

Plazos de ejecución más largos: Aumento de la complejidad en el desarrollo de campos de petróleo y gas

Puntos claves

- Ahora a un campo de petróleo y gas le toma tres veces más tiempo entrar en funcionamiento en comparación con el periodo 1960–1980, cuando se descubrieron la mayoría de los campos con mayor producción del mundo, lo que representa un aumento de casi diez años.
- Nuevos proyectos enfrentan desafíos adicionales, tales como una mayor complejidad técnica y regulatoria, características subóptimas del reservorio, impactos ecológicos acentuados, menor confianza de inversionistas, costos más altos y escasez de infraestructura.
- El plazo de ejecución promedio de quince años muestra los riesgos asociados con proyectos nuevos y costosos que pueden convertirse en activos varados bajo la incertidumbre climática.
- El inventario restante de nuevos proyectos de petróleo y gas es más difícil, y a menudo más peligroso de desarrollar, lo que convierte a la inversión en un futuro descarbonizado en una apuesta más segura.

Introducción

Desarrollar un nuevo campo de petróleo y gas toma 3.1 veces más tiempo de lo que solía tardar. Análisis del [Global Oil and Gas Extraction Tracker](#) (GOGET) muestra que los

nuevos campos convencionales que comenzaron a operar en 2025 tardaron más de quince años en entrar en producción desde su descubrimiento, siguiendo una tendencia de plazos de desarrollo cada vez más largos. Según la [Agencia Internacional de la Energía](#) (AIE), los campos más fáciles y accesibles han sido "mapeados y desarrollados a fondo, dejando principalmente campos más pequeños, profundos y técnicamente más desafiantes". Esta complejidad ha provocado el aumento en el tiempo desde que se anuncia un descubrimiento hasta que los primeros hidrocarburos se venden al mercado. Los plazos más largos tienen implicaciones para la incertidumbre de los proyectos y las estrategias de eliminación gradual, ya que las decisiones tomadas hoy apuestan por un futuro desconocido y corren el riesgo de comprometer la producción durante las próximas décadas.

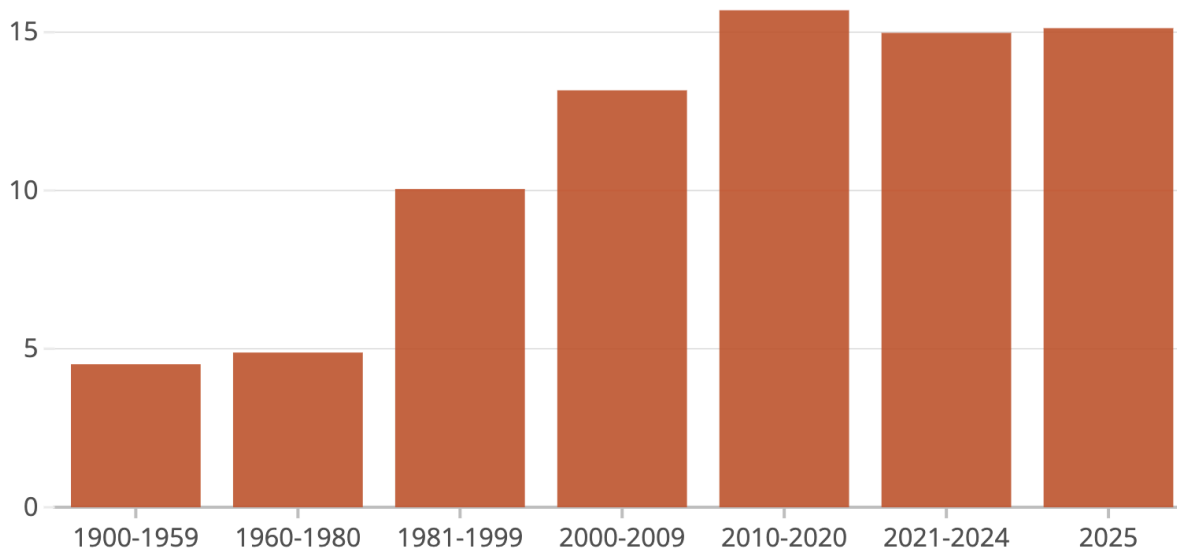
Tendencias a largo plazo en los tiempos de inicio

El periodo entre 1960–1980 se considera [el pico](#) del descubrimiento y la exploración de petróleo y gas. Muchos de los mayores productores actuales fueron descubiertos y entraron en funcionamiento en esos 20 años. Según GOGIT, entre 1960 a 1980, los campos comenzaban a producir en promedio de 4.9 años después del descubrimiento. Entre 2000 y 2009, el mismo proceso tardaba trece años. Entre 2010 y 2020, tardaba casi dieciséis años, y en la primera mitad de la década de 2020, el promedio fue de quince años. La tendencia se mantuvo en el 2025, cuando los campos promediaron 15.1 años.¹

¹ Las cifras presentadas corresponden al promedio. Un análisis del tiempo mediano de entrada en producción muestra que los campos de 2025 registraron 8.5 años hasta su puesta en marcha, en comparación con una mediana de 3.5 años entre 1960 y 1980, es decir, 2.4 veces más.

Los campos de petróleo y gas están tardando más en entrar en operación

Promedio de años desde el descubrimiento hasta la primera producción, por año.



Fuente: Global Oil and Gas Extraction Tracker, Global Energy Monitor, marzo de 2026.



Los campos que comenzaron a operar entre 2010 y 2020 registraron, en promedio, los plazos más largos desde su descubrimiento. El año 2019 presenta el mayor tiempo medio de desarrollo, con 20.7 años. Seis de estos proyectos se ubicaron en Rusia, incluido [Chayandinskoye](#), que entró en producción 36 años después de su descubrimiento, tras requerir un [enorme proyecto de gasoducto](#) para [conectarlo](#) con el mercado. Algunos [cambios estratégicos](#) han reducido ligeramente los plazos en comparación con el período 2010–2020, pero los últimos cinco años siguen mostrando tiempos significativamente mayores que los de finales del siglo XX y principios de los 2000.

Estas tendencias se observan en petróleo, gas y campos combinados — todos los tipos de combustibles tardan más en entrar en producción que en décadas anteriores. En todo el conjunto de datos, los campos offshore presentan plazos de desarrollo aproximadamente tres años más largos que los onshore. Los campos petroleros

entraron en producción un año más rápido que los de gas y tres años más rápido que los proyectos combinados.

Este análisis de GOGET es consistente, con [previos estudios](#), incluido uno [publicado](#) por la AIE a finales del año pasado, que concluyó que el “tiempo total de desarrollo de nuevos proyectos ha aumentado con el tiempo”, con un incremento en el tiempo que transcurre desde el descubrimiento hasta la decisión final de inversión (FID) y posteriormente hasta la producción.²

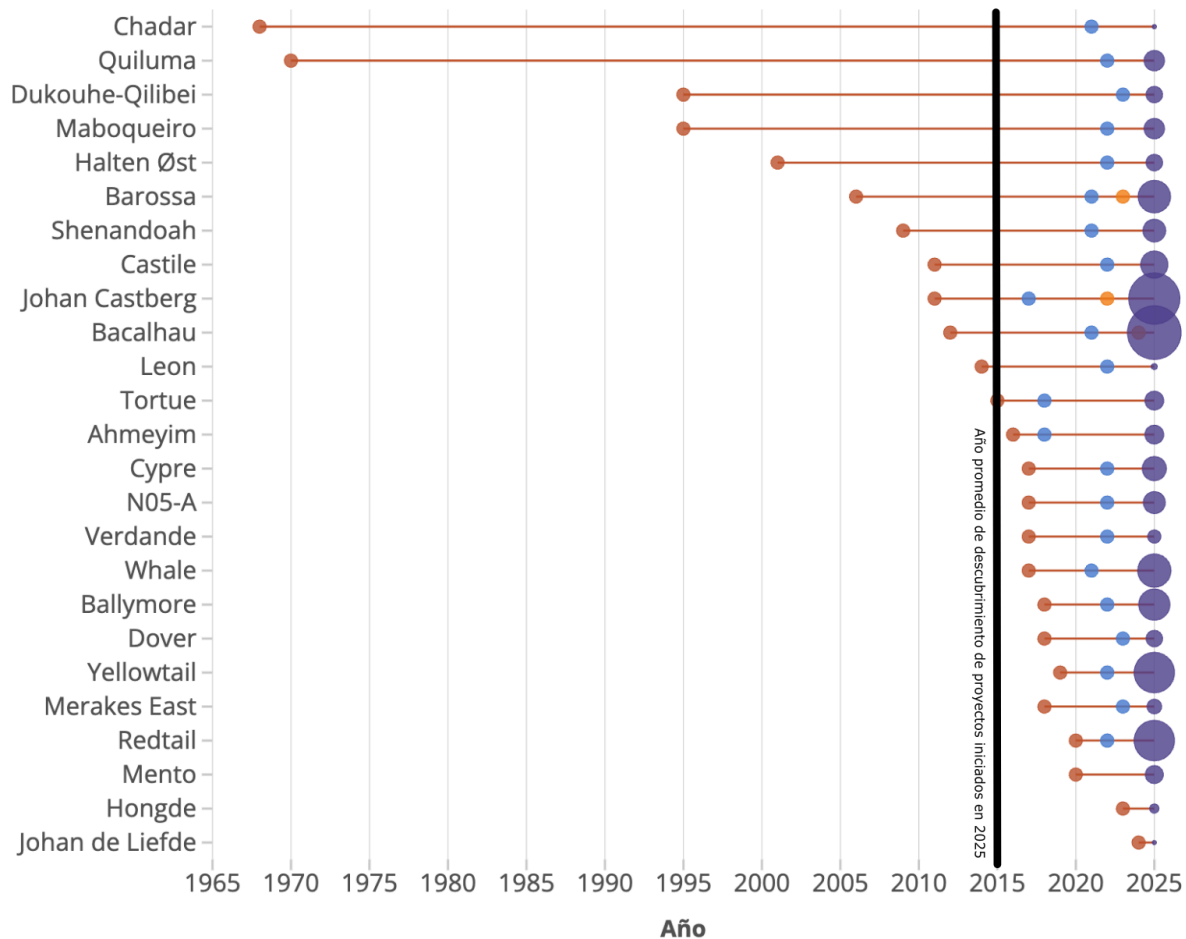
Los desafíos legales y regulatorios, la composición de los yacimientos y la pandemia ralentizaron el desarrollo y aumentaron los costos de los proyectos que comenzaron a operar en 2025. El campo petrolero Johan Castberg de Equinor estaba inicialmente [previsto](#) para entrar en operación en 2022, luego en 2024, y finalmente comenzó a producir en marzo de 2025. Entre los desarrollos más rápidos de 2025 se encuentra el [proyecto 50/50 Mento](#) de EOG Resources Trinidad, en asociación con BP Trinidad y Tobago (BPTT), que tardó cinco años desde el descubrimiento hasta la primera producción. El plazo más largo corresponde al campo Chadar en Libia: este proyecto, descrito como de “[larga paralización](#)”, fue descubierto en 1968 y entró en producción el año pasado.

² Las cifras exactas difieren, ya que la AIE utilizó valores ponderados según el tamaño de los proyectos y filtró los datos de Rystad con base en criterios establecidos. GOGET también cuenta con umbrales de inclusión y limitaciones derivadas de la disponibilidad de datos públicos, mientras que el conjunto de datos de la AIE incorporó algunos valores estimados. Ambos análisis limitan el alcance de los proyectos incluidos a nuevos campos convencionales de petróleo y gas. Los datos de GOGET se filtraron para centrarse en campos convencionales, excluyendo re-desarrollos y fases de proyectos, lo que dio como resultado aproximadamente 1,730 campos en 73 países.

Los proyectos que iniciaron operaciones en 2025 mostraron largos tiempos de desarrollo, con un promedio de quince años

Años de descubrimiento, FID e inicio de operación. El tamaño de la burbuja de inicio de operación indica el tamaño del campo

Estado ● Descubrimiento ● Inicio originalmente planificado ● Entrada en producción ● FID



Fuente: Global Oil and Gas Extraction Tracker, marzo 2026



Tiempos de desarrollo previos

Entre 1960 y 1980, los datos de GOGET muestran que los campos de petróleo y gas tardaron un plazo promedio de 4,9 años desde el descubrimiento hasta la entrada en producción. Los desarrollos rápidos eran comunes entonces, incluso para campos

gigantes. [Cantarell](#), uno de los mayores proyectos petroleros convencionales del mundo, entró en operación en 1979, apenas tres años después de su descubrimiento. En su punto máximo, el campo mexicano produjo 2,14 millones de barriles por día en 2004, alrededor del 3% de la producción mundial. De manera similar, [Hassi R'Mel](#), en Argelia, fue descubierto en 1956 y comenzó a producir cinco años después, en 1961. Estos yacimientos son masivos, pero relativamente más simples desde el punto de vista geológico y de desarrollo en comparación con los proyectos más recientes que están entrando en producción.

Razones por las que proyectos están tardando más en desarrollarse

Complejidad técnica

Los campos de petróleo y gas que están entrando en producción más recientemente presentan mayor complejidad técnica que proyectos anteriores. Los campos convencionales onshore de fácil acceso se desarrollaron primero, y los que quedan son más difíciles de poner en operación.

Como ejemplo, los campos con “tecnología 20K” en el Golfo de México apuntan a reservas de hidrocarburos de presión ultra alta, [previamente inaccesibles](#), a medida que los campos más superficiales maduran. Los proyectos 20K se enfocan en reservorios descubiertos hace años que originalmente se consideraban “fuera de alcance” debido a presión extrema y a la necesidad de nuevas innovaciones tecnológicas para gestionarla. Las tecnologías anteriores estaban [limitadas a 15.000](#) libras por pulgada cuadrada (psi) de presión. Además de la tecnología novedosa requerida, el área objetivo presenta desafíos relacionados con [la calidad y la composición](#) del reservorio.

El [campo Shenandoah](#), operado por Beacon, entró en producción en 2025. Shenandoah fue descubierto inicialmente en 2009, pero su desarrollo se [retrasó](#) hasta después de que el [campo Anchor](#) de Chevron comenzara a operar en 2024. Anchor marcó un “[nuevo capítulo](#)” al convertirse en el primer proyecto 20K en el Golfo de México. Nuevos campos que emplean esta tecnología incluyen [Kaskida](#) y [Tiber](#), que

prevén entrar en producción 23 y 20 años después de su descubrimiento, respectivamente.

Según la Oficina de Gestión de Energía Oceánica de Estados Unidos, los proyectos técnicamente complejos enfrentan [riesgos adicionales](#) debido a las presiones y temperaturas extremas. Con una [mayor probabilidad de reventones](#), estos campos fueron "[considerados demasiado riesgosos anteriormente](#)", y sus opositores sostienen que [podrían resultar](#) en derrames y representar una "[amenaza inaceptable](#)" para los ecosistemas locales.

Pável Sorokin, ejecutivo del Ministerio de Energía de Rusia, ha señalado que para 2030 el [80%](#) de la producción del país podría provenir de [reservas "difíciles de recuperar"](#), frente al 32% en 2025. Este término incluye la producción no convencional, pero también campos de alta presión, aguas ultraprofundas, ubicaciones remotas y reservorios de gas ácido — es decir, con altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno (H₂S). El gobierno ha apoyado la [transferencia](#) de tecnología a estas reservas y el aumento de su papel para mantener la posición de Rusia en los mercados globales. El campo [Salmanovskoye](#), descubierto en 1979 y puesto en funcionamiento en 2023, ilustra esta tendencia en la práctica. El campo fue desarrollado en la "[remota e inaccesible](#)" península de Gydan como parte del proyecto [Arctic LNG-2](#). La extracción de petróleo y gas en las duras condiciones del Ártico [requiere](#) equipos e infraestructura especializados y es considerada una de las actividades más costosas de la industria.

The IEA [lists](#) complex deepwater projects with additional safety concerns as a reason for longer project timelines. With the [prominence of offshore fields rising](#), construction timelines are elongating to accommodate more advanced engineering.

La AIE [señala](#) que los proyectos complejos en aguas profundas, con mayores exigencias de seguridad, son una de las razones detrás del aumento en los tiempos de desarrollo. A medida que aumenta la importancia de los yacimientos offshore, los plazos de construcción se están alargando para acomodar una ingeniería más avanzada.

Composición del reservorio

La composición de los reservorios influye en los plazos de desarrollo y planificación. Los reservorios de gas ácido presentan mayores concentraciones de sulfuro de hidrógeno que el gas dulce. La concentración de este gas tóxico genera desafíos para

los [equipos](#) y riesgos para la [salud humana](#). Históricamente, “[se consideraba difícil y poco económico](#) desarrollar proyectos de gas ácido”, pero para poner en marcha nuevos proyectos, las empresas están [recurriendo al gas ácido](#). Por ejemplo, en Malasia, el desarrollo del campo [Lang Lebah](#) se considera [clave para desbloquear](#) otros nuevos campos con altos niveles de CO₂ y sulfuro de hidrógeno en el este del país. Lang Lebah fue descubierto en 2019 y se esperaba que tuviera un desarrollo relativamente rápido, ya que PTTEP apuntaba a una decisión final de inversión (FID) en 2024. Sin embargo, para 2025 el proyecto enfrentaba un “[futuro incierto](#)”.

El [campo de gas Barossa](#) entró en producción 19 años después de su descubrimiento. Según informes, el campo tiene [la mayor proporción de CO₂ de reserva](#) en Australia, lo que llevó a Environment Centre NT a calificarlo como el “campo de gas más contaminante de Australia”, acusando a los promotores del proyecto de estar “[literalmente rascando el fondo del barril](#)” al explotarlo.

Impactos ecológicos

La presión y la composición de los reservorios han contribuido a plazos de desarrollo más largos, mientras que otros campos presentan riesgos debido a su proximidad a áreas protegidas. Un [análisis](#) reciente del Environmental Investigative Forum (EIF) reveló que existen licencias activas de exploración y producción en más de 7.000 áreas protegidas en 99 países. Aproximadamente la mitad de estas áreas protegidas — que incluyen sitios UICN, Ramsar y UNESCO, entre otros — están totalmente cubiertas por licencias de hidrocarburos.

El proyecto transfronterizo [Greater Tortue Ahmeyim](#) (GTA) está compuesto por dos campos: [Tortue](#), en Mauritania, y [Ahmeyim](#), en Senegal. Tortue fue descubierto en 2015 y Ahmeyim en 2016. En 2018, cuando se anunció la decisión final de inversión (FID), el proyecto tenía previsto [iniciar la producción de primer gas en 2022](#). GTA plantea riesgos de [pérdida de biodiversidad](#) debido a su proximidad al mayor arrecife de aguas frías del mundo, así como a parques nacionales y áreas marinas protegidas. A comienzos de 2025, aproximadamente diez años después del descubrimiento y con tres años de retraso, el proyecto produjo su [primer gas](#).

El [proyecto Lake Albert](#) en Uganda incluye los campos [Tilenga](#) y [Kingfisher](#) y [marca](#) el inicio del [Oleoducto de Crudo de África Oriental \(EACOP\)](#), que se extiende desde Uganda hasta un puerto en Tanzania. El proyecto [alcanzó la decisión final de inversión](#)

(FID) en 2022. Se [espera](#) que Tilenga, de TotalEnergies, y Kingfisher, de CNOOC, comiencen a producir en 2026, 20 años después de su descubrimiento. El proyecto ha [enfrentado](#) años de retrasos en medio de críticas de la sociedad civil y de comunidades locales. Además del [impacto](#) negativo en las comunidades locales y de las amenazas al recurso de agua dulce del lago Alberto, la ubicación parcial de Tilenga [dentro](#) del Parque Nacional Murchison Falls ha generado [críticas](#) adicionales sobre la destrucción de hábitats y los impactos en la [biodiversidad](#) y el turismo dentro de un área legalmente protegida.

Para conocer más sobre los riesgos ecológicos de la perforación en aguas profundas, consulte el [análisis de GOGET del año pasado](#).

Regulaciones

Los organismos reguladores en todo el mundo tienen requisitos diversos que rigen la extracción, y en algunos países estos se están volviendo más estrictos.

El Reino Unido, por ejemplo, publicó [nuevas directrices](#) en 2025 que exigen que las evaluaciones de impacto ambiental ahora incluyan las emisiones de alcance 3, definidas como “todas las emisiones indirectas que ocurren a lo largo de la cadena de valor”, la mayoría de las cuales provienen de la combustión de combustibles. El campo petrolero Rosebank fue descubierto en 2004, y la decisión final de inversión (FID) se tomó en 2023, con el objetivo de iniciar operaciones entre [2026 y 2027](#). Actualmente, Rosebank debe someterse nuevamente a aprobación bajo las nuevas directrices, después de que su autorización previa fuera declarada [ilegal](#).

Nuevas y estrictas regulaciones ambientales y de seguridad podrían [extender los períodos de permisos](#). A medida que las normas se vuelven más estrictas y exhaustivas, las empresas se ven obligadas a invertir más tiempo y dinero en navegar por estos sistemas.

Disciplina de capital, priorización de cartera y condiciones del mercado global

Las compañías petroleras internacionales que cotizan en bolsa existen para maximizar las ganancias y el valor para los accionistas. En ocasiones, la decisión más económica es posponer el desarrollo de un campo hasta que los precios del petróleo y el gas sean

más altos o hasta que se identifique una forma más barata de desarrollarlo. Muchas veces, esto se manifiesta en las empresas esperando hasta que un proyecto pueda desarrollarse como parte de un complejo, compartiendo infraestructura como gasoductos de recolección y centros de producción.

Un ejemplo son los “tiebacks”, que conectan nuevos campos a infraestructura de producción existente mediante instalaciones submarinas. Según Chevron, los tiebacks [“añaden valor para los accionistas](#) al reducir los costos de desarrollo”. El [campo West Barracouta](#) fue descubierto en 1969, pero no comenzó a producir hasta 2021, cuando se desarrolló como un [tieback](#).

La edad y el estado de la infraestructura existente también pueden ser un factor en las decisiones de inversión, ya que cualquier reacondicionamiento impacta los costos de desarrollo, como lo demuestra el ejemplo de Venezuela. Después de que Estados Unidos removiera del poder y del país al presidente venezolano Nicolás Maduro a comienzos de enero de 2026, el presidente Trump sostuvo una conferencia con directores ejecutivos de compañías de petróleo y gas. El director ejecutivo de ExxonMobil, Darren Woods, calificó al país como [“no invertible”](#), mientras [algunos especulaban](#) sobre cómo los altos [costos de equilibrio](#) de Venezuela lo hacen [poco rentable](#).

En general, las tendencias apuntan a una [disminución de la confianza de los inversionistas](#) en proyectos de riesgo. Sin embargo, la disciplina de capital de las empresas no ha sido perfecta. Según un [análisis](#) del Australasian Centre for Corporate Responsibility (ACCR), los proyectos presentan rutinariamente retrasos y sobrecostos. De hecho, ACCR concluyó, tras analizar diez compañías, que “cesar la exploración y el desarrollo ‘upstream’ convencionales es más valioso que continuarlos”.

Una mirada más de cerca a Venezuela

Los planes de Estados Unidos para [explotar las reservas petroleras de Venezuela](#) se alinean con la tendencia general descrita aquí de asumir proyectos cada vez más complejos para extraer nuevos recursos. Se estima que la reactivación de la industria petrolera y gasífera venezolana costará entre [80.000](#) y [183.000](#) billones de dólares. Según [analistas](#), existen desafíos económicos, geológicos y de ingeniería para aumentar la producción en el país tanto en campos existentes como en nuevos. Dadas las implicaciones geopolíticas de cualquier nueva producción, el período de desarrollo de quince años a partir del descubrimiento podría ser una subestimación para los nuevos campos descubiertos allí.

Los proyectos en desarrollo en el país ya han enfrentado retrasos sustanciales en su entrada en producción. El [complejo Manakin-Cocuina](#), el [campo Dragon](#) y el [complejo Loran-Manatee](#) fueron descubiertos a principios de la década de 1980, pero aún no han comenzado a extraer hidrocarburos.

El crudo pesado de Venezuela se considera el tipo de petróleo más sucio y produce hasta [cuatro veces más](#) gases de efecto invernadero que el petróleo convencional. A medida que la industria avanza hacia producciones más riesgosas, las empresas siguen mostrando [cautela](#) ante nuevos proyectos venezolanos costosos y con elevados riesgos ecológicos y ambientales.

Requisitos de infraestructura y acceso al mercado

Compartir infraestructura puede reducir los costos de los desarrollos de petróleo y gas, por lo que resulta lógico que construir infraestructura completamente nueva en cuencas de frontera sea un proceso complejo, costoso y lento. El [análisis de GOGET de 2024](#) concluyó que se realizaron descubrimientos significativos en regiones con poca o ninguna producción histórica — Guyana, Chipre y Namibia. Mientras que Guyana ha experimentado una oleada de proyectos y un tiempo promedio de entrada en producción de alrededor de 5.5 años, Chipre y Namibia aún esperan su primera producción de petróleo y gas.

Se prevé que el [campo de gas Cronos](#) sea el primero de los campos mediterráneos en estar en línea, con miras a [su inicio en 2027](#). Sin embargo, el plazo previsto para la decisión final de inversión (FID) en 2025 no se cumplió, y el operador del campo ha señalado un nuevo objetivo de entrada en producción entre [finales de 2027 y comienzos de 2028](#). Aun así, seis años desde el descubrimiento seguirían representando un desarrollo rápido — a diferencia del campo Aphrodite. El primer descubrimiento de Chipre, realizado en 2011, recién inició los trabajos de ingeniería de diseño front-end (FEED por sus siglas en inglés) a [finales de 2025](#), y apunta a alcanzar el primer gas 20 años después del descubrimiento, en 2031. El desarrollo de una nueva red de exportación de GNL fue considerado “[económicamente inviable](#)”; en su lugar, Chipre planea aprovechar su proximidad a Egipto y conectarse a esa infraestructura existente.

En Namibia, el [campo petrolero Venus](#) impulsó el debate en torno a la Cuenca Naranja como un nuevo “[foco de explotación petrolera](#)”. Sin embargo, existen numerosos desafíos para el desarrollo del proyecto, incluida su profundidad y distancia a la costa, que lo convierten en uno de los “proyectos offshore [tecnológicamente más exigentes](#) del mundo”. El [anuncio](#) de Shell de que no tiene intención de destinar nueva financiación significativa al país deja el desarrollo de la infraestructura en manos de TotalEnergies, lo que incrementará los costos y podría retrasar el avance del proyecto.

Desarrollos acelerados

Con un mayor enfoque y disponibilidad de capital, es posible acelerar el desarrollo de proyectos en circunstancias limitadas. Por ejemplo, Pemex puso en operación el campo [Bakté](#) a un ritmo “[récord](#)”, en un plazo de doce meses desde su descubrimiento. Sin embargo, Bakté empleó una estrategia de “producción temprana”, lo que significa que solo el primero de seis pozos de producción estaba completado al momento del primer envío al mercado. La [estrategia de producción temprana](#) de Pemex ha permitido a la empresa petrolera nacional (NOC) iniciar la producción “sin presentar un [plan de desarrollo formal y exhaustivo](#)”, al producir a partir de infraestructura de prueba, lo que ha llevado a algunos expertos a cuestionar esta práctica.

En Guyana, ExxonMobil también ha logrado desarrollar nuevos campos con rapidez. [Liza](#), el primer descubrimiento del país y de Exxon, se realizó en 2015, y el campo comenzó a producir en 2019. Un ejecutivo de Exxon [señaló](#): “Ese corto plazo — ¡menos

de cinco años! — es casi inaudito en nuestra industria. En la mayoría de los desarrollos en aguas profundas, normalmente se tarda el doble para extraer de forma segura el primer barril comercial.” Sin embargo, la rapidez entre el descubrimiento y la extracción generó [cuestionamientos](#) sobre la promoción gubernamental de la actividad extractiva, así como litigios relacionados con [permisos](#), [seguros](#) y [constitucionalidad](#). Así que, aunque Exxon y sus socios lograron poner el proyecto en marcha rápidamente, las acusaciones de [aplicación laxa de la normativa por parte del gobierno](#) y de [posibles abusos ambientales](#) podrían poner en riesgo la viabilidad a largo plazo del proyecto.

Tasas de declive, activos varados y el clima

La AIE [declaró](#) que “la industria del petróleo y el gas necesita correr rápido para permanecer en el mismo lugar” en su análisis de 2025 sobre las tasas de declive de los campos. Ese informe planteó argumentos similares sobre los largos plazos de desarrollo, pero los interpretó como una señal de que es necesario invertir ahora para garantizar que la demanda futura sea satisfecha. Este enfoque asume un nivel de demanda futura de gas que probablemente no esté justificado y compromete el uso de gas en el futuro de una manera que podría contradecir los objetivos declarados de muchos países.

Mantener los niveles actuales de producción situaría la producción en 2050 por [encima](#) de lo contemplado en el Escenario de Políticas Declaradas (STEPS) de la AIE, lo que equivale a un [calentamiento](#) de aproximadamente 2.6 °C para 2100. El informe de brecha de producción (Production Gap) [reafirma](#) que “la oferta y la demanda deben disminuir rápida y sustancialmente entre ahora y mediados de siglo” para limitar el calentamiento a 1.5 °C, el [principal objetivo de temperatura](#) del derecho internacional. La inversión en nuevos proyectos de petróleo y gas constituye una inversión en la destrucción climática o en activos varados.

El escenario de cero emisiones netas de la AIE no plantea una “ausencia de inversión”, sino una [reducción significativa](#) de la misma. La complejidad de los nuevos proyectos implica que pasarán muchos años antes de su puesta en marcha, por lo que invertir ahora compromete el futuro, ya sea apostando por un sobrepaso de los objetivos climáticos o por la generación de activos varados. Los mismos largos plazos de

desarrollo que se citan como motivo para invertir hoy son precisamente los que hacen que dicha inversión sea riesgosa en un contexto de incertidumbre climática.

Conclusión

El desarrollo de campos de petróleo y gas siempre ha sido una actividad compleja y riesgosa, pero en los últimos años lo ha sido aún más, como lo demuestra el tiempo que las empresas necesitan para desarrollar nuevos proyectos. Es probable que esta tendencia continúe, ya que los proyectos más fáciles se desarrollan primero y los restantes se vuelven cada vez más difíciles de explotar.

Esto no significa que las empresas dejarán de entrar en producción proyectos riesgosos. En los próximos años, las compañías están apuntando, invirtiendo y desarrollando proyectos muy similares a los que comenzaron a operar en 2025 y que probablemente enfrentarán muchos de los mismos desafíos.

La inversión en nuevos proyectos de petróleo y gas implica apostar por un desastre climático y poner en peligro los ecosistemas. El gasto debería reorientarse lejos de proyectos que apuestan contra el futuro y dirigirse hacia la reducción de la demanda y las energías renovables, que tienen el potencial de proporcionar una seguridad energética real.

Sobre el Rastreador Global de Extracción de Petróleo y Gas

GOGET es un recurso de información sobre proyectos de extracción de petróleo y gas. La base de datos interna de GOGET se actualiza de forma continua a lo largo del año, y la publicación anual se distribuye junto con una descarga de datos, tablas resumen y páginas wiki por unidad. Los datos se publican bajo una licencia Creative Commons. Existen conjuntos de datos comerciales, pero resultan prohibitivamente costosos para muchos usuarios potenciales. Global Energy Monitor desarrolló GOGET para que datos de alta calidad sobre estos proyectos estén disponibles para todas las personas.

Sobre Global Energy Monitor

Global Energy Monitor (GEM) desarrolla y comparte información en apoyo al movimiento global por la energía limpia. Mediante el estudio de la evolución del panorama energético internacional y la creación de bases de datos, informes y herramientas interactivas que mejoran la comprensión, GEM busca construir una guía abierta del sistema energético mundial.

Los datos de GEM funcionan como un punto de referencia internacional clave y son utilizados por organismos como el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), la Agencia Internacional de Energía (AIE), el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el Departamento del Tesoro de Estados Unidos y el Banco Mundial. Asimismo, proveedores de datos del sector como Bloomberg Terminal y The Economist, así como instituciones académicas como la Universidad de Oxford y la Universidad de Harvard, también recurren a estos datos.

Síguenos en www.globalenergymonitor.org, X [@GlobalEnergyMon](https://twitter.com/GlobalEnergyMon), y Bluesky [@globalenergymon.bsky.social](https://bsky.app/profile/globalenergymon.bsky.social).

AUTORES

Scott Zimmerman y Hanna Fralikhina

PERMISOS Y DERECHOS DE AUTOR

Copyright © Global Energy Monitor. Distribuido bajo una licencia Creative Commons Atribución 4.0 Internacional.

AGRADECIMIENTOS

Las gráficas y los mapas fueron elaborados por Scott Zimmerman y Alice Feng. Edición a cargo de Stefani Cox, Gregor Clark, David Hoffman y Julie Joly. Amalia Llano, Isabel Mahon, Norah Elmagraby y Xiaojun Peng contribuyeron a la investigación que sustenta este informe. Traducción realizada por Carolina Chau y Gregor Clark.

CONTACTO DE MEDIOS

Scott Zimmerman

Project Manager, Rastreador Global de Extracción de
Petróleo y Gas

scott.zimmerman@globalenergymonitor.org