

# Metodología de estimación y pronóstico de emisiones de GEI en activos de la industria del petróleo y gas: aplicación en un campo de hidrocarburos no convencionales

Por Hillmert Solano, Oscar Angulo, Pallav Sarma, Fernando Gutiérrez, Javad Rafiee y Carlos Calad (Tachyus).

**Se presenta una metodología multiparamétrica llevada a cabo para la predicción de las emisiones de GEI de un campo de hidrocarburos no convencionales en etapa temprana de desarrollo.**

*Este trabajo fue seleccionado del 5º Congreso Latinoamericano y 7º Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente en la industria del Petróleo y del Gas del IAPG, 2023.*

La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en la industria del petróleo y del gas es clave en los esfuerzos de transición energética de este sector para contribuir a la mitigación del cambio climático (Beck et. al., 2020; IPCC, 2021; International Energy Agency, 2022). A lo largo del ciclo de vida de los combustibles derivados de los hidrocarburos, que van desde sus actividades de exploración hasta su uso final (American Petroleum Institute, 2021; IPCC, 2020), se generan volúmenes importantes de emisiones de GEI como dióxido de carbono, metano y óxido nitroso (American Petroleum Institute, 2021). Por tanto, es esencial abordar estas emisiones y establecer estrategias para reducirlas en línea con las metas globales de mitigación (Beck et. al., 2020; Gabrielli et. al., 2020; Organización de las Naciones Unidas, 2020).

En este contexto, los pronósticos de emisiones juegan un papel crucial en la mitigación del cambio climático en la industria del petróleo y gas (Beck et. al., 2020). Estos pronósticos proporcionan información clave para identificar áreas prioritarias, planificar estratégicamente, evaluar políticas, fomentar la transparencia y rendición de cuentas, y promover la innovación y desarrollo tecnológico hacia una industria más sostenible y de bajas emisiones. Al anticipar y comprender las emisiones futuras, los pronósticos permiten tomar decisiones informadas



sobre cómo reducir eficazmente las emisiones de GEI en el sector de los hidrocarburos, establecer objetivos realistas, implementar medidas de mitigación efectivas y evaluar el progreso en la reducción de las emisiones a lo largo del tiempo (Beck et. al., 2020; Rafiee et. al., 2022).

Sin embargo, el pronóstico de emisiones de GEI en la industria del petróleo y gas presenta desafíos (Lyons et. al., 2021). Se requiere la integración de datos de diversas fuentes y características para obtener modelos y pronósticos más precisos y ajustados a la realidad operativa de los activos (Lyons et. al., 2021; Rafiee et. al., 2022). La representación modular de los sistemas en las distintas etapas de la cadena de valor de los hidrocarburos también plantea un desafío debido a su complejidad, lo que exige la integración de una variedad de modelos. Además, la incapacidad de predecir con precisión los cambios tecnológicos futuros, los patrones de consumo y las políticas públicas genera incertidumbre en el pronóstico de emisiones. Frente a estos desafíos, la transformación digital y una adecuada gestión de datos pueden respaldar la gestión de los pronósticos de emisiones de GEI en diversos escenarios operativos y niveles organizacionales, brindando soporte para la toma de decisiones (Lyons et. al., 2021; Rafiee et. al., 2022).

En este trabajo se presenta la implementación detallada de una metodología para el pronóstico de emisiones

utilizando la aplicación Aurion (Rafiee et. al., 2022) en un proyecto de desarrollo de un activo de hidrocarburos no convencional. Se examinan diferentes escenarios de gestión que abarcan desde el uso de combustibles fósiles para la generación eléctrica en el campo hasta la transición hacia la generación de energía mediante hidrógeno azul y verde. Además, se tienen en cuenta los cambios en los consumos e inventarios relacionados con las distintas etapas de desarrollo del campo, y el efecto que estos tienen sobre la estimación de emisiones de GEI. Además de la implementación detallada de la metodología de pronóstico de emisiones, este trabajo busca generar valor agregado al abordar los desafíos específicos relacionados con la estimación de emisiones en la industria del petróleo y gas. Se propone una solución que integra la digitalización y la gestión de datos como herramientas clave para superar las limitaciones existentes en la estimación de emisiones. Al aprovechar la transformación digital y la disponibilidad de datos en tiempo real, se puede mejorar la precisión y confiabilidad de los pronósticos, así como facilitar la adaptación a los cambios tecnológicos y las políticas en el futuro. Esta aproximación innovadora contribuye a la toma de decisiones informadas, promoviendo una gestión más eficiente y sostenible de las emisiones de GEI en la industria de hidrocarburos.

## Pronóstico de emisiones de GEI

En este trabajo se utiliza la aplicación Aurion de Tachyus (Rafiee et. al., 2022), una herramienta web diseñada para el cálculo, pronóstico, gestión y reporte de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Aurion ha sido desarrollada con el propósito de ofrecer una solución digital y completa para la gestión de las emisiones de GEI en industrias intensivas en este aspecto (Rafiee et. al., 2022).

La figura 1 ilustra las principales características de la plataforma. Primeramente, permite una integración óptima y simplificada de datos provenientes de múltiples fuentes y de diferentes tipos, lo cual es especialmente relevante en sistemas de datos complejos como los que se encuentran en la industria petrolera. Asimismo, la aplicación facilita la estimación y el reporte de las emisiones de GEI utilizando modelos ampliamente aceptados, como los incluidos en el *API GHG Compendium* (American Petroleum Institute, 2021), así como la posibilidad de desarrollar modelos personalizados para informes corporativos o gubernamentales. Aurion también ofrece la capacidad de realizar pronósticos de emisiones futuras. Además de sus funcionalidades de cálculo y pronóstico, Aurion permite el monitoreo continuo de las emisiones de GEI. Además, proporciona la generación de informes de ESG (*Environmental, Social, and Governance*) y análisis

avanzados, como la sensibilidad de modelos o el análisis de curvas de abatimiento de costo marginal (MACC).

En el contexto del pronóstico de emisiones futuras de gases de efecto invernadero (GEI), la aplicación se basa en la integración de modelos de estimación de emisiones y en la proyección de datos relacionados con la producción, los consumo y los inventarios futuros. Esto permite a las empresas obtener información valiosa sobre las tendencias futuras de las emisiones, lo que a su vez facilita la planificación estratégica y la adopción de medidas efectivas para reducir las emisiones y cumplir con los objetivos de sostenibilidad.

La figura 2 muestra de manera esquemática el flujo de trabajo implementado para generar pronósticos de emisiones. En primer lugar, las proyecciones se calculan de forma automática a partir del procesamiento dinámico de archivos que contienen información sobre los planes de desarrollo de los activos que se están estudiando. Esto permite obtener estimaciones precisas y actualizadas de las futuras operaciones y actividades relacionadas con los GEI. Por otro lado, la aplicación configura automáticamente el modelo de estimación de emisiones de acuerdo con los requisitos específicos de cada caso. Esto garantiza que se utilicen los métodos y parámetros adecuados para calcular las emisiones futuras de manera precisa y confiable.



Figura 1. Principales características de la plataforma para la gestión integral de emisiones de GEI.



Figura 2. Flujo de trabajo utilizado para la estimación de emisiones.

## Caso de Estudio

A continuación, se describe el caso estudio y se delimitan las consideraciones tenidas en cuenta para la generación de pronósticos.

Descripción del caso. En este caso, se presenta el desarrollo del pronóstico para un campo de hidrocarburos no convencionales en etapa temprana de desarrollo. La figura 3 presenta la producción futura estimada para el campo, en barriles equivalentes de petróleo (boe), y los pozos activos que se pronostican tener por cada año de la operación entre 2023 y 2052. Ambas tendencias responden a los planes definidos por la operadora para el desarrollo del activo. Asimismo, estas tendencias tendrán influencia en las proyecciones de consumos e inventarios que afectan el estimado de emisiones futuras.

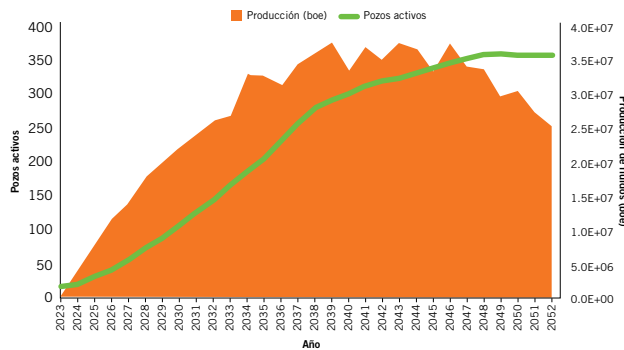


Figura 3. Estimado de producciones futuras y pozos activos en el campo.

Modelo de Emisiones. Para este estudio, se utiliza un modelo de emisiones basado en los cálculos sugeridos por el API GHG Compendium (*American Petroleum Institute*, 2021). Las principales fuentes de emisión consideradas son:

- Gases residuales: Se considera una tasa de 3590 scfd de gases residuales enviados a antorcha durante la vida productiva del campo. Además, se usa un factor de emisión calculado a partir del contenido de carbono y de metano del gas de combustión, considerando una eficiencia del 98% en la quema de gas.
- Procesos y venteos – Dispositivos Neumáticos: Se consideran la cantidad de dispositivos neumáticos presentes en el campo como función de la cantidad de pozos en actividad.
- Procesos y venteos – Gas Flasheado en tanques: Se considera la relación de gas disuelto estimada de acuerdo con el tipo de fluido.
- Fugitivas: Se estiman basadas en el modelo del API GHG Compendium basado en la producción de petróleo.
- Combustión - Diesel: Se considera un consumo de 270000 gal de diésel por cada pozo nuevo puesto en operación.
- Combustión – Gas: Al igual que para el caso de la estimación de emisiones relacionadas a gases residuales, se estima el factor de emisión a partir del contenido de carbono y metano de los gases.
- Emisiones indirectas: Se toman las emisiones relacionadas con la generación de energía eléctrica fuera del activo.

Escenarios. En el estudio, se presentan seis escenarios para evaluar los pronósticos, los cuales se detallan en la tabla 1. Estos escenarios se definen en función de la fuente de energía eléctrica utilizada en el campo. Se consideran diversas fuentes de energía, desde las de origen fósil hasta el uso de hidrógeno verde. Los factores de emisión utilizados se basan en análisis de ciclo de vida (LCA) de los procesos de generación eléctrica correspondientes (Kolodziejczyk, 2023). En todos los escenarios, se plantea la transición hacia la fuente de energía característica del escenario para el año 2030.

Escenario	Fuente de energía eléctrica	Factor de emisión
1	Gas Natural	0.529 mtCO2/MWh
2	Electricidad de matriz eléctrica	0.112378 mtCO2/MWh
3	Hidrógeno rosa	0.030 mtCO2/MWh
4	Hidrógeno verde - energía solar	0.043 mtCO2/MWh
5	Hidrógeno verde - energía hidroeléctrica	0.021 mtCO2/MWh
6	Hidrógeno verde - energía geotérmica	0.037 mtCO2/MWh

Tabla 1. Fuentes de energía eléctrica usadas por escenario.

Eventos. Además de los escenarios, se proponen los siguientes eventos a considerar en los pronósticos de emisiones.

- En 2025 se realiza la transformación de dispositivos neumáticos a Instrument Air, lo cual hace que se deje de emitir por dicho concepto.
- En 2027 se adapta una unidad de recobro de vapor (VRU) en el tanque con una eficiencia del 95%, lo cual reduce las emisiones por ese concepto.
- En 2028 se reducen las quemas rutinarias en un 65%, haciendo que se reduzcan las emisiones asociadas con gases residuales.

## Resultados

A continuación, se presentan los resultados del modelo base y del pronóstico generados a partir del estudio en Aurion.

Modelo base. La base de emisiones de GEI de este estudio de pronóstico corresponde al año 2022. La figura 4 y la figura 5 muestran los resultados obtenidos del modelo base implementado. En primera instancia, se puede apreciar que, para dicha etapa, la mayor parte de las emisiones generadas corresponden a dióxido de carbono, que están mayoritariamente asociadas a la generación de energía, disposición de gases residuales y a la combustión de diésel para operaciones de perforación, completamiento y acondicionamiento. Entretanto, siguen en su orden las emisiones de metano que se encuentran más relacionadas a fuentes de emisiones asociadas con procesos y venteos, y emisiones fugitivas.

Por otra parte, la carbono-intensidad indica que, en el periodo base de 2022, se emiten 146.11 kg de dióxido de carbono equivalentes<sup>2</sup> por cada barril equivalente producido<sup>3</sup>; mientras que la metanointensidad muestra que, por cada barril, se emiten 0.624 kg de metano.

Pronósticos. Los resultados generales de las emisiones de gases de efecto invernadero se muestran en la figura 6 y la figura 7. En la Figura 6 se representa el pronósti-

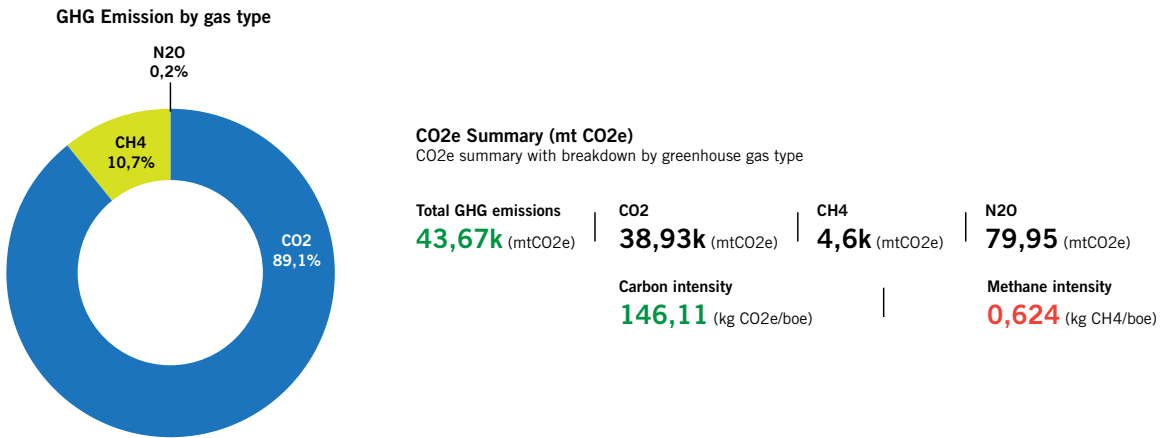


Figura 4. Resumen de resultados de caso base y desagregación por tipo de gas.

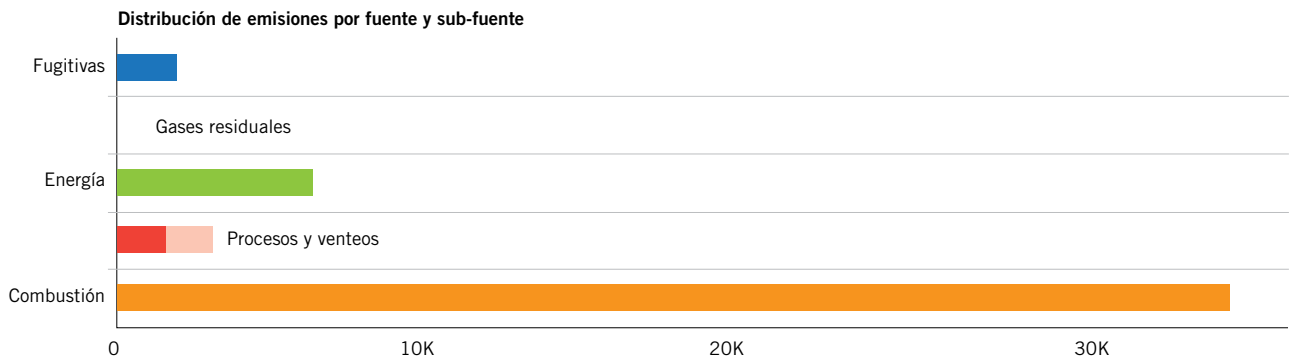


Figura 5. Desagregación de resultados del caso base por fuente y sub-fuente de emisión.

co de emisiones de GEI generado a partir del modelo de emisiones y las correspondientes proyecciones. Se observa que, en todos los escenarios, las emisiones tienden a aumentar a medida que el proyecto avanza en madurez, y disminuyen a medida que la producción del campo entra en una etapa más madura. Además, se destaca que la instalación de la unidad de recobro de vapor (VRU) en los tanques, que ocurre en el año 2027 según el pronóstico, tiene un efecto significativo en la reducción de las emisiones, como se aprecia en las curvas.

Al comparar los resultados entre los escenarios, se observa que el primer escenario, basado en el uso de gas natural como combustible para la generación eléctrica, presenta las mayores emisiones de GEI durante el período del pronóstico. Le sigue el escenario que utiliza energía eléctrica del sistema interconectado, que combina fuentes de energía renovables y no renovables de la matriz eléctrica nacional. Por último, los escenarios que se basan en la generación eléctrica a partir de hidrógeno generado por hidrólisis presentan las menores emisiones.

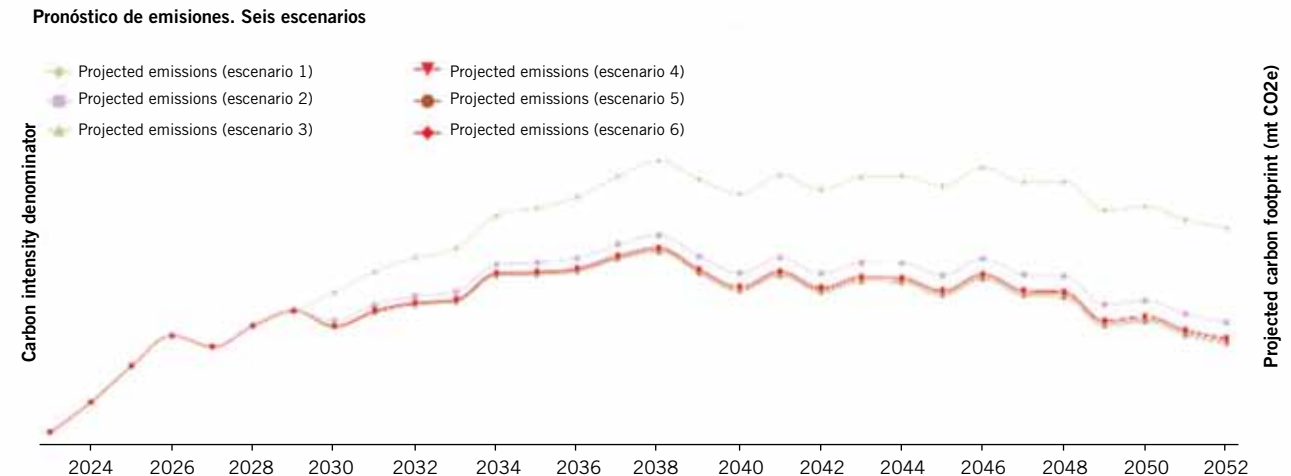


Figura 6. Comparativo de resultados de emisiones de GEI generados por Aurion para los escenarios.

### Pronóstico intensidad de carbono

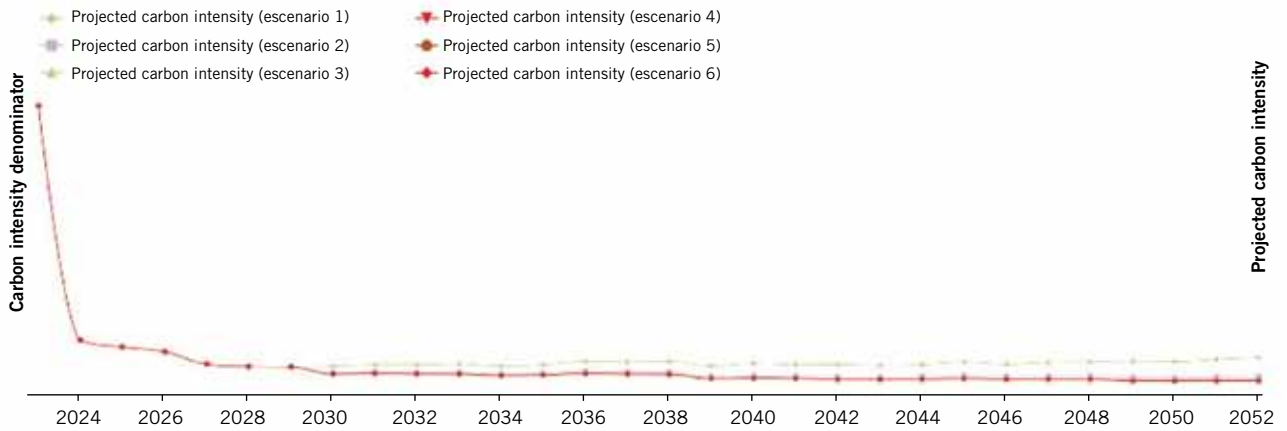


Figura 7. Comparativo de resultados de intensidades de carbono generados por Aurion para los escenarios.

### Forecast breakdown by emissions

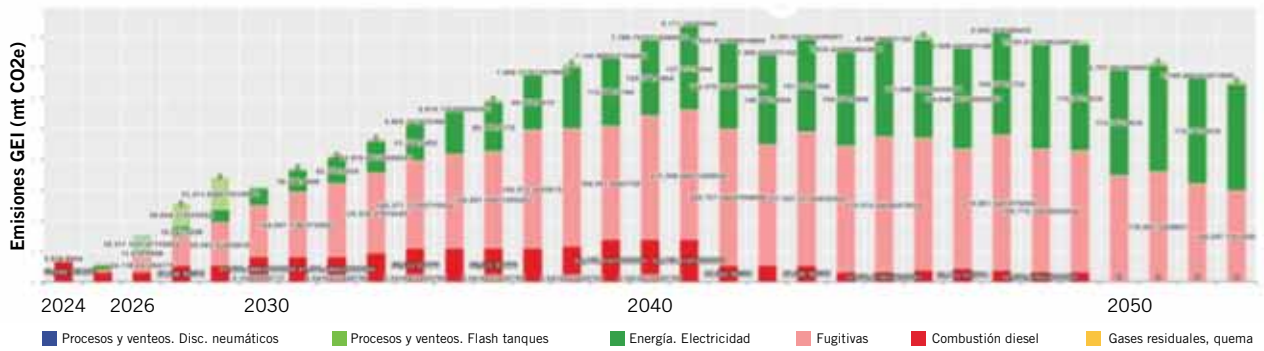


Figura 8a. Resultados de pronósticos desagregados por fuente de emisión – Escenario 1.

### Forecast breakdown by emissions

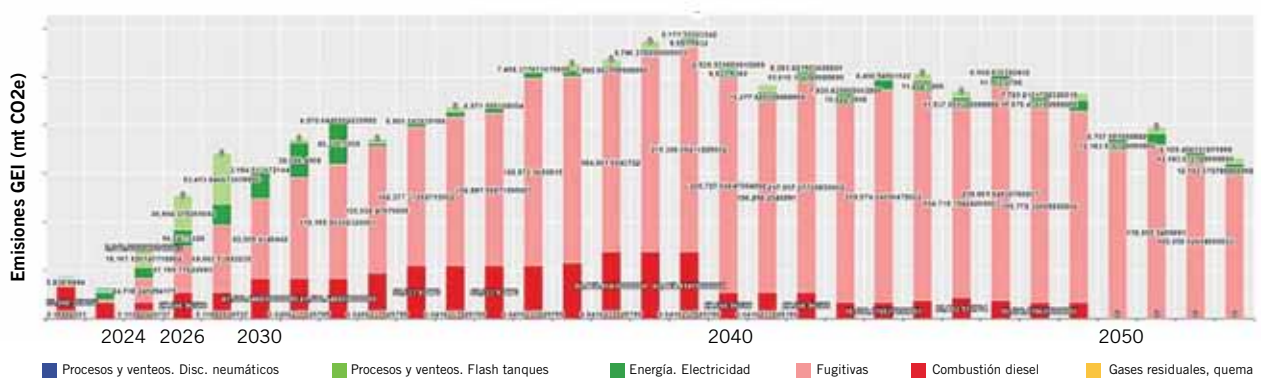


Figura 8b. Resultados de pronósticos desagregados por fuente de emisión – Escenario 6 Conclusiones

Entre estos, el uso de hidrógeno verde generado a partir de electricidad proveniente de hidroeléctricas tiene la menor huella de carbono, seguido por el uso de hidrógeno rosa (generado a partir de energía nuclear). En contraste, los casos de hidrógeno verde generados a partir de electricidad proveniente de energía solar y geotérmica presentan una huella de carbono ligeramente mayor.

En la figura 7 se muestra la disminución de la intensidad de carbono a medida que el proyecto avanza en ma-

durez. Esto se debe a que el aumento en la producción es proporcionalmente mayor al aumento de las emisiones en todos los escenarios. Adicionalmente, la tendencia de carbono intensidad por escenario muestra valores mayores para el escenario con combustibles fósiles mientras que valores menores para el uso de hidrógeno.

La figura 8 muestra las emisiones de dos de los seis escenarios desagregadas por fuente de emisión. Para todos los casos, se tiene que las emisiones asociadas con fugas

se convierten en la principal fuente de emisiones en la etapa madura del proyecto de acuerdo con las estimaciones. Por otro lado, se muestra que las emisiones por disposición de gases residuales y por venteo de dispositivos neumáticos son poco relevantes en la estimación de este inventario. Además, se logra denotar el efecto de la instalación de la VRU en la reducción de las emisiones por pérdidas en tanques en todos los escenarios.

Por otro lado, al comparar la distribución de las emisiones por fuente de emisión entre los escenarios, se puede apreciar claramente la que el primer escenario tiene una intensidad mayor para la generación de energía, mientras que esta es significativamente menor para los escenarios que utilizan hidrógeno (Figura 8-b).

Se comprobó la aplicabilidad de la herramienta web utilizada para calcular, pronosticar, gestionar y reportar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en industrias intensivas. La misma permite la integración de datos de múltiples fuentes, estimación y reporte de emisiones utilizando modelos aceptados, pronóstico de emisiones futuras y monitoreo continuo.

A partir de la curva base es posible llevar a cabo un pronóstico de emisiones basado en la integración de modelos de estimación y proyección de datos relacionados con la producción, consumo e inventarios futuros. Para el caso estudio, se utiliza un modelo de emisiones basado en el API GHG Compendium, considerando diferentes fuentes de emisión como gases residuales, procesos y venteos, emisiones fugitivas, combustión de diésel y gas, y emisiones indirectas. Además, se permiten evaluar varios escenarios de fuentes de energía eléctrica, desde gas natural hasta hidrógeno verde.

Los resultados muestran que las emisiones tienden a aumentar con el avance del proyecto, pero disminuyen a medida que la producción entra en una etapa más madura. El escenario de gas natural presenta las mayores emisiones, seguido por la energía eléctrica del sistema interconectado, mientras que los escenarios de hidrógeno presentan las menores emisiones. Por otra parte, la instalación de una unidad de recobro de vapor (VRU) reduce significativamente las emisiones en todos los escenarios.

Las emisiones por fugas se convierten en la principal fuente de emisiones en la etapa madura del proyecto, mientras que las emisiones por disposición de gases residuales y venteo de dispositivos neumáticos son menos relevantes.

Los escenarios que utilizan hidrógeno presentan una menor intensidad de carbono en comparación con los escenarios de combustibles fósiles. La distribución de emisiones por fuente varía entre los escenarios, destacando la importancia de la fuente de energía utilizada.

Este estudio es fácilmente escalable y adaptable a los requerimientos particulares de compañías. Aurion es una solución versátil y escalable que ayuda a las empresas a gestionar y reducir sus emisiones de GEI de manera efectiva. Proporciona una visión integral de las emisiones y permite la planificación estratégica para la sostenibilidad ambiental, al tiempo que cumple con las regulaciones y mejora la reputación corporativa.

## Nomenclatura

API = American Petroleum Institute.

ESG = Environmental, Society, and Governance.

GHG = Greenhouse Gases.

GEI = Gases de Efecto Invernadero.

IPCC = Intergovernmental Panel on Climate Change.

VRU = Vapor Recovery Unit.

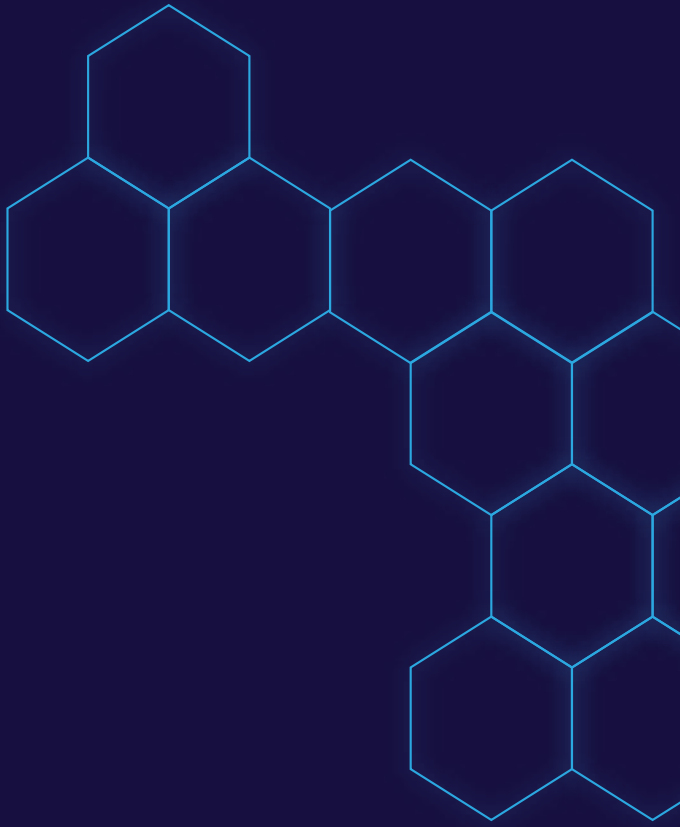
## Referencias

- American Petroleum Institute. (2021). "Compendium of Greenhouse Gas Emissions Methodologies for the Natural Gas and Oil Industry". Recuperado de <https://www.api.org/-/media/files/policy/esg/ghg/2021-api-ghg-compendium-110921.pdf>.
- Beck, C., Rashidbeigi, S., Roelofs, O., & Speelman, E. (2020). "The future is now: How oil and gas companies can decarbonize. McKinsey and Company: Oil and Gas Analysis". Recuperado de <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>
- Gabrielli, P., Gazzani, M., & Mazzotti, M. (2020). "The role of carbon capture and utilization, carbon capture and storage, and biomass to enable a net-zero-CO2 emissions chemical industry". *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 59(15), 7033-7045. Recuperado de <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.9b06579>
- Kolodziejczyk, B. (2023, marzo 6). "How to understand the carbon footprint of green hydrogen". *World Economic Forum*. <https://www.weforum.org/agenda/2023/03/understand-carbon-footprint-green-hydrogen/>
- International Energy Agency. (2022). "World Energy Outlook 2022". Recuperado de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- IPCC. (2021). "Summary for Policymakers". En *IPCC AR6 Synthesis Report: Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. Recuperado de [https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC\\_AR6\\_WGI\\_SPM.pdf](https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_SPM.pdf)
- Lyons, M., Appathurai, S., Vasquez, M., Bolikowski, L., Alcalá, P., Carducci, F., & Tarabelloni, N. (2021, septiembre 20). "The AI angle in solving the oil and gas emissions challenge". *BCG Global*. Recuperado de <https://www.bcg.com/publications/2021/ai-in-oil-and-gas-emissions-challenge>
- Organización de las Naciones Unidas (ONU). (2020). "Informe de la ONU sobre la brecha de emisiones 2020". Recuperado de <https://wedocs.unep.org/xmlui/bitstream/handle/20.500.11822/34426/EGR20.pdf>
- Rafiee, J., Sarma, P., Gutierrez, F., Hilliard, R., Calad, C. M., Angulo, O., & Boyer, B. (2022, April). "Energy Transition Meets Digital Transformation: Design and Implementation of a Comprehensive Carbon Emissions Estimation and Forecasting Platform". En *Offshore Technology Conference*. OnePetro. Recuperado de <https://doi.org/10.4043/31747-MS>
- 1 Factor de emisión indirecto asociado al uso de electricidad del sistema interconectado de Colombia para inventario de gases de efecto invernadero. Calculado por XM para 2022.
  - 2 Considera la totalidad de gases de efecto invernadero calculados con el dióxido de carbono como referencia a partir de su potencial de calentamiento global a 100 años.
  - 3 Considera la totalidad de hidrocarburos producidos llevados a barriles de petróleo como nivel de referencia.



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

En el Marco de



# J(R)ED<sup>3</sup>

JORNADAS REVOLUCIÓN DIGITAL  
PARA PETRÓLEO Y GAS

23-24 OCT  
2024, NEUQUÉN



INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina  
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - [www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)

