Exploración y producción de hidrocarburos costa afuera (offshore) de Uruguay

Certificado Profesional en Derecho Marítimo y Logística Internacional

Montevideo, 16 de julio de 2024

Facultad de Derecho, Universidad de la República

MSc. Pablo Gristo, Gerencia de Transición Energética

Aviso

Los conceptos vertidos en el presente trabajo representan la opinión del autor y, en consecuencia, no involucran ni comprometen a ANCAP.

Contenido

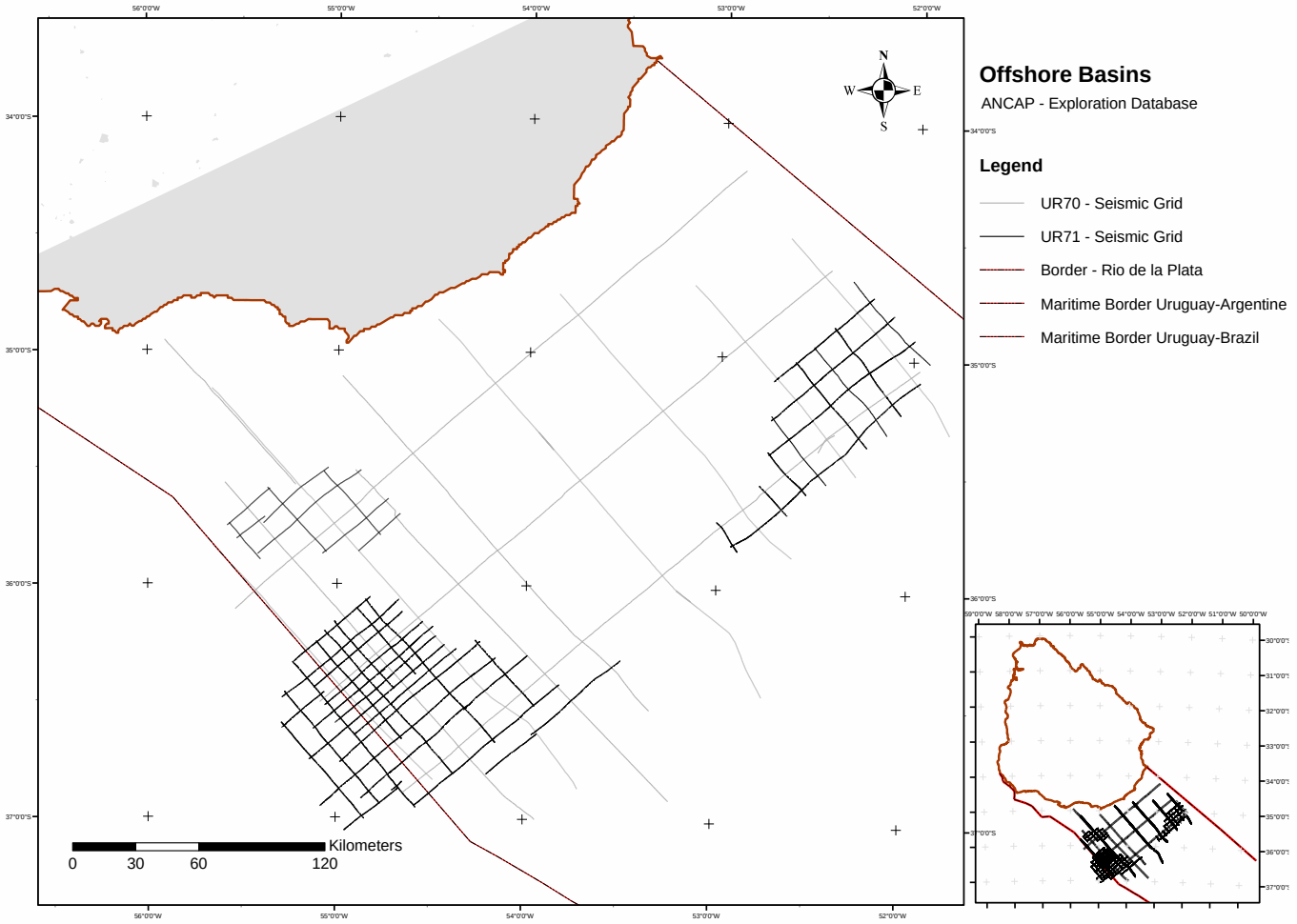
- Historia.
- Marco Legal.
- Perspectivas.
- Información.
- Ambiente y seguridad.
- Contenido local.

Historia de la exploración offshore

La exploración de petróleo y gas costa afuera (*offshore*) de Uruguay ha sido discontinua, no logrando encontrar acumulaciones en los períodos donde hubo actividad, y todavía se consideran cuencas sedimentarias de frontera y sub-exploradas en materia de perforaciones.

- 1970 – 1976
- 1977 – 2002
- 2007 – 2017
- 2019 – ...

Historia: 1970 – 1976

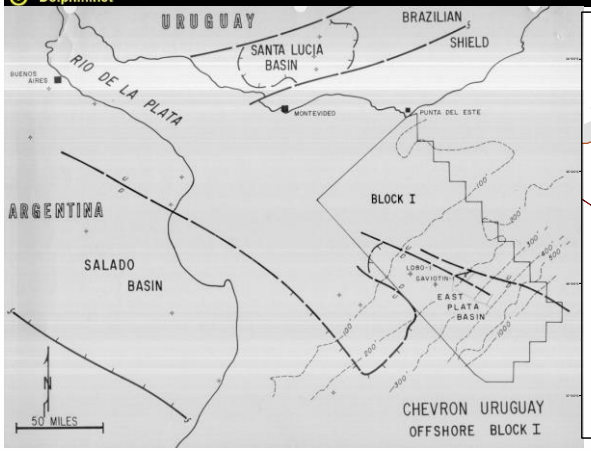


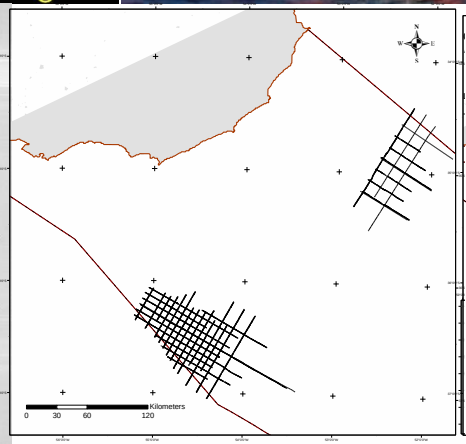
ANCAP contrata a CGG para la adquisición de sísmica 2D en la plataforma continental, campañas realizadas en 1970 (2DUR70) y 1971 (2DUR71) con el objetivo de conocer el potencial petrolero en la plataforma continental (aguas someras: plataforma continental).

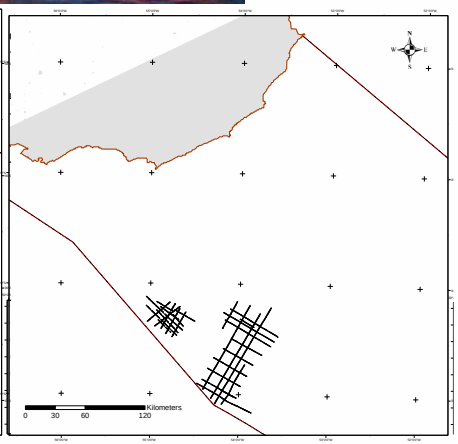
(Gristo, 2009)

Historia: 1970 – 1976

Semisumergible Bideford Dolphin



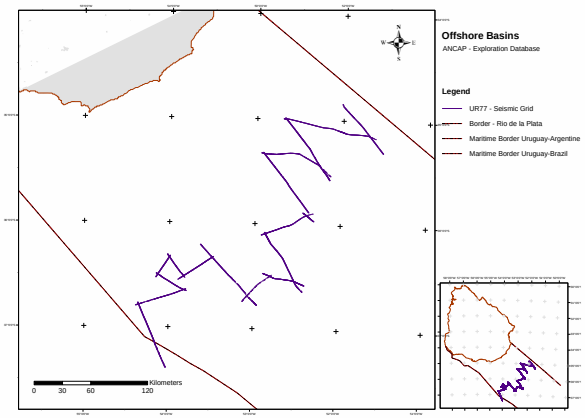


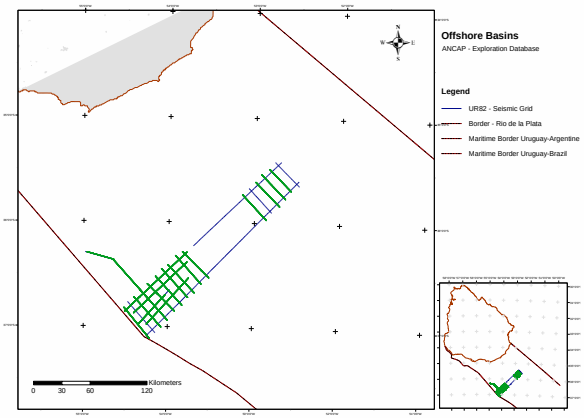


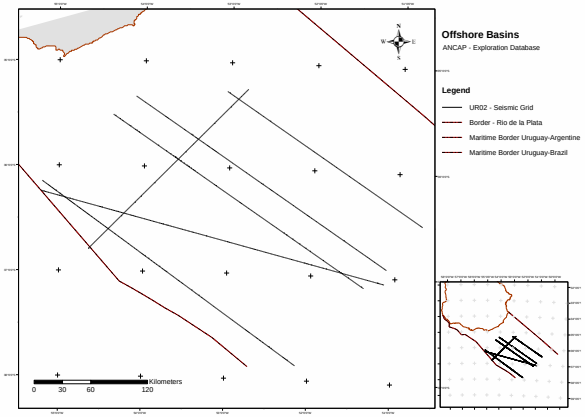
En base a los datos sísmicos UR70 y 71, ANCAP realizó un llamado a empresas interesadas en explorar el offshore de Uruguay. Se adquirieron datos sísmicos a costo y riesgo de Esso (2DUR74) y Chevron (2DUR75), y se adjudicó el Bloque I a Chevron, que en 1976 perforó dos (2) pozos: Lobo X-1 y Gaviotín X-1.

(Gristo, 2009)

Historia: 1977 – 2002



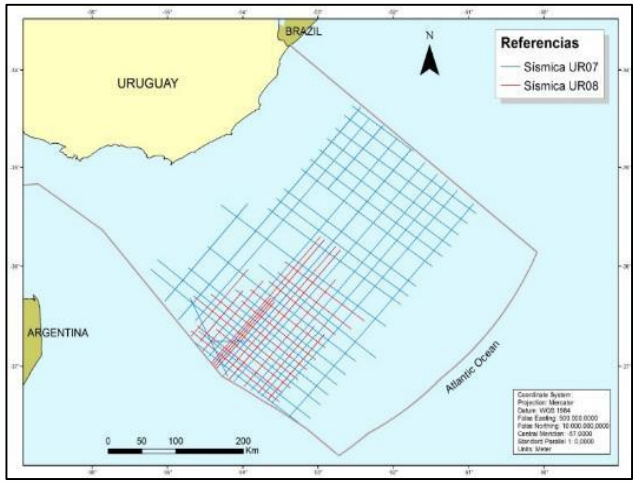


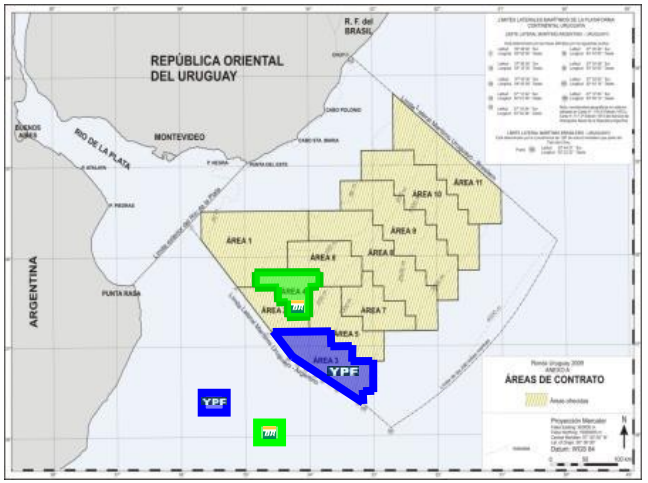


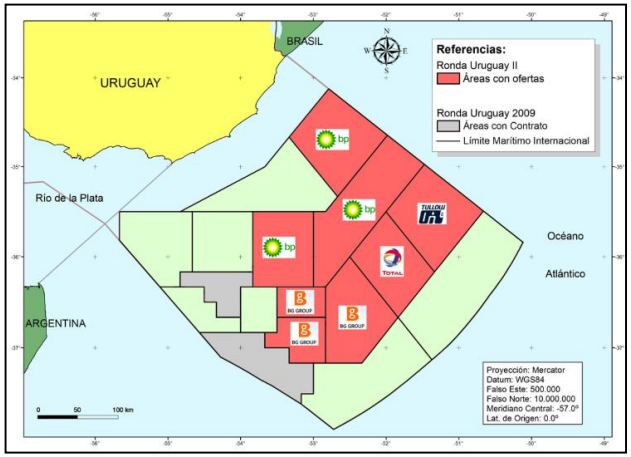
(Gristo, 2009)

Al no haber encontrado acumulaciones de hidrocarburos, Chevron se retira del Bloque I, y más allá de una campaña sísmica especulativo realizada por GSI (2DUR77), no hay acividad hasta 1982 cuando ANCAP contrata a WesternGeco para una campaña sísmica orientada a conocer el potencial petrolero en el talud continental (2DUR82). Sigue un período de inactividad hasta el 2002 cuando CGG realiza una campaña sísmica multicliente regional cubriendo todo el offshore (2DUR02).

Historia: 2007 – 2017





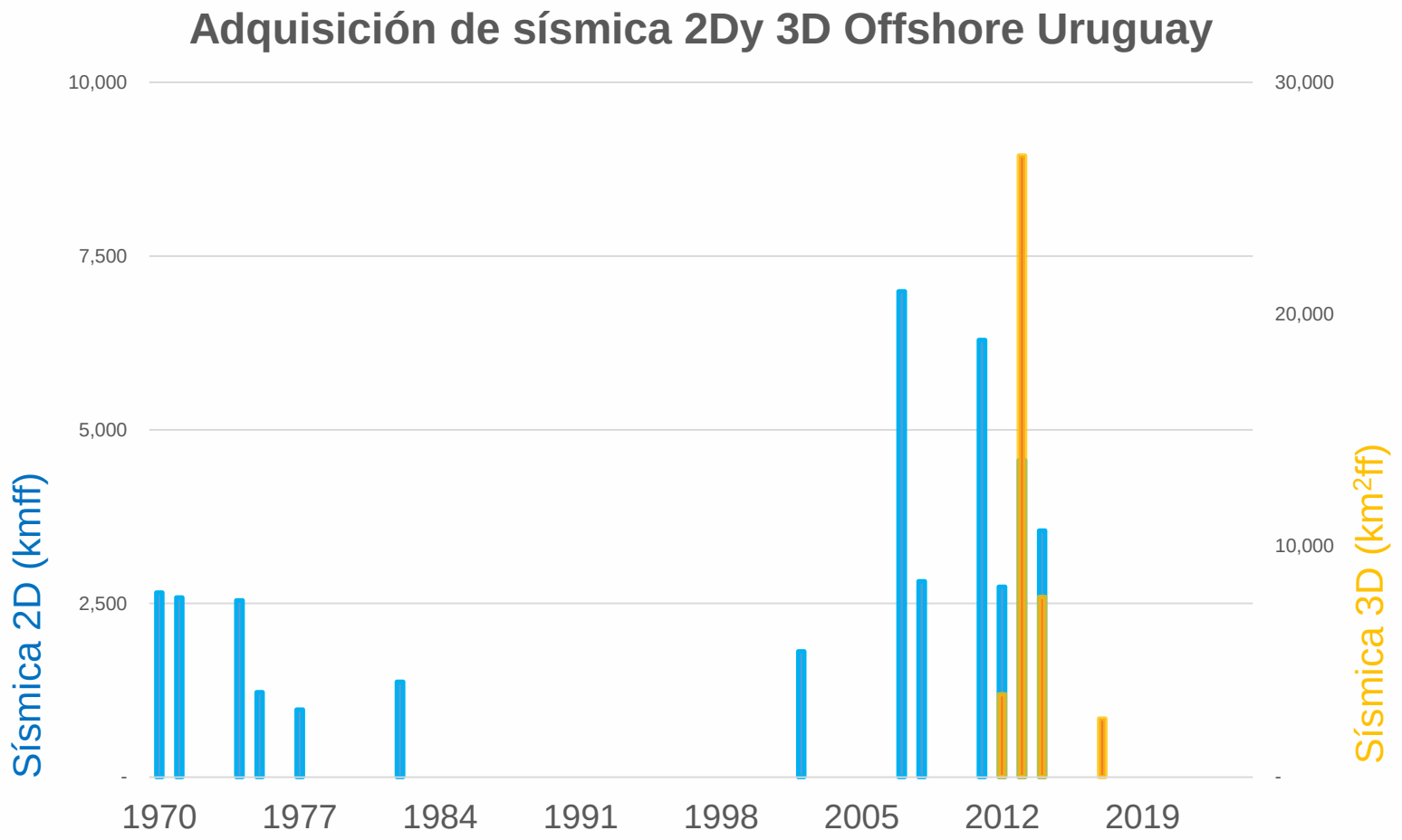


Con el objetivo de reactivar la exploración, ANCAP contrata a Wavefield Inseis para adquirir 9.809 km de sísmica multicliente (2DUR07/08), y se lanza la Ronda I en 2009, resultando adjudicados 2 áreas al consorcio YPF-Petrobras-Galp (Áreas 3 y 4).

La actividad se incrementa notablemente con la Ronda II del 2011, en la que se adjudicaron 9 áreas a empresas internacionales: BP, BG, Total y Tullow Oil (y sus socios) con importantes compromisos de exploración.

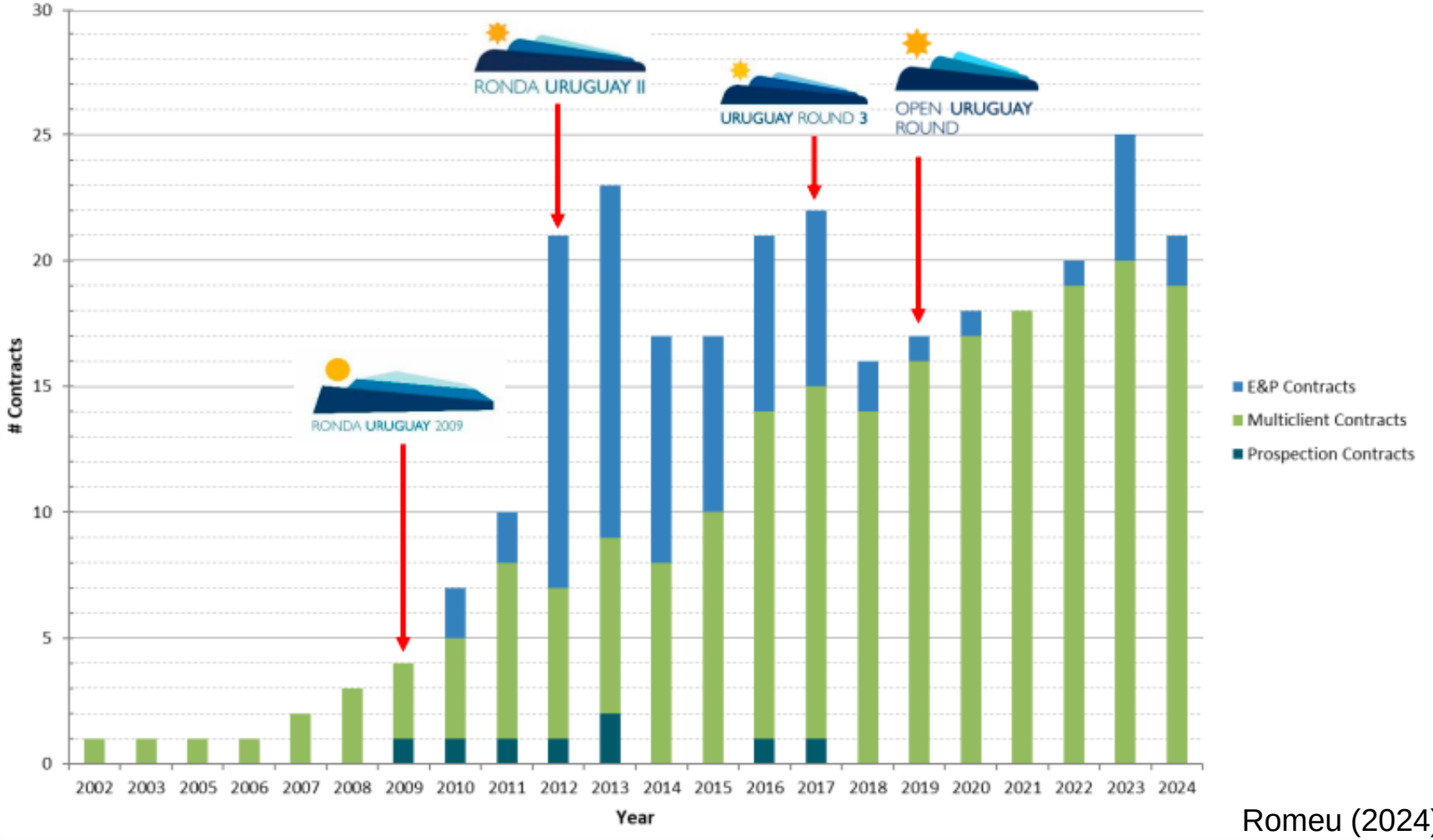
(ANCAP, 2023a,c)

Historia: 2007 – 2017



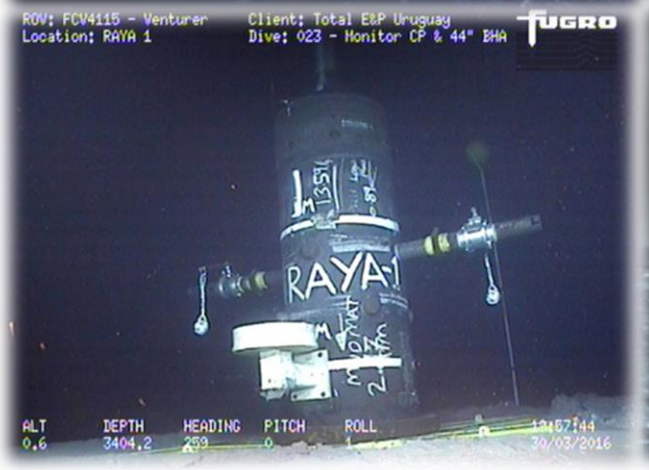
A partir de datos en: Gristo *et al.* (2021)

Historia: 2007 – 2017



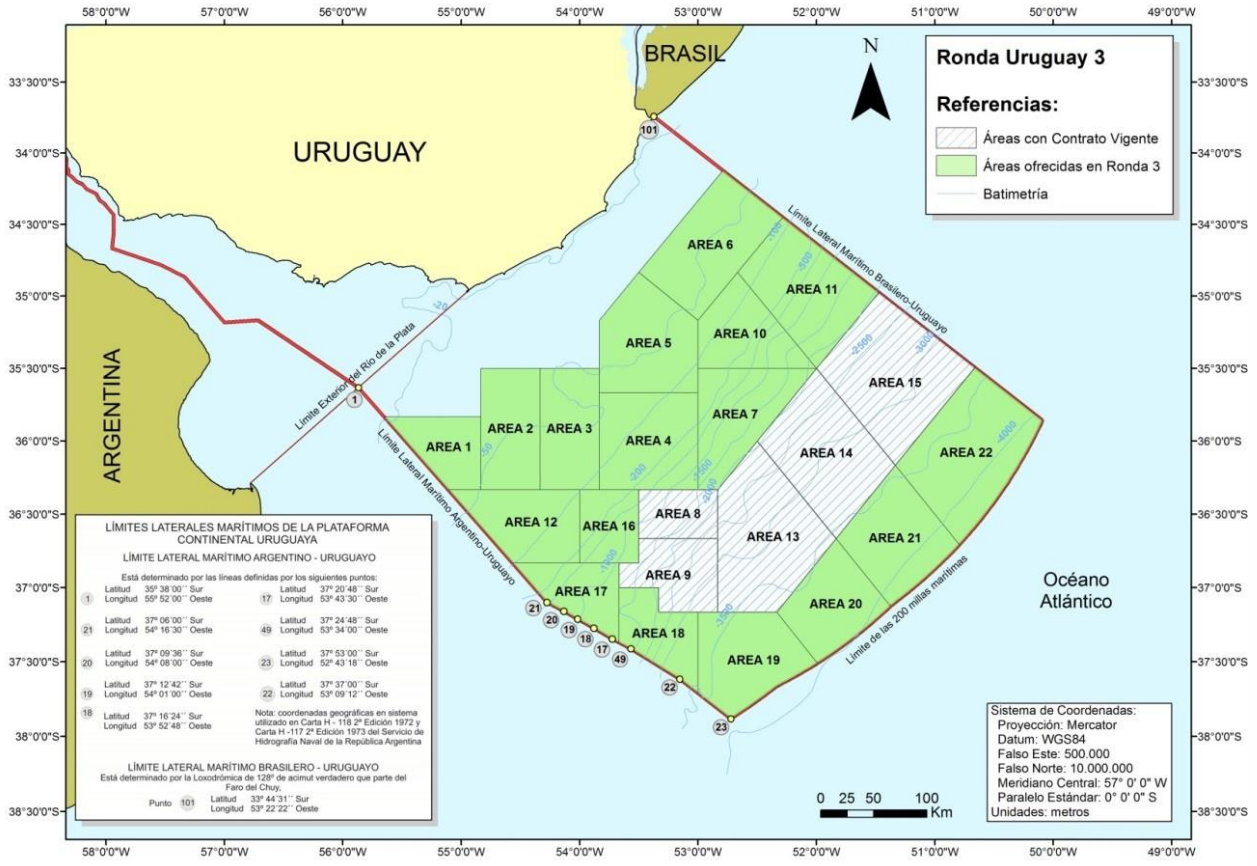
Romeu (2024)

Historia: 2007 – 2017



El pozo Raya X-1 fue un record mundial en profundidad de agua (3.404 m), y un éxito desde el punto de vista del proyecto y la ingeniería (dentro del cronograma, del presupuesto y sin incidentes), pero no encontró acumulaciones de hidrocarburos en el objetivo (arenas depositadas en aguas profundas de edad Mioceno-Oligoceno).

Historia: 2007 – 2017



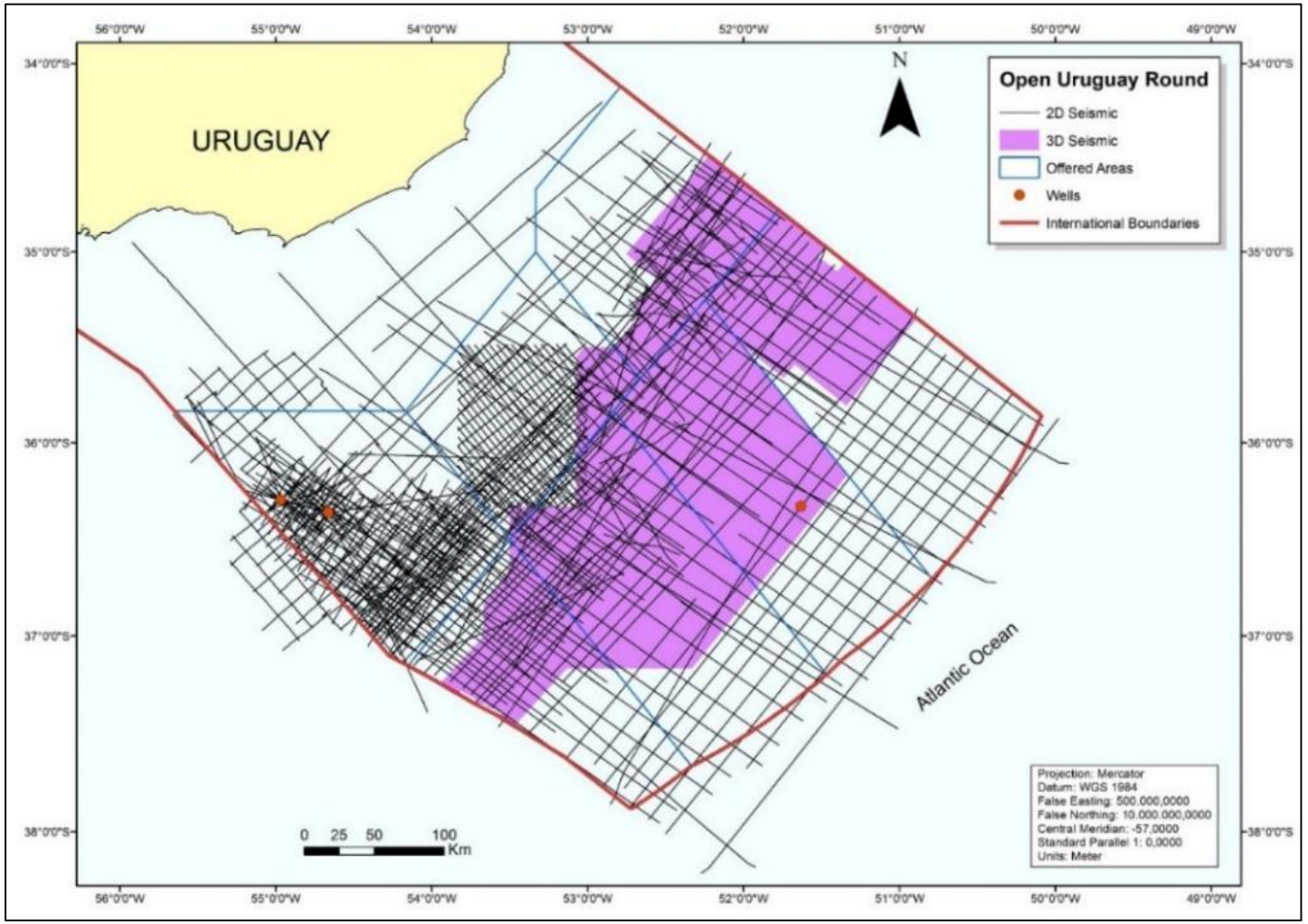
(ANCAP, 2023b)

En el 2015 el sector experimenta una dramática reducción de las inversiones globales en exploración como consecuencia de la caída del precio del petróleo.

Esta situación, combinada con el resultado geológico negativo del pozo Raya X-1, son posiblemente las principales causas de una desaceleración de la exploración en Uruguay: las empresas comienzan a liberar las Áreas adjudicadas.

A fines del 2018 se lanza la Ronda 3, pero no se recibieron ofertas.

Historia: 2007 – 2017

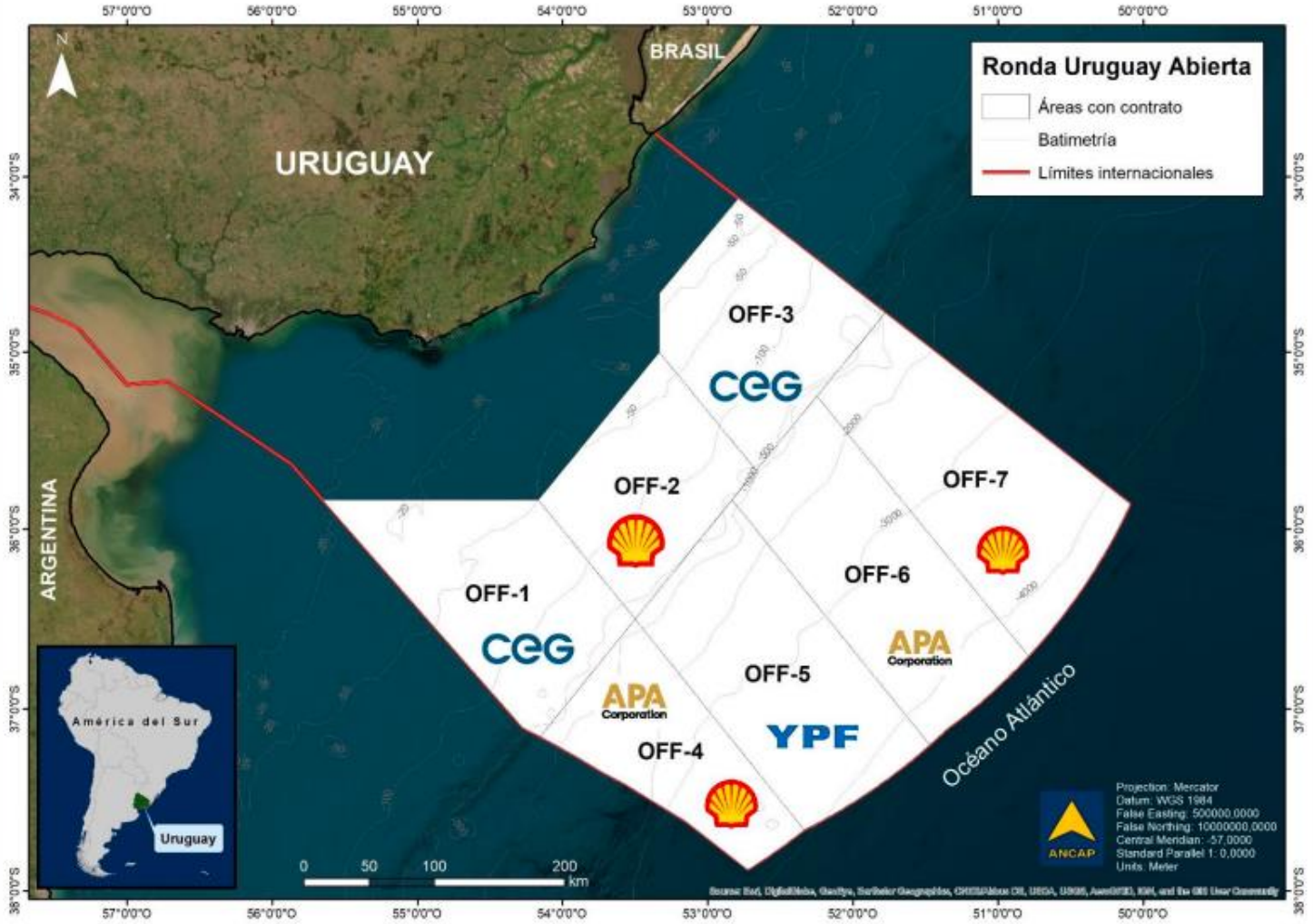


Actualmente se dispone de una enorme base de datos geológica y geofísica, mucho mayor que las cuencas sedimentarias que otras cuencas sedimentarias vecinas, en gran medida por las inversiones realizadas en el período 2007-2017.

En particular la región de aguas profundas que está cubierta con sísmica 3D, la próxima decisión exploratoria sería la perforación.

(ANCAP, 2020)

Historia: 2019 – …

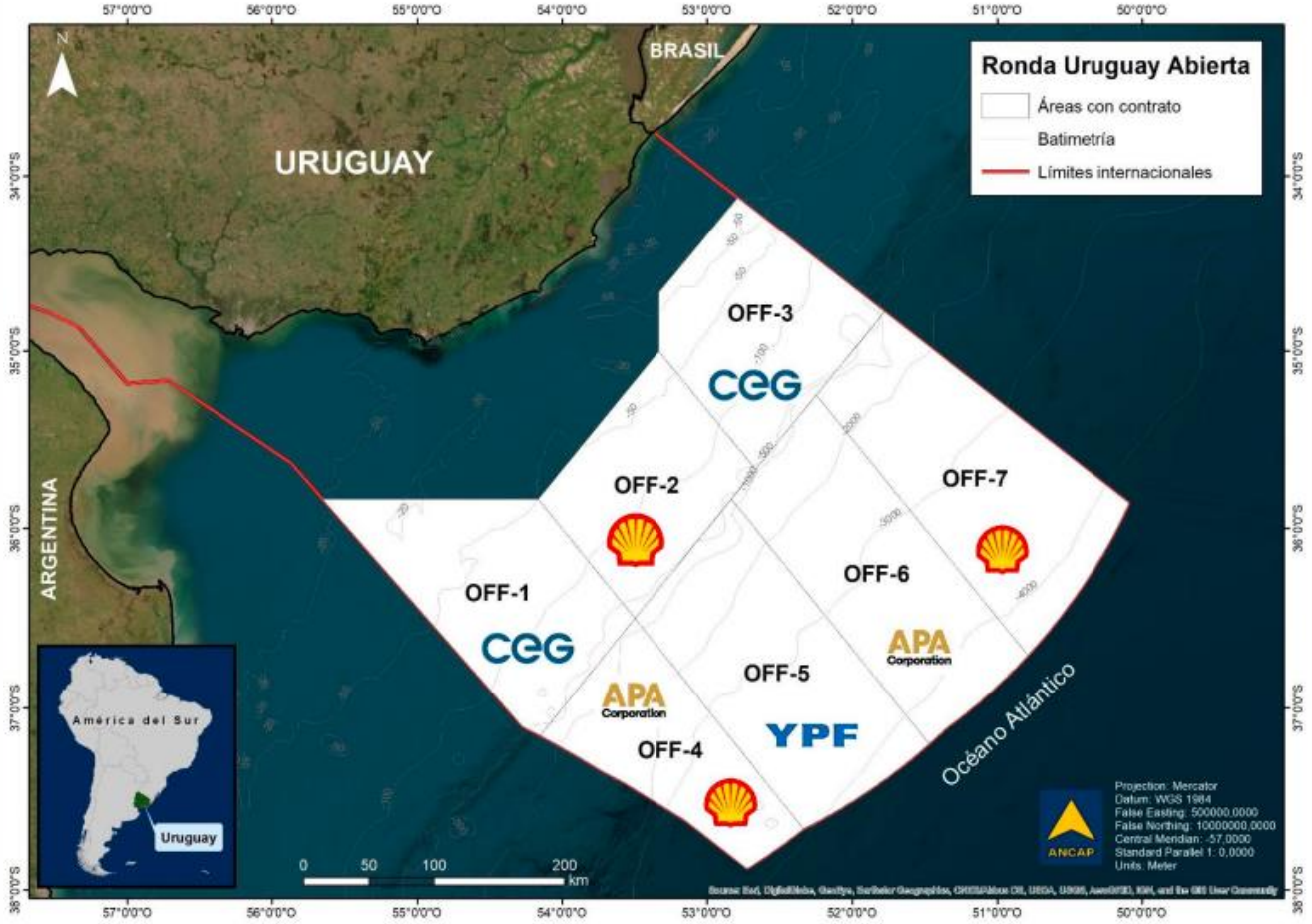


En el 2019 se modifica el régimen de adjudicación de áreas y modelo de contrato para hacerlo más atractivo y promover nuevas inversiones en exploración: Ronda Uruguay Abierta (Poder Ejecutivo, 2019).

Se ofrecen 7 áreas y se establecen 2 instancias anuales para la apertura de ofertas. Bajo este régimen actualmente se han adjudicado todas las áreas.

(ANCAP, 2024)

Historia: 2019 – …



Todos los bloques con contrato (~ 100.000 km^2): APA, CEG, Shell, YPF y se esperan más empresas asociándose con estos operadores (farm.in, por ej.: Chevron en área OFF-1).

Compromisos de exploración: 127 millones US$ (nominal), incluyendo adquisición de 2.500 km^2 de sísmica 3D en OFF-4 y un pozo en aguas profundas en OFF-6.

Adicionalmente, contratos multicliente para adquisición de sísmica 3D: CGG, PGS, Searcher, TGS.

Historia: Ronda Uruguay Abierta

Mayo 2019

- Kosmos Energy por Áreas OFF-2 y OFF-3.
- Retiró ofertas en 2020 por dificultades financieras/ venta activos exploración de frontera

Mayo 2020

- Challenger Energy (CEG) por Área **OFF-1** (Poder Ejecutivo, 2022).
- Inversión nominal comprometida: 1.36 MMUSD (272 UT)

Mayo 2022

- APA por Áreas OFF-2 (N.A.) y **OFF-6** (Poder Ejecutivo, 2023).
- Shell por Áreas **OFF-2** y **OFF-7** (Poder Ejecutivo, 2023).
- Inversión nominal comprometida: 93.81 MMUSD (18.763 UT)

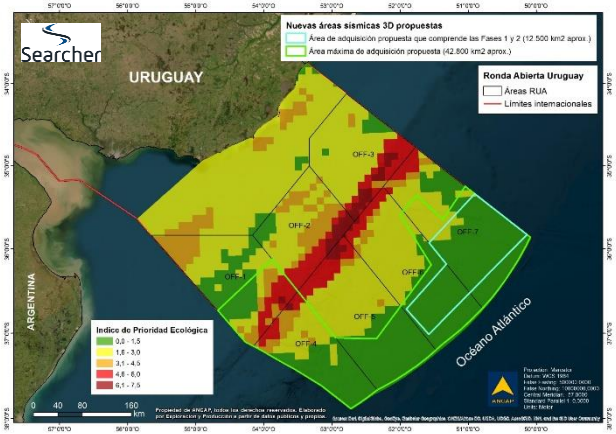
Noviembre 2022

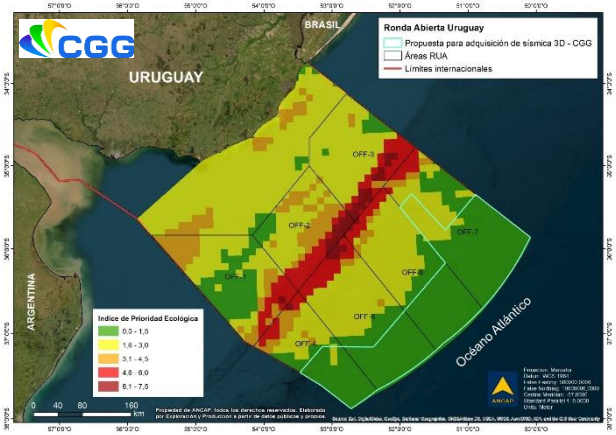
- Consorcio APA/Shell por Área **OFF-4** (Poder Ejecutivo, 2023).
- YPF por Áreas OFF-4 (N.A.) y **OFF-5** (Poder Ejecutivo, 2023).
- Inversión nominal comprometida: 61.34 MMUSD (12.268 UT).

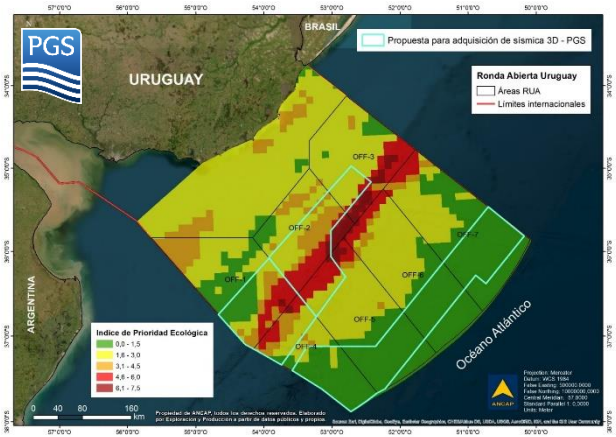
Mayo 2023

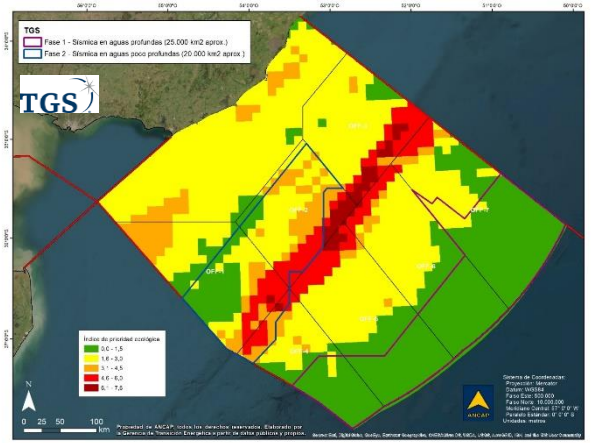
- Challenger Energy (CEG) por Área **OFF-3** (Poder Ejecutivo, 2024c).
- Inversión nominal comprometida: 1.18 MMUSD (236 UT).

Historia: Multiclientes





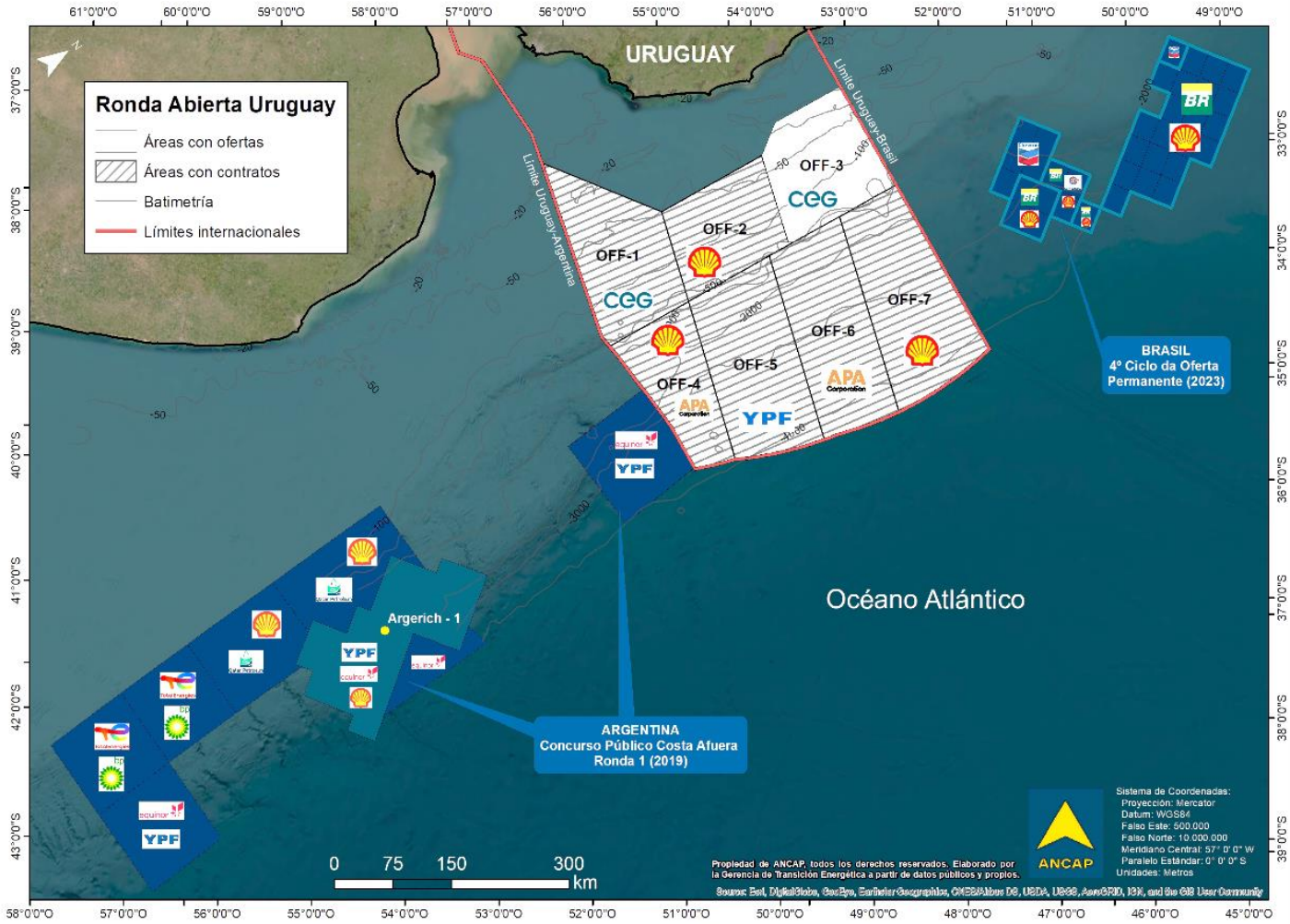




Los contratos multicliente le dan el derecho (no la obligación) a la empresa de adquirir los datos, a su propio costo y riesgo, de forma no exclusiva y comercializar estos datos. No les dan derechos de E&P sobre ningún área y deben tramitar la AAP. Recientemente se firmaron 4 contratos multicliente para adquisición y procesamiento de sísmica 3D.

- CGG (Poder Ejecutivo, 2024a).
- PGS (Poder Ejecutivo, 2024b,f).
- Searcher (Poder Ejecutivo, 2024d)
- TGS (Poder Ejecutivo, 2024e).

Historia: la región



Los próximos 5-10 años se espera una importante actividad de exploración en la región: sur de Brasil (cuenca Pelotas, 44 bloques adjudicados en el 4to ciclo de ofertas permanentes de ANP, 2023), norte de Argentina (cuencas Salado, Colorado y Argentina Norte, 7 bloques adjudicados en la Ronda Offshore, 2019), Uruguay.

~ 200,000 km^2 en aguas profundas remotas.

(Conti, 2024)

Perspectivas

¿Cuál es el potencial de petróleo y gas del offshore de Uruguay?

¿Cuáles serían los tiempos de desarrollo y producción en un caso de descubrimiento comercial?

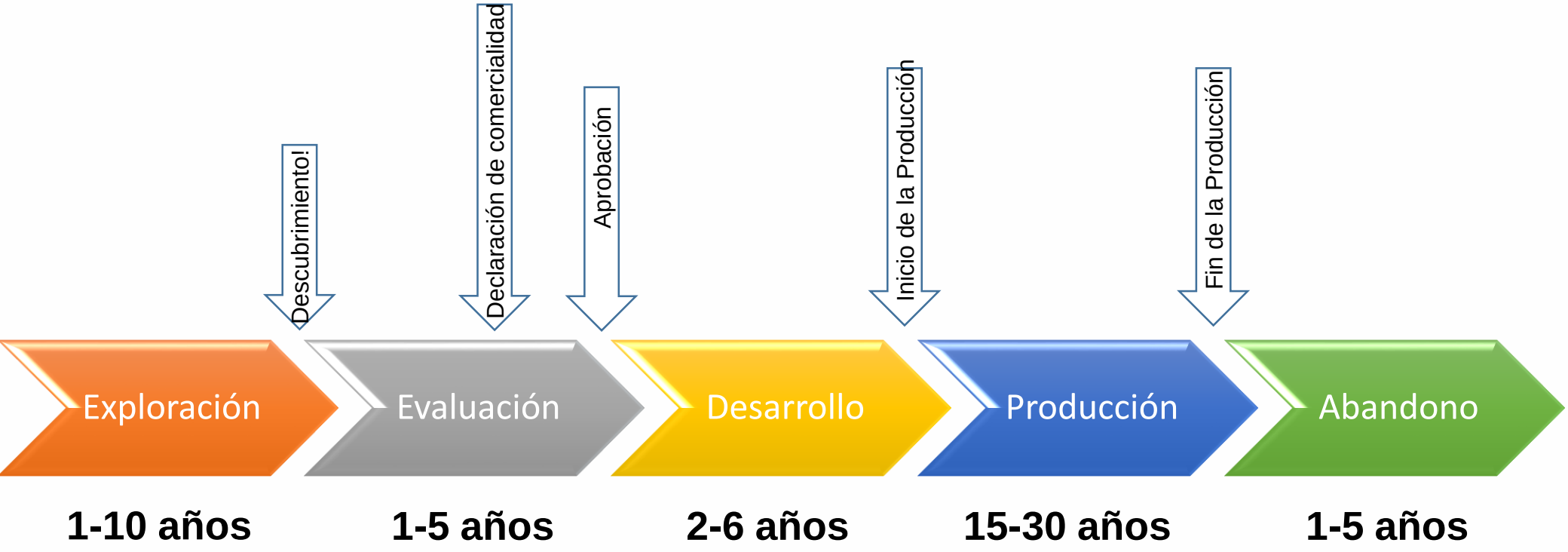
¿Qué significado económico tendría un descubrimiento comercial?

¿Qué impacto tendría en otros aspectos (ambiental y cambio climático, cadenas de valor)?

Perspectivas

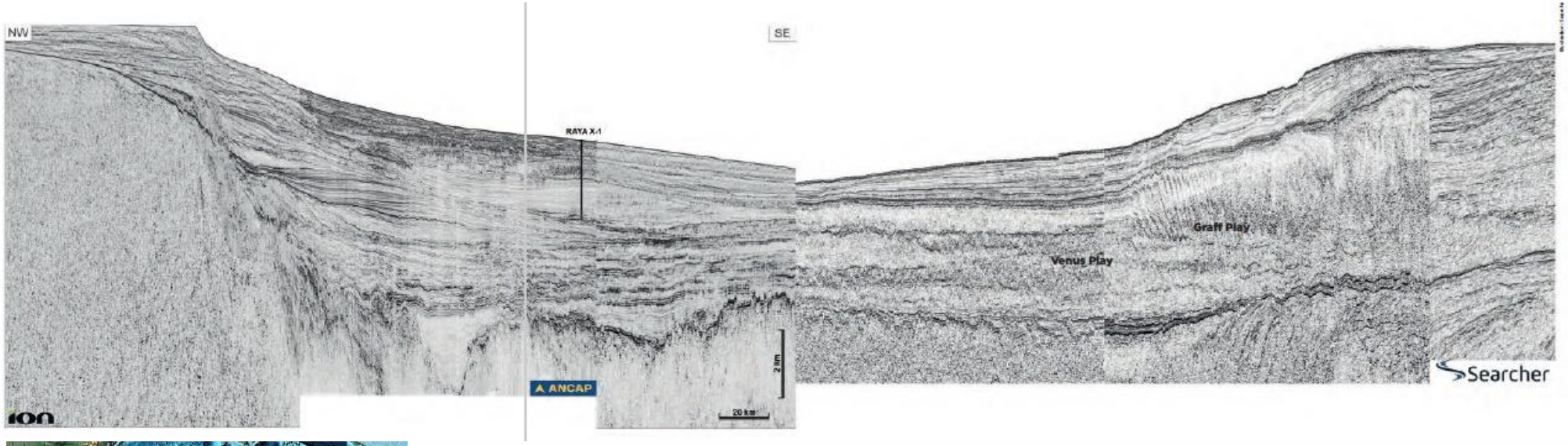
Modificado de: Tomasini (2015)

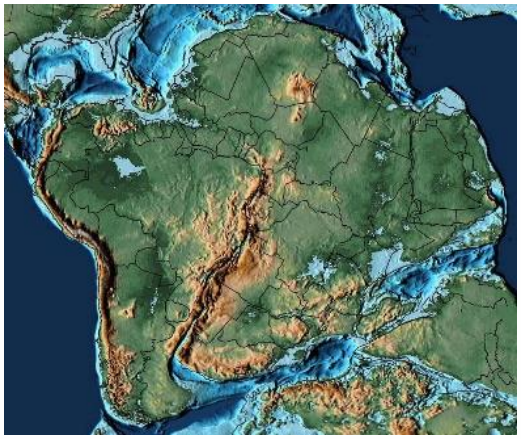
Escala Temporal (típica): caso de éxito comercial



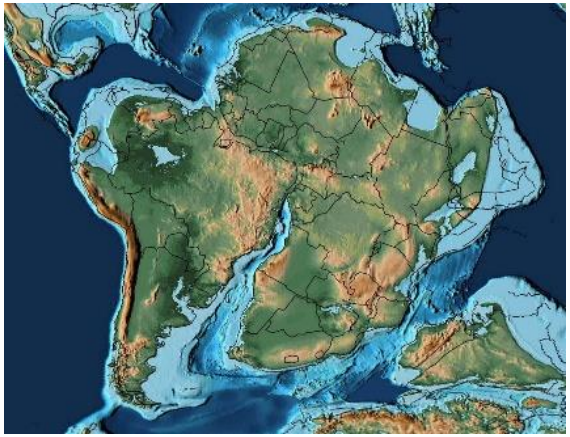
Perspectivas

Rodriguez *et al.* (2022)





150 Ma

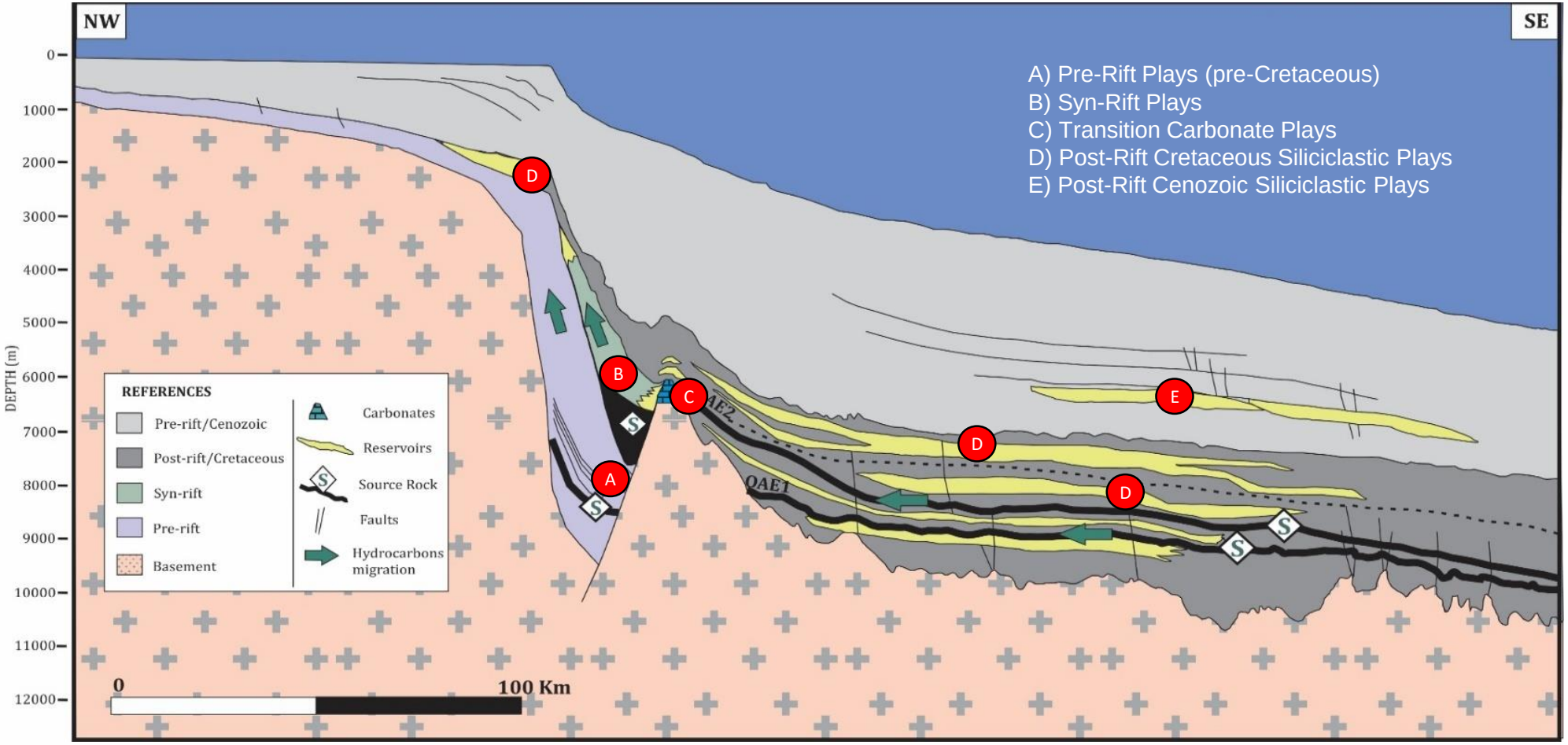


120 Ma

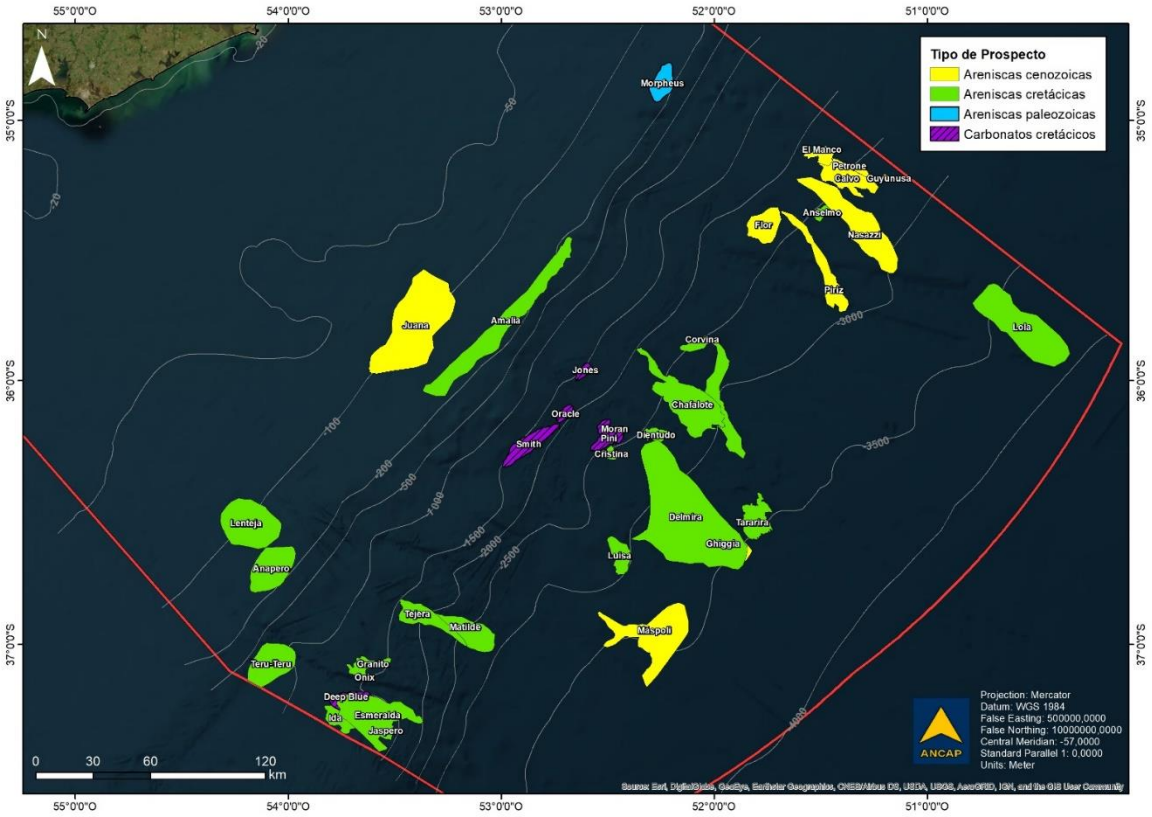
Actual

Perspectivas

Gristo *et al.* (2022)



Perspectivas



A partir de: Conti *et al.* (2023)

Exploración y Producción realiza anualmente el cálculo de los recursos prospectivos de petróleo y gas en base a datos geofísicos, modelos e información de cuencas sedimentarias análogas:

- 30.082 MMBOE (P50, año 2023); petróleo y gas natural.
- 37 leads/ prospectos evaluados.
- Implican riesgo geológico y comercial (probabilidad de éxito 5-25%) → 3.824 MMBOE (risked).
- Es necesario perforar para confirmar o descartar la existencia de estos recursos prospectivos.

Perspectivas

Chafalote: evaluación técnico-económica

Prospecto ubicado en el Área OFF-6, originalmente identificado por TOTAL (~2014) en sísmica 3D, re-evaluado por ANCAP.

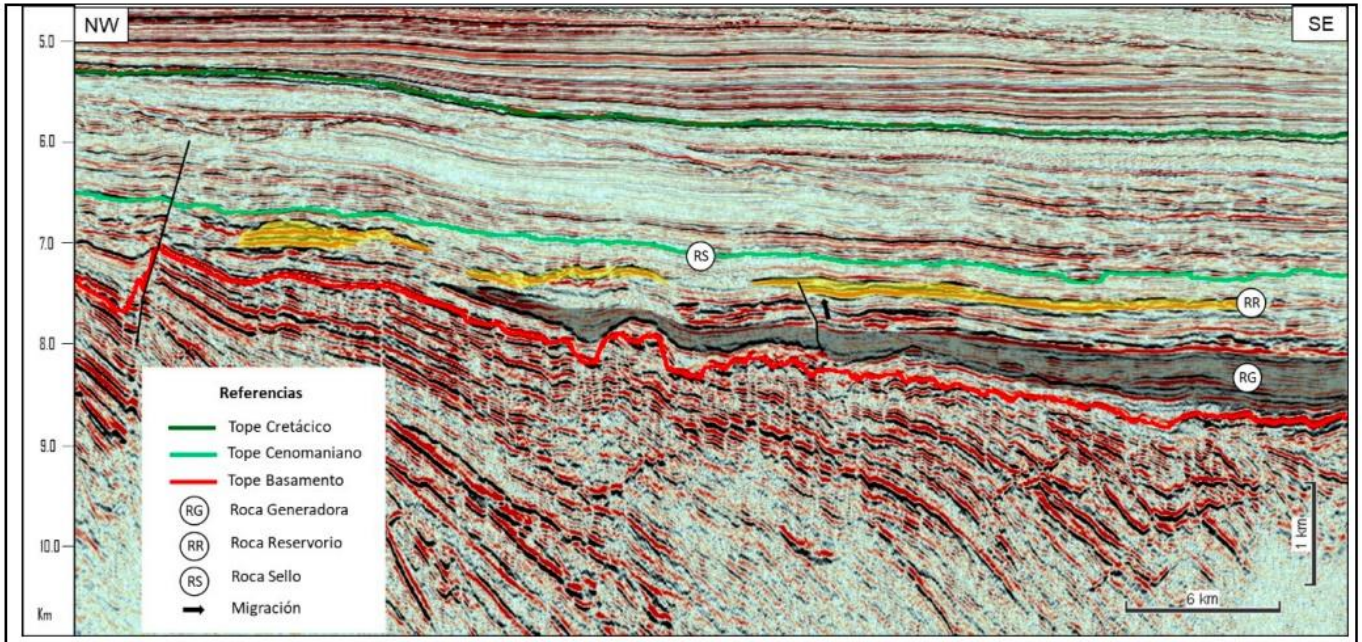


Figura 18: Sección sísmica ilustrativa de Chafalote (*inline* 3800, campaña 3D_TO12)

Geología:

Tipo de play: Turbidita, Aptiano/ Albiano Superior

Secuencia: Postrift, Cretácico Inf.

Fluido: Petróleo c/ Gas asociado

Recursos prospectivos: 2.324 MMBOE (P50)

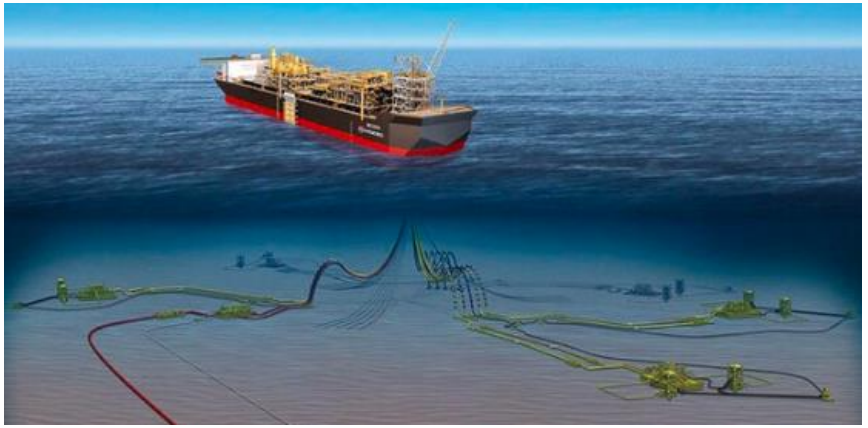
COS: 23%

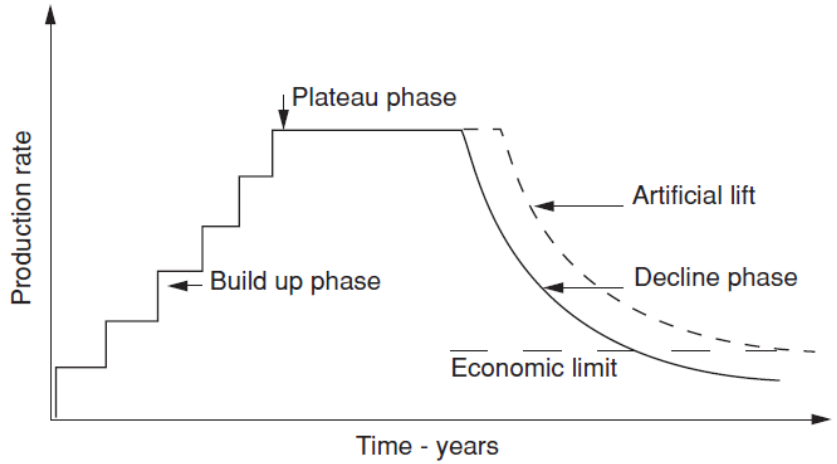
Prof. agua: 2.100 – 3.050 m

Sedimentos: 4.351 – 4.827 m

Perspectivas

Chafalote: evaluación técnico-económica





Concepto de Desarrollo:

FPSO (unidad de producción y almacenamiento flotante): 3

Gas natural: se vende por gasoducto conectado a la costa.

Sistemas submarinos: 10

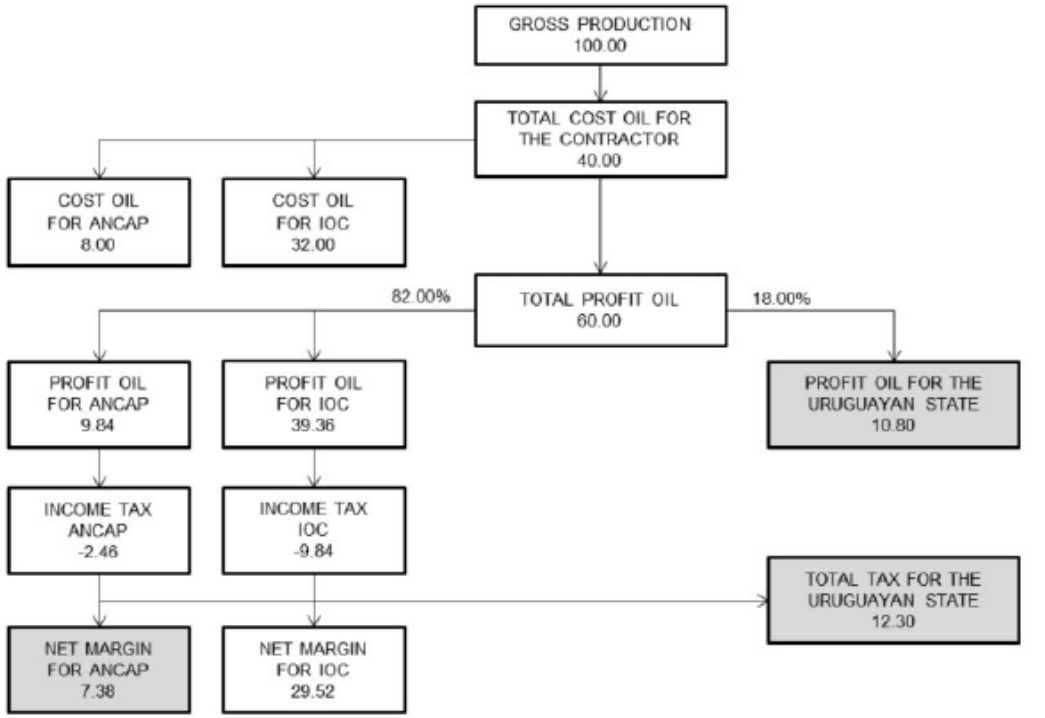
Pozos:

Producción Petróleo / NG:	41
Reinyección de agua:	18
Totales:	59
Pozos sistema submarino:	6

Producción pico: 408.000 boed de líquidos y 6 bcmd de gas natural.

Perspectivas

Chafalote: evaluación técnico-económica



15.38	61.52	DIVISION OF GROSS INCOME	23.10
7.38	29.52	DIVISION OF CASH FLOW	23.10
12.30%	**49.20%**	**TAKE**	**38.50%**

Blánquez & Ferro (2019)

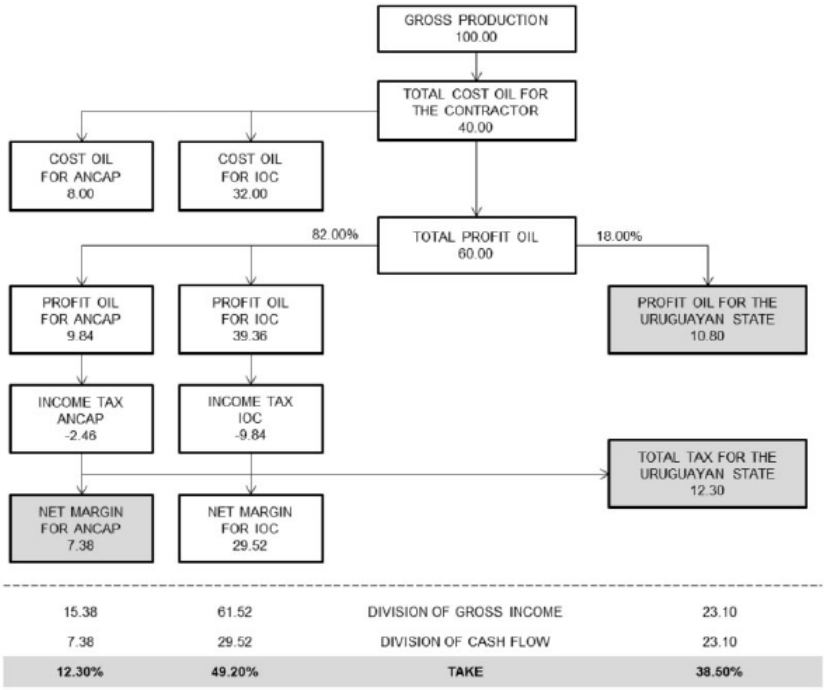
Tajada del Estado:

El Estado Uruguayo captura renta de la actividad petrolera mediante 3 mecanismos:

1. %Profit Oil del Estado Uruguayo;
2. Margen neto de ANCAP (si se asocia al proyecto);
3. IRAE (que se aplica sobre el Profit Oil de la IOC y sobre el Profit Oil de ANCAP);

Perspectivas

Chafalote: evaluación técnico-económica



Blánquez & Ferro (2019)

Precios utilizados para la estimación:

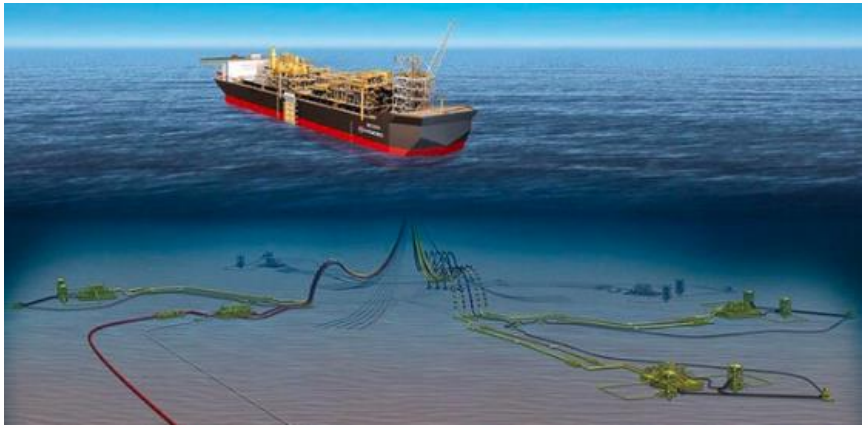
- Petróleo: 97 US$/Bbl
- Gas Natural: 16 US$/MMBTU

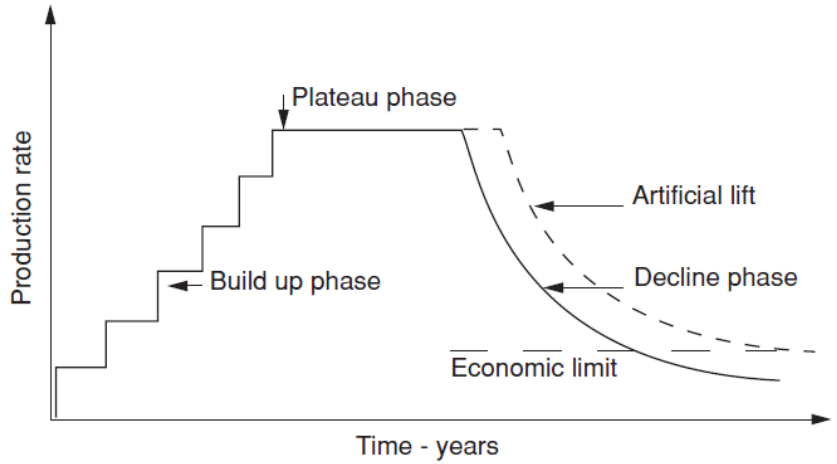
Economía del proyecto:

Ingresos Totales (MMUS$):	187.472
Costo Total (MMUS$):	45.787
CAPEX (MMUS$):	20.500
OPEX (MMUS$):	25.287
Ganancia Contratista (MMUS$):	58.350
Ganancia ANCAP (MMUS$):	14.588
Ganancia Estado (MMUS$):	68.747
Tajada Uruguay:	59%
VAN Contratista (MMUS$):	8.146
Ps (técnico y comercial):	14%
EMV IOC (MMUS$):	955

Perspectivas

Chafalote: emisiones





Emisiones de GEI:

En el plateau de producción de Chafalote (408.000 boed de líquidos y 6 bcmd de gas natural) y tomando como referencia 10 $kgCO_2e/boe$ para offshore (sin quema ni venteo rutinario del gas asociado), este proyecto emitiría un máximo de 1.5 MTPA de CO_2e.

Esto sería ~ 8% de las emisiones netas actuales de GEI del Uruguay.

Información

Información

La información técnica y económica generada en el marco de los contratos (exploración-explotación y multiclientes) tiene un alto valor comercial y estratégico para ambas partes, es considerada información confidencial y aplican varias cláusulas del contrato (ver a continuación).

Cierta información, por su interés general, ha sido declarada información pública por ANCAP: datos ambientales, meteorológicos y oceanográficos adquiridos durante la ejecución de proyectos de exploración o en el marco de contratos de exploración.

Información

Una vez finalizado el contrato, ANCAP sigue considerando la información técnica y económica como confidencial, con las excepciones mencionadas anteriormente, y ha definido procedimientos para el acceso a esta información confidencial:

- Objetivos comerciales: data room con empresas o acceso en el marco de otros contratos manteniendo la confidencialidad (contratos multicliente o de exploración-explotación);
- Objetivos no comerciales: acuerdos de acceso a información para proyectos académicos y de investigación.

Información

Contratos de exploración-explotación:

Sección II. Derechos y Obligaciones de las Partes

Cláusula 6° - Derechos y Obligaciones del Contratista

6.2.22. Suministrar a ANCAP toda la información técnica y económica que se reúna como consecuencia de la ejecución del Contrato, de acuerdo con lo estipulado en la Cláusula 19°. Suministrar al Poder Ejecutivo toda la información técnica y económica que se reúna como consecuencia de la ejecución del Contrato, que por éste le sea solicitada, de acuerdo con lo estipulado en la Cláusula 19°.

Poder Ejecutivo (2019)

Información

Sección II. Derechos y Obligaciones de las Partes

Cláusula 8° - Derechos y Obligaciones de ANCAP

8.1. ANCAP, propietario de la información técnica, tendrá derecho a usar los datos que le entregue el Contratista conforme al numeral 6.2.3 y la Cláusula 19° relativos al Área de Contrato. Mientras este Contrato esté en vigencia, esta información no podrá ser transmitida a terceros para fines comerciales, sin la anuencia del Contratista, la cual no será denegada infundadamente. Una vez que un Área o una parte de la misma haya sido devuelta, ANCAP podrá usar libremente y traspasar a terceros la información técnica sobre el Área devuelta por el Contratista.

Poder Ejecutivo (2019)

Información

Sección II. Derechos y Obligaciones de las Partes

Cláusula 19° - Entrega de Información Técnica

19.1. Toda la información recabada en el Área es de propiedad de ANCAP. Su utilización por el Contratista, por ANCAP y/o por el Poder Ejecutivo, será la que se establece en los siguientes numerales.

…

19.6. Los funcionarios de ANCAP y/o del Poder Ejecutivo que reciban información en el marco del presente Contrato, mantendrán la más estricta confidencialidad de la misma, de acuerdo a lo dispuesto en la Cláusula 23°.

Poder Ejecutivo (2019)

Información

Sección II. Derechos y Obligaciones de las Partes

Cláusula 23° - Confidencialidad

23.1. El Contratista garantiza que mantendrá y hará que todo su personal, y Subcontratistas, mantengan como estrictamente confidencial y, por lo tanto, no utilizarán ni permitirán el uso de cualquier dato, diseño o información relacionados con su actividad en relación a este Contrato, ya sea suministrado por ANCAP, o generados en el cumplimiento del objeto de este Contrato, salvo para el cumplimiento de las obligaciones asumidas de acuerdo con este Contrato.

Poder Ejecutivo (2019)

Información

Sección II. Derechos y Obligaciones de las Partes

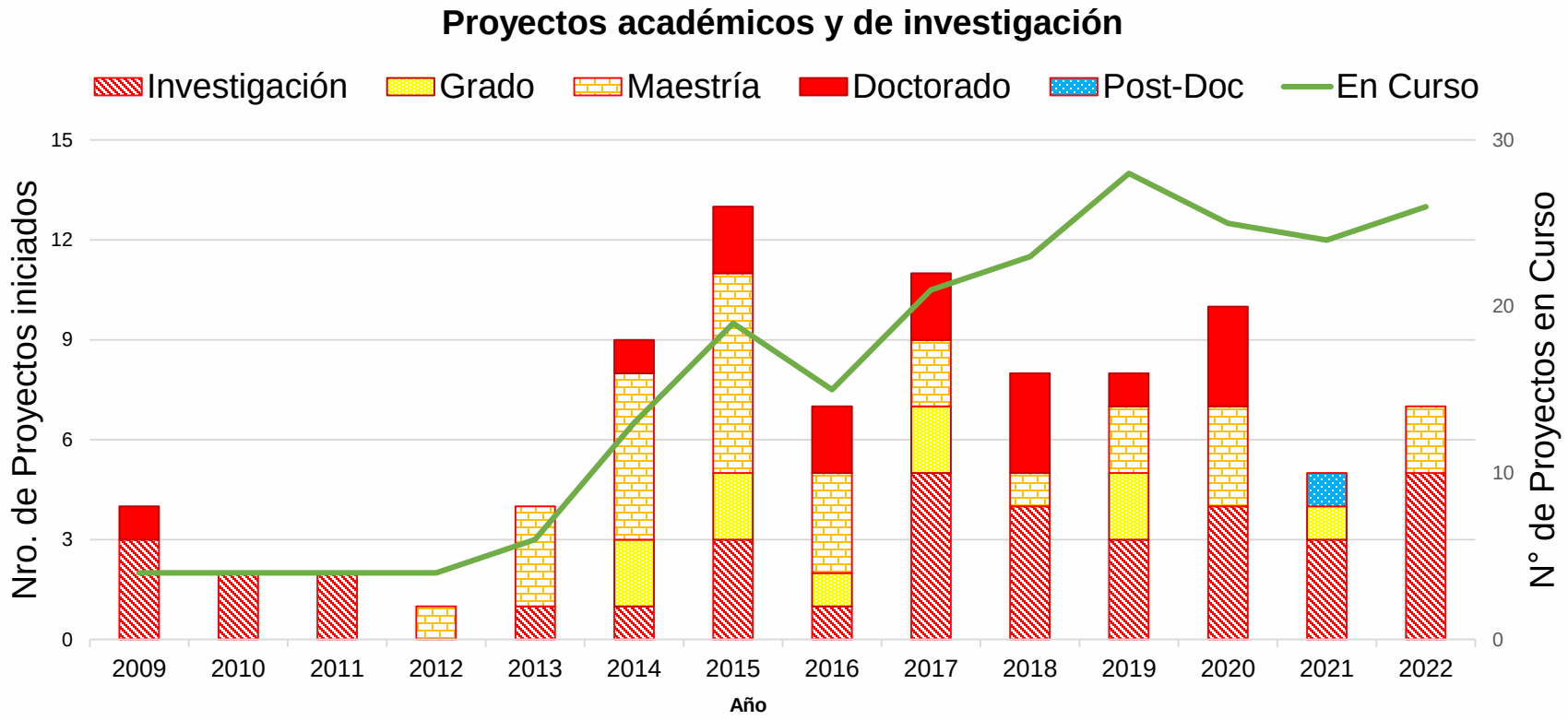
Cláusula 23° - Confidencialidad

23.7. Toda la información concerniente a aquellas zonas del Área del Contrato que por cualquier razón sean devueltas, será entregada a ANCAP en un plazo no mayor a ciento ochenta (180) Días, quien podrá disponer libremente de ella a medida que se produzcan dichas devoluciones, subsistiendo la obligación de confidencialidad del Contratista hasta cinco (5) Años después de la restitución total del Área de la cual fue obtenida la información.

Poder Ejecutivo (2019)

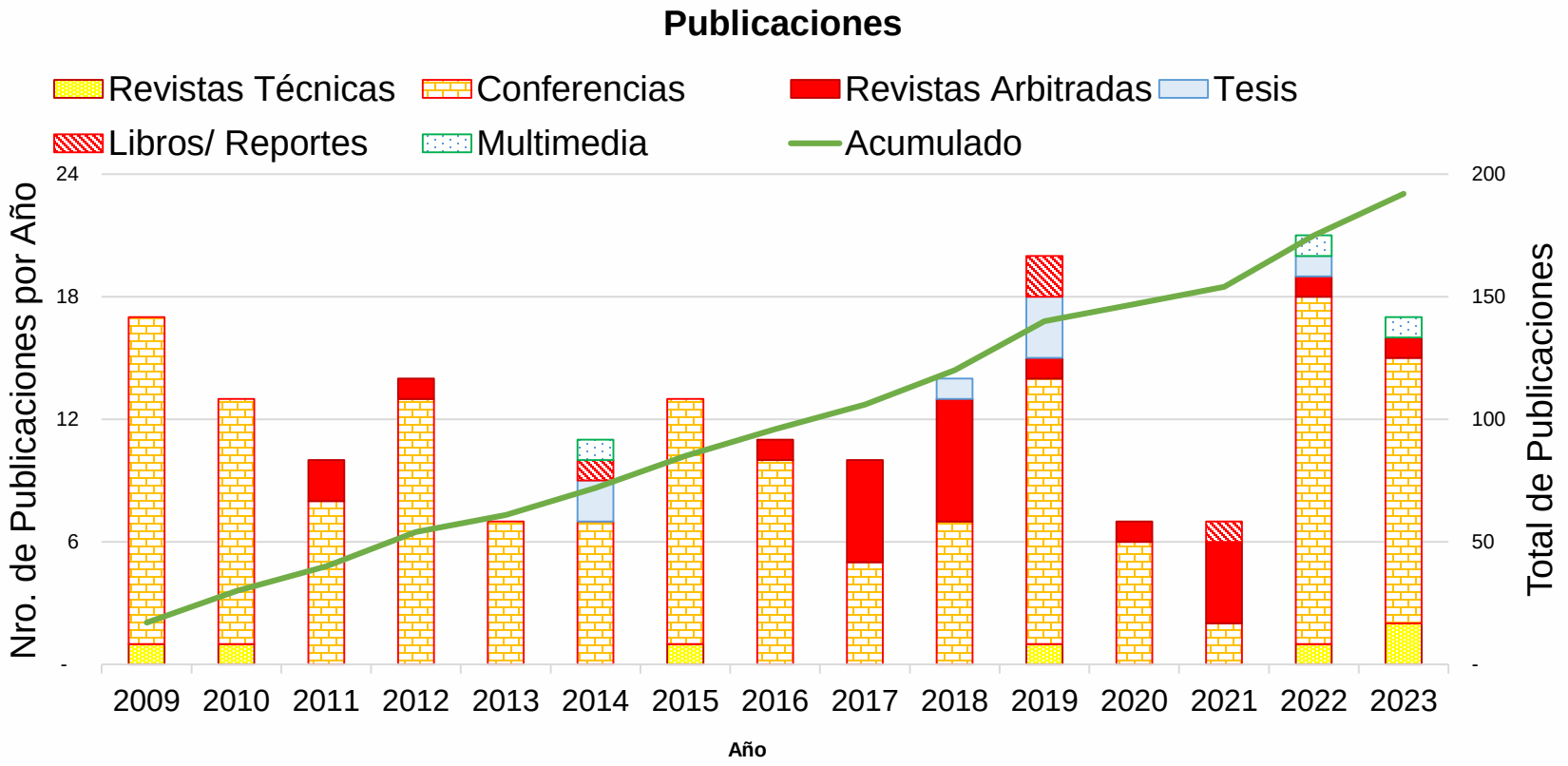
Información

Acuerdos de acceso a información confidencial para proyectos académicos y de investigación.



Información

Divulgación



Información

Data room (presencial o virtual): ver ejemplo del acuerdo de confidencialidad en el Anexo J del modelo de contrato de exploración-explotación (Poder Ejecutivo, 2019).

Información

Datos ambientales, meteorológicos y oceanográficos generados durante la ejecución de proyectos de exploración: se accede a través de una solicitud de acceso a información pública:

https://www.ancap.com.uy/6068/1/solicitud-de-acceso-a-la-informacion-publica.html

Ambiente y Seguridad

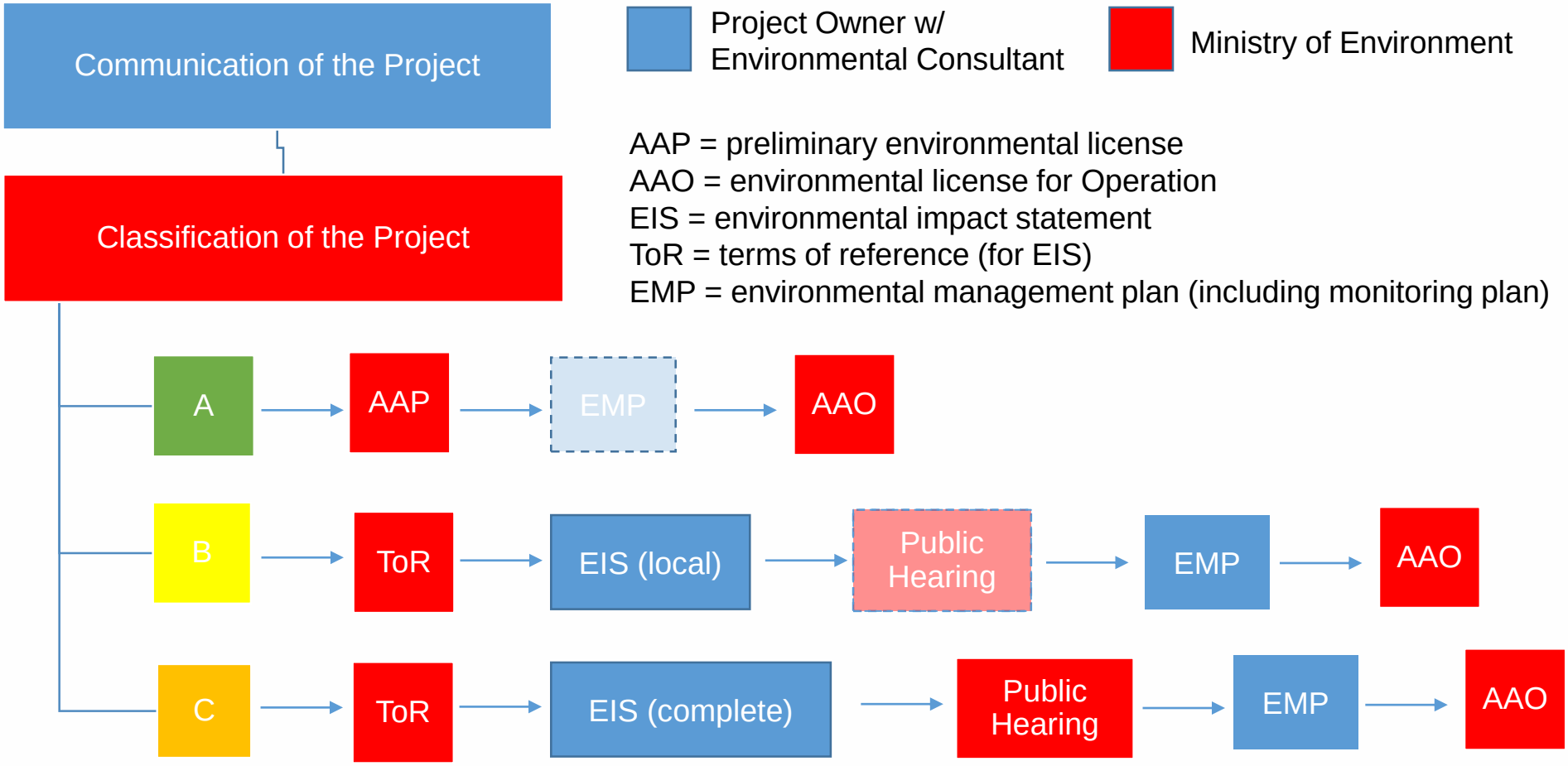
Ambiente y Seguridad

Para proyectos de exploración aplican los requerimientos y procedimientos de evaluación de impacto ambiental establecidos por la Ley N° 16.466 (Poder Legislativo, 1994), su decreto reglamentario Dec. N° 349/005 (Poder Ejecutivo, 2005) y la modificación dada por Dec. N° 72/016 (Poder Ejecutivo, 2016).

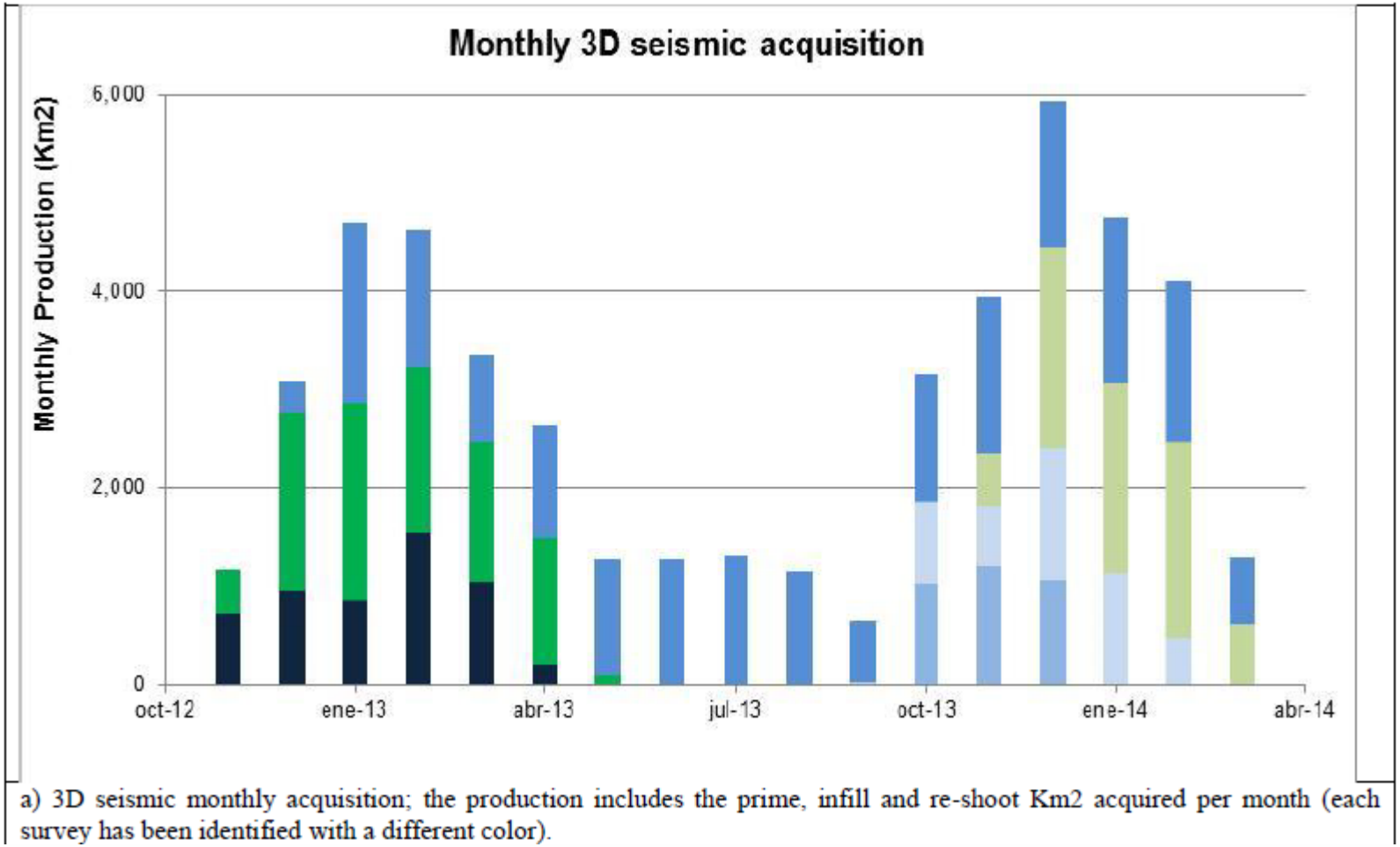
La sísmica marinos, electromagnetismo y pozos de exploración son uno de los pocos usos y actividades en el mar que requieren autorización ambiental en Uruguay.

A la vez, aplica la Cláusula 22° de Protección Ambiental del contrato (Poder Ejecutivo, 2019).

Ambiente y Seguridad



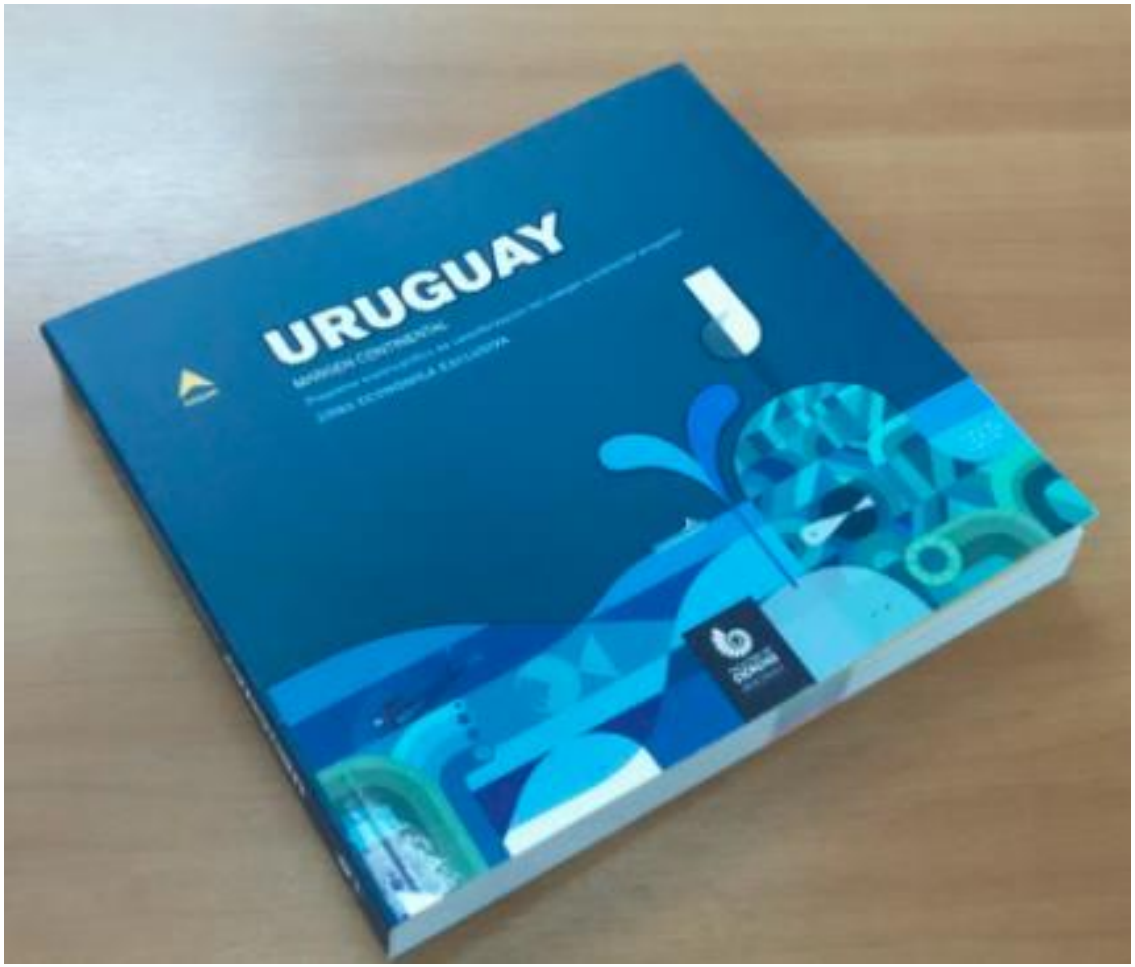
Ambiente y Seguridad



a) 3D seismic monthly acquisition; the production includes the prime, infill and re-shoot Km2 acquired per month (each survey has been identified with a different color).

Gristo *et al.* (2015)

Ambiente y Seguridad

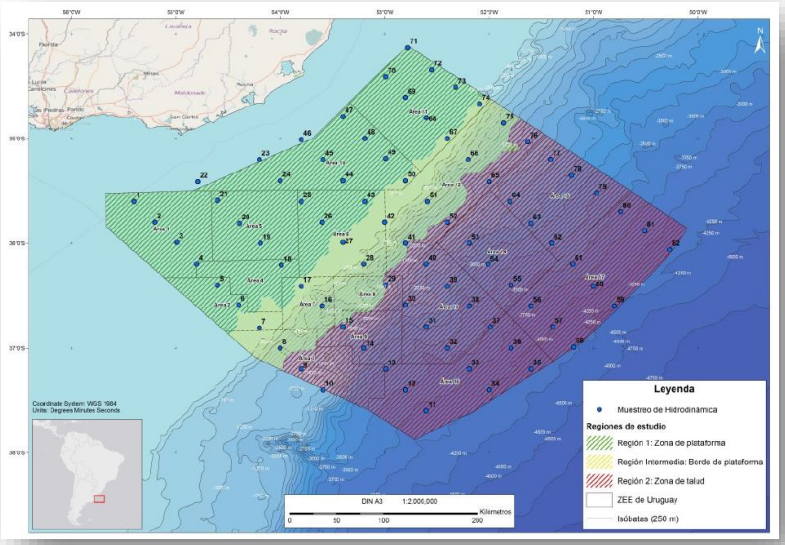


Convenio con Facultad de Ciencias (UdelaR) que involucró más de 50 investigadores para la realización de un estudio y revisión de la literatura técnica y científica sobre ambiente físico, biológico y antrópico en la ZEE de Uruguay.

Se identificaron vacíos de información y requerimientos de adquisición de datos.

ANCAP - Facultad de Ciencias (2014)

Ambiente y Seguridad



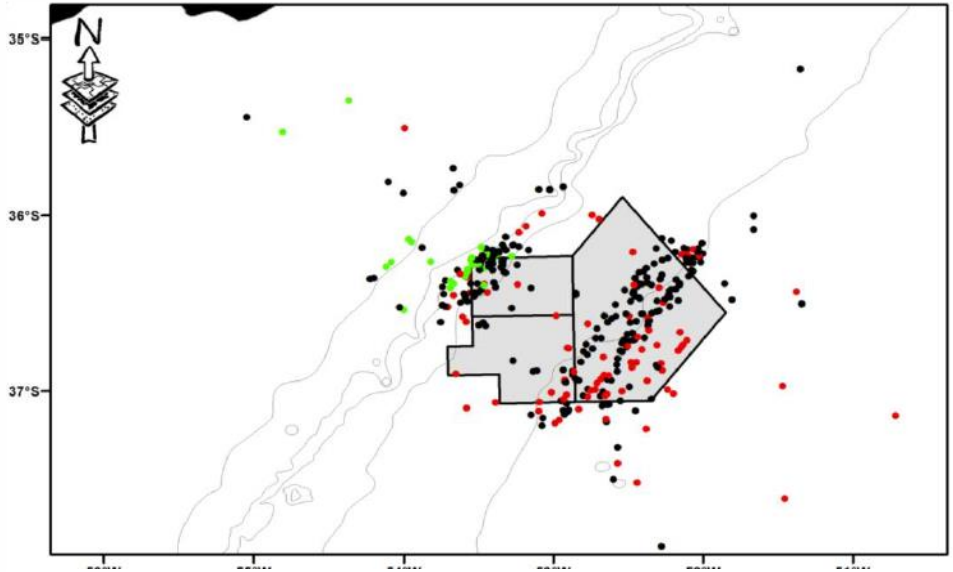
En el año 2016 ANCAP contrató a Worley Parsons para la ejecución de una campaña de línea de base ambiental de la ZEE de Uruguay, con el buque oceanográfico R/V Sarmiento de Gamboa, el buque de pesca local Marianne, y la participación de más de 30 especialistas a bordo.

Se tomaron y analizaron muestras de columna de agua, sedimentos (62 estaciones con draga y 6 estaciones con testigos), biológicos (MFO, biota, cámara submarina), y se adquirieron datos oceanográficos (ADCP, CTV), meteorológicos y geofísicos (MBES).

El diseño de la campaña siguió los lineamientos y recomendaciones establecidos a través de un convenio de ANCAP con Facultad de Ciencias (UdelaR).

Advisian (2016)

Ambiente y Seguridad



Observadores de Fauna Marina (MFO), la mayoría uruguayos, se embarcaron en los buques sísmicos y en el buque de perforación, siguiendo protocolos de monitoreo y mitigación para prevenir impactos del sonido en mamíferos marinos.

Gristo (2022)

Ambiente y Seguridad

Complementariamente, ANCAP elaboró el Manual de Operaciones Offshore que se actualiza regularmente y contiene directrices para la gestión ambiental, de seguridad y salud ocupacional, y de la información y comunicación en proyectos de exploración costa afuera de Uruguay (Tomasini *et al.*, 2019).

Ambiente y Seguridad

Por ejemplo, se solicita la adopción de buenas prácticas y tecnologías de aplicación en la industria petrolera, pero que no son requeridas por la regulación marítima uruguaya, por ejemplo:

- Auditorías e inspecciones independientes del buque (e.g., OVID);
- Plan de Gestión de Seguridad: MOPO, MEDEVAC, planes de contingencia, entre otros;
- Reportes de desempeño de HSE;
- Inventario de datos ambientales, meteorológicos y oceanográficos;
- Plan de Navegación y Aviso a los Navegantes;
- Otras comunicaciones.

Contenido Local

Contenido Local

ANCAP tiene un rol de facilitador y enlace con los actores relevantes locales: instituciones y autoridades nacionales (MIEM, MA, DINARA, ANP, DNA, Armada Nacional, UdelaR), y también con proveedores locales y otras organizaciones (sindicatos, cámaras empresariales, empresas y organizaciones del sector marítimo, ONGs, etc.).

Contenido Local

Refiere a los bienes, servicios o recursos humanos que son contratados localmente por los proyectos de exploración-explotación de hidrocarburos, y por lo tanto representan una contribución directa a la economía nacional.

Aplican cláusulas específicas del contrato.

Contenido Local

Cláusula 7° - Contenido Local

7.1. El Contratista deberá utilizar, en cuanto fuese posible, personal técnico y no técnico uruguayo en las Operaciones Petroleras objeto del Contrato. Asimismo, el Contratista deberá exigir que sus Subcontratistas también cumplan con esta obligación. A tales efectos el Contratista y/o sus Subcontratistas conviene(n) en capacitar y entrenar a trabajadores uruguayos en la realización de trabajos técnicos a fin de que dicho personal pueda sustituir progresivamente al personal extranjero en la realización de dichos trabajos. Quedan excluidos los cargos gerenciales y aquellos necesarios para la realización de trabajos especializados en relación con las Operaciones Petroleras.

Poder Ejecutivo (2019)

Contenido Local

Cláusula 7° - Contenido Local

7.2. El Contratista deberá utilizar, en la medida que sea posible, bienes y materiales producidos en la República Oriental del Uruguay, y servicios aportados por empresas uruguayas, siempre y cuando dichos bienes, materiales y servicios, sean comparables y competitivos en precio, oportunidad y calidad con aquellos que puedan ser obtenidos en otro país. Asimismo, el Contratista deberá exigir que sus Subcontratistas también cumplan con esta obligación.

Poder Ejecutivo (2019)

Contenido Local

Cláusula 7° - Contenido Local

7.3. A los efectos de dar cumplimiento a lo requerido en los numerales 7.1 y 7.2, el Contratista deberá presentar anualmente un plan de contratación de contenido local para las Operaciones Petroleras, que deberá ser aprobado por el Comité de Administración e informado al Poder Ejecutivo a través del MIEM, y que contendrá el análisis de la incorporación de bienes, materiales, servicios y personal locales en las Operaciones Petroleras.

Poder Ejecutivo (2019)

Contenido Local

Antecedentes:

En el período 2012-16 las compañías gastaron aproximadamente 860 millones de dólares en proyectos de exploración.

Item	All Content	Cost (US$/u)	Description	Cost (US$)
Seismic	Contracts (foreign & local)		estimated	250,000,000
Other G&G	Contracts (foreign & local)		declared	106,350,000
	Technical Studies		estimated	10,000,000
Drilling	Contracts (foreign & local)		estimated	200,000,000
Services	Environmental	50,000	per service	650,000
	Legal & Accounting		per service	700,000
	Local office		declared	6,697,000
	Insurance & Warranties		declared	1,243,800
Other	Training Fee (ANCAP)		declared	3,200,000
	Time writing & other Human Resources		declared	57,340,660
	Data License Fee (ANCAP & other)		declared	146,786,000
	Miscelaneous		estimated	78,296,746
				861,264,206

Modificado de: Gristo *et al.* (2014)

Contenido Local

Antecedentes:

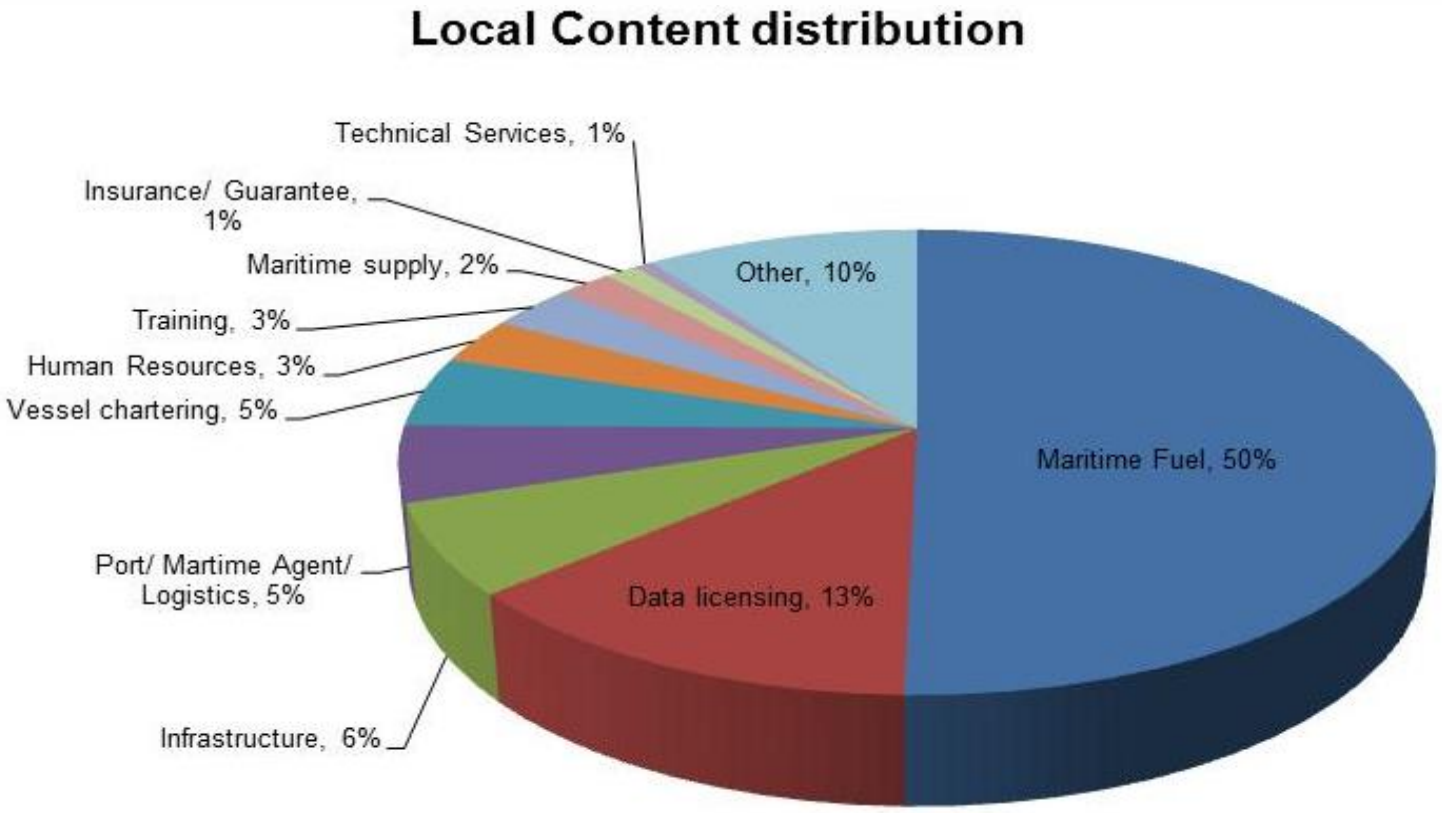
En el mismo período se estima que las compañías gastaron aproximadamente 105 millones de dólares en bienes, servicios y contratación de RRHH uruguayos → contenido local exploración ~ 12%

Item	Local Content	Cost (US$/u)	Qty (u)	Description	Cost (US$)
Seismic	MMOs/ PAM	400	2,190	per day	876,000
	Port/ Maritime Agency	12,000	77.5	per service & vessel	930,000
	Supply	20	77,850	per day & pax	1,557,000
	Fuel (all vessels)	31,500	1,440	per day	45,360,000
	Chase Boat Charter	10,000	510	per day	5,100,000
Other G&G	Port/ Maritime Agency			estimated	168,000
	Supply			estimated	243,200
	Fuel (all vessels)			estimated	5,845,000
Drilling	Port/ Maritime Agency			estimated	1,500,000
	Supply			estimated	300,000
	Logistics			estimated	3,000,000
	Fuel (all vessels)			estimated	1,575,000
Services	Environmental	50,000	13	per service	650,000
	Legal & Accounting			per service	700,000
	Local office			declared	6,697,000
	Insurance & Warranties			declared	1,243,800
Other	Training Fee (ANCAP)			declared	3,200,000
	Local Human Resources			declared	2,481,818
	Data License Fee (ANCAP)			declared	13,822,230
	Miscelaneous			estimated	9,524,905
					104,773,953

Modificado de: Gristo *et al.* (2014)

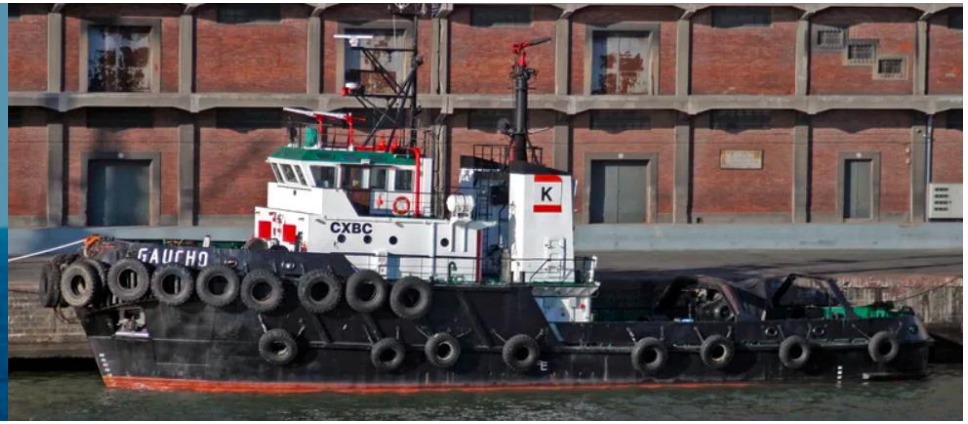
Contenido Local

Antecedentes:



Gristo *et al.* (2014)

Contenido Local



Contenido Local: reflexiones

- La tajada del Estado a través del Profit Oil, IRAE y los ingresos por participación de ANCAP ya están fijados en los contratos, así que cualquier mejora en el % de contenido local es una forma adicional de maximizar la renta petrolera para el país;
- Un contenido local excesivo induce a contratar productos y servicios de menor calidad o personal de menor calificación (y por lo tanto reduce la productividad o eficiencia), o de calidad comparable pero a mayor precio que los ofrecidos internacionalmente, y ambos efectos pueden impactar en un aumento del Cost Oil y una reducción de la renta petrolera;
- Es difícil generar una cadena de valor local en la exploración, pero es posible y deseable hacerlo en la eventualidad de un descubrimiento comercial, mediante procesos de mejora de la calidad de los productos y servicios que ofrecen los proveedores locales, y de calificación de la mano de obra local.

Referencias

Advisian, 2016, Campaña Oceanográfica para la Elaboración de un Estudio de Base Ambiental Regional de la ZEE de Uruguay. Informe completo: Madrid, España, 2128 p.

ANCAP, 2020, Offshore Uruguay: Geology and Prospectivity: Montevideo, Uruguay, 25 p.

ANCAP, 2024, Signature of Hydrocarbon Exploration and Exploitation Contracts: p. 2: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/innovaportal/file/20383/1/rua-contracts-signature.pdf> (accessed July 15, 2024).

ANCAP, 2023a, Uruguay Round 2009: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/2429/3/uruguay-round-2009.html>.

ANCAP, 2023b, Uruguay Round 3: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/5960/3/uruguay-round-3.html>.

ANCAP, 2023c, Uruguay Round II: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/2424/3/uruguay-round-ii.html>.

ANCAP - Facultad de Ciencias, 2014, Uruguay Margen Continental. Programa oceanográfico de caracterización del margen continental uruguayo, Zona Económica Exclusiva: Montevideo, Uruguay, ANCAP - Facultad de Ciencias, 381 p.

Blánquez, N., and S. Ferro, 2019, Open Uruguay Round: Strategy to overcome the challenges of frontier exploration: Journal of World Energy Law and Business, v. 12, no. 5, p. 430–439, doi:https://doi.org/10.1093/jwelb/jwz028.

Conti, B., 2024, Is the Pelotas Basin the New Orange Basin? Analogs with Namibia. Pelotas Power Breakfast: PGS, p. 20.

Conti, B., P. Rodríguez, J. Marmisolle, R. Novo, and P. Gristo, 2023, Probability of Geological Success (PoS) for Offshore Uruguay Plays and Prospects, in AAPG International Conference & Exhibition, 6-8 November, Madrid, Spain: American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

Gristo, P., 2022, Exploración en aguas remotas y ultra-profundas en cuencas de frontera: Uruguay, ARPEL.

Gristo, P., 2009, Gestión de los datos de exploración de hidrocarburos en la República Oriental del Uruguay, in Recursos Minerales Energéticos del Uruguay: Petróleo, gas, hidratos de gas, lutitas bituminosas, uranio y almacenamiento de gases. Resúmenes de los trabajos presentados en el Taller realizado en ANCAP el 1 y de Septiembre de 2009: Asociación de Ingenieros Químicos del Uruguay, p. 23–25.

Referencias

Gristo, P., B. Conti, P. Rodríguez, R. Novo, J. Marmisolle, and H. de Santa Ana, 2021, Evaluación de Recursos Prospectivos de Petróleo y Gas en Uruguay. Primera versión en Español, Junio de 2021: Montevideo, Uruguay, 131 p.

Gristo, P., B. Conti, P. Rodríguez, R. Novo, J. Marmisolle, and H. de Santa Ana, 2022, Volumetric Assessment of Oil and Gas Prospective Resources in the Offshore of Uruguay, in 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Conexplo), 8-11 de noviembre, Mendoza, Argentina: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).

Gristo, P., S. Ferro, R. Giménez, C. Romeu, and H. de Santa Ana, 2015, Multi-client agreements as a source of data and income for the government in managing the exploration of hydrocarbons in Uruguay ., in 2015 SEG Annual Meeting: Society of Exploration Geophysicists, p. 76–80, doi:10.1190/segam2015-5821920.1.

Gristo, P., H. de Santa Ana, R. Martino, J. Tomasini, and N. Blánquez, 2015, Application of Best Practices and Evaluation of the Performance in Health, Safety and Environment Management for a large Seismic Programme Offshore Uruguay, in SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment, and Sustainability Conference 2015: Society of Petroleum Engineers, p. 37, doi:10.2118/174132-MS.

Gristo, P., J. Tomasini, S. Ferro, J. Fennema, and P. McLeroy, 2014, Technical and Economic Evaluation of Hydrocarbon Prospects Offshore Uruguay and the Challenge of Maximizing Rent from Exploration to Production Phases through Local Content, in SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium: Society of Petroleum Engineers, p. 14, doi:10.2118/169823-MS.

Poder Ejecutivo, 2019, Decreto N° 111/019. Derogación del Decreto 454/006 por el cual se aprobó el "Regimen para la Presentación de Ofertas para la Adjudicación de Contratos para las Etapas de Prospección así como de la de Exploración-Explotación de Hidrocarburos en la Repúblic, Dec. N° 111/019: Uruguay, Diario Oficial (29 de mayo de 2019), p. 19–116.

Poder Ejecutivo, 2005, Decreto N° 349/005. Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental y Autorizaciones Ambientales.: Uruguay, Diario Oficial (3 de octubre de 2005), p. 4A-9A.

Poder Ejecutivo, 2016, Decreto N° 72/016. Modificación del Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental y Autorizaciones Ambientales, Dec. 72/2016: Uruguay, Diario Oficial (17 de marzo de 2016), p. 24.

Poder Ejecutivo, 2022, Resolución N° 111/022. Aprobación del Contrato de ANCAP para la Exploración-Explotación de Hidrocarburos en el Área que se determina, Res. N° 111/022: Uruguay, Diario Oficial (1° de junio de 2022), p. 4–50.

Referencias

Poder Ejecutivo, 2023, Resolución N° 232/023. Aprobación del Contrato presentado por ANCAP para la Exploración-Explotación de Hidrocarburos en un Área Costa Afuera (Offshore) de la República Oriental del Uruguay, Res. MIEM N° 232/023: Uruguay, Diario Oficial (4 de enero de 2024), p. 3–54.

Poder Ejecutivo, 2024a, Resolución N° 42/024. Autorización para la Contratación Directa entre ANCAP y la empresa CGG Services (US) Inc. (“CGG”), para la Adquisición, Procesameinto, Interpretación y Mercadeo de Datos Sísmicos 3D, Res. MIEM N° 42/024: Uruguay, Diario Oficial (6 de marzo de 2024), p. 3–18.

Poder Ejecutivo, 2024b, Resolución N° 43/024. Autorización para la Contratación Directa entre ANCAP y PGS Exploration UK Ltd., para Adquirir, Procesar e Interpretar Datos Sísmicos 3D, Res. MIEM N° 43/024: Uruguay, Diario Oficial (28 de febrero de 2024), p. 7–14.

Poder Ejecutivo, 2024c, Resolución N° 70/024. Aprobación del Contrato presentado por ANCAP para la Exploración-Explotación de Hidrocarburos en Áreas Costa Afuera (Offshore) de la República Oriental del Uruguay, Res. N° 70/024: Uruguay, Diario Oficial (5 de abril de 2024), p. 3–52.

Poder Ejecutivo, 2024d, Resolución N° 85/024. Autorización para la Contratación Directa entre ANCAP y Searcher Geodata UK Ltd., para la Adquisición, Procesamiento, Interpretación y Mercadeo de Datos Sísmicos 3D, Res. MIEM N° 85/024: Uruguay, Diario Oficial (16 de abril de 2024), p. 16–32.

Poder Ejecutivo, 2024e, Resolución N° 88/024. Autorización para la Contratación Directa entre ANCAP y Spectrum Geo Inc. del Grupo TGS, para la Adquisición, Procesamiento, Interpretación y Mercadeo de Datos Sísmicos 3D, Res. MIEM N° 88/024: Uruguay, Diario Oficial (25 de abril de 2024), p. 4–18.

Poder Ejecutivo, 2024f, Resolución N° 91/024. Modificación de la Resolución de fecha 29 de enero de 2024, en el sentido de incluir la totalidad del Contrato a suscribirse entre ANCAP, con la empresa PGS Exploration UK Ltd., Res. MIEM N° 91/024: Uruguay, Diario Oficial (26 de abril de 2024), p. 3–16.

Poder Legislativo, 1994, Ley N° 16466. Ley de Evaluación del Impacto Ambiental: Montevideo, Uruguay, Diario Oficial (26 de enero de 1994), p. 330A-331A.

Rodriguez, K., N. Hodgson, P. Rodríguez, B. Conti, and H. de Santa Ana, 2022, The Rise of Venus in Uruguay’s Pelotas Basin: GEO ExPro, p. 66–72.

Romeu, C., 2024, Update of Energy Transition Projects in Uruguay, in Business and Exploration Opportunities Show (BEOS), 26-27 March: AAPG/GESGB, p. 21.

Referencias

Tomasini, J., 2015, Curso de Ingeniería de Perforación, Programa de Capacitación de Profesionales en Exploración y Producción. Tema 1: Generalidades de las Operaciones de Perforación: Montevideo, Uruguay, 50 p.

Tomasini, J. et al., 2019, Manual de Operaciones de Exploración Offshore Uruguay. 3ra Ed.: Montevideo, Uruguay, 138 p.

¿Preguntas? ¿Comentarios?

pgristo@ancap.com.uy

Montevideo, 16 de julio de 2024

MSc. Pablo Gristo, Gerencia de Transición Energética