



Ushuaia,
Capital de Malvinas



USHUAIA
MUNICIPALIDAD



Análisis de reservas y economía de proyectos hidrocarburíferos en áreas bajo administración del gobierno de ocupación británico en las Islas Malvinas

Cuenca Norte y Cuenca Sur de Malvinas
-Licencias, recursos certificados y
estructura de rentabilidad-
Septiembre de 2026

1. Resumen ejecutivo

Las áreas bajo licenciamiento hidrocarburífero del gobierno ilegítimo de las Islas Malvinas (Falkland Islands Government, FIG) se concentran en dos cuencas sedimentarias: la Cuenca Norte de Malvinas (North Falkland Basin, NFB), donde se ubica el proyecto Sea Lion —el único con decisión final de inversión (FID) tomada y en desarrollo activo—, y la Cuenca Sur de Malvinas (South Falkland Basin, SFB), de exploración mucho más incipiente y sin desarrollos sancionados a la fecha.

El proyecto Sea Lion, operado por la firma israelí Navitas Petroleum (65%) en sociedad con la británica Rockhopper Exploration (35%), alcanzó FID en diciembre de 2025 tras quince años desde el descubrimiento original (2010). La Fase 1 apunta a recuperar 170 millones de barriles con un pico de producción de 50.000 bbl/d, primer petróleo previsto para 2028 y una vida de proyecto de más de 30 años. Los recursos recuperables certificados del campo (2P+2C) se elevaron a 917 millones de barriles según el informe NSAI más reciente, sobre un total de petróleo in situ estimado en hasta 1.700 millones de barriles.

La licencia adyacente PL001 —no operada por el consorcio de Sea Lion sino en proceso de incorporación parcial por parte de Navitas mediante un MoU con JHI Associates— contiene recursos prospectivos (no certificados como reservas) de 3.100 millones de barriles, lo que indica que la cuenca en su conjunto podría multiplicar varias veces el tamaño de Sea Lion si esos prospectos resultan exitosos en la exploración.

En términos de rentabilidad, la estimación más reciente de Rockhopper sitúa el punto de equilibrio (breakeven) de la Fase 1 en torno a USD 24 por barril, con un NPV10 conjunto del joint venture superior a USD 4.000 millones a un precio de Brent de USD 77/bbl (post regalías, pre impuestos). El financiamiento total requerido hasta la finalización del proyecto asciende a USD 2.100 millones.

El régimen fiscal aplicado por el FIG a esta actividad —una regalía del 9% sobre el valor de mercado del petróleo extraído y un impuesto a las ganancias corporativas del 26% sin banda reducida para actividad petrolera— es sustancialmente más liviano que el esquema tributario combinado de regalías provinciales y Ganancias en Argentina, y se proyecta que en el pico de producción genere del orden de £181 millones anuales en impuesto a las ganancias y £99 millones anuales en regalías para las arcas del gobierno de ocupación de las islas.

Todo este desarrollo se produce en un contexto de tensión diplomática que se agudizó el 3 de septiembre de 2026, cuando el gobierno argentino anunció nuevas medidas dirigidas a las empresas que participan de la actividad hidrocarburífera en el área, lo que ya derivó

en el retiro voluntario de al menos tres compañías de servicios petroleros del proyecto Sea Lion.

1.1. Cuadro resumen — Cuenca Norte de Malvinas: áreas, operador, reservas y valorización indicativa

El siguiente cuadro sintetiza las áreas de la Cuenca Norte de Malvinas, sus operadores, las reservas o recursos estimados en cada una, y una valorización bruta indicativa calculada a partir del precio spot actual del Brent (~USD 97/bbl, cierre del 6 de septiembre de 2026) y de la estimación de punto de equilibrio (breakeven) más reciente disponible para el proyecto (~USD 24/bbl, Rockhopper, informe de marzo de 2025, aplicable en rigor a la Fase 1 de Sea Lion). Para PL001 —que no cuenta con desarrollo sancionado, pozo exploratorio ni breakeven propio— se agrega una estimación de utilidad construida con las herramientas de riesgo estándar de la industria de exploración (ver metodología debajo del cuadro), a falta de una cifra oficial de la operadora.

Área (licencias)	Operador / participación	Reservas o recursos estimados (millones de bbl)	Valorización bruta a precio spot actual (USD)	Utilidad bruta estimada al breakeven más reciente (USD)
Sea Lion — Fase 1 sancionada (PL032 / PL004B) — subconjunto de la fila siguiente, no sumar	Navitas 65% / Rockhopper 35%	170 (2P)	~16.500 millones	~12.400 millones
Sea Lion — campo completo, incl. satélites (PL032 / PL004B / PL004A / PL004C)	Navitas 65% / Rockhopper 35%	917 (2P+2C)	~88.900 millones	~66.900 millones
PL001 — estimación usando la probabilidad de éxito del área de Sea Lion (POS ~30%, rango 20-40%; POS basada en precedente CPR Elaine/Isobel 2012, PL004A, Pg 30%)	JHI Associates 35% / Navitas 65% (cierre de MoU pendiente)	~930 (rango ~620-1.240)	~90.200 millones (rango ~60.100-120.300)	~67.900 millones (rango ~45.300-90.500)
PL033 (bloque exploratorio adyacente)	Navitas 65% / Rockhopper 35%	Sin recursos certificados públicos	N/D	N/D
TOTAL considerado (Sea Lion campo completo + PL001 riesgado)	—	~1.847	~179.100 millones	~134.800 millones

El total excluye deliberadamente la fila de Sea Lion Fase 1 (subconjunto de "campo completo") y PL033 (sin recursos certificados) — de modo que suma exclusivamente valores no superpuestos entre sí.

Referencias de magnitud para dimensionar los montos

Para contextualizar la escala de la valorización bruta total (~USD 179.100 millones), se la compara a continuación con el crédito ampliado vigente entre la Argentina y el FMI:

Magnitud de referencia (Argentina)	Monto (USD millones)	Fecha / fuente	Equivalencia respecto de la valorización TOTAL considerada (~179.100 M)
Paquete financiero ampliado 2025– 2028 (FMI + Banco Mundial + BID)	~42.000	Prensa especializada, mayo 2025	Valorización ≈ 4,3 veces el paquete financiero ampliado

Esta comparación es puramente ilustrativa y busca dar una noción de escala; no implica que los montos de la Cuenca Norte de Malvinas sean apropiables, transferibles o comparables en liquidez o disponibilidad inmediata con el financiamiento citado —que es un pasivo financiero ya existente— frente a una valorización bruta de un recurso natural offshore aún en desarrollo (Sea Lion) o no perforado (PL001), sujeta a toda la incertidumbre geológica, de ejecución, de precio y de riesgo soberano/jurisdiccional descripta en este documento.

Metodología aplicada a la estimación riesgada de PL001

Ante la ausencia de un plan de desarrollo, pozo exploratorio o breakeven propio para PL001, se aplicó la metodología estándar de la industria de exploración (probabilidad de éxito geológico o "chance of success", POS) para convertir el recurso prospectivo no riesgado en una expectativa de recurso y de utilidad. Los supuestos empleados son los siguientes, y deben leerse como una estimación ilustrativa elaborada para este documento, no como una cifra publicada por Navitas, JHI Associates o NSAI:

- Base de recurso: 3.100 millones de bbl (caso más probable, no riesgado), la cifra vigente más citada en la prensa especializada; el propio informe reconoce un caso alcista de 10.400 millones de bbl y una certificación NSAI previa y parcial (15 de 40 prospectos) por 1.300 millones de bbl, lo que ilustra la sensibilidad del dato a la cobertura y fecha del estudio.
- Probabilidad de éxito geológico (POS) ilustrativa del 30%, dentro de un rango de sensibilidad de 20% a 40%. No existe una POS publicada específicamente para PL001, pero el valor no es arbitrario: se apoya en un precedente directo y verificable de la misma cuenca — el Competent Person's Report (CPR) de Desire Petroleum de 2012 para los prospectos Elaine e Isobel (licencia PL004A, a solo ~20 km al sur del propio Sea Lion, hoy parte del "campo completo" como fase 3 potencial) estimó una probabilidad de éxito geológico (Pg) del 30% antes de perforar. Se trata del prospecto pre-perforación más comparable y cercano geográficamente a PL001 con una POS efectivamente publicada por un tercero (Rockhopper no difundió una POS propia para el pozo original de Sea Lion en 2010). Adicionalmente, la descripción de Navitas de los prospectos de PL001 como de "carácter sísmico similar a los abanicos ya descubiertos en Sea Lion" y dentro de distancia de tie-back es consistente con esa referencia, y con el criterio general de la industria (AAPG) de asignar POS más altas a la exploración de campo cercano (near-field) sobre un sistema petrolero ya probado, frente a cuencas frontera sin descubrimientos previos.

- Recurso riesgado resultante: $3.100 \text{ M bbl} \times 30\% \approx 930$ millones de bbl (rango de sensibilidad: 620–1.240 millones de bbl para POS de 20%–40%).
- Breakeven aplicado: se utilizó por analogía el breakeven más reciente de Sea Lion Fase 1 (~USD 24/bbl), dado que Navitas señala explícitamente sinergias de desarrollo con la infraestructura de Sea Lion (economías de escala para "una monetización costo-efectiva de la cuenca"). Este supuesto probablemente subestime el breakeven real de un desarrollo autónomo de PL001 —que requeriría su propia ingeniería, pozos y eventual FPSO o tie-back— y debe tomarse como un piso optimista, no como una proyección de costos verificada.
- Utilidad bruta riesgada resultante: $930 \text{ M bbl} \times (\text{USD } 97 - \text{USD } 24)/\text{bbl} \approx \text{USD } 67.900$ millones (rango de sensibilidad $\approx \text{USD } 45.300\text{--}90.500$ millones).

Esta estimación combina dos capas de incertidumbre no verificadas por la operadora (POS y breakeven análogo) sobre un recurso que aún no tiene un solo pozo exploratorio propio programado; debe tratarse como un ejercicio de orden de magnitud para uso interno, sujeto a revisión inmediata ante cualquier resultado de perforación exploratoria o estudio técnico-económico específico que Navitas o JHI publiquen para PL001.

Metodología y advertencias generales del cuadro: (i) la valorización bruta es un cálculo de reservas/recursos $\times$ precio spot actual, sin descuento temporal, sin deducir regalías (9% FIG), impuesto a las ganancias (26%), CAPEX, OPEX ni la participación neta de cada socio (working interest) — no debe confundirse con el NPV10 de proyecto, que sí incorpora esos factores y que se detalla en la sección 4.2 (NPV10 conjunto del JV > USD 4.000 millones a Brent USD 77/bbl); (ii) la fila de Sea Lion "campo completo" incluye el volumen de la Fase 1; (iii) la utilidad bruta estimada surge de (precio spot – breakeven) $\times$ volumen, y para el campo completo extiende ilustrativamente el breakeven de Fase 1 a la totalidad de las reservas 2P+2C, lo cual es una simplificación, dado que fases posteriores probablemente tengan estructuras de costos distintas; (iv) precio spot Brent al 6 de septiembre de 2026 conforme Trading Economics, en un contexto de fuerte volatilidad por la tensión Israel-Irán, por lo que una fecha de referencia distinta arrojaría resultados sensiblemente diferentes.

2. Marco jurisdiccional: cuencas y licencias

El gobierno ilegítimo de las Islas Malvinas administra el licenciamiento de hidrocarburos bajo el régimen de las Offshore Petroleum (Licensing) Regulations de 1995 y 2000, a través de su Department of Mineral Resources / Minerals Directorate. Las áreas licenciadas se agrupan en dos cuencas con estados de desarrollo muy distintos.

2.1. Cuenca Norte de Malvinas (North Falkland Basin)

Es la cuenca con mayor actividad exploratoria y el único desarrollo sancionado (Sea Lion). Se ubica aproximadamente 220 km al norte del archipiélago, en profundidades de agua de hasta 550 metros. Las licencias relevantes son:

Licencia	Contenido / prospecto	Operador / participación	Estado
PL032	Campo Sea Lion (principal)	Navitas 65% / Rockhopper 35%	En desarrollo (FID dic-2025)
PL004B	Extensión de Sea Lion; descubrimiento Zebedee	Navitas 65% / Rockhopper 35%	En desarrollo (FID dic-2025)

Licencia	Contenido / prospecto	Operador / participación	Estado
PL004A	Descubrimiento Isobel-Elaine (fase 3 potencial)	Navitas 65% / Rockhopper 35%	Contingente, sin desarrollo sancionado
PL004C	Prospectos adicionales	Navitas 65% / Rockhopper 35%	Exploración
PL033	Bloque adyacente ex-Shell	Navitas 65% / Rockhopper 35%	Exploración
PL001	40 prospectos identificados; ~1.126 km ²	JHI Associates (operador, 35% tras acuerdo) / Navitas (65%, en proceso de cierre)	Exploración — sin pozo exploratorio reciente

Nota: la participación de Navitas en PL001 surge de un memorando de entendimiento (MoU) no vinculante con JHI Associates anunciado en 2026; el cierre de la operación y el acuerdo de operación conjunta (JOA) estaban pendientes al momento de este informe.

2.2. Cuenca Sur de Malvinas (South Falkland Basin)

Ubicada unos 150 km al sudeste de las islas, en aguas considerablemente más profundas y con mayor complejidad técnica que la cuenca norte. El operador histórico de referencia es Borders & Southern Petroleum, con licencias PL011, PL012 y PL014 (100% de interés propio) que cubren cerca de 10.000 km². No existen a la fecha desarrollos sancionados ni recursos certificados en la magnitud de Sea Lion; la actividad se mantiene en etapa exploratoria y de retención de licencias, con exposición mucho mayor a riesgo geológico y de financiamiento.

3. Reservas y recursos por área

La terminología de reservas y recursos sigue las categorías estándar de la industria (SPE-PRMS): reservas 2P (probadas + probables, con desarrollo sancionado), recursos 2C (contingentes, técnicamente recuperables pero sin desarrollo sancionado) y recursos prospectivos (no descubiertos, sujetos a riesgo de exploración). Es importante no confundir estas categorías al proyectar volúmenes: solo las reservas 2P de Sea Lion Fase 1 tienen certeza de desarrollo actual.

Área	Categoría	Volumen (millones de barriles)	Fuente / fecha
Sea Lion — Fase 1 (2P)	Reservas probadas + probables	170	Rockhopper, FID dic-2025
Sea Lion — campo completo (2P+2C)	Reservas + recursos contingentes	917 (↑16% interanual)	NSAI, abr-2026
Sea Lion y satélites — anterior	2C contingentes	~520	Rockhopper, 2022
Sea Lion — petróleo in situ (STOIIP)	Recurso total in situ	~1.700	Prensa especializada, sep-2026

Área	Categoría	Volumen (millones de barriles)	Fuente / fecha
PL001	Recursos prospectivos (no descubiertos)	3.100 (caso más probable); hasta 10.400 (caso alcista)	Competent Person's Report / Argos-JHI
Isobel-Elaine (PL004A)	Recursos contingentes (potencial Fase 3)	Incluido en el total 2C de campo	Rockhopper
Cuenca Sur (PL011/012/014)	Sin recursos certificados públicos vigentes	No disponible	Borders & Southern

La dispersión entre informes (500, 520, 791–917, 1.700 millones de bbl según la fuente y el año) refleja revisiones sucesivas de los estudios NSAI/ERCE a medida que avanzó la ingeniería de desarrollo, y no debe leerse como series comparables entre sí sin verificar la categoría (2P, 2C o in situ) y la fecha del informe.

4. Estructura económica del proyecto Sea Lion

4.1. Inversión de capital (CAPEX)

Concepto	Monto (USD)	Observación
CAPEX Fase 1 (estimación 2025, previo a FID)	1.400 millones	Incluye revisión al alza respecto de estimaciones anteriores
Financiamiento hasta primer petróleo (post-FID)	1.800 millones	Incluye USD 1.000 millones de deuda senior garantizada + equity de proyecto
Financiamiento hasta finalización del proyecto	2.100 millones	Fases 1 y 2 combinadas
CAPEX total (Fases 1, 2 y 3)	~4.000 millones	Estimación de 2025, sujeta a revisión
CAPEX por barril (vida del campo, Fase 1)	< 10 USD/bbl	Rockhopper, informe anual
OPEX por barril (vida del campo, Fase 1)	< 20 USD/bbl	Rockhopper, informe anual

4.2. Indicadores de rentabilidad

Indicador	Valor	Supuesto de precio / fecha
Punto de equilibrio (breakeven) — última estimación disponible	~USD 24/bbl	Producción, informe de marzo 2025
NPV10 conjunto JV (Navitas + Rockhopper)	> USD 4.000 millones	Brent USD 77/bbl, post regalías / pre impuestos
NPV10 — participación 35% Rockhopper (histórico)	~USD 1.800 millones (FID) → USD 2.200 millones (est. previa a última revisión)	Brent USD 65–76/bbl según informe
Flujo de caja libre — vida del proyecto (participación Rockhopper)	~USD 4.200 millones	Brent USD 65/bbl
Incremento de valorización tras última revisión NSAI	+ USD 788 millones (2P+2C, participación 35%)	2026, atribuido a mayor volumen, aceleración CDA y precios revisados

La lectura conjunta de estos indicadores muestra un proyecto con márgenes robustos incluso en escenarios de precio del petróleo moderados: un breakeven de ~USD 24/bbl

deja un colchón amplio frente a un Brent que ha operado durante 2025-2026 muy por encima de ese nivel. El riesgo principal no es de rentabilidad del yacimiento sino de ejecución (cronograma, disponibilidad de FPSO, cadena de suministro) y, más recientemente, de naturaleza político-diplomática por la escalada de tensión con Argentina.

4.3. Cronograma y escala de producción

Hito	Detalle
Descubrimiento original	Mayo de 2010 (Rockhopper, pozo con la unidad Ocean Guardian)
Decisión final de inversión (FID)	10 de diciembre de 2025
Cierre financiero	Diciembre de 2025
Inicio de perforación de desarrollo	Previsto para 2027
Primer petróleo (Fase 1)	Previsto para 2028 (algunas fuentes: marzo de 2028 / Q4 2027 en estimaciones previas)
Pozos Fase 1	11 pozos submarinos, tie-back a FPSO red desplegado
Pozos Fase 2	12 pozos adicionales, dentro de los 3 años posteriores al primer petróleo
Producción pico Fase 1	~50.000 bbl/d
Producción pico con ampliación (segunda FPSO OSX-1)	Hasta +125.000 bbl/d adicionales (en evaluación)
Vida útil del proyecto	30 a 35 años según la fuente

5. Régimen fiscal y beneficio para el gobierno de ocupación de las islas

El FIG opera un esquema de tax and royalty (no de contrato de producción compartida), con los siguientes componentes:

- Regalía del 9% sobre el valor de mercado del petróleo extraído, pagadera semestralmente, con posibilidad de reducción discrecional por el Gobernador en caso de precios extraordinariamente bajos que pongan en riesgo el abandono de un campo.
- Impuesto a las ganancias corporativas del 26% sobre las utilidades de actividades de exploración y extracción, sin la banda reducida del 21% que aplica a otras actividades no petroleras.
- Renta variable por superficie (acreage rental) sobre las licencias en fase exploratoria.
- Sin retenciones (withholding tax) sobre dividendos, intereses o regalías pagadas al exterior, y sin IVA en el territorio — un régimen deliberadamente diseñado para atraer inversión de riesgo.

- Existencia de un convenio de doble imposición Reino Unido–Malvinas (1997) que evita la doble tributación de las utilidades societarias entre ambas jurisdicciones.

Según estimaciones presentadas por consultores de Navitas en una audiencia pública de julio de 2025, en el pico de producción el proyecto generaría del orden de £181 millones anuales en impuesto a las ganancias y £99 millones anuales en regalías para el gobierno de ocupación de las islas, además de la creación de aproximadamente 250 empleos directos en el pico (2032) y entre 170 y 180 empleos de régimen permanente con posterioridad. A lo largo de toda la vida del proyecto, se proyecta un ingreso acumulado del orden de £4.000 millones para las arcas del FIG.

A efectos comparativos, este esquema (9% + 26%, sin comparticipación con un tercer nivel de gobierno, sin cargas sociales adicionales tipo CCT sobre la renta petrolera, y sin cambio de reglas discrecional) contrasta con la carga fiscal combinada típica de un proyecto de hidrocarburos en jurisdicción argentina, que incluye regalías provinciales (habitualmente 12%), Impuesto a las Ganancias (35%), derechos de exportación variables según coyuntura, e ingresos brutos provinciales, entre otros. No corresponde aquí una comparación cuantitativa exhaustiva —requeriría modelar un caso base equivalente—, pero la asimetría de diseño regulatorio es un dato relevante para cualquier análisis de competitividad relativa de cuencas.

6. Potencial de exploración no desarrollado

Más allá de Sea Lion, el atractivo de largo plazo de la cuenca reside en los prospectos no perforados de PL001 y en los descubrimientos contingentes de PL004A (Isobel-Elaine) y PL004C, que podrían constituir fases futuras de desarrollo si logran sanción de inversión propia o economías de escala compartidas con la infraestructura de Sea Lion (FPSO, oleoductos submarinos, terminal).

- PL001: 40 prospectos identificados; 15 de ellos certificados por NSAI con recursos prospectivos de 3.100 millones de barriles en el caso más probable y hasta 10.400 millones de barriles en el caso alcista (no riesgados por probabilidad de éxito exploratorio). No hay pozo exploratorio programado en el corto plazo; el bloque fue extendido en su segundo período de exploración hasta diciembre de 2026, con opción de extensión adicional de una década sujeta a un compromiso de perforación.
- Cuenca Sur de Malvinas: mayor profundidad de agua y menor densidad de datos públicos recientes; sin sanción de desarrollo. Constituye la frontera exploratoria menos madura del archipiélago.

En conjunto, si se sumaran sin riesgo los recursos prospectivos de PL001 al STOIIP estimado de Sea Lion, la cuenca norte podría superar ampliamente los 4.000 millones de barriles de petróleo potencial. Esta cifra es especulativa por definición —depende del éxito de una campaña exploratoria aún no ejecutada— y no debe confundirse con reservas certificadas ni usarse como base de valuación de proyecto.

7. Contexto político-diplomático reciente (septiembre 2026)

El desarrollo de Sea Lion se produce en paralelo a una escalada del conflicto de soberanía. El 3 de septiembre de 2026, el presidente Javier Milei anunció nuevas medidas dirigidas a las empresas que participan en actividades hidrocarburíferas alrededor de las Islas Malvinas, calificando al proyecto como un riesgo directo a los intereses soberanos argentinos y ordenando la elaboración de presentaciones adicionales sobre soberanía. Como reacción inmediata, se registró la caída en la cotización de compañías del sector expuestas a la cuenca (por ejemplo, Borders & Southern Petroleum cedió cerca de 15% en el mercado AIM de Londres).

A los pocos días, tres firmas de servicios petroleros se retiraron voluntariamente del proyecto Sea Lion, en un movimiento que las fuentes consultadas describen como decisión propia de las compañías y no como resultado de sanciones formales del gobierno argentino. YPF —la petrolera estatal argentina— agradeció públicamente a esas firmas por su decisión a través de su cuenta oficial. El desarrollo del yacimiento continúa formalmente en curso, con perforación prevista para comenzar en los próximos meses y primer petróleo objetivo en 2028, pero el episodio introduce un factor de riesgo de cadena de suministro y de exposición reputacional para contratistas internacionales que no estaba presente al momento del FID.

Desde la óptica jurídica, la transición de Sea Lion de la fase de licencia y sísmica a la de extracción efectiva cambia la naturaleza del litigio de soberanía: mientras la información sísmica es, en teoría, reversible, el petróleo extraído no lo es, lo que ha sido señalado como un punto de inflexión en el análisis de derecho internacional sobre el diferendo.