimaciones excesivas del consumo de gas residual observadas en metodologías anteriores. Tras analizar 340 campos productores, se identificaron 91 campos consumidores de gas residual, repartidos en 11 activos que a su vez pertenecen a las cuatro regiones Azul, Roja, Verde y Naranja. La nueva metodología se centrará específicamente en estos campos, adoptando un enfoque más conservador, realista y detallado para proporcionar estimaciones precisas que reflejen la realidad operativa de la empresa.

La metodología propuesta (que hoy en día ya es un procedimiento estandarizado dentro de la GCH) se basa en la Ley de los Grandes Números, que asegura una mayor precisión en las estimaciones al analizar más datos. Se implementaron nuevas bases de datos enfocadas en los 91 campos consumidores de gas residual, de 340 campos productores. La metodología se validó comparando las estimaciones de 2023 con datos históricos y estimaciones anteriores, demostrando su eficacia en reducir estimaciones excesivas y alinearse con las tendencias reales de consumo. Además, se utilizó el documento "Billetera" para obtener la producción

futura y, mediante un producto entre esta y los factores obtenidos basados en datos históricos, poder obtener la estimación de consumo de gas residual para los próximos 25 años.

Los resultados de este estudio no solo abordan la problemática inicial, sino que también proporcionan una base sólida para futuras estimaciones y decisiones de planificación en la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos. La implementación de esta metodología marca un avance significativo hacia una gestión más eficiente y sostenible de los recursos de hidrocarburos, alineando las estimaciones de consumo de gas residual con la realidad operativa de la empresa y optimizando el cálculo del flujo de efectivo.

2. INTRODUCCIÓN

Petróleos Mexicanos (Pemex) es una empresa productora del Estado mexicano y uno de los mayores contribuyentes fiscales del país. Su importancia económica es tal que, en términos de impuestos, equivale aproximadamente a la suma de las cinco empresas privadas más importantes de México. Pemex cuenta con autonomía operativa y de gestión, lo que le permite adaptarse a las dinámicas del mercado global y responder de manera efectiva a los desafíos de la industria petrolera. Su rol es crucial no solo en la generación de ingresos para el país, sino también en el abastecimiento energético y en el desarrollo económico de México.

En el contexto de la industria del petróleo y gas, Pemex enfrenta desafíos constantes en la gestión eficiente de sus recursos, especialmente en lo que respecta al gas residual, un aspecto crítico en la producción y comercialización de hidrocarburos. La precisión en las estimaciones del consumo de gas residual es esencial para mejorar el cálculo del flujo de efectivo y, por ende, la toma de decisiones estratégicas a largo plazo. En respuesta a esta necesidad, se propone una nueva metodología centrada en el análisis detallado de los campos consumidores de gas residual, utilizando la Ley de los Grandes Números como base teórica para una estimación más precisa y realista.

La problemática principal que se aborda en este estudio es la tendencia a estimaciones excesivas del consumo de gas residual observadas en metodologías anteriores. Estas estimaciones infladas pueden llevar a decisiones erróneas y afectar negativamente la planificación y gestión de recursos. Por ello, se plantea una metodología más conservadora y enfocada en los campos específicos consumidores de gas residual, buscando estimaciones que reflejen de manera más precisa la realidad operativa de la empresa y contribuyan a una mejor toma de decisiones estratégicas.

En resumen, esta investigación ofrece una perspectiva nueva y más precisa para la estimación del consumo de gas residual en Pemex Exploración y Producción. Al centrarse en los campos consumidores y aplicar una metodología basada en principios estadísticos sólidos, se espera que los resultados de este estudio contribuyan significativamente a la optimización de los recursos y a la toma de decisiones estratégicas en la industria de hidrocarburos en México

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVO GENERAL

La elección de este método de titulación tiene como objetivo realizar actividades profesionales (Prácticas Profesionales) en Petróleos Mexicanos (PEMEX), afines al perfil del egresado de ingeniería geofísica, con el propósito de consolidar e integrar el desarrollo de conocimientos y habilidades adquiridos durante la formación académica.

3.2 OBJETIVO DENTRO DE LA GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

Abordar la tendencia a estimaciones excesivas observadas en metodologías anteriores, buscando estimaciones que reflejen de manera más precisa la realidad operativa de la empresa y contribuyan a una mejor toma de decisiones estratégicas.

3.3 OBJETIVO PARTICULAR

- Adquirir experiencia y competencias sobre la industria de hidrocarburos y el desarrollo de actividades en PEMEX.
- Aplicar conocimientos y habilidades adquiridos durante la formación académica a un entorno profesional.
- Familiarizarme con las tendencias actuales en la industria de hidrocarburos.
- Aportar conocimientos y habilidades en las actividades que se realizan en la Coordinación de Optimización de Procesos de Comercialización.

4. ACTIVIDADES DENTRO DE LAS PRÁCTICAS PROFESIONALES

Entre el 5 de junio de 2023 y el 5 de marzo de 2024, completé 744 horas de prácticas profesionales en la Coordinación de Optimización del Proceso de Comercialización perteneciente a la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos, bajo la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial, adscrita a PEMEX

Exploración y Producción (PEP). Dentro de la Coordinación, mis actividades principales eran las siguientes:

- Apoyo en la clasificación de información de datos de producción.
- Administración y optimización de bases de datos relacionadas con la producción.
- Análisis estadístico predictivo de la información relacionada con datos de producción.
- Apoyo en el diseño visual de datos relacionados con la producción.

5. ASPECTOS CLAVE DE LA ORGANIZACIÓN DE PEMEX: RELEVANCIA PARA MIS PRÁCTICAS PROFESIONALES

Petróleos Mexicanos fue fundada el 7 de junio de 1938, pocos meses después de la expropiación petrolera, dando con ello libertad propia a la industria petrolera nacional y generando gran cantidad de recursos para el sector público. En el actual escenario económico global, la industria de hidrocarburos es vital para la generación de ingresos de las naciones, y México no es la excepción. La industria de hidrocarburos mexicana es fundamental para la economía del país y constituye uno de los sectores más significativos para los mexicanos. A lo largo de las últimas décadas, Petróleos Mexicanos (PEMEX) ha destacado como una de las empresas más influyentes, no solo por sus contribuciones a la economía sino también por sus fluctuaciones financieras. Por ejemplo, en el año 2023, PEMEX reportó ingresos de \$118,537 millones, lo que representa un aumento del 60.7% con respecto al año anterior (Fortune, 2023).

En 2021, los ingresos por ventas de PEMEX ascendieron a 1.5 billones de pesos, lo que representó aproximadamente el 7% del Producto Interno Bruto (PIB) de México. Esta cifra indica que PEMEX contribuyó con el 15.9% del gasto público federal en ese año (Mariano, 2021; Herrera, 2021).

En el marco de la reforma energética impulsada en el año 2013, PEMEX se reconfiguró como Empresa Productiva del Estado (EPE), adaptándose a un entorno competitivo con mayor autonomía. Dicha reestructuración significó un giro estratégico para PEMEX permitiéndole una gestión más ágil y enfocada en la rentabilidad, alineada con los estándares internacionales de la industria de hidrocarburos. Como EPE, PEMEX asumió mayores responsabilidades en la toma de decisiones estratégicas y operativas, con el objetivo de maximizar su contribución a la economía nacional y mejorar su eficiencia, tanto operativa como financiera. Lo que implica la renovación de un compromiso con la sostenibilidad,

buscando equilibrar metas productivas y comerciales con la responsabilidad social y ambiental. (Gudiño, 2015).

Según el Plan de Negocios de PEMEX 2023-2027, la empresa continúa siendo un pilar clave de la economía mexicana, contribuyendo significativamente a las finanzas públicas nacionales. Sus principales operaciones son (Plan de Negocios PEMEX, 2023):

- Exploración, producción y comercialización de hidrocarburos.
- La refinación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, productos petroquímicos y fertilizantes.
- Servicios de tratamiento y logística de petrolíferos.

5.1 PEMEX Y SUS EMPRESAS SUBSIDIARIAS

El objetivo principal de Petróleos Mexicanos (PEMEX) es la generación de valor económico y el aumento de los ingresos nacionales, actuando siempre con un enfoque de equidad, así como con responsabilidad social y ambiental. PEMEX desarrolla sus actividades a lo largo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos, abarcando desde la exploración y extracción de petróleo y otros hidrocarburos líquidos y gaseosos, hasta el procesamiento de gas natural y la refinación de crudo. Además, la empresa se dedica a la síntesis de líquidos del gas y petroquímicos, así como a su recolección, tratamiento, transporte y comercialización, destacando su papel integral en el sector energético (De la Cruz, 2023)

Todo esto mediante sus empresas subsidiarias:

- **PEMEX LOGÍSTICA (LOG)**

Esta subsidiaria se dedica al transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, además de ofrecer otros servicios relacionados. PEMEX Logística implementa estrategias de movimiento a través de ductos, así como medios marítimos y terrestres, y proporciona servicios de venta de capacidad para el almacenamiento y manejo de estos productos.

- **PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL (TRI)**

El objetivo principal de esta división es llevar a cabo actividades de refinación, transformación y procesamiento de hidrocarburos. PEMEX TRI se ocupa también de la importación, exportación y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos. Sus operaciones incluyen el expendio al público, así como

la elaboración y venta de estos productos, destacando su papel clave en la cadena de valor industrial de PEMEX.

- **PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP)**

Esta subsidiaria de PEMEX se especializa en la explotación, exploración, producción, transporte, almacenamiento y comercialización de petróleo y gas natural. PEP es responsable del transporte y almacenamiento de estos hidrocarburos en terminales, así como de su comercialización de primera mano. Su labor es fundamental en la cadena de suministro de energía, asegurando la eficiencia y efectividad en la gestión de los recursos naturales del país.

En resumen, la Figura 1 muestra la cadena de valor de las empresas subsidiarias de PEMEX, detallando las distintas etapas del proceso desde la exploración y producción hasta la comercialización de derivados, así como sus principales productos y servicios. Este esquema resalta cómo cada subsidiaria contribuye a la operación integrada y al éxito general de la empresa en el sector energético.

CADENA DE VALOR Y PRINCIPALES PRODUCTOS Y SERVICIOS

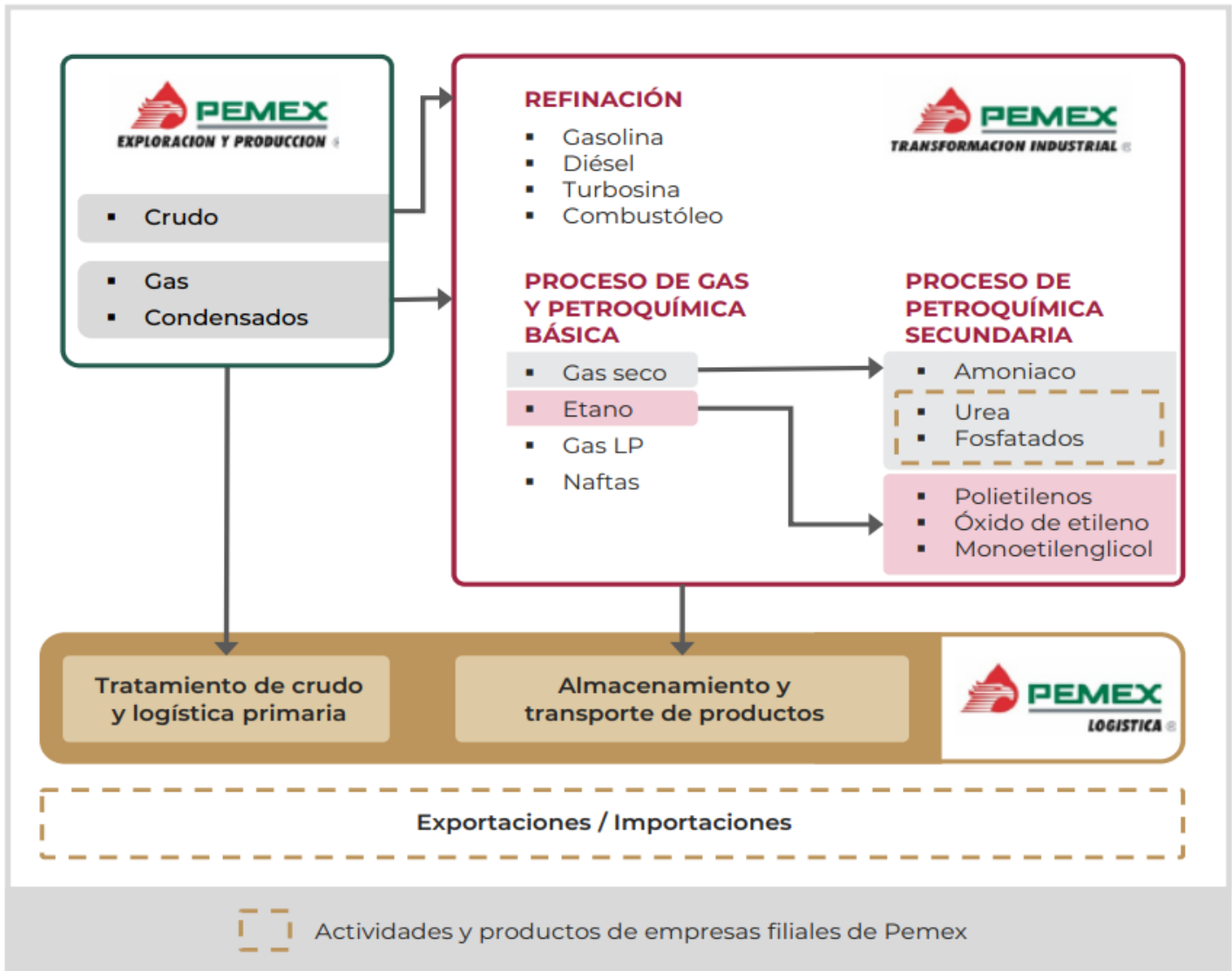


Figura 1. Cadena de valor y principales productos y servicios de PEMEX, Fuente: Plan de Negocios PEMEX 2023-2027. © 2023 Petróleos Mexicanos.

5.2 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

De acuerdo con la información proporcionada en el sitio web oficial de PEMEX Exploración y Producción (2024), “la empresa se especializa en la exploración y extracción de hidrocarburos, abarcando operaciones en el territorio nacional y en zonas económicas exclusivas en el extranjero”. Entre sus principales funciones se destacan:

- Estudios y actividades exploratorias.
- Administrar los pozos, campos y reservas descubiertas de hidrocarburos.
- Desarrollar campos de producción de hidrocarburos.
- Perforación, terminación y reparación de pozos.
- Recolección, acondicionamiento, manejo y comercialización de hidrocarburos.
- Servicios integrados de mantenimiento y aseguramiento de confiabilidad de ductos e instalaciones marinas y terrestres.

5.2.1. MODELO OPERATIVO DE PEP

La Figura 2 ilustra el modelo operativo de PEP, detallando las fases críticas del proceso operativo que incluyen la evaluación de áreas y prospectos, la transferencia de descubrimientos, el desarrollo y optimización de campos, la explotación de yacimientos y el acondicionamiento y manejo de hidrocarburos. Adicionalmente, se enfatiza la importancia de la planificación y seguimiento, la comercialización de



hidrocarburos y las actividades de mantenimiento, que juntas aseguran la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones.

5.2.2. ESTRUCTURA ORGÁNICA DE PEP

La Figura 3 presenta la estructura orgánica de PEMEX Exploración y Producción (PEP), mostrando con claridad la jerarquía interna y la distribución de subdirecciones responsables de la cadena completa de operaciones. Dentro de esta estructura, la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos (GCH) cobra especial importancia, puesto que fue en esta área donde se llevaron a cabo mis prácticas profesionales.



Figura 3. Estructura orgánica de PEMEX Exploración y Producción (PEP). Fuente: PEMEX Exploración y Producción© 2024 Petróleos Mexicanos.

5.2.2.1. GERENCIA DE COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

De acuerdo con el Estatuto Orgánico de PEMEX Exploración y Producción (2022), las responsabilidades de la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos (GCH) se detallan en el artículo 83 y abarcan desde el diseño de estrategias de mercado hasta la ejecución de planes operativos. Para una comprensión completa de estas funciones, véase el Apéndice A.

5.3 ¿POR QUÉ PEMEX?

En este apartado, deseo compartir las motivaciones personales y profesionales que me llevaron a elegir Petróleos Mexicanos para mis prácticas profesionales, las cuales, a su vez, se convirtieron en mi proyecto de titulación. Mi interés por PEMEX no es solo una preferencia personal, sino también una herencia familiar. Un pariente cercano trabajaba en la empresa, y gracias a él, desde mi infancia, tuve la oportunidad de acercarme al entorno petrolero. Me cautivaba escucharle hablar sobre el petróleo y el gas, así como sobre la trascendencia de PEMEX para la nación y sus visitas a las zonas productoras de hidrocarburos. Fue entonces cuando supe que quería ser ingeniero y dedicarme al sector energético de hidrocarburos, en especial, en esta empresa.

El segundo aspecto, muy personal e importante para mí, es el cariño y respeto que siento por PEMEX y todo su personal. Este sentimiento se fortaleció durante la pandemia reciente. Mis padres sufrieron gravemente a causa del COVID-19, llegando a ser hospitalizados en una institución de PEMEX por dos meses, la mitad de los cuales estuvieron en terapia intensiva. A pesar de las adversidades, incluyendo la pérdida de peso y otras complicaciones graves, ambos se recuperaron gracias al apoyo de la empresa. Desde entonces, mi gratitud hacia cada uno de los individuos que hacen funcionar a PEMEX es inmensa.

Por último, como egresado del Colegio de Ciencias y Humanidades Plantel Sur y de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, se me inculcaron valores de patriotismo y responsabilidad ética en el ejercicio profesional. Se me enseñó a desplegar mi talento y potencial en beneficio de mi nación, sin descuidar mis metas personales de construir un patrimonio propio. Es lo que más valoro de PEMEX: me permite alcanzar mis objetivos personales y, al mismo tiempo, honrar mi compromiso como ingeniero egresado de la UNAM de siempre dar lo mejor para mi país.

6. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

6.1 CONTEXTO DE LA PROBLEMÁTICA

Anualmente, la Gerencia de Integración y Optimización del Portafolio de Exploración y Producción (GIOPEP) solicita a la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos (GCH) realizar el Balance de Gas 1P, donde específicamente solicitan la estimación del Consumo de Gas Residual. Dicha estimación, crucial para el cálculo del flujo de efectivo relacionado con la producción de crudo y gas, se conoce como el “Balance de Gas 1P”.

En este contexto, la unidad de medida utilizada es en millones de pies cúbicos por día (MMpcd), e incluye tres categorías principales:

- Gas residual para Bombeo Neumático: utilizado en la extracción de hidrocarburos.
- Gas residual en Sellos de Compresoras: asegura la integridad y eficiencia en el transporte de gas y petróleo.
- Gas residual empleado como Combustible: Combustible utilizado para la operatividad en las instalaciones, es esencial para la generación de energía y procesos industriales.
- Gas 1P: se refiere a las reservas probadas de gas natural. En la industria del petróleo y gas, las reservas se clasifican según su grado de certeza: reservas probadas (1P), reservas probables (2P) y reservas posibles (3P). Las reservas probadas (1P) son aquellas que, basadas en análisis geológicos y de ingeniería, se consideran con alta certeza que serán económicamente explotables bajo las condiciones actuales de operación y precios del mercado.

No todos los campos productores consumen gas residual debido a que, en sus procesos de extracción de hidrocarburos, no necesitan utilizar técnicas que requieran bombeo neumático, sellos de compresoras o gas residual empleado como combustible para su funcionamiento y/o producción. Esta variabilidad en los métodos de extracción y las necesidades operativas de cada campo en específico contribuye a la diversidad en el consumo de gas residual entre los campos productores.

6.2 PROBLEMÁTICA ESPECIFICA

Un problema recurrente ha sido que las estimaciones de GCH consistentemente superan los datos reales de consumo de gas residual. Como se puede observar en las Figura 4, 5, 6 y 7, las cuales ejemplifican datos del año 2023 de algunos activos, se muestra la comparación entre las estimaciones de balance del año pasado y los datos reales. Este desfase entre las estimaciones y la realidad no solo representa un desafío en términos de precisión analítica, sino que también conlleva importantes implicaciones financieras. Proyectar un consumo de gas mayor al real sugiere teóricamente un excedente financiero que, en la práctica, no se materializa, lo que resulta en discrepancias en la planificación y asignación de los recursos financieros de PEP

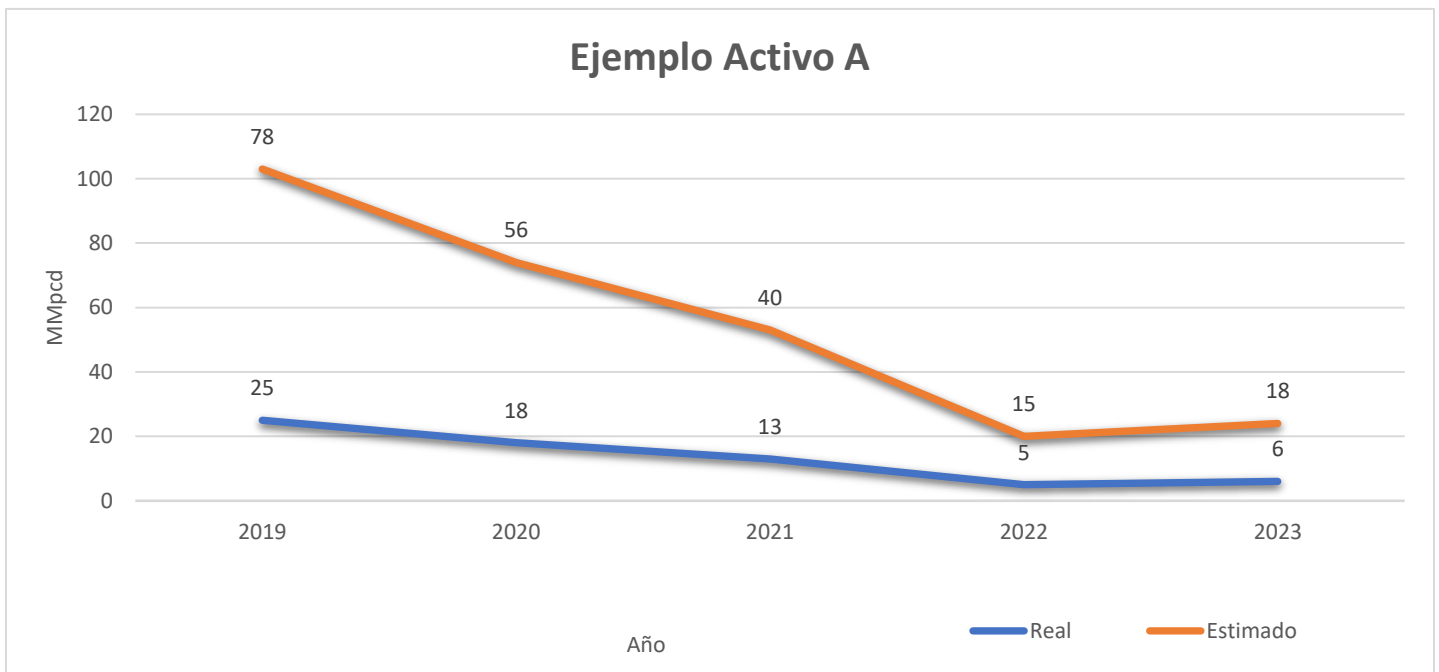


Figura 4. Comparación entre ejemplo de estimación de Balance vs ejemplo de Datos Reales del Activo A (2019-2023).

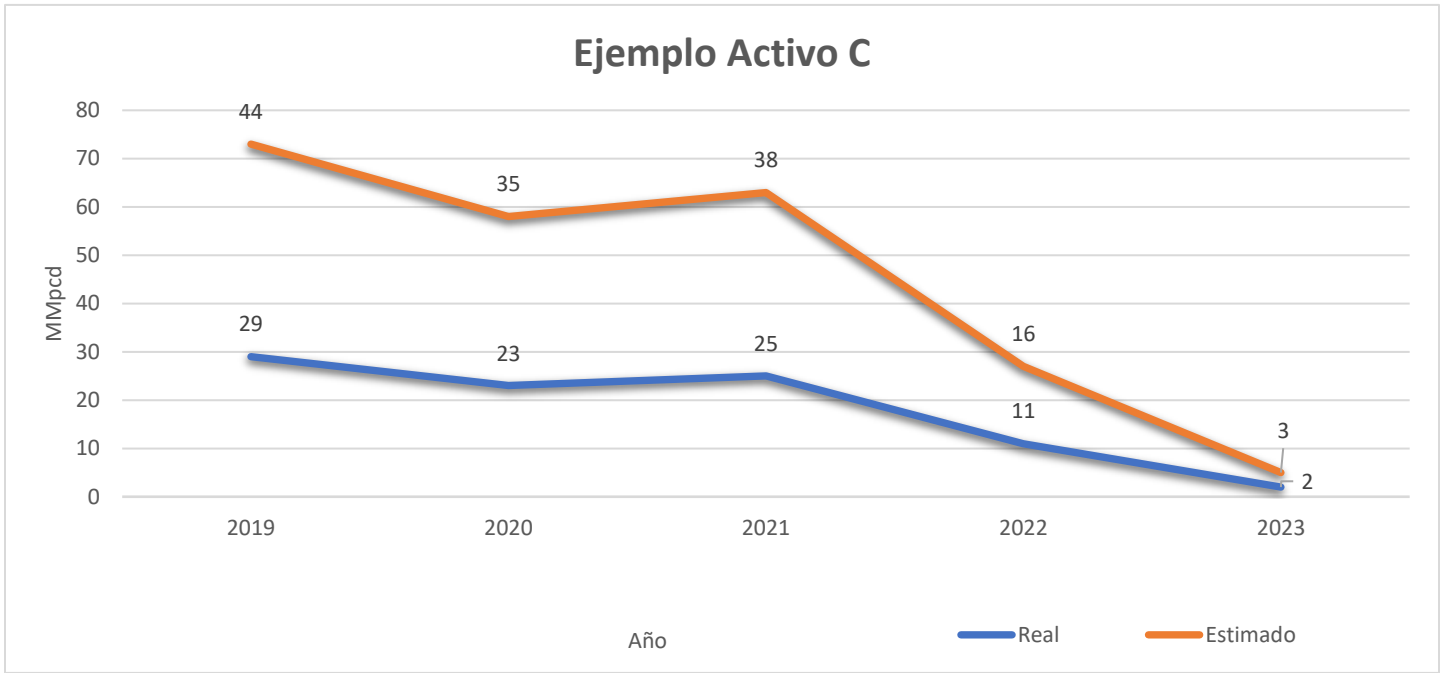


Figura 5. Comparación entre ejemplo de estimación de Balance vs ejemplo de Datos Reales del Activo C (2019-2023).

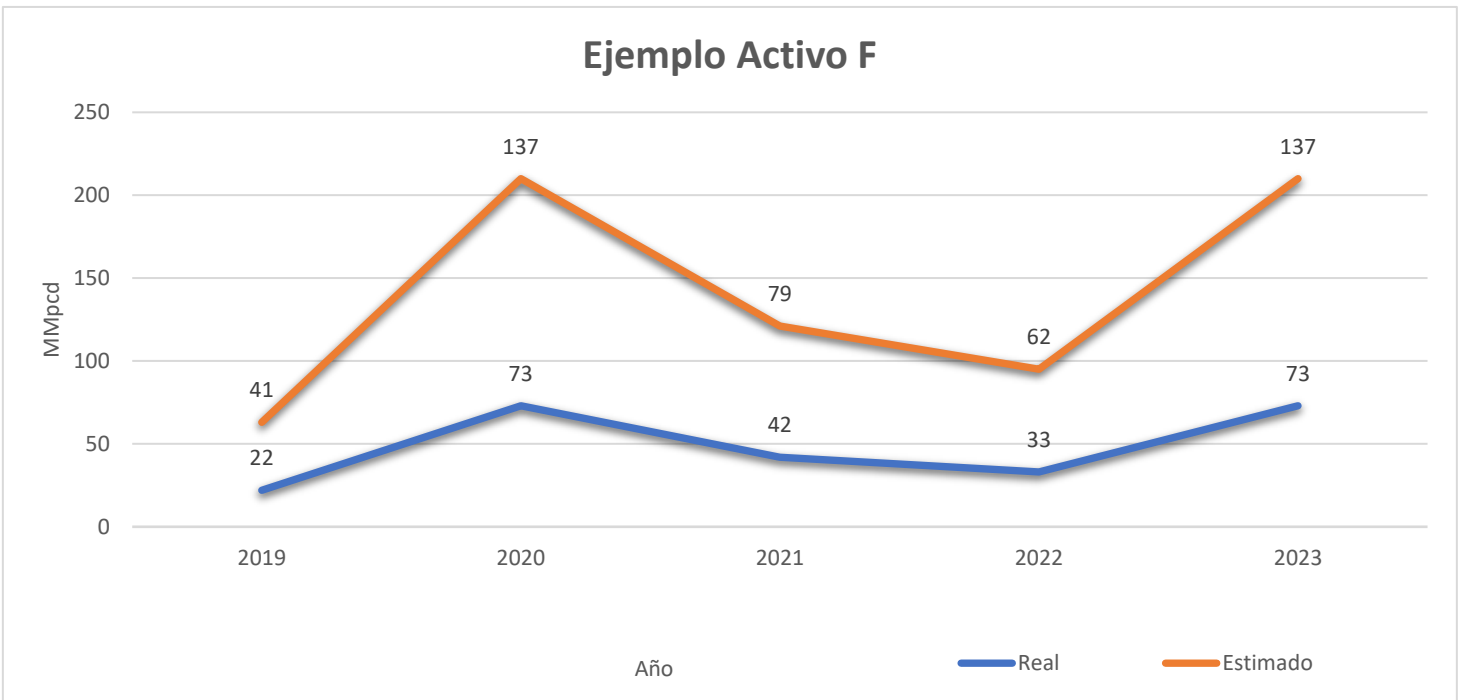


Figura 6. Comparación entre ejemplo de estimación de Balance vs ejemplo de Datos Reales del Activo F (2019-2023).

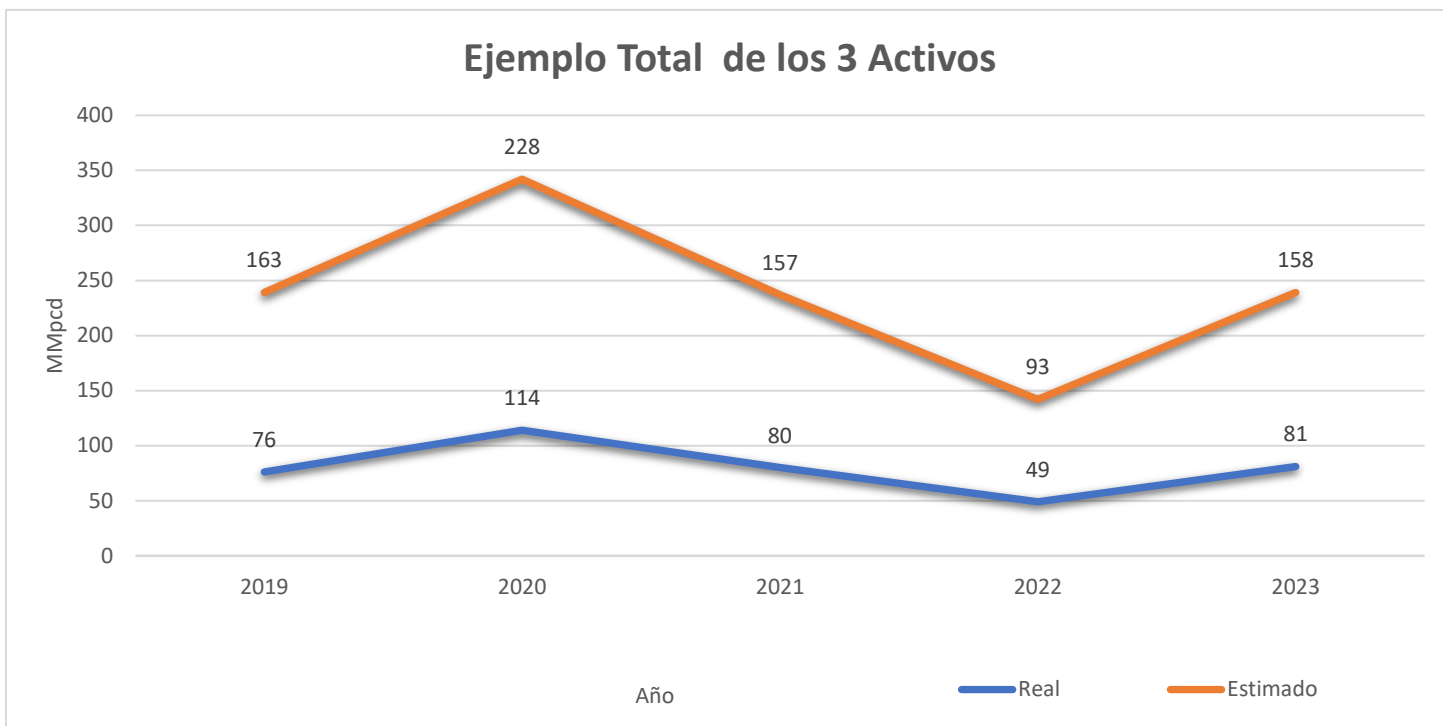


Figura 7. Comparación entre estimación de Balance y Datos Reales del Total de Activos A, C y F (2019-2023).

Para abordar este desafío, GIOPEP, GCH y las auditorías externas han establecido acuerdos metodológicos, estos acuerdos funcionan como estrategias para garantizar una comunicación efectiva y un entendimiento común entre las distintas áreas involucradas. La adopción consensuada del cálculo de factores para fundamentar las estimaciones es una de estas estrategias que facilitan la unificación del lenguaje entre la GCH, la GIOPEP y con los auditores. Este enfoque colaborativo no solo busca estandarizar el proceso de estimación, sino también mejorar el trabajo en equipo y la toma de decisiones entre gerencias multidisciplinarias.

El principal desafío radica en afinar la precisión de las estimaciones de consumo de gas 1P dentro del marco metodológico acordado, con el objetivo de alinear las estimaciones más estrechamente con la realidad. Esto contribuiría significativamente a una gestión financiera más precisa y fundamentada en PEP, asegurando un mejor aprovechamiento de los recursos y una planificación financiera más realista.

6.3 EJEMPLO DE METODOLGÍA PREVIA

Un ejemplo de la metodología previa implementada por la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos para la estimación del Balance de Gas 1P se caracterizaba por su enfoque generalizado, el cual no distinguía las características individuales de los campos que conforman los activos. La estimación consideraba la producción de aproximadamente 340 campos. Este análisis no distinguía entre campos que efectivamente consumían gas residual y aquellos que no, lo que resultaba en una generalización excesiva. Los campos estaban agrupados en 11 activos, y estos, a su vez, distribuidos en 4 regiones productoras. Tal enfoque, centrado en una visión general en lugar de un análisis particular, podía conducir a estimaciones que no captaban la complejidad ni las características individuales de cada campo, conduciendo así a una aproximación del consumo real de gas que podría desviarse significativamente de la realidad operativa. A continuación, se presenta un ejemplo de la metodología:

1. Promedio de la Producción:

Se calculaba el promedio histórico de producción de todos los campos, incluyendo aquellos que no consumían gas. Este promedio se basaba en los datos históricos de producción de cada campo desde enero del 2021.

2. Promedio del Consumo:

Se calculaba el promedio histórico del consumo de todos los campos, sin distinguir entre los que actualmente consumían gas y los que no. Este promedio también se basaba en los datos históricos de consumo de cada campo desde enero del 2021.

3. Cálculo del Factor:

Se obtenía un factor dividiendo el promedio del consumo entre el promedio de la producción.

4. Estimación Futura:

El factor calculado se multiplica a las estimaciones de producción futura (de un periodo de 25 años), proporcionadas por la GIOPEP en un documento denominado "cartera". El producto se consideraba como la estimación del consumo de gas.

5. Estimaciones Anuales:

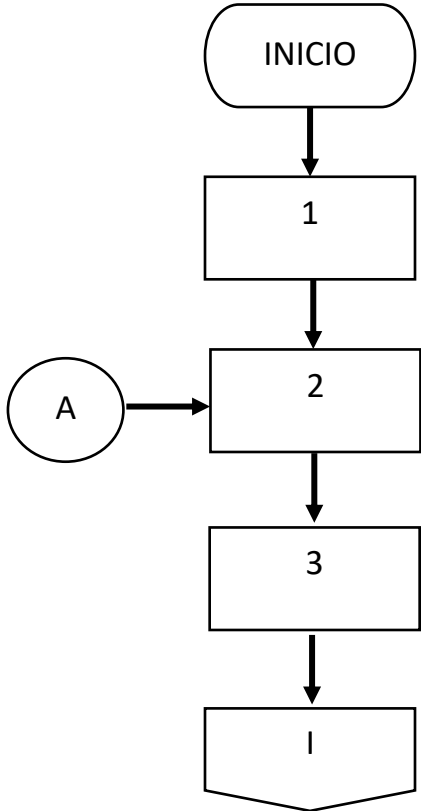
Este procedimiento se repetía para cada año durante un periodo de estimación de 25 años, generando así las estimaciones de consumo futuro de gas.

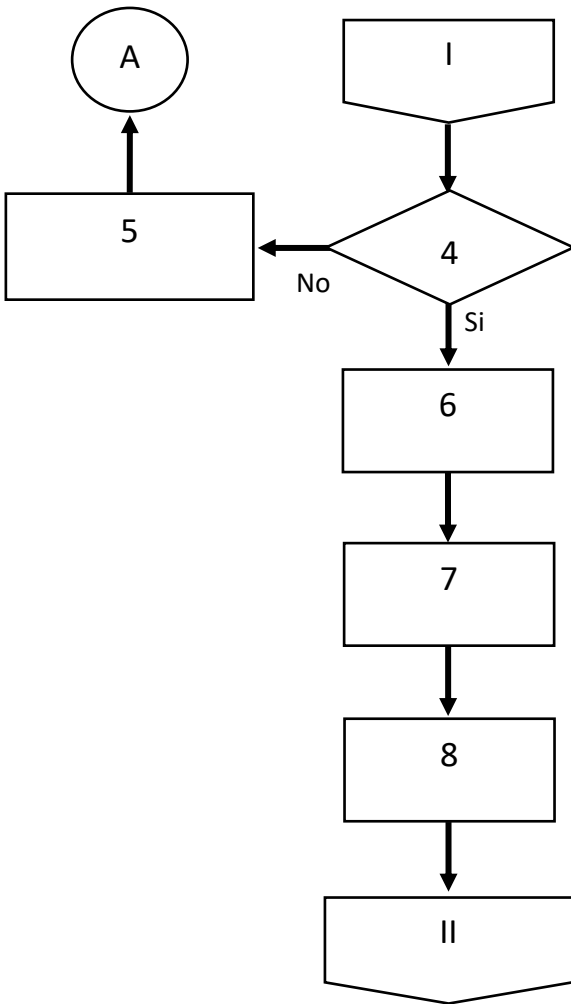
6.4 PROPUESTA PARA ELABORAR BALANCE DE GAS A LARGO PLAZO

En comparación con la metodología anterior respetando los acuerdos establecidos, la nueva propuesta busca una mayor precisión en las características particulares de cada campo. La estimación se centrará exclusivamente en los campos que consumen gas residual, reduciendo así el análisis general de 340 campos a uno más específico de 91 campos. Como resultado, en lugar de considerar los 11 activos en su conjunto, se examinarán detalladamente 10 activos dentro de las mismas 4 regiones productoras. Este cambio metodológico permitirá un análisis más detallado y preciso al centrarse específicamente en las características individuales de cada campo consumidor. Se llevará a cabo un análisis mensual desde enero de 2019 hasta mayo de 2023 para evaluar el consumo específico de gas residual de cada campo durante ese período, lo que implica el procesamiento y análisis de más de 5 mil datos individuales.

Para poder llevar a cabo esta nueva metodología, primero se agruparon y organizaron los datos. Se recolectó la información histórica que abarcó el periodo mencionado. Con esta información, se crearon nuevas bases de datos organizadas por regiones, que se desglosan en activos y a su vez, se desglosan en campos. En total, se realizaron cuatro bases de datos, una por región, dichos documentos se denominaron: Base de Datos por Campo.

A continuación, se presenta el Figura 8, que ilustra de manera visual los pasos clave de la nueva propuesta. Este diagrama proporciona una guía para llevar a cabo el proceso de estimación del consumo de gas residual.

DIAGRAMA	DESCRIPCIÓN
 <pre> graph TD INICIO([INICIO]) --> 1[1] 1 --> 2[2] A((A)) --> 2 2 --> 3[3] 3 --> I[/I/] </pre>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mantener mensualmente actualizadas las Base de Datos por Campo de cada uno de los campos consumidores, con los datos reportados en los Balances oficiales emitidos mensualmente, así como contar con el documento actualizado denominado “Billetera”. 2. Recibir la solicitud de la GIOPEP para realizar el Balance de Gas 1P, así como el documento denominado “Billetera”. 3. Revisar que la información de producción contenida en el documento “Billetera” sea congruente.



4. ¿La información contenida en el documento denominado: “BILLETERA” es congruente?

- Si. Continuar con la actividad 6.
- No. Continuar con la actividad 5.

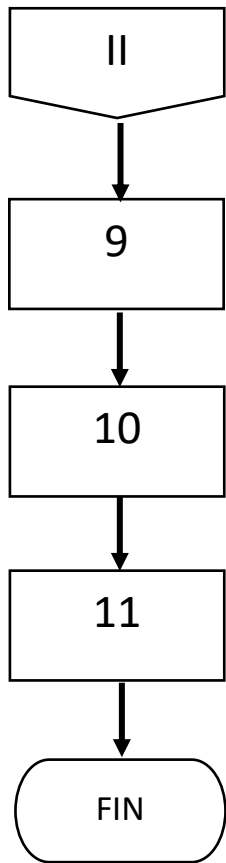
5. Solicitar una aclaración con la GIOPEP.

6. Filtrar el documento “Billetera” bajo las premisas:

- Unidad de medida-MMPCD.
- Tipo de información – Sólo Producción.
- Región de Distribución – Dependiendo de la región con la que se está trabajando
- Campo – Dependiendo del Campo con el cual se está trabajando
- Participación - Existen 2 variables diferentes para seleccionar, dependiendo del Activo de Producción con el cual se está trabajando:
 - PEMEX
 - Socio

7. Preparar el entregable del Balance de Gas 1P, que es un archivo de Excel conteniendo la información de producción desglosada por participación (PEMEX y Socios).

8. En el documento denominado Base de Datos por Campo, calcular el consumo de gas residual por campo mediante el factor histórico de este rubro, multiplicado por la producción.



9. Cargar dicho consumo al documento Balance de Gas 1P, totalizando la información de campo a activo.

10. Dentro del documento Balance de Gas 1P cargar en la sección "Gas Residual Campos" los consumos por campo de acuerdo con su región.

11. Se envía el Balance de Gas 1P a la GIOPEP.

Figura 8. Propuesta de metodología para realizar el Balance de Gas 1P.

7. MARCO TEÓRICO

7.1 FUNDAMENTOS ESTADÍSTICOS EN LA INGENIERÍA

La estadística es una herramienta indispensable en la ingeniería, empleada para recolectar, analizar, interpretar y presentar datos numéricos. Según Porras Velázquez (2014), la estadística permite describir conjuntos de datos y realizar inferencias o generalizaciones sobre las características de todas las posibles observaciones bajo estudio.

Porras Velázquez (2014) distingue dos ramas fundamentales en estadística: la descriptiva y la inferencial. La primera se enfoca en la organización y resumen de datos para describir sus características esenciales. La inferencial utiliza muestras para hacer generalizaciones sobre una población mayor, aplicando métodos como la estimación de parámetros y pruebas de hipótesis.

La estadística es una disciplina que se ocupa de la recopilación, análisis e interpretación de datos numéricos. Se aplica en diversos campos como la economía, la medicina, la ingeniería y las ciencias sociales, entre otros (Melo & Mora, 2022).

La estadística es fundamental en la ingeniería para el análisis de datos experimentales, el control de calidad, la toma de decisiones basada en datos y la modelización de fenómenos. Se utiliza en el diseño de experimentos, la optimización de procesos, la simulación y la predicción de comportamientos (Universidad de Granada, 2020-2021).

Esta rama de las matemáticas proporciona las herramientas necesarias para manejar la incertidumbre, tomar decisiones informadas y extraer conclusiones significativas a partir de datos numéricos en el ámbito de la ingeniería (Oropeza Hernández, 2018). En este caso, se utilizó la llamada “Ley de los Grandes Números” para la propuesta de la nueva metodología del Balance de Gas 1P.

7.2 CONCEPTOS ESTADÍSTICOS FUNDAMENTALES

- **Población:** Es el conjunto completo de sujetos, eventos u objetos de estudio que presentan características comunes y sobre los cuales se busca obtener conclusiones en una investigación (Laguna, C., Introducción a la Estadística).
- **Muestra:** Un subconjunto seleccionado de la población que se estudia y se espera que sea representativo del conjunto completo para inferir resultados con cierto nivel de confianza (Laguna, C., Introducción a la Estadística).
- **Promedio:** También conocido como media aritmética, es una medida de tendencia central que se calcula sumando un conjunto de números y luego dividiendo el total por la cantidad de números. Se considera un reflejo de la posición central de un conjunto de datos numéricos. (Westreicher, 2021).
- **Factor Adimensional:** "Un factor adimensional es una cantidad que no posee dimensiones físicas, siendo un número puro que describe una relación o proporción entre dos magnitudes sin referenciar unidades específicas. Es utilizado en diversos campos científicos y de ingeniería para simplificar y comparar fórmulas y modelos." (Wikipedia, 2024).
- **Diseño de investigación cuantitativo:** Según Jain, es un método de investigación utilizado en diversas disciplinas, como las ciencias sociales, la psicología, la economía y los estudios de mercado. Su objetivo es recopilar y analizar datos numéricos para responder a preguntas de investigación y comprobar hipótesis. (Jain, 2024).
- **Correlación:** Es una medida estadística que expresa hasta qué punto dos variables están relacionadas linealmente (esto es, cambian conjuntamente a una tasa constante). Es una herramienta común para describir relaciones simples sin hacer afirmaciones sobre causa y efecto. En otras palabras, la correlación alude a la proporcionalidad y la relación lineal que existe entre distintas variables. (Portal de Formación Estadística de JMP, 2024).
- **Decaimiento exponencial:** Es el proceso donde una cantidad disminuye a un ritmo que es proporcional a su valor actual. Se utiliza en muchos campos, como la desintegración radioactiva o la depreciación de activos. (Mi Profe, 2024)

7.3 LEY DE LOS GRANDES NÚMEROS

La Ley de los Grandes Números, tal como se describe en el trabajo de Rodríguez y Sanabria (2009), es un teorema fundamental en la teoría de la probabilidad que sostiene que, al incrementar el tamaño de una muestra, la media muestral tiende a acercarse a la media poblacional. Este principio se divide en dos variantes: la ley débil, que establece una convergencia en probabilidad, y la ley fuerte, que asegura una convergencia casi segura.

Rodríguez y Sanabria presentan un abordaje elemental de estas leyes, destacando que la frecuencia relativa con la que se presenta un evento en pruebas independientes tiende a la probabilidad real del evento observado. Esto implica que, para un número extenso de datos, como en la estimación del consumo de gas residual, los promedios de los datos históricos proporcionan una estimación confiable de los consumos futuros, atenuando anomalías o periodos atípicos.

Este fundamento teórico se alinea con la metodología propuesta para la estimación 2023, ofreciendo un soporte estadístico robusto para el análisis de tendencias a largo plazo basado en datos históricos. La ley es esencial para validar la precisión de las estimaciones proyectadas y subraya la importancia de recopilar una cantidad significativa de datos para la toma de decisiones informadas en la gestión y planificación del flujo de efectivo.

A medida que se incrementa el número de datos o experimentos, la media muestral se estabiliza alrededor de la media poblacional. Por ejemplo, si consideramos una variable aleatoria X con una media μ y una varianza σ^2 y observamos esta variable repetidamente, la Ley de los Grandes Números nos dice que la media de estas observaciones \bar{X} tiende a acercarse a μ a medida que el número de observaciones aumenta. La fórmula asociada sería:

$$\bar{X}_n = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$$

Donde \bar{X}_n representa la media de las observaciones de X hasta el ensayo n .

8. APLICACIÓN DE METODOLOGÍA PROPUESTA

8.1 DISEÑO DEL ESTUDIO

El presente estudio tuvo como objetivo principal mejorar la precisión en la estimación del consumo de gas para calcular el flujo de efectivo en la GCH. Se empleó un diseño de investigación cuantitativo, enfocado en el análisis de datos numéricos, específicamente en unidades de millones de pies cúbicos por día. Este enfoque cuantitativo permitió una evaluación rigurosa y objetiva del consumo de gas. El diseño del estudio se centró en la recopilación y análisis de datos históricos para desarrollar una metodología más precisa y eficiente para la estimación del consumo de gas, respetando las condiciones dadas para realizar el procedimiento.

8.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población de estudio consiste en 340 campos gestionados por PEP que cumplen con los siguientes criterios: son productores, es decir, tienen producción histórica durante el periodo de enero de 2019 a mayo de 2023, y también tienen producción futura según el documento denominado "Billetera". Se excluyeron todos aquellos campos que en algún punto dentro de nuestro periodo dejaron de producir, así como también aquellos que ya no tienen producción futura. De estos 340 campos, se tomó una muestra de 91 campos productores que consumen gas residual, excluyendo a todos aquellos que no requieren consumo. Esto garantiza que la muestra esté compuesta únicamente por campos que tienen datos históricos, producción futura y que consumen gas residual, es decir, campos relevantes para el análisis predictivo del consumo de gas residual.

8.3 RECOPIACIÓN DE DATOS

Los datos utilizados en este estudio fueron recopilados durante un periodo que abarca desde enero de 2019 hasta mayo de 2023. Estos datos históricos provienen de la Gerencia de Medición y Balance (GMB) y comprenden información de un total de 340 campos gestionados por PEP. Durante este periodo, se recopilaron un total de 18,020 registros históricos, los cuales incluyen información sobre la producción y el consumo de gas residual de cada campo.

La muestra de datos analizada se seleccionó a partir de estos registros históricos, enfocándose específicamente en 91 campos consumidores de gas residual. Esto resultó en un conjunto de poco más de 4,000 registros que fueron objeto de análisis detallado.

Además de los datos históricos, la información sobre la producción futura de los campos se obtuvo del documento denominado "Billetera", el cual contiene estimaciones de producción proporcionadas por la Gerencia de Integración y Optimización de Portafolio de Exploración y Producción (GIOPEP).

8.4 ANÁLISIS DE DATOS

Para organizar los datos, se crearon bases de datos separadas por campo, donde cada base de datos contiene la información mensual de producción y consumo de gas residual para un campo específico. Cada registro en estas bases de datos corresponde a un mes y contiene los datos de producción y consumo de gas residual para ese mes en particular. Además, se crearon bases de datos adicionales para representar la producción futura de cada campo, utilizando la información proporcionada en el documento "Billetera" de la Gerencia de Integración y Optimización de Portafolio de Exploración y Producción (GIOPEP). Este enfoque permitió una gestión eficiente de los datos y facilitó el análisis detallado y específico de cada campo individualmente.

En este apartado se presentan tablas y Figuras por región, que resumen los datos de producción y consumo de gas residual históricos, así como las estimaciones futuras por campo. Las tablas ofrecen una visión detallada mes a mes, mientras que las Figuras muestran las tendencias a lo largo del periodo estudiado.

Región Roja							
Mes	Producción Histórica(MMpcd)	Consumo Gas Residual (MMpcd)				Producción Futura (MMpcd)	
		Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Total	Año	MMpcd
ene-19	43	16		7	23	2024	35
feb-19	42	14		7	21	2025	36
mar-19	42	14		6	20	2026	36
abr-19	42	16		7	23	2027	32
may-19	44	18		7	25	2028	27
jun-19	43	21		7	28	2029	23
jul-19	42	21		7	28	2030	21
ago-19	46	23		7	30	2031	18
sep-19	45	21		8	28	2032	16
oct-19	44	21		6	27	2033	14
nov-19	44	17		6	23	2034	12
dic-19	41	16		6	22	2035	11
ene-20	43	16		6	22	2036	10
feb-20	41	16		6	23	2037	9
mar-20	41	15		6	21	2038	8
abr-20	38	16		6	22	2039	8
may-20	35	18		3	21	2040	7
jun-20	37	15		6	21	2041	6
jul-20	38	14		5	19	2042	6
ago-20	39	16		7	23	2043	6
sep-20	40	14		6	20	2044	6
oct-20	40	16		6	22	2045	5
nov-20	40	14		6	20	2046	5
dic-20	39	16		6	22	2047	4
ene-21	40	16		6	22	2048	4
feb-21	39	14		6	21		
mar-21	38	14		5	20		
abr-21	38	14		6	19		
may-21	38	15		6	21		
jun-21	38	16		6	22		
jul-21	39	14		6	20		
ago-21	38	15		7	22		
sep-21	37	15		7	22		
oct-21	37	17		7	24		
nov-21	36	14		7	21		
dic-21	31	14		6	20		
ene-22	37	15		7	22		
feb-22	34	16		7	23		
mar-22	37	16		7	22		
abr-22	37	15		7	22		
may-22	38	15		7	22		
jun-22	38	13		7	20		
jul-22	38	13		7	20		
ago-22	41	17		7	23		
sep-22	42	14		7	21		
oct-22	34	15		5	20		
nov-22	42	17		6	23		
dic-22	42	14		7	21		
ene-23	39	15		7	21		
feb-23	38	14		7	21		
mar-23	34	15		6	21		
abr-23	34	14		6	20		
may-23	33	14		6	20		

Tabla 1. Datos históricos y producción futura de la Región Roja.

Región Azul							
Mes	Producción Histórica(MMpcd)	Consumo Gas Residual (MMpcd)				Producción Futura	
		Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Total	Año	MMpcd
ene-19	718	370	17	75	462	2024	1381
feb-19	718	351	16	74	441	2025	1036
mar-19	695	358	17	68	443	2026	821
abr-19	680	372	14	72	457	2027	659
may-19	671	369	14	71	454	2028	554
jun-19	676	372	14	70	455	2029	391
jul-19	691	371	14	68	453	2030	310
ago-19	712	372	14	73	459	2031	248
sep-19	753	373	14	69	455	2032	215
oct-19	761	367	13	82	462	2033	176
nov-19	761	367	13	82	462	2034	145
dic-19	767	251	12	72	335	2035	103
ene-20	808	378	13	94	486	2036	56
feb-20	774	260	12	78	350	2037	49
mar-20	762	251	12	75	338	2038	45
abr-20	736	230	13	88	331	2039	39
may-20	723	247	14	92	353	2040	25
jun-20	764	316	14	91	421	2041	19
jul-20	769	339	14	103	455	2042	16
ago-20	750	244	13	70	327	2043	4
sep-20	744	230	12	67	309	2044	2
oct-20	756	314	14	80	408	2045	1
nov-20	758	302	13	80	396	2046	1
dic-20	740	210	13	62	284	2047	0
ene-21	749	303	14	76	393	2048	0
feb-21	722	197	12	61	270		
mar-21	720	198	13	59	270		
abr-21	735	299	15	76	389		
may-21	820	301	15	76	392		
jun-21	898	294	15	78	388		
jul-21	946	294	15	75	384		
ago-21	963	302	16	76	394		
sep-21	980	309	15	75	400		
oct-21	970	306	15	78	399		
nov-21	996	307	14	73	394		
dic-21	964	306	15	77	399		
ene-22	1081	295	15	77	387		
feb-22	1027	319	19	55	393		
mar-22	1164	299	15	74	388		
abr-22	1144	305	16	87	408		
may-22	1133	310	17	81	407		
jun-22	1133	321	17	80	418		
jul-22	1131	316	17	83	416		
ago-22	1071	298	16	78	392		
sep-22	1079	295	16	76	387		
oct-22	1087	290	16	77	383		
nov-22	1270	289	18	81	387		
dic-22	1272	289	16	79	384		
ene-23	1339	294	16	77	387		
feb-23	1335	295	16	76	386		
mar-23	1325	295	15	71	381		
abr-23	1489	288	17	72	377		
may-23	1385	308	16	66	390		

Tabla 2. Datos históricos y producción futura de la Región Azul.

Región Naranja							
Mes	Producción Histórica(MMpcc)	Consumo Gas Residual (MMpcc)				Producción Futura	
		Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Total	Año	MMpcc
ene-19	1,752	289		231	520	2024	1,387
feb-19	1,988	260		246	507	2025	1,507
mar-19	2,011	266		250	516	2026	1,504
abr-19	2,004	288		250	538	2027	1,004
may-19	2,013	300		254	554	2028	703
jun-19	1,974	318		259	577	2029	728
jul-19	2,018	327		262	589	2030	845
ago-19	2,046	270		267	537	2031	677
sep-19	2,075	285		251	536	2032	461
oct-19	2,044	311		241	552	2033	320
nov-19	2,044	311		241	552	2034	338
dic-19	2,119	257		230	488	2035	316
ene-20	2,091	318		199	517	2036	296
feb-20	2,052	246		217	463	2037	216
mar-20	2,070	253		218	471	2038	165
abr-20	1,988	289		216	506	2039	140
may-20	1,700	282		205	487	2040	89
jun-20	1,955	284		204	488	2041	57
jul-20	2,010	267		224	491	2042	36
ago-20	2,051	270		219	489	2043	23
sep-20	2,095	244		226	470	2044	47
oct-20	2,112	244		217	461	2045	21
nov-20	2,000	249		222	471	2046	9
dic-20	2,043	245		222	467	2047	4
ene-21	2,052	244		223	467	2048	4
feb-21	2,072	232		212	445		
mar-21	2,066	234		225	459		
abr-21	1,937	243		230	473		
may-21	1,930	258		240	497		
jun-21	1,851	251		247	497		
jul-21	1,818	259		238	497		
ago-21	1,744	259		233	493		
sep-21	1,804	272		210	482		
oct-21	1,744	264		211	475		
nov-21	1,753	264		227	491		
dic-21	1,744	264		211	475		
ene-22	1,651	283		218	501		
feb-22	1,606	292		217	508		
mar-22	1,614	239		211	450		
abr-22	1,636	253		215	468		
may-22	1,593	280		213	493		
jun-22	1,591	288		219	506		
jul-22	1,647	266		224	490		
ago-22	1,691	262		217	479		
sep-22	1,654	245		226	472		
oct-22	1,646	288		218	506		
nov-22	1,621	209		228	437		
dic-22	1,573	196		230	426		
ene-23	1,602	194		231	424		
feb-23	1,645	192		240	431		
mar-23	1,700	200		222	422		
abr-23	1,716	205		227	432		
may-23	1,679	187		234	421		

Tabla 3. Datos históricos y producción futura de la Región Naranja.

Región Verde							
Mes	Producción Histórica(MMpcd)	Consumo Gas Residual (MMpcd)				Producción Futura	
		Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Total	Año	MMpcd
ene-19	15					2024	315
feb-19	14					2025	203
mar-19	14					2026	137
abr-19	13					2027	96
may-19	13					2028	50
jun-19	11					2029	26
jul-19	10					2030	11
ago-19	9					2031	1
sep-19	210			7	7	2032	
oct-19	207			12	12	2033	
nov-19	207			12	12	2034	
dic-19	203			9	9	2035	
ene-20	207			2	2	2036	
feb-20	212			8	8	2037	
mar-20	225			13	13	2038	
abr-20	230			7	7	2039	
may-20	230			20	20	2040	
jun-20	225			13	13	2041	
jul-20	320			20	20	2042	
ago-20	317			19	19	2043	
sep-20	312			20	20	2044	
oct-20	315			21	21	2045	
nov-20	319			25	25	2046	
dic-20	330			26	26	2047	
ene-21	333			25	25	2048	
feb-21	318			26	26		
mar-21	322			23	23		
abr-21	331			23	23		
may-21	324			21	21		
jun-21	320			20	20		
jul-21	326			16	16		
ago-21	331			8	8		
sep-21	332			13	13		
oct-21	332			2	2		
nov-21	336			15	15		
dic-21	332			2	2		
ene-22	322			14	14		
feb-22	316			8	8		
mar-22	313			7	7		
abr-22	288			5	5		
may-22	298			8	8		
jun-22	315			12	12		
jul-22	307			8	8		
ago-22	302			10	10		
sep-22	303			10	10		
oct-22	287			11	11		
nov-22	301			12	12		
dic-22	296			20	20		
ene-23	295			12	12		
feb-23	303			7	7		
mar-23	298			2	2		
abr-23	289			12	12		
may-23	287			9	9		

Tabla 4. Datos históricos y producción futura de la Región Verde.

Las cuatro tablas (Tabla 1, 2, 3, y 4) presentadas ofrecen una visión del comportamiento de producción y consumo en las cuatro regiones a lo largo de un periodo histórico. Analizando los datos, se observan patrones de producción que varían entre las regiones, lo que puede reflejar las diferencias geológicas, técnicas de extracción empleadas y la madurez de los campos de gas.

En la producción histórica, algunas regiones muestran fluctuaciones significativas mes a mes, lo que puede indicar eventos operativos específicos como el mantenimiento de campos o la apertura de nuevos pozos. Los datos de consumo de gas residual, que incluyen el bombeo neumático, sellos de compresoras y combustible, revelan las necesidades energéticas internas para la operación de la producción en cada región. Se nota que hay una variabilidad que puede ser atribuida a cambios en la eficiencia operativa, actualizaciones tecnológicas o modificaciones en las prácticas de producción.

Las estimaciones de producción futura muestran una tendencia decreciente en todas las regiones, lo que sugiere una planificación hacia una reducción gradual de la producción de gas o el agotamiento natural de los recursos.

Una particularidad notable en la Región Verde es que, durante los primeros meses de 2019, se registró una producción promedio aproximada de 13 MMpcd, sin reportarse consumo de gas residual. No fue sino hasta septiembre de ese mismo año que se observó un inicio en el consumo de gas residual, coincidiendo con un significativo incremento en la producción, la cual ascendió de un promedio de 13 MMpcd a más de 200 MMpcd, Con esto se puede constatar la relevancia que tiene el consumo de gas residual en la dinámica de producción, sugiriendo una correlación entre el inicio del consumo y un marcado aumento en la producción reportada, dicho fenómeno se explica a detalle en las Figuras 10, 11 y 12.

Por otro lado, en las FiguraS podemos observar que:

La Figura 9 ilustra un ejemplo de la producción y un ejemplo del consumo históricos de gas residual en la Región Naranja, donde se observa que la producción, marcada por la línea azul oscuro, se mantiene constante y en niveles elevados, reflejando una actividad productiva sostenida. El consumo de gas residual, indicado por las líneas naranja, gris y azul claro, también muestra una estabilidad a lo largo del tiempo, evidenciando una gestión eficiente en el uso del gas para operaciones como el bombeo neumático y como combustible. Específicamente, esta región se caracteriza principalmente por un consumo intenso de bombeo neumático y combustible, manteniendo una relación constante entre la producción, con un promedio de 1800 MMpcd, y el consumo de gas residual, con un promedio de 488

MMpcd. Esto subraya un balance sostenido entre la producción de hidrocarburos y el uso eficaz del gas residual en las operaciones.

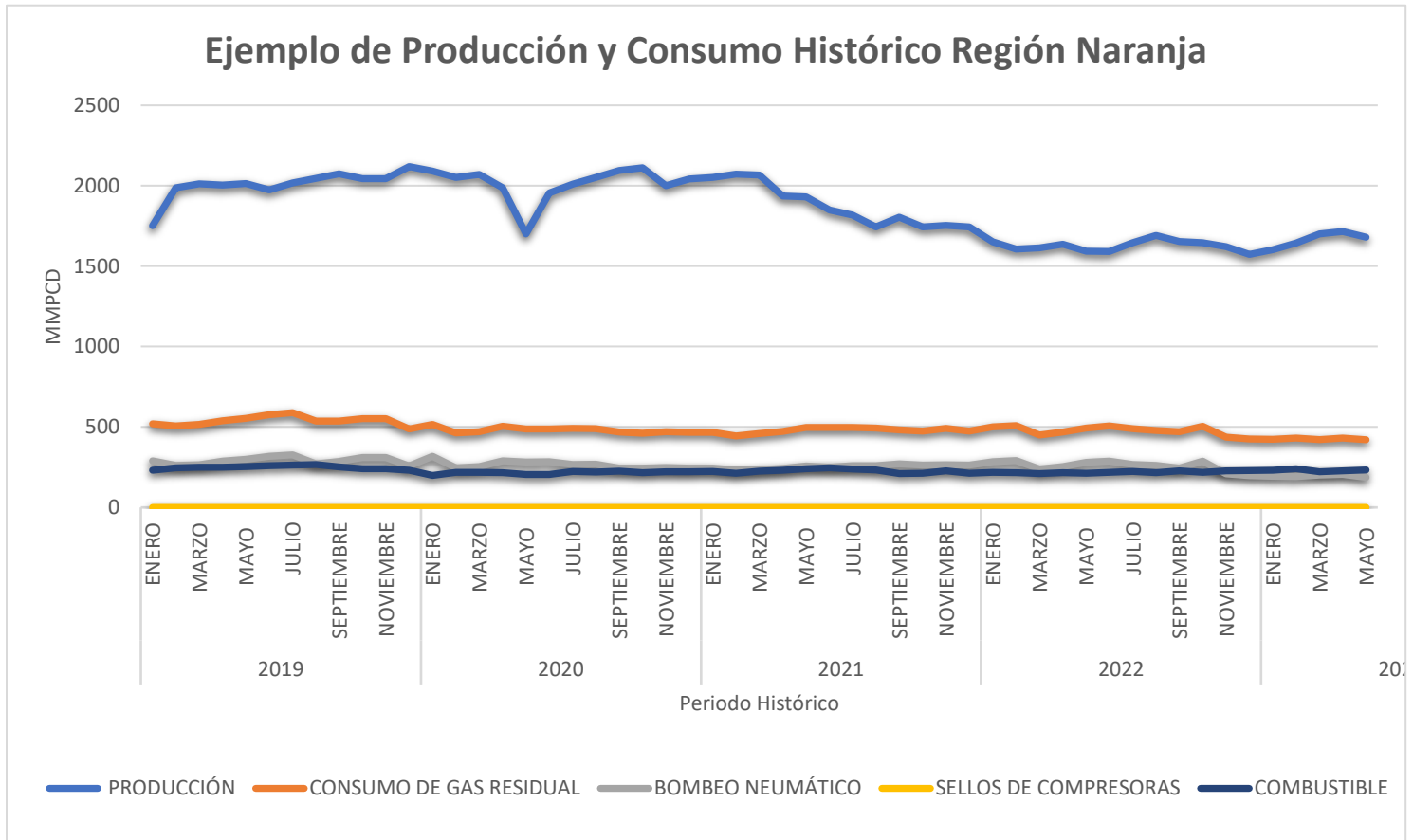


Figura 9. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Naranja (2019-2023).

Por otro lado, la Figura 10 revela un período de crecimiento pronunciado en el ejemplo de la producción de la Región Verde, marcado por los desarrollos en los activos I y J. En septiembre de 2019, el activo I marcó un hito al iniciar el consumo de gas residual, aumentando de 0 a 7 MMpcd, lo cual catalizó un salto en su producción de 9 a 210 MMpcd, visualizado claramente en la Figura 11. A este fenómeno se sumó el comienzo de la producción y consumo del activo J en julio de 2020, detalle que se aprecia en la Figura 12. Este conjunto de eventos subraya una etapa de crecimiento de producción en la Región Verde.

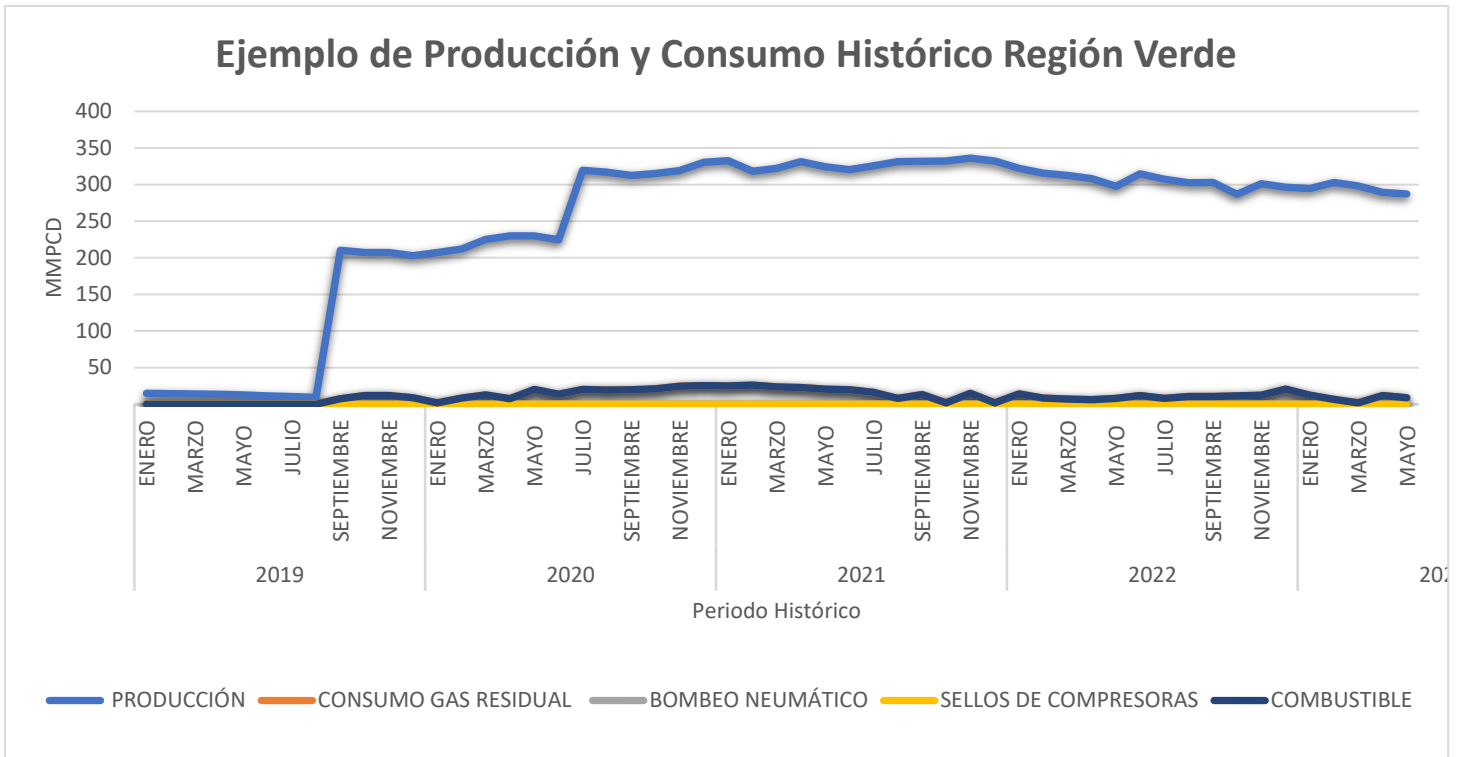


Figura 10. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Verde (2019-2023).

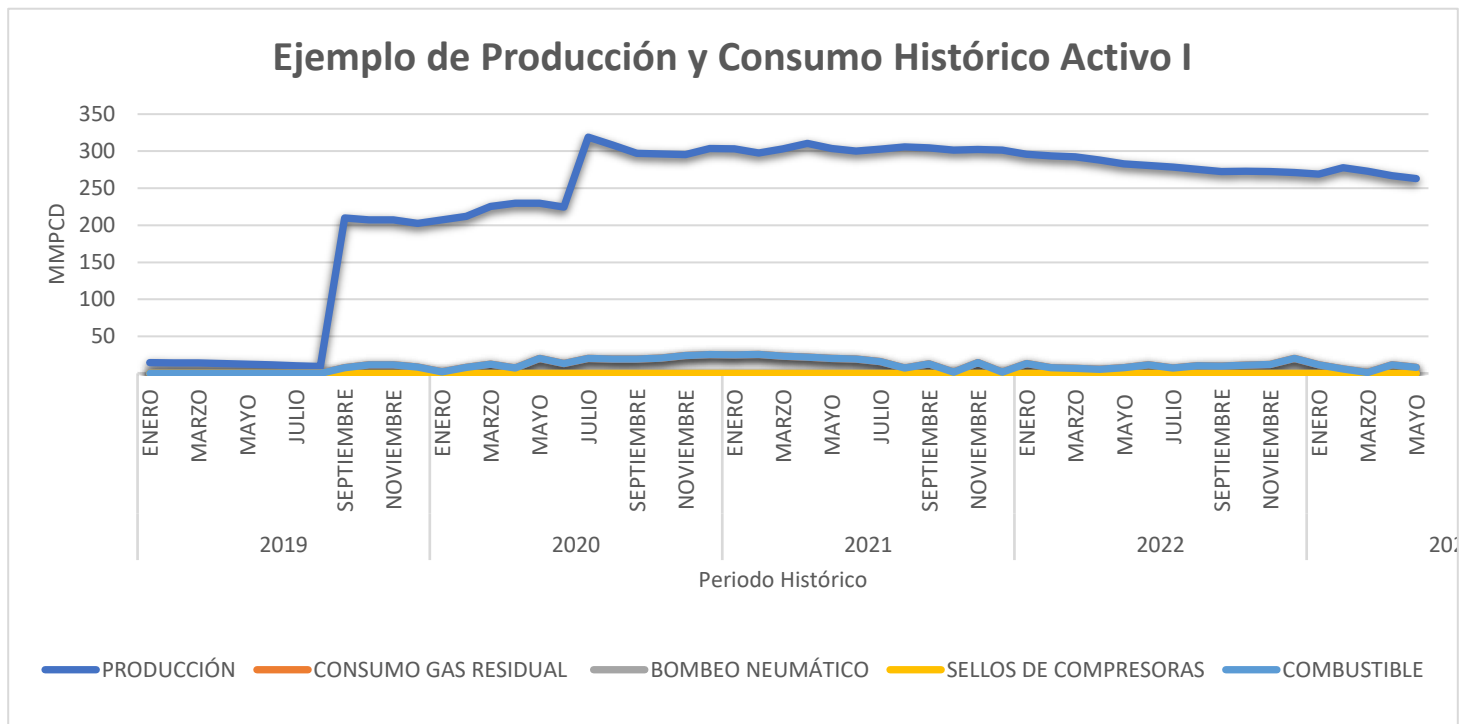


Figura 11. Ejemplo de producción y consumo histórico Activo I (2019-2023).

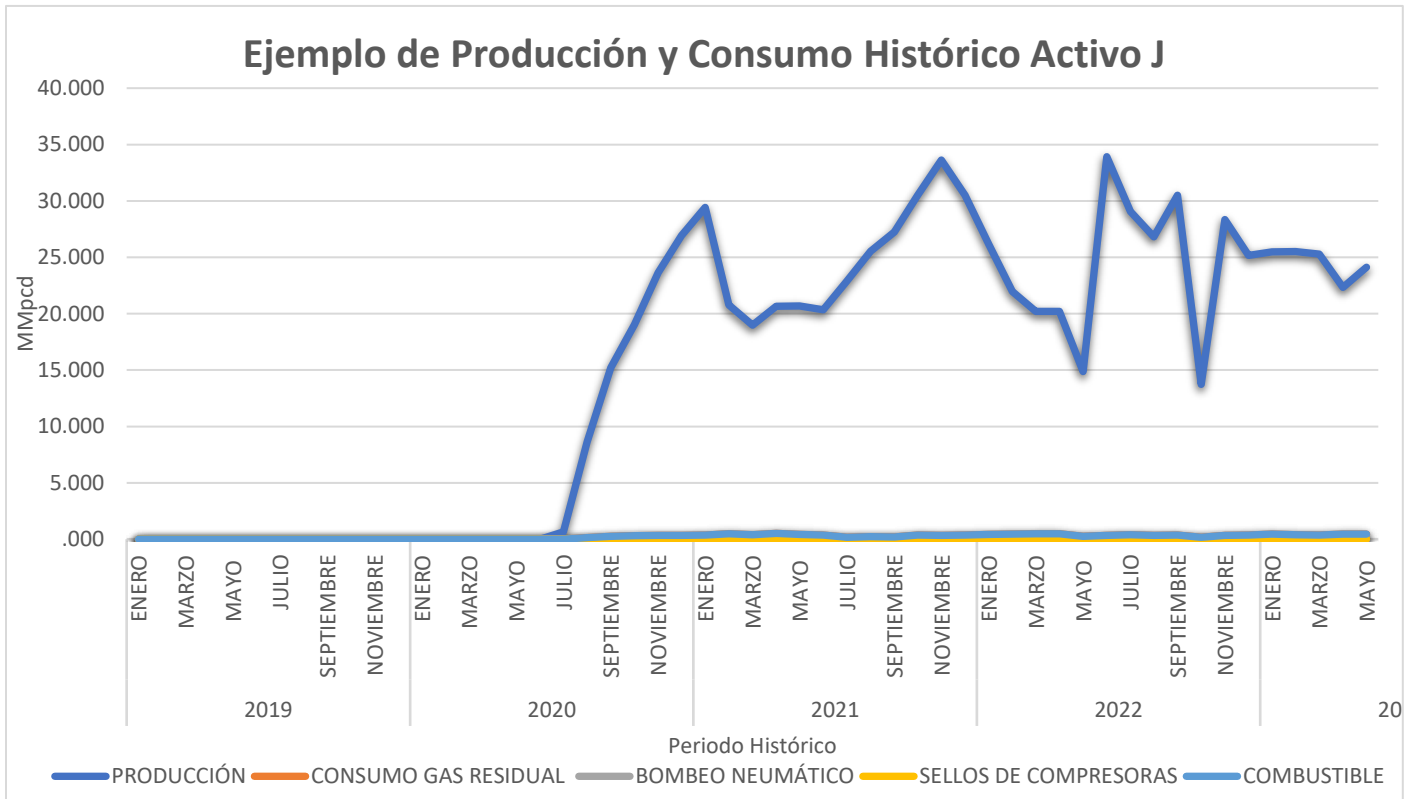


Figura 12. Ejemplo de producción y consumo histórico Activo J (2019-2023).

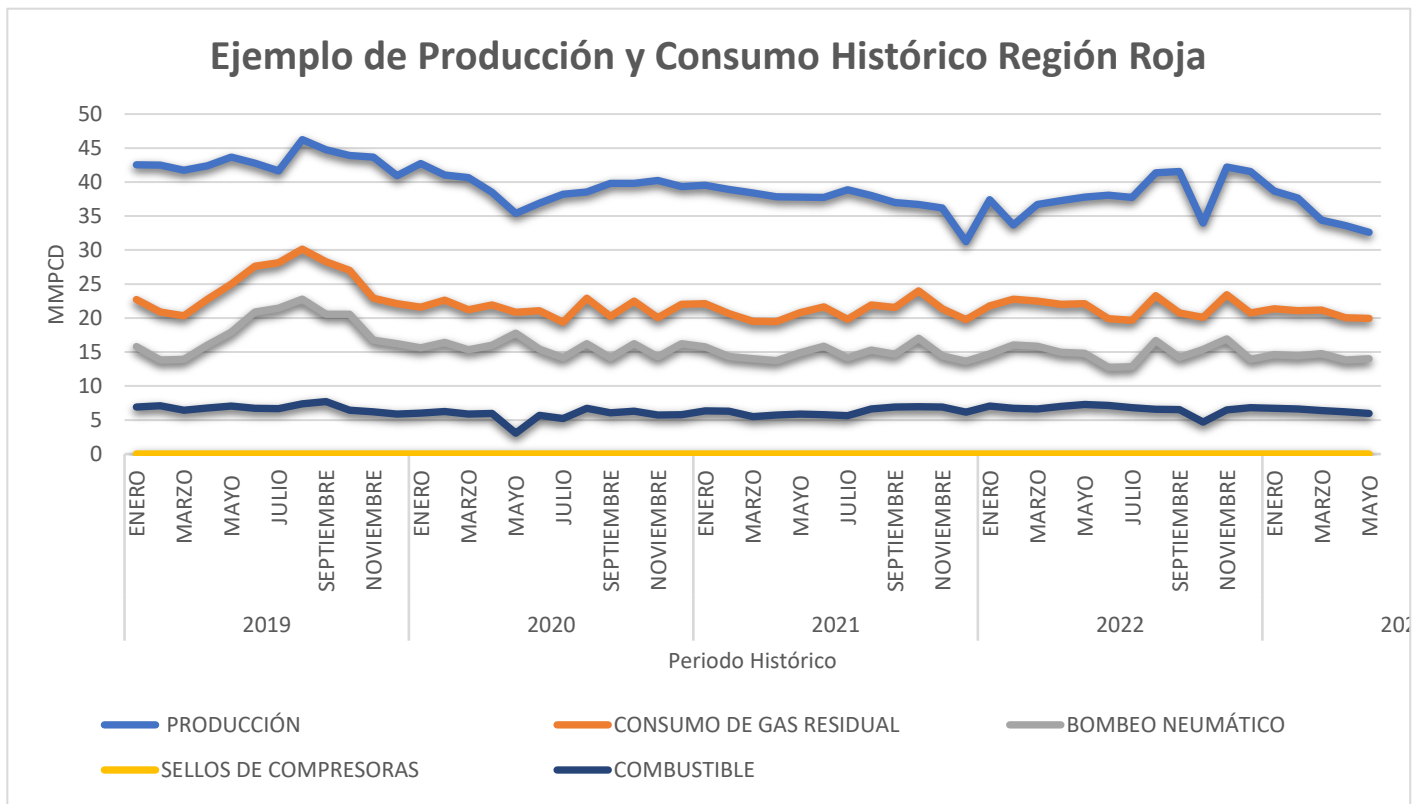


Figura 13. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Roja (2019-2023).

La Figura 13 presenta un ejemplo de la evolución de la producción y el consumo de gas residual en la Región Roja durante el periodo mencionado. La producción muestra una tendencia generalmente estable con ligeras fluctuaciones a lo largo del tiempo de parte del consumo de gas residual, destaca por un comportamiento estable con ligeras variaciones estacionales. La superposición de las líneas de consumo frente a la producción sugiere una correlación entre la producción y el consumo gas residual para las operaciones, indicando una gestión constante y controlada del consumo en relación con los niveles de producción. En promedio, la Región Roja tiene un ejemplo de producción histórica de 39 MMpcd con un consumo promedio de 22 MMpcd.

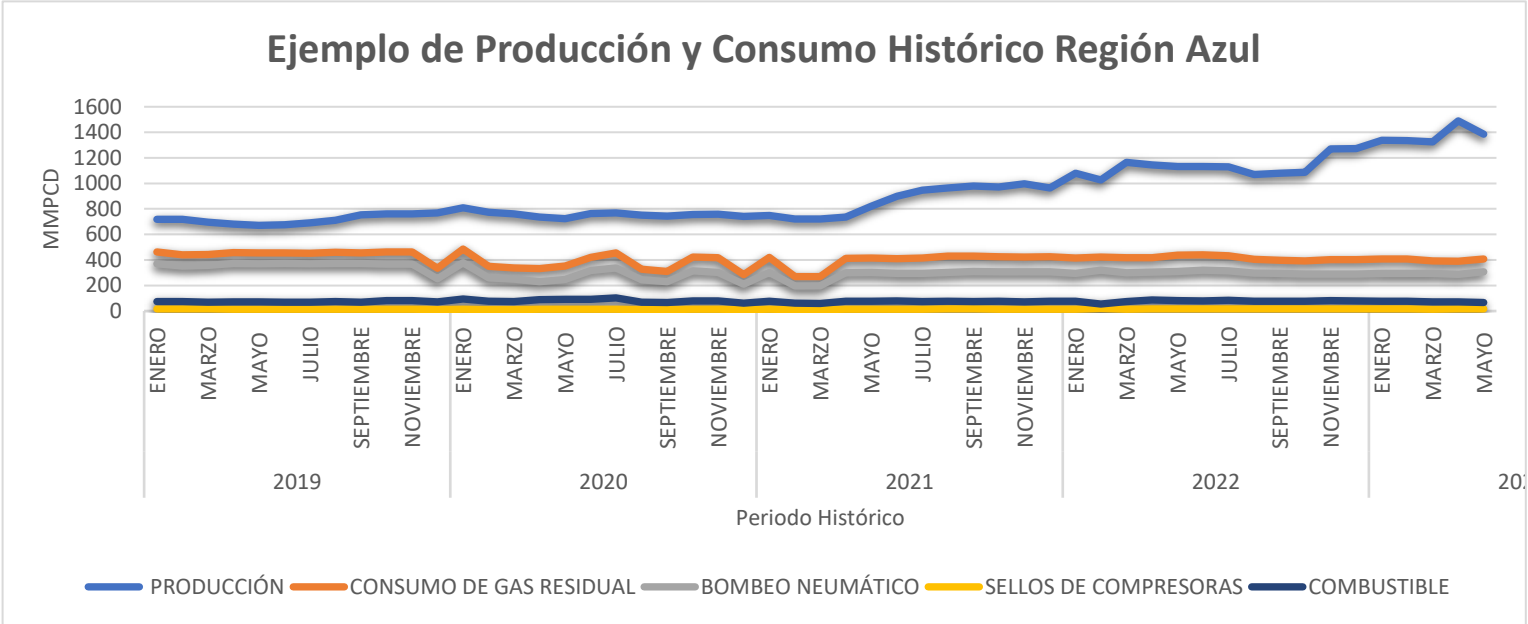


Figura 14. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Azul (2019-2023).

La Figura 14 ilustra el comportamiento de la producción y el consumo de gas residual en la Región Azul, evidenciando una tendencia interesante. Entre 2019 y mediados de 2021, la producción mantiene una consistencia notoria, promediando alrededor de 730 MMpcd, lo cual indica una operación estable y constante. No obstante, se percibe un incremento significativo a partir de la segunda mitad del año 2021, donde la producción asciende a un promedio de 1120 MMpcd. Este crecimiento de la producción no se acompaña de un aumento proporcional en el consumo de gas residual, que se mantiene en un promedio de 3 MMpcd a lo largo

de todo el periodo; este fenómeno se atribuye a las propiedades del gas condensado del campo 1C, que promueve un flujo eficiente sin la necesidad de incrementar la cantidad de gas para bombeo neumático. Sin embargo, cabe señalar que esta tendencia alcista en la producción puede no ser perdurable en el tiempo y es probable que experimente una disminución acelerada en el futuro. Este comportamiento del campo 1C se refleja también en la Figura 13, proporcionando una visión más amplia del impacto de las características únicas de este campo en la producción global.

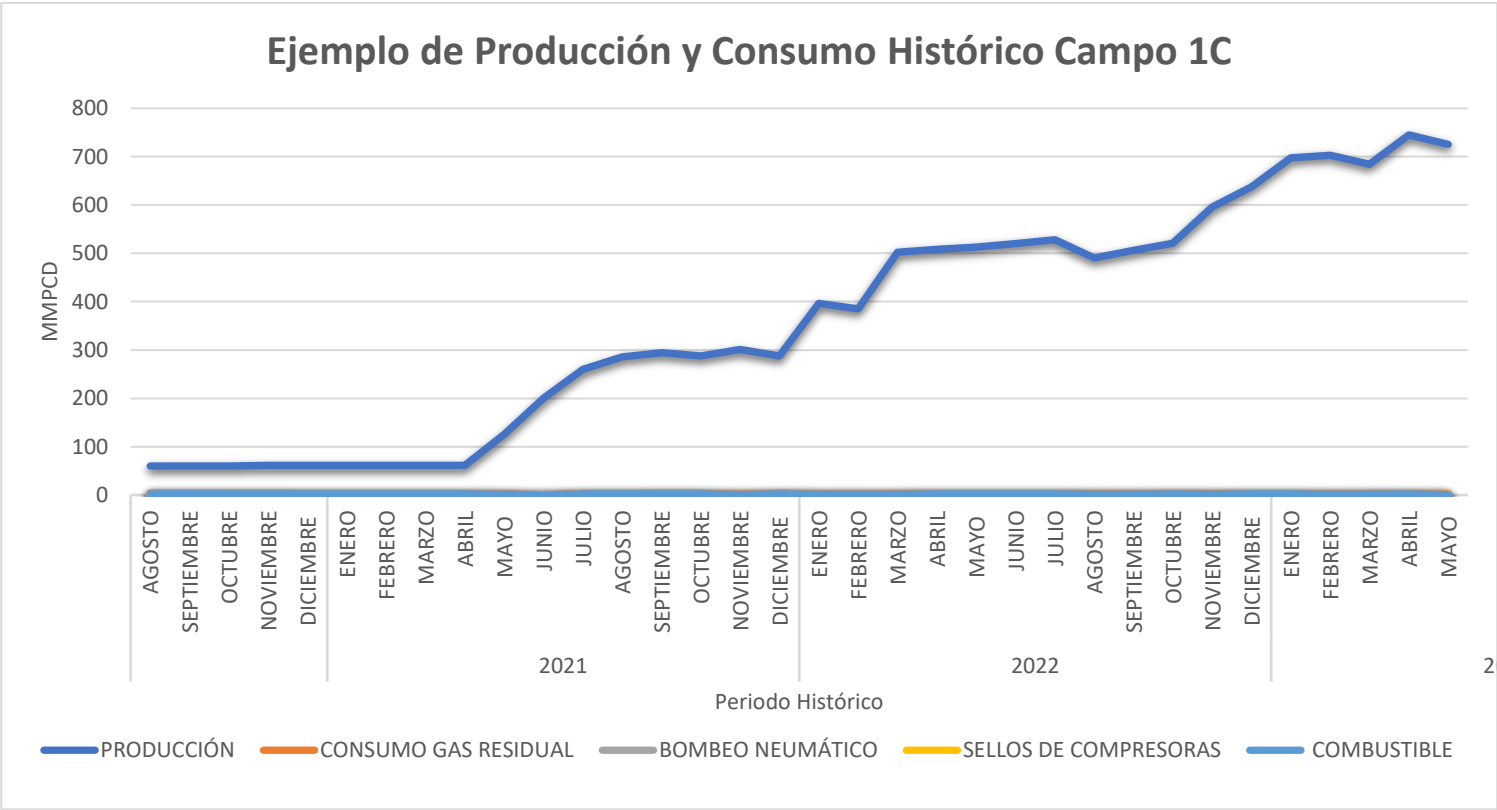


Figura 15. Ejemplo de producción y consumo histórico Campo 1C (2019-2023).

La Figura 15 refleja un aspecto distintivo del campo 1C, donde la producción de gas condensado prescinde del uso de bombeo neumático. Esto se explica por la naturaleza del gas condensado que, al ser extraído, se transforma en líquido ante los cambios de presión y temperatura en superficie, favoreciendo un flujo autónomo sin necesidad de inyección artificial.

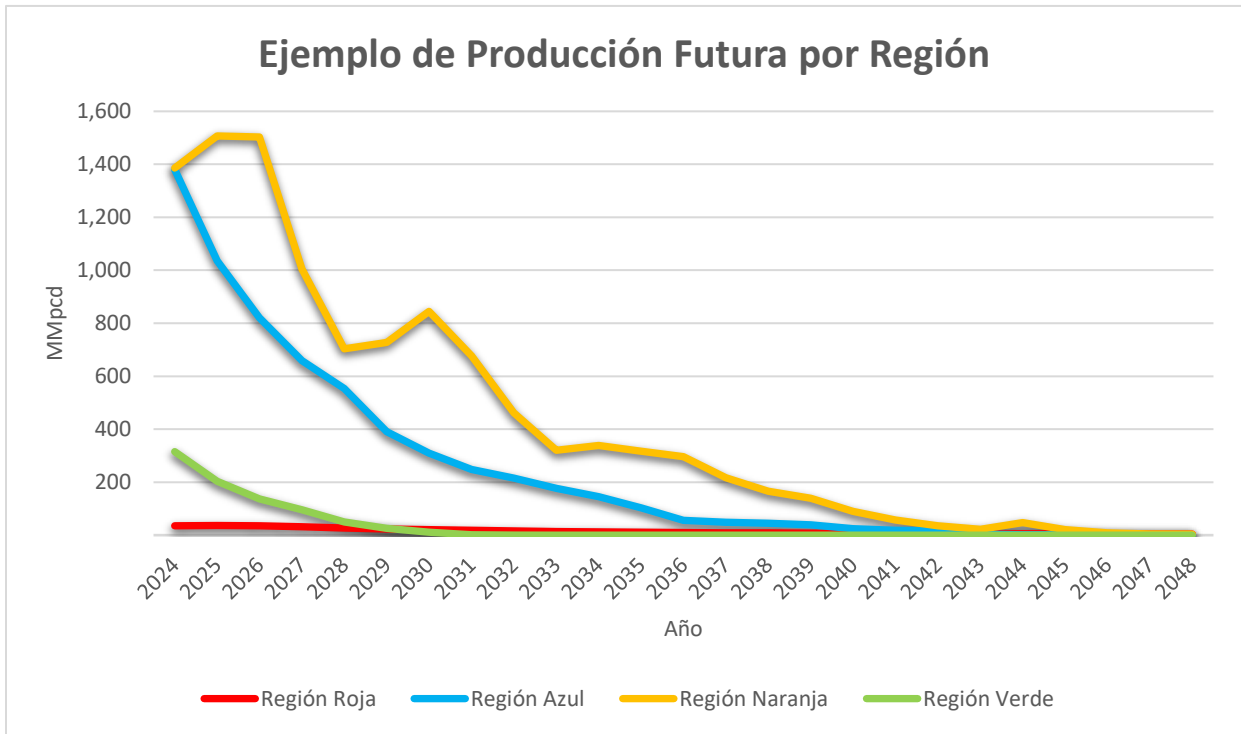


Figura 16. Ejemplo de producción futura de las 4 regiones (2024-2048).

La Figura 16 ilustra el pronóstico de producción futura para las próximas dos décadas y media, proporcionado por la GIOPEP, de las cuatro regiones en cuestión. Inicialmente, las Regiones Azul y Naranja exhiben los mayores volúmenes de producción, aunque ambas anticipan una marcada disminución a lo largo del tiempo. Específicamente, la Región Naranja, que parte de los valores más altos, muestra un descenso progresivo y constante. En paralelo, la Región Azul sigue una trayectoria descendente algo más atenuada. Las Regiones Roja y Verde, por su parte, parten de cifras de producción más conservadoras, con la Región Roja registrando los niveles más bajos, aunque con un decrecimiento paulatino. Este escenario refleja una tendencia decreciente en la producción general, un comportamiento esperado en la explotación de recursos no renovables. Cabe señalar que estas estimaciones se actualizan anualmente por la GIOPEP, permitiendo ajustes y estrategias de manejo conforme a las nuevas realidades y descubrimientos.

9. ANÁLISIS DE RESULTADOS

9.1 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS DE LA NUEVA METODOLOGÍA

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos a través de la aplicación de la nueva metodología propuesta para la estimación del consumo de gas residual en PEMEX Exploración y Producción. Los resultados se organizan y se muestran mediante tablas y Figuras para facilitar su comprensión y análisis. Se destacan los hallazgos más relevantes y se comparan con los datos históricos de consumo de gas residual disponibles, proporcionando una base sólida para la evaluación de la eficacia de la metodología propuesta.

Los resultados obtenidos con la propuesta de la nueva metodología se presentan a continuación en forma de tablas y Figuras. Estas representaciones visuales permiten una comparación clara y directa entre las estimaciones de consumo de gas residual y los ejemplos de datos históricos de consumo de gas residual, destacando la precisión y eficacia de la metodología propuesta

Región Roja				
Año	Consumo Gas Residual Estimado(MMpcd)			
	Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Consumo de Gas Residual
2024	15	.0	5	21
2025	18	.0	5	24
2026	18	.0	5	23
2027	17	.0	4	22
2028	15	.0	4	18
2029	13	.0	3	16
2030	11	.0	3	14
2031	10	.0	2	12
2032	8	.0	2	11
2033	7	.0	2	9
2034	6	.0	2	8
2035	5	.0	1	7
2036	4	.0	1	5
2037	4	.0	1	5
2038	3	.0	1	4
2039	3	.0	1	3
2040	2	.0	1	3
2041	2	.0	1	2
2042	1	.0	1	2
2043	1	.0	1	2
2044	1	.0	1	2
2045	1	.0	.5	1
2046	.0	.0	.4	.4
2047	.0	.0	.4	.4
2048	.0	.0	.4	.4

Tabla 5. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Roja (2024-2048).

Región Azul				
Año	Consumo Gas Residual Estimado (MMpcd)			
	Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Consumo de Gas Residual
2024	198	14	58	270
2025	188	12	50	250
2026	168	9	41	219
2027	161	8	38	207
2028	161	8	37	206
2029	131	6	30	167
2030	105	5	24	133
2031	82	4	19	105
2032	65	3	15	84
2033	52	3	12	67
2034	41	2	10	53
2035	32	2	9	43
2036	23	1	7	31
2037	18	1	6	25
2038	16	1	5	22
2039	14	1	4	19
2040	12	1	3	16
2041	10	1	3	14
2042	9	0.5	2	12
2043	3	0.2	1	4
2044	1	0.1	0.3	2
2045	1	0.0	0.2	1
2046	1	0.0	0.1	1
2047	0.2	0.0	0.0	0.2
2048	0.1	0.0	0.0	0.1

Tabla 6. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Azul (2024-2048).

Región Naranja				
Año	Consumo Gas Residual Estimado (MMpcd)			
	Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Consumo de Gas Residual
2024	240	0	147	386

Tabla 7. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Naranja (2024-2048).

Región Verde				
Año	Consumo Gas Residual Estimado (MMpcd)			
	Bombeo Neumático	Sellos de Compresoras	Combustible	Consumo de Gas Residual
2024	.0	.0	11	11
2025	.0	.0	8	8
2026	.0	.0	5	5
2027	.0	.0	4	4
2028	.0	.0	2	2
2029	.0	.0	1	1
2030	.0	.0	1	1
2031	.0	.0	.0	.0
2032	.0	.0	.0	.0
2033	.0	.0	.0	.0
2034	.0	.0	.0	.0
2035	.0	.0	.0	.0
2036	.0	.0	.0	.0
2037	.0	.0	.0	.0
2038	.0	.0	.0	.0
2039	.0	.0	.0	.0
2040	.0	.0	.0	.0
2041	.0	.0	.0	.0
2042	.0	.0	.0	.0
2043	.0	.0	.0	.0
2044	.0	.0	.0	.0
2045	.0	.0	.0	.0
2046	.0	.0	.0	.0
2047	.0	.0	.0	.0
2048	.0	.0	.0	.0

Tabla 8. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Verde (2024-2048).

Las Tablas 5 a 8 exhiben las estimaciones del consumo de gas residual en las regiones Naranja, Roja, Azul y Verde, conforme a las estimaciones de la GCH para los años 2024 a 2048. Estas estimaciones reflejan la operativa y la planificación estratégica a largo plazo, resaltando la gestión anticipada del gas residual. En particular, la Región Naranja muestra un alto consumo inicial que se reduce gradualmente, lo cual puede ser indicativo de la madurez de los campos productores a lo largo del tiempo. De manera similar, las estimaciones de las otras regiones sugieren un consumo prudente y estratégico del gas residual, con tendencias descendentes. Estas tendencias de consumo son cruciales para la planificación que realiza la GIOPEP y la estimación de flujo de efectivo, y se discuten en profundidad en las Figuras 17 a 22.

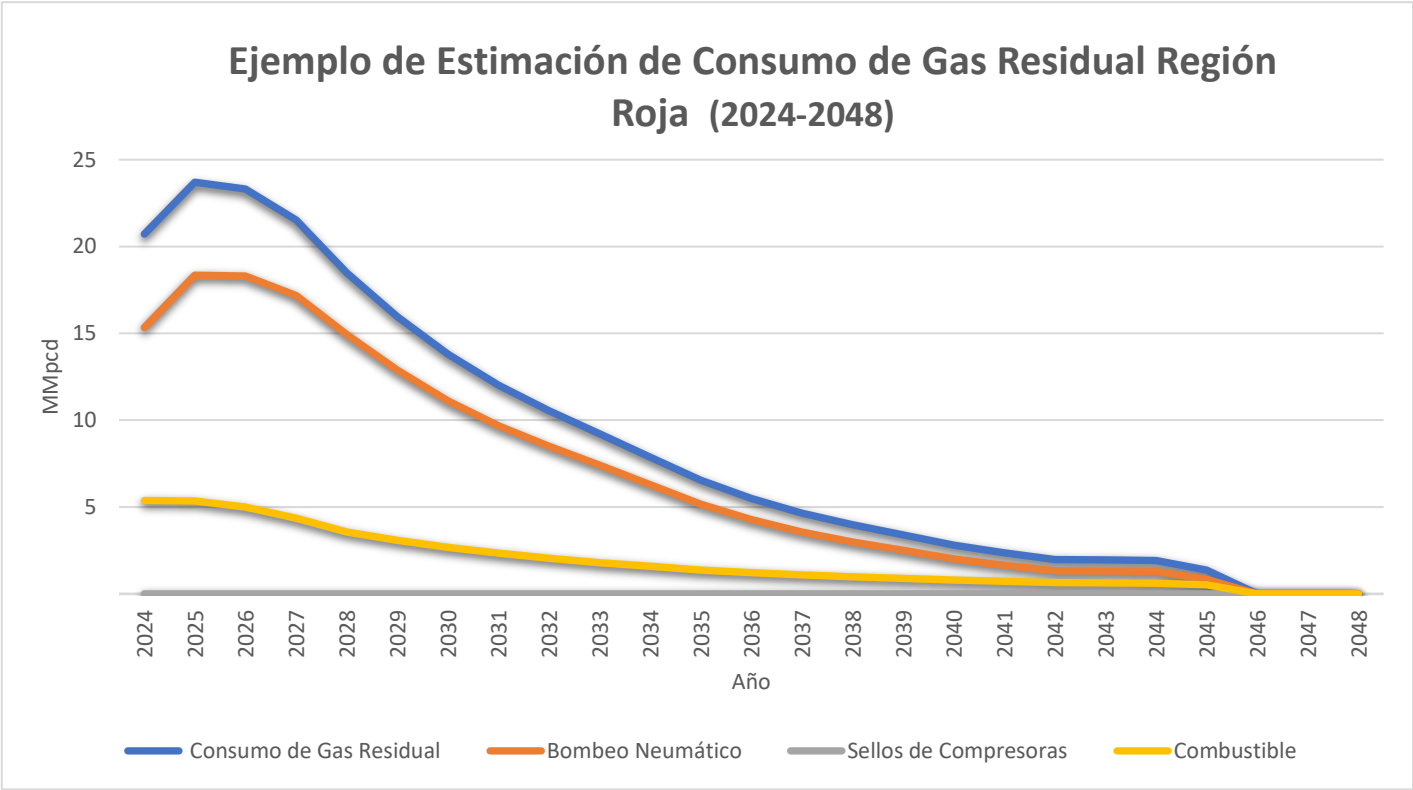


Figura 17. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Roja (2024-2048).

La Figura 17 y la Tabla 1 describen la producción y el consumo de gas residual en la Región Roja para el periodo del año 2024 a 2048. La producción muestra un declive constante, en paralelo con una disminución en el consumo de gas residual donde el bombeo neumático es el principal consumidor, lo que habla de la madurez de la región productora o sus características geológicas que necesitan esta asistencia mecánica. Por su parte, el combustible se mantiene como un componente estable, ocupando un cuarto del consumo total. La notable ausencia de consumo para sellos de compresoras apunta a una infraestructura operativa eficiente. La región, que arranca con una producción de 35 MMpcd y un consumo de 21 MMpcd en 2024, se proyecta hacia una disminución significativa a tan solo 0.4 MMpcd de consumo en 2048, correspondiendo a una producción estimada de 4 MMpcd, lo cual refleja una adecuada adaptación a la menor producción esperada.

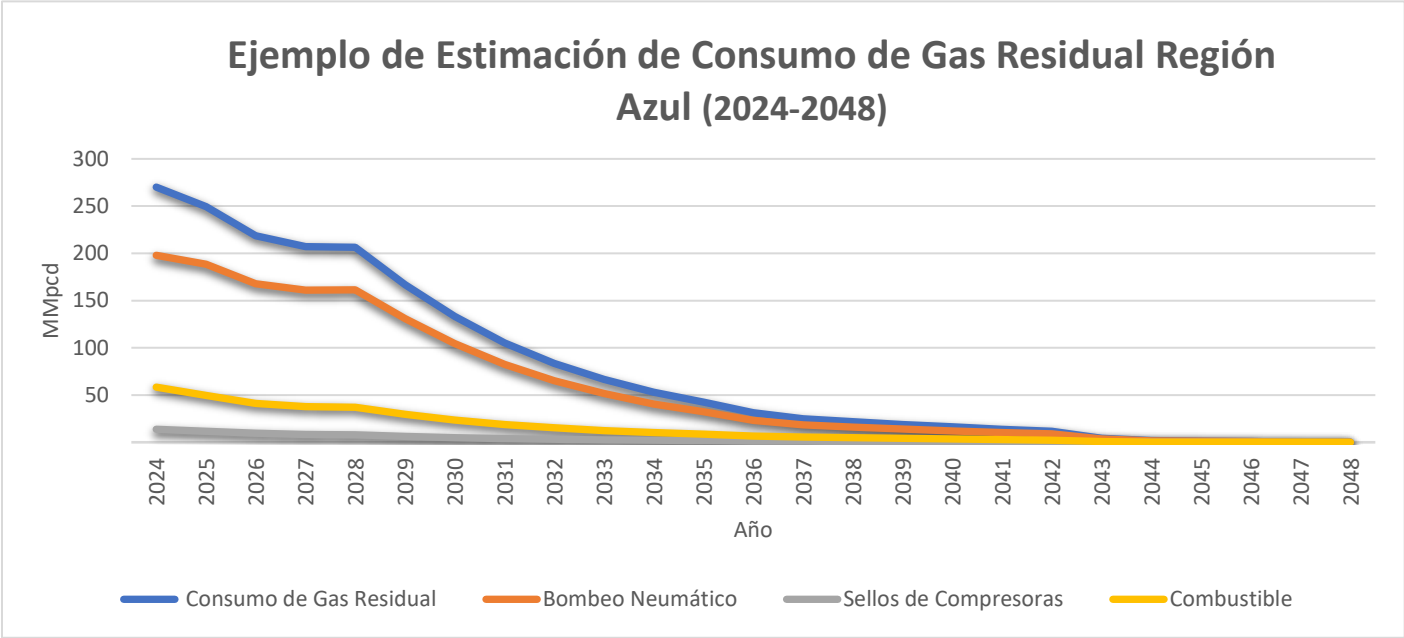


Figura 18. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Azul (2024-2048).

Por su parte, la Figura 18 y la Tabla 2 nos hablan de la producción y el consumo de gas residual en la Región Azul para el periodo del año 2024 al 2048. Como se observa en la Tabla 2, la producción arranca el año 2024 con un valor de 1381 MMpcd y cierra en el año 2048 con un valor cercano a 0. Es decir, tiene un comportamiento en declive. En consecuencia, se observa el mismo comportamiento con el consumo de gas residual, comenzando con un consumo de 270 MMpcd y cierra en el año 2048 con un valor de 0.2 MMpcd.

En la Figura 18 podemos observar que el bombeo neumático es el principal componente en el consumo de gas residual total, lo cual indica la madurez de la

región productora o sus características geológicas que necesitan esta asistencia mecánica. Igualmente observamos que en este caso si hay participación de sellos de compresoras, lo cual quiere decir que se necesita inyectar presión en los sistemas de transporte.

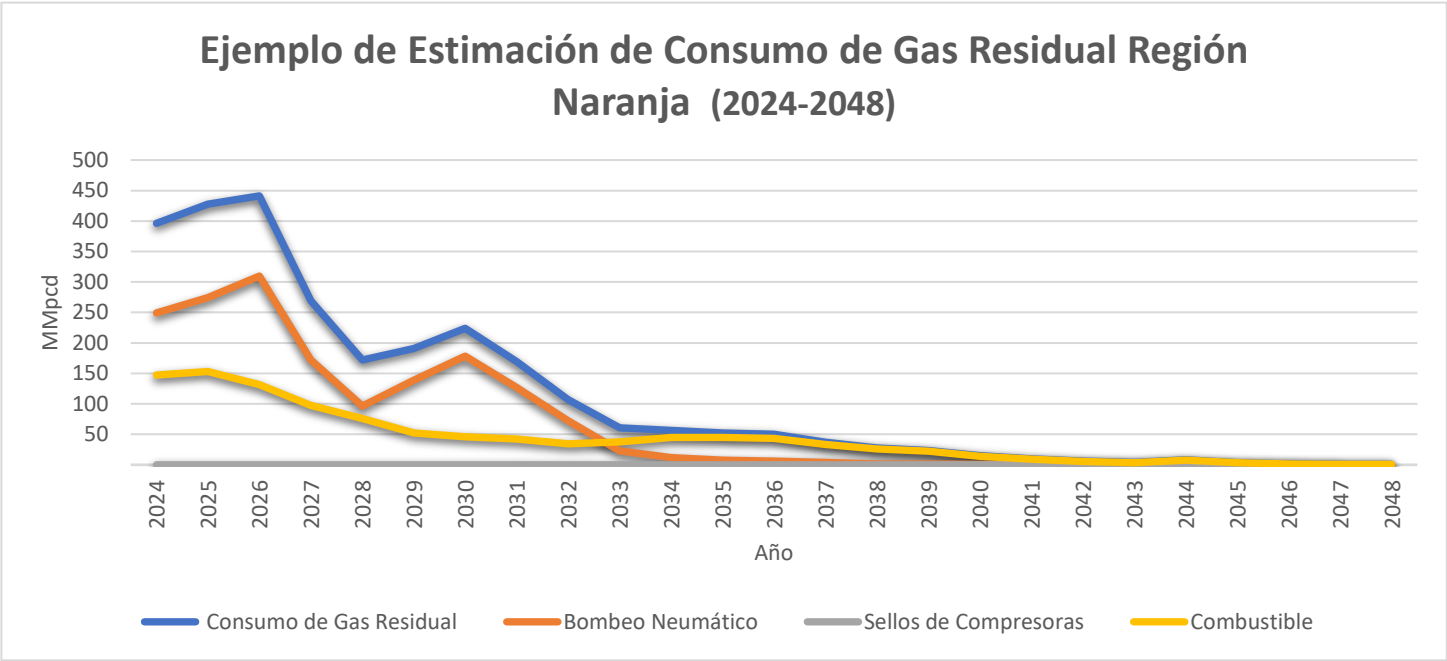


Figura 19. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Naranja (2024-2048).

La Figura 19 y la Tabla 3 nos hablan de la producción y el consumo de gas residual en la Región Naranja para el periodo del año 2024 al 2048. La Región Naranja es la que más gas 1p produce de las 4 regiones, comenzando con una producción de 1387 MMpcd con una estimación de consumo de gas residual de 396 MMpcd, la cual también es el consumo más grande de nuestras 4 regiones. Como es esperado, igualmente su tendencia es de manera de declive, cerrando en el año 2048 con una producción de 4 MMpcd y un consumo de 1 MMpcd.

La Figura 19 ilustra que el bombeo neumático es el principal factor en el consumo de gas residual, lo que podría ser indicativo de la madurez de la región o de características geológicas específicas que requieren asistencia neumática. No obstante, a partir de 2033, se observa un cambio donde el consumo por bombeo neumático disminuye y el uso de combustible llega a predominar, lo cual sugiere que la región productora está alcanzando su límite de producción óptimo. Este

fenómeno no afecta el consumo constante de combustible en la región, dado que se emplea una metodología de extracción de gas 1P con nitrógeno, un proceso que es manejado por otra gerencia y no por la GCH. Dicha técnica mantiene la demanda de nitrógeno, marcando una transición en la dependencia de la producción, que pasa del bombeo neumático al nitrógeno.

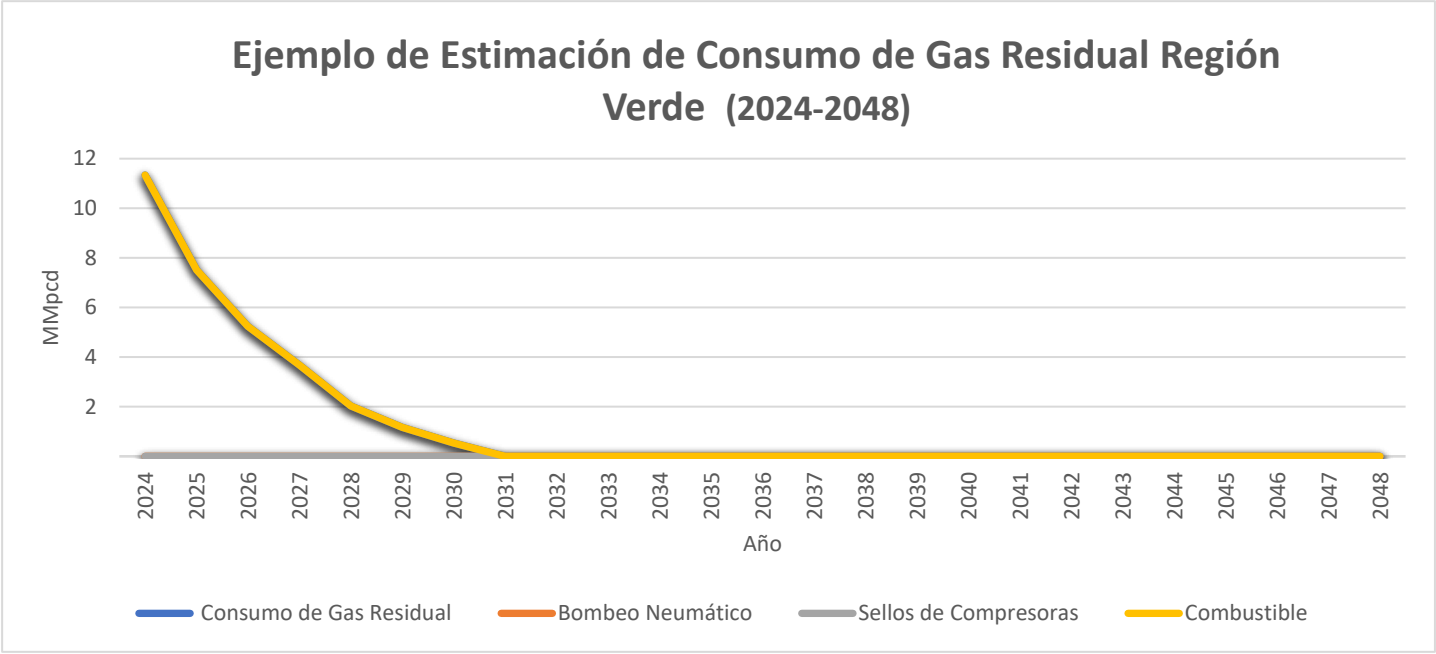


Figura 20. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Verde (2024-2048).

Finalmente, en la Figura 20 y la Tabla 4 podemos observar el comportamiento de la producción y el consumo de gas residual en la Región Naranja para el periodo del año 2024 a al 2048. Iniciando su producción con 315 MMpcpd y un consumo de gas residual de 11 MMpcpd para el año 2024 y cerrando con una producción de 1 MMpcpd, con un consumo de 1 MMpcpd para el año 2031, es una de las regiones que menos producen junto con la Región Roja.

La Figura 20 correspondiente a la Región Verde destaca una situación particular: el consumo tanto de bombeo neumático como de sellos de compresoras es nulo. Esto sugiere que las características físicas del hidrocarburo permiten su extracción sin asistencia neumática, y que la infraestructura opera a plena capacidad sin requerir sellos adicionales para las compresoras. No obstante, se identifica que el consumo de gas residual se sustenta exclusivamente en el combustible. El patrón de consumo evidenciado en la Región Verde, que muestra una declinación desde niveles de producción iniciales altos hasta alcanzar valores mínimos, señala que la región podría estar acercándose a una fase de madurez. Este escenario sugiere

que en un futuro cercano podría ser necesario recurrir al bombeo neumático para impulsar la producción nuevamente.

9.2 EVALUACIÓN COMPARATIVA Y ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL CONSUMO DE GAS RESIDUAL

En la siguiente sección, nos enfocaremos en evaluar los resultados obtenidos del balance de gas residual del año 2022, que se generó bajo la metodología anterior, los contrastaremos con los resultados proyectados para 2023 que emergen de la aplicación de la nueva metodología propuesta. Además, incluiremos un análisis comparativo con los datos históricos reales hasta mayo del año 2023, para determinar cómo cada conjunto de datos sigue la tendencia esperada. Dada la naturaleza no renovable del gas, se anticipa que tanto las metodologías anteriores como la actualizada reflejen una tendencia decreciente en la producción y el consumo de gas residual. Esta comparación nos permitirá no solo validar la precisión de la nueva metodología sino también entender mejor su alineación con las tendencias reales del mercado y de las operaciones.

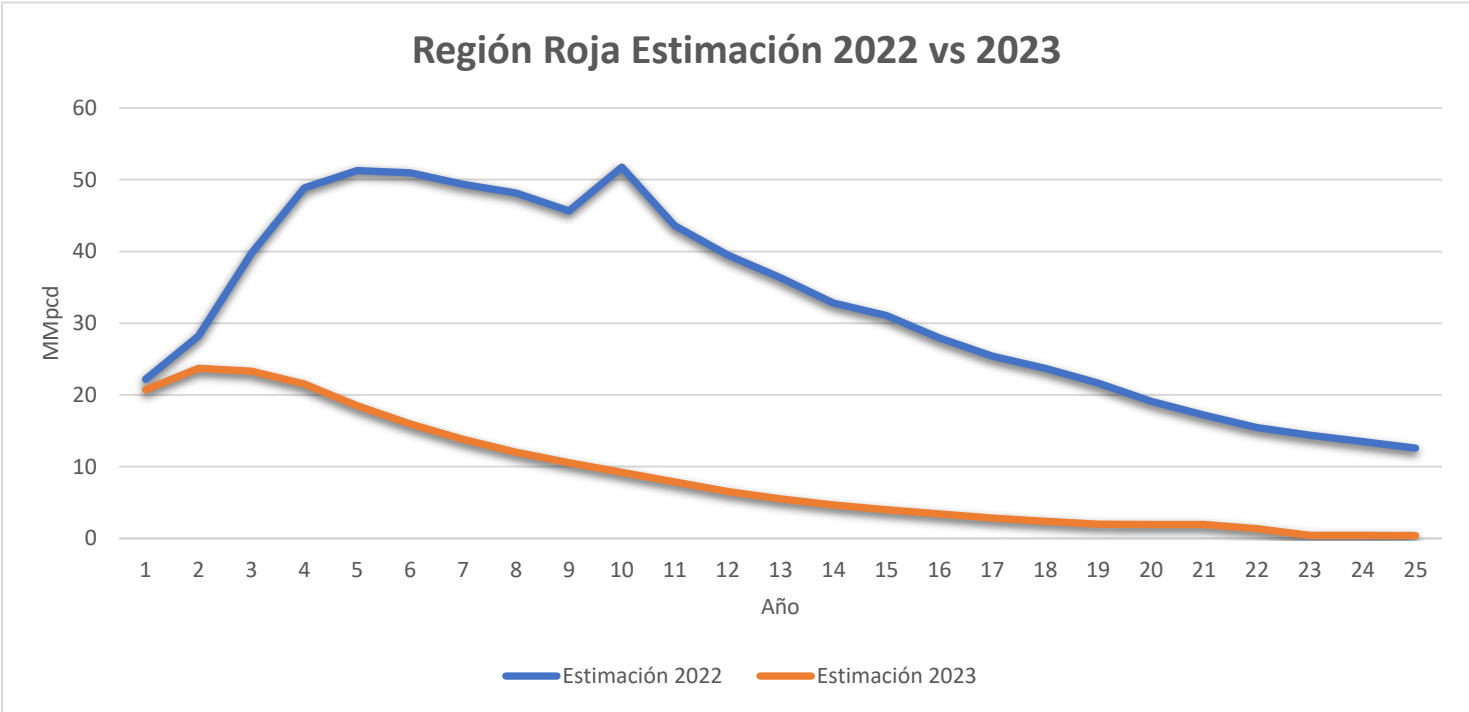


Figura 21. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años, Región Roja.

La Figura 21 ilustra una comparativa entre las estimaciones de consumo de gas residual de la Región Roja correspondientes a los años 2022 y 2023. La tendencia presentada para 2023 muestra valores inferiores en relación con el año previo, sugiriendo un ajuste en las estimaciones que podría ser indicativo de una optimización en la eficiencia en el cálculo del flujo de efectivo. Se aprecia una notable disminución en el consumo proyectado, alineándose con las expectativas de la nueva metodología implementada.

Inicialmente, en el primer año, ambas estimaciones presentan cifras cercanas, con un consumo de 22 MMpcd para 2022 y una leve reducción a 21 MMpcd para 2023. No obstante, la brecha se amplía con el paso del tiempo, especialmente en el décimo año, donde la estimación de 2022 sugiere un incremento hasta 52 MMpcd mientras que la estimación de 2023 sigue un curso descendente, situándose en 9 MMpcd. Para el vigésimo quinto año, aunque las cifras se acercan, persiste una diferencia notable: la estimación de 2022 finaliza con un consumo de 13 MMpcd, en contraposición a los escasos 0.4 MMpcd proyectados para 2023. Estas observaciones resaltan la influencia de la nueva metodología en la reducción proyectada del consumo de gas residual.

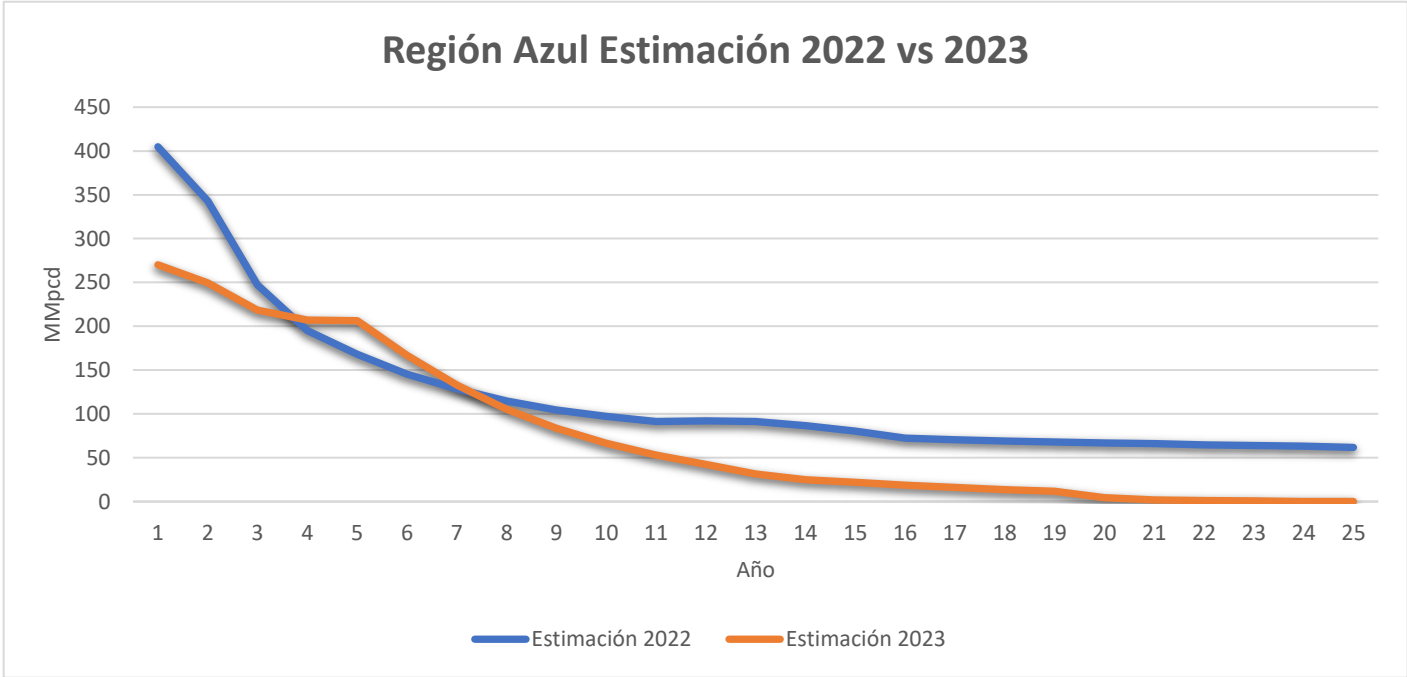
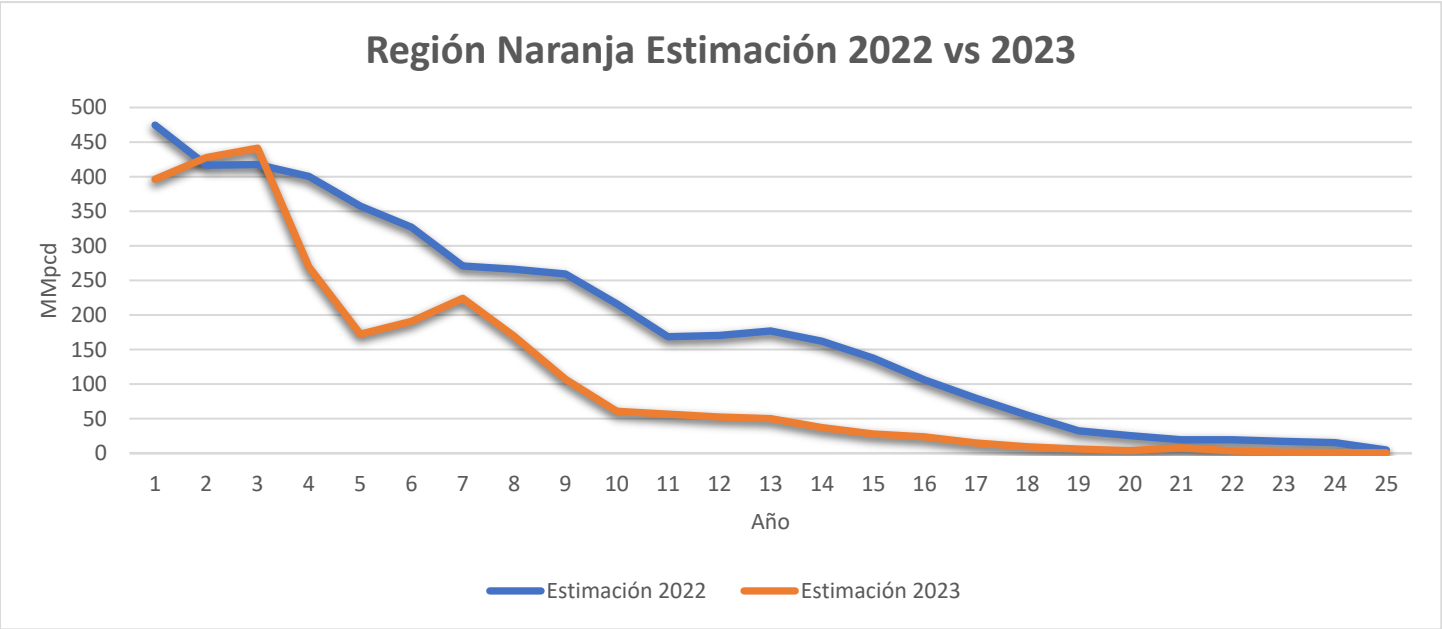


Figura 22. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años, Región Azul.

La Figura 22 presenta una comparativa entre las estimaciones del consumo de gas residual de la Región Azul, utilizando las metodologías de 2022 y 2023. Se muestra que, mientras la estimación de 2022 inicia con valores más altos, la estimación de 2023 estima un consumo más moderado, reflejando un ajuste en las expectativas posiblemente derivado de una planificación más eficiente y adaptada a las condiciones actuales. Sin embargo, es de resaltar que, en los años 4, 5 y 6, la estimación del 2023 muestra una ligera alza a comparación de la estimación 2022, analizando la producción de la estimación 2023, podemos concluir que esta tiene un comportamiento más lineal a comparación que la estimación 2022 que se comporta con una caída de valores más abrupta, pero a su vez, la estimación 2023 continúa descendiendo a niveles más bajos que la estimación 2022.

La Figura 22 ilustra que, en el primer año, la estimación para 2023 estima un consumo de 270 millones de pies cúbicos diarios MMpcd, en contraste con los 405 MMpcd proyectados para el mismo período en 2022. A lo largo del tiempo se observa un período el cual mencione anteriormente, donde la estimación de 2023 supera ligeramente a la de 2022. Finalmente, la Figura 23 converge hacia una diferencia significativa, cerrando con una estimación de aproximadamente 62 MMpcd por parte de la estimación de 2022, mientras que la estimación de 2023 se reduce casi a cero.



La Figura 23 ofrece una comparativa entre las estimaciones de consumo de gas residual de la Región Naranja para 2022 y 2023. Desde el comienzo, la diferencia es evidente, con un consumo proyectado en 2022 de 475 MMpcd frente a los 396 MMpcd de 2023, una variación inicial de 79 MMpcd. En el tercer año, la tendencia se invierte brevemente, con la estimación de 2023 superando a la de 2022 por una cifra de 441 MMpcd contra 417 MMpcd, mostrando una de las pocas ocasiones en que la estimación más reciente excede a la anterior. Esta anomalía refleja fluctuaciones en la producción que influyen directamente el consumo. A lo largo del tiempo, la estimación de 2022 desciende de manera más uniforme, mientras que la de 2023 exhibe descensos bruscos entre los años 4 y 5, y nuevamente entre los años 7 y 10, seguido de una disminución constante y lineal hasta aproximarse a 1 MMpcd hacia el final del período. En contraste, la estimación 2022 cierra con un consumo de 5 MMpcd, mostrando una disparidad con respecto a la estimación más actualizada.

Figura 23. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años, Región Naranja, actualizada.

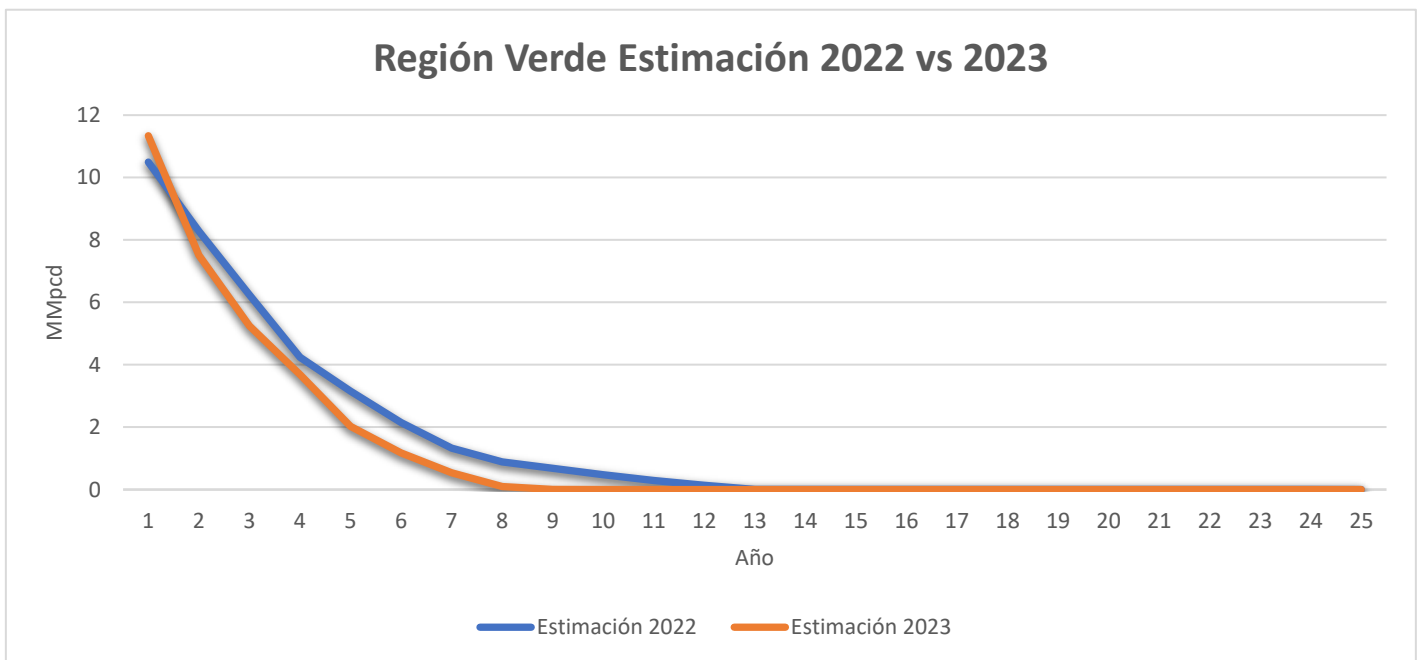


Figura 24. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años, Región Verde.

La Figura 24 compara las estimaciones de consumo de gas residual para la Región Verde entre las metodologías de 2022 y 2023. En el primer año, ambas estimaciones comienzan casi en paridad, siendo la estimación 2023 la mayor con un valor de 11 MMpcd mientras que la estimación 2022 tiene un consumo de 8 MMpcd, a medida que avanza el tiempo, la estimación de 2023 tiende a ser ligeramente inferior a la de 2022, con una diferencia promedio de 1 MMpcd. En esta figura podemos observar que ambas estimaciones tienden a un decaimiento exponencial. Al final del periodo proyectado, ambas estimaciones se estabilizan en niveles bajos, lo que puede indicar un reconocimiento de la declinación natural de la producción de la región y una gestión eficiente del gas residual.

A continuación, examinaremos cuatro figuras que comparan los datos históricos reales de consumo de gas residual con las estimaciones de las metodologías de 2022 y 2023. Este análisis verificará la precisión de las estimaciones previas y la conformidad de la nueva metodología con las tendencias pasadas. Esencial para validar nuestro modelo y refinar la gestión de recursos, estas Figuras ilustrarán la efectividad y adaptabilidad de la metodología actual frente a los patrones históricos de consumo.



Figura 25. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 10 años, Región Rojo.

La Figura 25 compara las tendencias históricas y proyectadas del consumo de gas residual en la Región Roja. Los datos históricos, representados por la línea roja, muestran una tendencia estable durante los primeros cinco años. La estimación de 2022, indicada en amarillo, inicia en paralelo a la tendencia histórica, pero experimenta un aumento abrupto, desviándose significativamente y finalizando con un consumo proyectado de 51 MMpcd para el décimo año, lo que parece sobreestimar el consumo futuro en comparación con las tendencias pasadas. En cambio, la estimación de 2023, delineada en verde, disminuye de forma más alineada con el comportamiento histórico, terminando en 18 MMpcd en el mismo período, lo que indica una estimación más ajustada a la realidad observada.

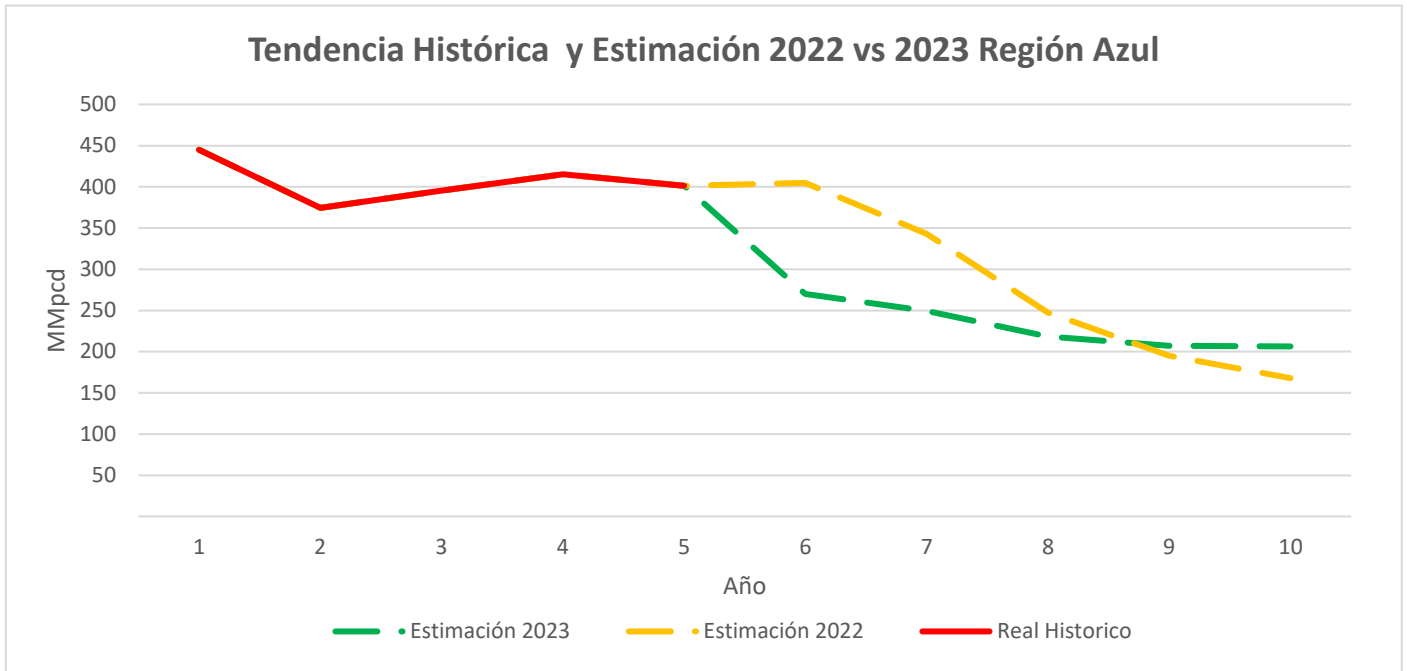


Figura 26. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 10 años, Región Azul.

La Figura 26 compara las tendencias históricas y proyectadas del consumo de gas residual en la Región Azul. Los datos históricos, representados por la línea roja, muestran una tendencia relativamente estable en los primeros cinco años.

Por otro lado, la línea amarilla, que representa la estimación de 2022, comienza de manera similar, experimentando un descenso moderado manteniendo una tendencia más conservadora de acuerdo con la tendencia histórica, cerrando con un consumo de 168 MMpcd, a comparación de la estimación 2023 la cual tiene un descenso más pronunciado, bajando en tan solo un año de un consumo proyectado de 401 MMpcd a 207 MMpcd para cerrar con 206 MMpcd.

A primera vista, la estimación 2022 parece ser más precisa ya que sigue una tendencia similar a la histórica. Sin embargo, es importante recordar que el consumo depende directamente de la producción. Refiriéndonos a la Figura 15, el campo 1C incrementó su producción de manera abrupta a partir de abril de 2021, manteniendo altos niveles de producción hasta 2023, con un promedio mensual de 1374 MMpcd, frente a una estimación promedio estimada de 889 MMpcd para el periodo 2024-2029. Debido a esta sobreexplotación, se prevé una disminución abrupta en la producción de gas 1P y, consecuentemente, en el consumo de gas residual en los próximos años. Al analizar los datos históricos y las tendencias futuras, se concluye que la estimación de 2023 se aproxima más a un comportamiento real que la estimación de 2022, esperando que el campo alcance pronto su madurez y disminuya su producción, lo que naturalmente llevaría a una reducción abrupta en el consumo de gas.

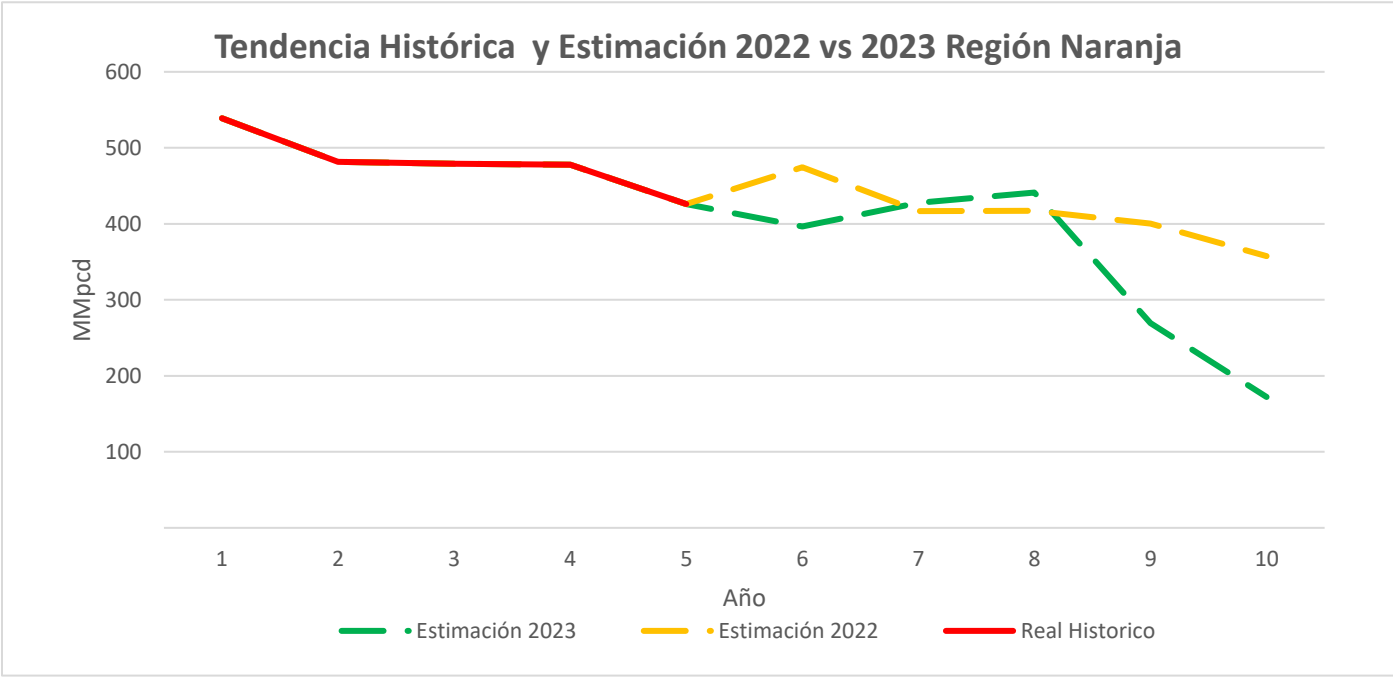


Figura 27. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 10 años, Región Naranja.

La Figura 27 presenta un contraste entre las tendencias históricas y las estimaciones de consumo de gas residual en la Región Naranja para los años 2022 y 2023. Los datos históricos reales, marcados en rojo, indican una tendencia de consumo bastante estable que después desciende levemente. La estimación de 2022, representada en amarillo, sigue de cerca los datos históricos hasta el sexto año, momento en el cual predice un incremento repentino, alcanzando un pico de

475 MMpcd, para luego experimentar un descenso más moderado, cerrando en 358 MMpcd. En contraste, la línea verde de la estimación 2023 muestra una disminución marcada en el sexto año a 396 MMpcd, seguida de un aumento a 441 MMpcd en el octavo año, reflejando el pico de consumo máximo, para luego descender bruscamente, terminando en 172 MMpcd en el décimo año.

Este comportamiento particular de la estimación 2023 se explica por el hecho de que la región Naranja alcanza su potencial máximo de producción y consumo de gas 1p entre los años 2025 y 2026, con una producción pico de 1507 MMpcd (Como se observa en la Tabla 3). Este aumento en la producción conduce a un pico correspondiente en el consumo de gas residual.

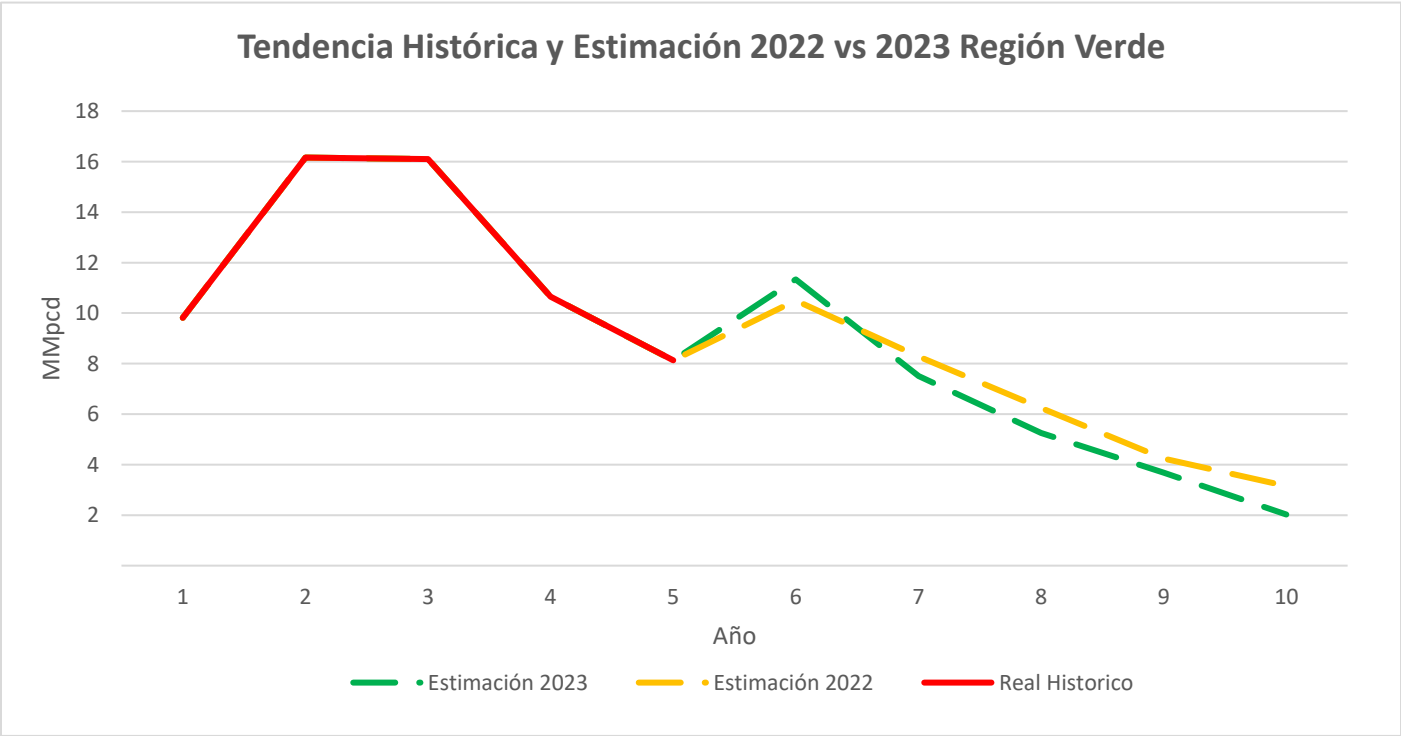


Figura 28. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 10 años, Región Verde.

La Figura 28 presenta la comparación entre el consumo histórico de gas residual y las estimaciones de 2022 y 2023 para la Región Verde. La tendencia real, delineada por la línea roja, muestra un aumento inicial que se nivela antes de una disminución marcada, concluyendo en un consumo de 8 MMpcd en el quinto año.

Curiosamente, las estimaciones para 2022 y 2023 comparten un comportamiento similar. Ambas indican un incremento que culmina en un pico en el sexto año, aunque la estimación 2023 supera ligeramente a la de 2022 con un consumo de 11 MMpcd, en comparación con 10 MMpcd. Después del pico, hay una caída pronunciada en ambas estimaciones, que finalizan con consumos de 3 MMpcd para 2023 y 2 MMpcd para 2022.

Esta semejanza en las tendencias y la mínima diferencia de 1 MMpcd entre las dos estimaciones sugieren que la metodología empleada en 2022 ya proporcionaba una estimación bastante precisa para esta región. Esta alineación cercana con los datos reales y entre ambas metodologías subraya la confiabilidad de los modelos predictivos empleados para la Región Verde, y también nos hablan de un comportamiento estable y lineal en los datos.

9.3 LIMITACIONES Y ÁREAS DE MEJORA

9.3.1 LIMITACIONES

- **Dependencia de Factores Adimensionales:** La actual metodología basada en factores adimensionales puede limitar la capacidad de predecir fluctuaciones específicas de la producción y el consumo de gas residual. Este enfoque puede no capturar completamente la variabilidad debido a tendencias y comportamientos particulares de cada campo, activo o región.
- **Generalización del Modelo:** La Ley de los Grandes Números proporciona una base sólida para la metodología, pero puede ser demasiado generalizada y no considerar particularidades específicas de las operaciones.

9.3.2 ÁREAS DE MEJORA

- **Integración de Métodos Estadísticos:** Incorporar técnicas de regresión lineal o no lineal y otros métodos estadísticos podría permitir un análisis más detallado y proporcionar estimaciones más precisas, adaptándose mejor a las variaciones específicas y a la naturaleza de los datos.
- **Desarrollo de Modelos Híbridos:** Crear modelos que combinen machine learning con análisis estadístico podría proporcionar un equilibrio entre precisión y replicabilidad, aprovechando lo mejor de ambos mundos.
- **Entendimiento Detallado del Proceso de Cálculo de Producción:** Debido a la dependencia que existe de los datos de producción, una mejora significativa en la metodología sería incorporar un conocimiento más profundo sobre las técnicas y modelos a la medición y estimación de la producción de gas 1p. Profundizar en esta área no solo fortalecería la confianza en los datos que utilizamos sino también la capacidad para ajustar las estimaciones y predicciones de una manera más informada y adaptativa.

10. CONCLUSIÓN

En conclusión, este estudio ha abordado la problemática asociada con la estimación del consumo de gas residual en Pemex Exploración y Producción. A través de un análisis detallado de los datos históricos y la implementación de una nueva metodología centrada en los campos consumidores, se ha logrado una estimación más conservadora y realista del consumo de gas residual. Esta metodología, basada en la Ley de los Grandes Números, ha demostrado ser eficaz para reducir las estimaciones excesivas observadas con las estimaciones anteriores, especialmente en comparación con la estimación 2022.

La nueva metodología ha sido validada mediante la comparación con los datos históricos y las estimaciones 2022 y 2023, mostrando una tendencia más acorde con la realidad operativa de la empresa. Además, la adaptación del enfoque a nivel de campo, así como centrarnos solo en aquellos campos productores que consumen gas residual, ha permitido una mayor precisión en la estimación del consumo, reflejando de manera más precisa el comportamiento de los campos consumidores.

La implementación de esta metodología no solo resuelve la problemática inicial, sino que también establece una base sólida para futuras estimaciones y, en consecuencia, para un cálculo más preciso del flujo de efectivo, y así poder tomar mejores decisiones estratégicas. Esto es crucial para la planificación de recursos y la optimización de procesos en Pemex Exploración y Producción, y así, poder darle valor a la empresa.

Finalmente, este trabajo subraya la adaptación y mejora continua de estas metodologías, que son esenciales para enfrentar los desafíos operativos y financieros en la industria de hidrocarburos. Personalmente, este trabajo marca un antes y un después. Como recién egresado de la carrera de ingeniería geofísica, es mi primera experiencia profesional en la industria petrolera. El hecho de haber colaborado significativamente en la realización del balance de gas 1p, y sobre todo el haber implementado (bajo la supervisión de ingenieros experimentados) una nueva metodología, y que esta haya pasado de propuesta a un procedimiento operativo estándar recientemente autorizado por la Coordinación de Normatividad de PEP, es para mí un gran logro. Resalta la importancia de incluir a las nuevas generaciones en el mundo laboral, para poder aportar nuestros conocimientos y humilde experiencia en pro de los objetivos particulares de cada empresa. Esta no solo es la conclusión de mi tesina, también es el término de mis prácticas profesionales en Pemex Exploración y Producción. Me siento satisfecho por mi trabajo y agradezco la oportunidad brindada

11. APÉNDICES

APENDICE A

Responsabilidades de la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos

- I. Diseñar las mezclas y estrategias de comercialización de Hidrocarburos.
- II. Realizar inteligencia de mercados de comercialización de Hidrocarburos.
- III. Identificar nuevas oportunidades de negocio para la comercialización de Hidrocarburos.
- IV. Elaborar los escenarios de venta de Hidrocarburos de corto, mediano y largo plazo.
- V. Diseñar las metodologías y modelos de precios de Hidrocarburos.
- VI. Realizar el plan integral de comercialización de Hidrocarburos e identificar los requerimientos en infraestructura.
- VII. Desarrollar, actualizar y aplicar metodologías para la valoración de Hidrocarburos.
- VIII. Establecer, negociar, formalizar, administrar y evaluar el cumplimiento de los términos y condiciones de los contratos de compraventa de Hidrocarburos con terceros.
- IX. Establecer, negociar, formalizar, administrar y evaluar el cumplimiento de los términos y condiciones de los contratos de servicios asociados a la comercialización de Hidrocarburos.
- X. Mantener actualizados los sistemas institucionales relacionados con las transacciones de compra y venta de Hidrocarburos y servicios asociados a la comercialización.
- XI. Definir e implementar los modelos de contratación para la compraventa de Hidrocarburos.
- XII. Elaborar los programas de nominaciones de compraventa de Hidrocarburos.
- XIII. Realizar la distribución de ingresos por venta de Hidrocarburos.
- XIV. Implementar el modelo operativo de negocio al esquema de contratación.
- XV. Participar en la aplicación de planes de respuesta a contingencias operativas en el Manejo, Acondicionamiento, distribución y venta de Hidrocarburos.
- XVI. Atender los reclamos por demoras, volumen y calidad.
- XVII. Establecer, negociar, formalizar, administrar y evaluar el cumplimiento de los términos y condiciones de los contratos de compra de diésel a distribuir al interior de las áreas operativas en las zonas marinas de Pemex Exploración y Producción en base al suministro, transporte, recepción, control, guarda y despacho.

XVIII. Elaborar e integrar los casos de negocio para el desarrollo de proyectos de optimización de infraestructura en los procesos de recolección, Tratamiento - Acondicionamiento, Manejo y entrega de Hidrocarburos en las instalaciones a su cargo.

XIX. Integrar las especificaciones técnicas de los contratos y supervisar la ejecución de los servicios por terceros para las actividades de comercialización de Hidrocarburos.

XX. Coordinar la gestión, administración, seguimiento y control de los bienes y servicios requeridos y ejecutados mediante contratos con terceros en el ámbito de la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial.

12. REFERENCIAS

De la Cruz Ana (2023). *Informe de Prácticas Profesionales Realizadas en el Programa de Proser-Capital Humano/2023-106/2-1365 en la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de Petróleos Mexicanos (PEMEX)* (Tesis no publicada). Universidad Nacional Autónoma de México. Fecha de consulta 30-01-2024.

Herrera, E. (2021, 17 de noviembre). *Estima Pemex crecimiento de producción para el 2022*. *Milenio Negocios*. Recuperado de: <https://www.milenio.com/negocios/pemex-estima-crecimiento-produccion-2022> Fecha de consulta 20-03-2024.

Jain, N. (2023, 7 de julio). *¿Qué es el diseño de investigación cuantitativa? Definición, tipos, métodos y buenas prácticas*. IdeaScale., Recuperado de: <https://ideascale.com/es/blogs/disenio-de-investigacion-cuantitativa/> Fecha de consulta 09-03-2024.

JMP. (s. f.) (2024). *Correlación | Introducción a la estadística*. Recuperado de: https://www.jmp.com/es_es/statistics-knowledge-portal/what-is-correlation.html Fecha de consulta 09-03-2024.

Laguna, C. (Año de publicación). *Introducción a la Estadística*. Instituto Aragonés de Ciencias de la Salud. Recuperado de: https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib0900/Libro.pdf Fecha de consulta 09-03-2024.

Mariano, E. (2021, 19 de noviembre). *Pemex aporta el 15% del gasto público*. Energy and Commerce. Recuperado de: <https://www.energyandcommerce.com.mx/pemex-aporta-el-15-del-gasto-publico/> Fecha de consulta 20-03-2024.

Melo, C. & Mora, C. (2022). *La geoestadística: la estadística aplicada a las ciencias de la tierra*. *Revista Sigma*, 18(1), 15–22. Recuperado de: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8725735#:~:text=La%20Geoestad%C3%ADstica%20o%20estad%C3%ADstica%20aplicada,de%20tipo%20espaciales%20o%20temporales>. Fecha de consulta 08-03-2024.

Mi Profe. (s.f.) (2024). *Decaimiento exponencial*. Recuperado de: <https://miprofe.com/decaimiento-exponencial/> . Fecha de consulta 09-03-2024.

Oropeza Hernández, G. (2018). *Aplicaciones de la estadística en la ingeniería*. Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. Recuperado de: <https://revistas.udenar.edu.co/index.php/rsigma/article/view/7950>. Fecha de consulta 08-03-2024.

PEMEX Exploración y Producción. (2022). *Estatuto Orgánico de PEMEX Exploración y Producción*. Diario Oficial de la Federación. Recuperado de: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/norma/estatuto/est008_31mar22.pdf. Fecha de consulta 31-01-2024.

PEMEX Exploración y Producción. (2024). Recuperado de: <https://www.pemex.com/nuestro-negocio/pep/paginas/default.aspx>. Última modificación: 02/01/2024 10:28. Fecha de consulta: 31-01-2024

Petróleos Mexicanos. (2022). *Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027*. Aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, Acuerdo CA-130/2022, Sesión 1002 Ordinaria, 13 de diciembre de 2022. Versión Pública. Recuperado de: <https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Paginas/default.aspx>. Fecha de consulta 30-01-2024.

Porras Velázquez, A. (2014). *Conceptos básicos de estadística*. Centro de Investigación en Geografía y Geomática "Ing. Jorge L. Tamayo", A.C. CONACYT. Recuperado de: <file:///C:/Users/omars/Downloads/13-Conceptos%20B%C3%A1sicos%20de%20Estad%C3%ADstica%20-%20Diplomado%20en%20An%C3%A1lisis%20de%20Informaci%C3%B3n%20Geoespacial.pdf>. Fecha de consulta 08-03-2024.

Revista Fortune. (2023). *Perfil de empresa PEMEX-Global 500*. Recuperado de: <https://fortune.com/company/pemex/global500/>. Fecha de consulta: 30-01-2024.

Rodríguez, J., & Sanabria, A. M. (2009). *Leyes de los Grandes Números*. Departamento de Matemáticas, Universidad del Valle. Recuperado de: <https://bibliotecadigital.univalle.edu.co/server/api/core/bitstreams/f5281c88-b127-4f7a-a03f-57334a6898af/content>. Fecha de consulta 08-03-2024.

Romero Gudiño, Alejandro. (2015). *¿Qué son y cómo funcionan las Empresas Productivas del Estado?* Buen Gobierno, (18), 34-46. Fundación Mexicana de Estudios Políticos y Administrativos A.C. Recuperado de: <https://www.redalyc.org/pdf/5696/569660539002.pdf>. Fecha de consulta: 30-01-2024.

Universidad de Granada. (2020-2021). *Análisis y Tratamiento de Datos en Geofísica y Meteorología*. Módulo: Metodológico. Recuperado de: <https://masteres.ugr.es/geomet/informacion/documentos/historico-guias-docentes/analisis-datos>. Fecha de consulta 08-03-2024.

Westreicher, G. (2021). *Promedio*. Economipedia. Recuperado de: <https://economipedia.com/definiciones/promedio.html> Fecha de consulta 09-03-2024.

Wikipedia. (2024). *Magnitud adimensional*. Recuperado de: https://es.wikipedia.org/wiki/Magnitud_adimensional#:~:text=En%20ciencias%2C%20una

[%20magnitud%20adimensional,tiene%20una%20dimensi%C3%B3n%20de%201.](#) Fecha de consulta 09-03-2024.

13. ANEXOS

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Cadena de valor y principales productos y servicios de PEMEX. Página 13.

Figura 2. Modelo operativo de PEMEX Exploración y Producción. Página 14.

Figura 3. Estructura orgánica de PEMEX Exploración y Producción (PEP). Página 15.

Figura 4. Comparación entre ejemplo de Estimación de Balance vs ejemplo de Datos Reales del Activo A (2019-2023). Página 18.

Figura 5. Comparación entre ejemplo de Estimación de Balance vs ejemplo de Datos Reales del Activo C (2019-2023). Página 19.

Figura 6. Comparación entre ejemplo de Estimación de Balance vs ejemplo de Datos Reales del Activo F (2019-2023). Página 19.

Figura 7. Comparación entre Estimaciones de Balance y Datos Reales del Total de Activos A, C y F (2019-2023). Página 20.

Figura 8. Propuesta de metodología para realizar el Balance de Gas 1P. Página 25.

Figura 9. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Naranja. (2019-2023). Página 36.

Figura 10. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Verde. (2019-2023). Página 37.

Figura 11. Ejemplo de producción y consumo histórico Activo I. (2019-2023). Página 38.

Figura 12. Ejemplo de producción y consumo histórico Activo J. (2019-2023). Página 38.

Figura 13. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Roja. (2019-2023). Página 38.

Figura 14. Ejemplo de producción y consumo histórico Región Azul. (2019-2023).
Página 39.

Figura 15. Ejemplo de producción y consumo histórico Campo 1C. (2019-2023).
Página 40.

Figura 16. Ejemplo de producción futura de las 4 regiones (2024-2048). Página 41.

Figura 17. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Roja (2024-2048).
Página 47.

Figura 18. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Azul (2024-2048).
Página 48.

Figura 19. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Naranja
(2024-2048). Página 49.

Figura 20. Ejemplo de Estimación de Consumo de Gas Residual Región Verde
(2024-2048). Página 50.

Figura 21. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años,
Región Roja. Página 51.

Figura 22. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años,
Región Azul. Página 52.

Figura 23. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años,
Región Naranja. Página 53.

Figura 24. Comparación de estimación 2022 vs 2023 durante un periodo de 25 años,
Región Verde. Página 54.

Figura 25. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante
un periodo de 10 años, Región Rojo. Página 55.

Figura 26. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante
un periodo de 10 años, Región Azul. Página 56.

Figura 27. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante
un periodo de 10 años, Región Naranja. Página 57.

Figura 28. Tendencia histórica y comparación de estimación 2022 vs 2023 durante
un periodo de 10 años, Región Verde. Página 58.

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos históricos y producción futura de la Región Roja. Página 31.

Tabla 2. Datos históricos y producción futura de la Región Azul. Página 32.

Tabla 3. Datos históricos y producción futura de la Región Naranja. Página 33.

Tabla 4. Datos históricos y producción futura de la Región Verde. Página 34.

Tabla 5. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Roja (2024-2048).
Página 43.

Tabla 6. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Azul (2024-2048).
Página 44.

Tabla 7. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Roja (2024-2048).
Página 45.

Tabla 8. Estimación de Consumo de Gas Residual Región Naranja (2024-2048).
Página 46.