

OPORTUNIDADES DE INVERSIÓN HIDROCARBUROS EN URUGUAY



Junio 2019



Uruguay XXI
PROMOCIÓN DE INVERSIONES,
EXPORTACIONES E IMAGEN PAÍS

Contenido

Resumen Ejecutivo	2
Hidrocarburos en Uruguay	3
Marco Regulatorio	5
Institucionalidad	7
Oportunidades de exploración	9
Exploración Offshore	9
Exploración Onshore	12
Ronda Uruguay Abierta (2019)	13
Principales empresas en el sector	15
Marco de promoción – Régimen general	18
Marco de promoción – Régimen específico	19
Otros regímenes especiales	20
Ley de Zonas Francas	20
Puertos Libres	20
Normativa Medioambiental	21
Uruguay en síntesis (2018)	23
Principales indicadores económicos 2013-2018	23



Resumen Ejecutivo

Uruguay no es un país productor de hidrocarburos y no tiene reservas comercializables probadas aún. Sin embargo, en pocos años, Uruguay se posicionó como un país atractivo para la exploración de hidrocarburos, transitando exitosamente la curva de aprendizaje hacia las buenas prácticas y un buen modelo de negocios en exploración. Esto dio como resultado un gran incremento de la inversión privada en exploración y un avance sustancial en el conocimiento del subsuelo del territorio y la plataforma marítima uruguaya.

El nuevo impulso en las actividades de exploración se enmarca dentro de los **Lineamientos Estratégicos de Política Energética**, consensuados entre todos los partidos políticos para el período 2008-2030, que planteó la necesidad de reducir la dependencia de las fuentes de energía externas.

En este contexto, a partir de 2007 Uruguay fortaleció el marco regulatorio e institucional para promover la prospección y exploración de hidrocarburos. Se realizaron rondas licitatorias, que permitieron una inversión cercana a los US\$ 1.500 millones en exploración, y se marcó un hito con la perforación del pozo exploratorio offshore récord a nivel mundial de 3.404 metros de lámina de agua (y aproximadamente 2.500 metros extra de perforación bajo el lecho marino).

En estas actividades han participado empresas internacionales, entre las que se destacan las *majors*: TOTAL, ExxonMobil, Shell y BP, así como otros operadores importantes a nivel internacional como Equinor (ex Statoil), BG, Tullow Oil, Inpex, Petrobras, YPF y Galp, y empresas pequeñas independientes como Schuepbach Energy y Campo Alegría (del grupo UOGG). Asimismo, han trabajado reconocidas empresas de servicios geológicos y geofísicos (como Schlumberger, Spectrum, EMGS, Ion-GXT, CGG/Robertson, PGS y TGS, entre otras) que han permitido avances notables en el conocimiento del subsuelo uruguayo.

En 2019 Uruguay da un paso más en su estrategia de exploración de hidrocarburos, con el lanzamiento de la Ronda Uruguay Abierta¹. El cambio en el esquema propone un proceso abierto de forma continua, en el que las empresas pueden presentarse a calificar y ofertar en cualquier momento. Sin embargo, el sistema no implica una negociación directa, sino que funciona como dos rondas por año con apertura de ofertas en el último día hábil de Mayo y Noviembre.

En el mediano plazo, Uruguay ofrece una buena oportunidad para las actividades de exploración petrolífera. En un contexto internacional de bajos costos de exploración, las probabilidades de descubrimiento en el subsuelo territorial y marítimo de Uruguay resultan atractivas para que las empresas internacionales tengan cada vez más interés por incluir al país en sus carteras de proyectos exploratorios.

Las actividades desarrolladas hasta el momento han ayudado a mejorar las capacidades de técnicos nacionales y promovido el vínculo con expertos internacionales de la industria. Las nuevas etapas exploratorias deberán estar acompañadas de una mayor formación de recursos humanos, de la instrumentación de un marco regulatorio que asegure el desarrollo adecuado de la actividad, de avances en materia tecnológica y de mejoras en las capacidades logísticas y de infraestructura del país.

¹ Documento oficial de lanzamiento de la Ronda Abierta ([Link](#)).



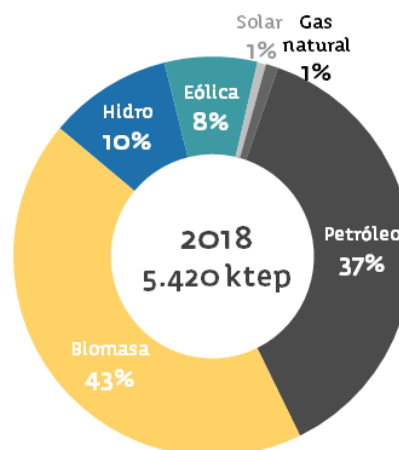
Hidrocarburos en Uruguay

Uruguay no es un país productor de petróleo y no posee reservas probadas de hidrocarburos aún².

A pesar del proceso de transformación de la matriz energética, que supuso un mayor peso de las fuentes renovables, los hidrocarburos siguen siendo una importante fuente energética para el país³.

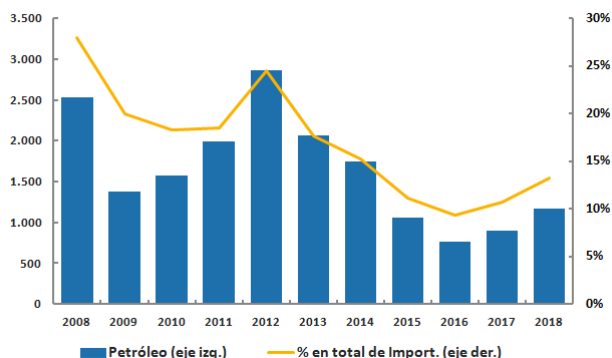
Por otro lado, el fuerte crecimiento económico de los últimos 17 años motivó un mayor el consumo energético, que se tradujo en un incremento de la demanda de hidrocarburos.

Gráfico N°1. Abastecimiento de energía en Uruguay, 2018



Fuente: Balance Energético Preliminar 2018 –Dirección Nacional de Energía, MIEM.

Gráfico N°2. Importación de petróleo y destilados de Uruguay



Al no disponer hasta el momento de reservas propias, tanto el petróleo como el gas natural son importados y representan una importante proporción de las importaciones de bienes (los productos derivados del petróleo son producidos en la Refinería de ANCAP⁴ a partir del crudo importado); en casos en que la demanda supera la capacidad de refinación de la refinería, se procede a la importación de combustibles refinados.

Si bien existe una tendencia a la baja en el peso de las importaciones de petróleo (Gráfico N°2) sobre el total importado, en parte por la baja del precio internacional del crudo, todavía representa una proporción importante de la matriz energética (Gráfico N°1).

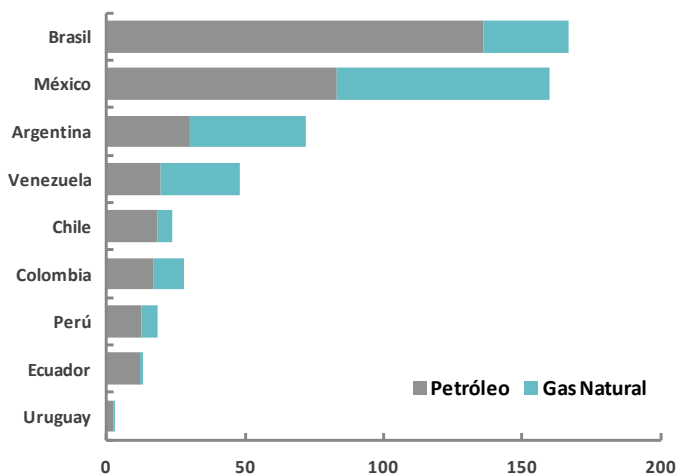
Dado el tamaño de su economía, el consumo de hidrocarburos de Uruguay (44.000 barriles diarios) es insignificante cuando se lo compara con otros países de la región (Gráfico N°3). En caso que haya un descubrimiento de reservas explotables, es de esperar que la producción diaria supere el consumo doméstico, y por lo tanto el excedente se volcaría a la exportación.

² Se entiende por hidrocarburos al petróleo, gas natural y los gases licuados.

³ Fuente: Balance Energético Nacional, Dirección Nacional de Energía, MIEM.

⁴ ANCAP (Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland) es una empresa estatal que tiene el monopolio de producción, exportación e importación de petróleo y derivados. Al mismo tiempo, es la encargada por sí o través de terceros, de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio nacional.

**Gráfico N°3. Consumo de hidrocarburos en la región
(Millones de tep, 2018)**



Fuente: Statistical Review of World Energy 2019, BP.

En el marco de los **Lineamientos Estratégicos de Política Energética**, propuestos por el Poder Ejecutivo en 2007 y aprobados por una Comisión Multipartidaria en 2010, se plantea la necesidad de diversificar la matriz energética y reducir la dependencia de las fuentes externas. Por el lado de la oferta de energía se procura la integración vertical de ANCAP, mediante la búsqueda de petróleo y gas en territorio nacional y evaluando la posibilidad de exploración conjunta de petróleo en otros países.

En este contexto, Uruguay fortaleció el marco regulatorio e institucional para avanzar en la prospección y exploración de hidrocarburos. Realizó en 2007 un

levantamiento sísmico 2D regional de 7000 Km y comenzó un proceso de preparación de rondas que tuvo como primer paso la Ronda Uruguay 2009, como un exitoso evento para la reactivación de la actividad exploratoria de Uruguay.

Continuando con la estrategia de contratos de exploración-explotación de hidrocarburos en áreas offshore del Uruguay, ANCAP levantó de forma exclusiva, datos sísmicos 2D, gravimetría y magnetometría marinos y lanzó la Ronda Uruguay II, redefiniendo las áreas ofrecidas en el offshore, y los trabajos exploratorios mínimos a solicitar en cada una, más enfocados a los prospectos (sísmica 3D, electro-magnetismo). La Ronda Uruguay II recibió 19 ofertas para la exploración y explotación de hidrocarburos en la plataforma marítima uruguaya en 8 de los 15 bloques ofertados, provenientes de 9 empresas petroleras. Las empresas ganadoras realizaron trabajos de exploración en las tres cuencas petrolíferas del offshore uruguayo.

En 2018 se realizó la Ronda Uruguay 3, que terminó declarándose desierta. Sin embargo, la misma dio cuenta de la necesidad de modificar el sistema de asignación de áreas para adecuarla a las condiciones de mercado actual, aspectos que fueron considerados en el nuevo diseño de Ronda Uruguay Abierta que se inauguró en 2019.

Este nuevo sistema revisó el sistema de asignación de áreas de forma de procurar hacerlo más competitivo con respecto al que se ofrece en otros destinos de frontera exploratoria, para así continuar captando inversión a costo y riesgo de petroleras privadas, lo que permitiría profundizar aún más el conocimiento de los recursos que podrían estar presentes en nuestras cuencas sedimentarias.

Vale destacar, que el sistema de Ronda Uruguay Abierta cumple con los factores más valorados por las empresas petroleras al momento de participar de una ronda: transparencia en el proceso de toma de decisiones, disponibilidad de datos previa y un cronograma claro y predecible.



Marco Regulatorio

El Decreto de Ley 14.181 (Ley de Hidrocarburos) y su decreto reglamentario 366/974 dictan disposiciones para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. En ellos se establece que todos los depósitos de hidrocarburos y sustancias que los acompañan situados en el territorio nacional pertenecen a la Nación y solamente pueden ser explorados y explotados por el Estado. Dentro de la exploración están comprendidos los estudios, investigaciones, reconocimientos superficiales, prospección y cualesquiera otras actividades relativas a la búsqueda de estas sustancias.

Además, se aclara que ANCAP es el órgano competente para ejecutar todas las actividades, negocios y operaciones de la industria de hidrocarburos. ANCAP podrá ejecutar cualquier fase de la operación petrolera por sí misma o por medio de terceros, nacionales o extranjeros.

El Código de Minería (aprobado por el Decreto Ley 15.242) y los decretos reglamentarios (110/982 y 545/989) clasifican los hidrocarburos dentro de un tipo específico de yacimiento, **yacimiento clase I**, que comprenden: a) combustibles fósiles que incluyen petróleo, gas natural, hulla, lignito, turba, rocas pirobituminosas y arenas petrolíferas; b) otros yacimientos de sustancias minerales o elementos aptos para generar industrialmente energía.

Las sustancias minerales de los yacimientos Clase I, al ser separadas o extraídas del yacimiento, se incorporan al dominio del Estado, con excepción de los volúmenes necesarios para resarcir el costo de producción o para retribuir al contratista.

La contratación podrá revestir cualquier forma, incluso la que pone el riesgo a cargo del contratista. Las bases de contratación deberán ser autorizadas por el Poder Ejecutivo, que también deberá aprobar el contrato a suscribirse. La selección del contratista es mediante concurso de ofertas o licitación pública, aunque puede prescindirse de éstos y efectuar la contratación directa con autorización del Poder Ejecutivo.

La retribución al contratista podrá ser en especie, bajo la condición de que el ente Estatal tendrá el derecho de adquirir al contratista los volúmenes que se destinen al mercado interno.

Sistema abierto de forma continua (Ronda Uruguay Abierta)

El Decreto 111/019⁵ establece el régimen de presentación de ofertas para adjudicación de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en las áreas onshore y offshore.

Este decreto establece un sistema abierto de forma continua, en el que las empresas petroleras calificadas pueden presentarse y ofertar en cualquier momento, y las ofertas se evalúan semestralmente en dos instancias: el último día hábil de Mayo y Noviembre respectivamente.

Las empresas petroleras interesadas en calificar, deben suministrar documentación legal, financiera y técnica. El período de calificación culmina un mes previo a la fecha límite para la presentación de ofertas en cada instancia, y sólo aquellas empresas calificadas pueden ofertar. La actual normativa prevé la posibilidad de calificar exclusivamente para el Período de Exploración sin perforación, para el Período de Exploración

⁵ Véase decreto completo ([link](#))

con perforación o para los períodos de Exploración y Explotación, con requerimientos técnicos y económicos sensiblemente diferenciados en cada caso.

Las ofertas de las empresas por las áreas ofrecidas son comparadas según sus propuestas de:

- » Programa exploratorio comprometido (pozos, sísmica 3D, electromagnetismo 3D, etc.)
- » Reparto del Profit Oil
- » Porcentaje de asociación de ANCAP (entre 20 y 40%)

En caso de existir más de una oferta por la misma área en el mismo semestre, las ofertas son comparadas y el área es adjudicada a la oferta de mayor puntaje. Se especifican contratos de producción compartida (*Production Sharing Agreements*), según los cuales el contratista lleva adelante la inversión en exploración comprometida a su propio costo y riesgo y se le retribuye con parte de la eventual producción solamente en caso de descubrirse un yacimiento comercialmente explotable.

El Período Exploratorio tendrá un plazo de hasta 11 años, sin necesidad de compromiso de pozos exploratorios en el primer y el segundo Subperíodo Exploratorio. El plazo del contrato incluyendo el Período de Explotación es de 30 años, que podría prorrogarse 10 años adicionales mediante aprobación del Poder Ejecutivo.

Protección del medio ambiente

En materia de conservación y protección del medio ambiente, la autoridad ambiental, la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), formula, ejecuta, supervisa y evalúa los planes nacionales de protección del medio ambiente y propone e instrumenta la política nacional en la materia, compatibilizando dichas necesidades de protección del medio ambiente con un desarrollo sostenible y, a través del MVOTMA, coordinando en forma exclusiva la gestión ambiental integrada del Estado y de las entidades públicas.

Asimismo, es de destacar que en mayo de 2013 se creó la **Comisión Interministerial de Evaluación Técnica** con el objetivo de profundizar el conocimiento en materia de tecnologías para la prospección, exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Esta comisión tiene el cometido de estudiar y evaluar dichas tecnologías, incorporando el seguimiento de la experiencia internacional, considerando sus efectos sociales, económicos y ambientales y elaborando propuestas que orienten decisiones fundadas y minimicen eventuales riesgos. Está integrada por representantes del MIEM, MVOTMA y ANCAP y funciona en la órbita del MIEM⁶. En abril de 2014 se aprobó el plan de trabajo de esta comisión⁷. Para 2016, el plan tuvo foco en la situación “*onshore*” de hidrocarburos para conocer a fondo las alternativas de exploración en tierra, ya que en años anteriores se avanzó en el estudio específico de la exploración “*offshore*”⁸.

⁶Decreto 148/13.

⁷Resolución 221/014.

⁸Plan de Trabajo de la Comisión Interministerial de Evaluación Técnica



Institucionalidad

Al Poder Ejecutivo le compete todo lo relacionado con la formulación, programación, reglamentación y control de la ejecución de la política en materia de energía. En particular, le compete la definición de las condiciones técnicas y contractuales para las distintas licitaciones de exploración y producción de hidrocarburos.



La Dirección Nacional de Energía (DNE) del MIEM es el organismo responsable de diseñar, conducir, coordinar y evaluar la política energética. En este marco se ha venido trabajando en un proyecto de fortalecimiento de capacidades y diagnóstico de necesidades en el país.⁹ Asimismo, es el organismo encargado de asesorar al Poder Ejecutivo acerca de la oportunidad de realización de rondas petroleras, las características de las áreas exploratorias y las condiciones contractuales a ofrecer en las mismas.

::Sitio web:: www.dne.gub.uy



La Dirección Nacional de Industrias (DNI), también dentro del MIEM, es responsable de la proposición de políticas de desarrollo industrial, en el marco de las políticas macroeconómicas definidas por el Poder Ejecutivo, adecuadas a la reconversión y mejora de la competitividad de las industrias. En tal sentido, será un organismo clave para el desarrollo de una cadena productiva en torno a la industria del petróleo.

::Sitio web:: www.dni.gub.uy



Ente autónomo creado en 1931 (Ley N° 8.764). Órgano competente para ejecutar las actividades de la industria de hidrocarburos, de acuerdo a la normativa específica (ver sección anterior). Empresa pública estatal que tiene el monopolio de producción, exportación e importación de petróleo y derivados.

Dentro de ANCAP, la Gerencia de Exploración y Producción (E&P) es la encargada del asesoramiento técnico en la materia, la implementación de rondas licitatorias y el seguimiento de contratos con empresas petroleras y de servicios. Esta gerencia se encarga, entre otras funciones, de: fiscalizaciones técnicas, proposición de áreas exploratorias, levantamiento de información geológica, centro de referencia de datos e información, asesoramiento técnico en Geociencias e Ingeniería de E&P a otras áreas de ANCAP e instituciones públicas y actividades de promoción de oportunidades exploratorias en el país.

::Sitio web:: www.ancap.com.uy

::Sitio web:: exploracionyproduccion.ancap.com.uy/



La Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), perteneciente al Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), es la encargada de otorgar la Autorización Ambiental Previa y la Autorización Ambiental de Operación para las actividades relacionadas a la exploración y explotación de hidrocarburos.

::Sitio web:: www.dinama.gub.uy

⁹ Para atender el desarrollo del sector hidrocarburos, la DNE trabajó en un proyecto de cooperación con el Banco Mundial en el marco del cual, entre otras actividades, se organizaron seminarios de difusión de información en noviembre 2014 y marzo 2016.



La Dirección Nacional de Recursos Acuáticos (DINARA), perteneciente al Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca de Uruguay (MGAP), es la entidad estatal responsable de regular y controlar la actividad pesquera y acuícola en Uruguay. En la medida que las actividades offshore pueden afectar los recursos ictícolas, la DINARA se convierte en un actor relevante.

::Sitio web:: www.dinara.gub.uy



La Administración Nacional de Puertos es un organismo descentralizado, que se vincula con el Poder Ejecutivo a través del Ministerio de Transporte y Obras Públicas (MTO). Tiene la competencia de la administración, conservación y desarrollo de los principales puertos del país. Es un actor muy importante dado que todas las actividades logísticas relacionadas con la exploración offshore deberán coordinarse desde puertos bajo su administración.

::Sitio web:: www.anp.com.uy



Las actividades a realizarse en la plataforma marítima están bajo la jurisdicción de la Armada Nacional y su división Prefectura Nacional Naval. Además, a través de su Servicio de Oceanografía, Hidrografía y Meteorología brinda asistencia y garantiza la seguridad de los buques dentro del mar territorial uruguayo.

::Sitio web:: www.armada.mil.uy



La Dirección Nacional de Aduanas, dependiente del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), en su rol de control de las operaciones de comercio, juega un papel importante en el ingreso de insumos de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

::Sitio web:: www.aduanas.gub.uy



Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y El Caribe (ARPEL), con sede en Montevideo. Juega un rol relevante en la articulación entre el sector público y privado.

::Sitio web:: www.arpel.org



Dirección Nacional de Aviación Civil e Infraestructura Aeronáutica (DI.N.A.C.I.A.). Es la autoridad aeronáutica a que refiere el Código Aeronáutico y las demás normas aplicables en la materia.

::Sitio web:: www.dinacia.gub.uy



Oportunidades de exploración

En 2005 comenzó una nueva etapa en materia de prospección y exploración de hidrocarburos en Uruguay. Se avanzó en el relevamiento geológico que permite progresar en la búsqueda de petróleo o gas, tanto en tierra (*onshore*) como en la plataforma marítima (*offshore*). Las acciones llevadas a cabo permitieron posicionar a Uruguay en el mapa de las grandes petroleras internacionales como una locación con perspectivas prometedoras para la explotación de nuevos campos petrolíferos.

Exploración Offshore¹⁰

La base de datos del offshore de Uruguay constaba de información sísmica 2D propiedad de ANCAP de los años 70's y 80's e información de los únicos 2 pozos perforados en el offshore, que datan de 1976. De los últimos años se disponía de datos adquiridos bajo contratos multiclente en 2002 con la empresa CGG. Luego de casi 30 años de muy limitada actividad exploratoria en Uruguay, se realizó un esfuerzo para llegar a un conocimiento integral de todas las cuencas del offshore del país. ANCAP contrató los servicios de Wavefield-Inseis ASA que realizó un relevamiento sísmico 2D regional de 7000 Km (2007), que fue complementado con un levantamiento sísmico 2D a escala de semidetalle de 2800 Km (2008), en la cuenca Punta del Este. Esta nueva información sísmica, permitió avanzar en el conocimiento geológico y geofísico de una de las provincias sedimentarias de frontera exploratoria de mayor potencial del Atlántico suroccidental¹¹.

Ronda Uruguay 2009

En base a la nueva información sísmica y al interés que despertó en la industria se organizó la Ronda Uruguay 2009¹². Consistió en un llamado a interesados para la adjudicación de contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en áreas de la plataforma continental uruguaya. De acuerdo a sus antecedentes técnicos, económicos y legales, calificaron 6 empresas petroleras de las cuales finalmente 3 realizaron ofertas. De los 11 bloques licitados, 2 fueron adjudicados a un consorcio conformado por la empresa argentina YPF, la brasileña PETROBRAS y la portuguesa GALP. Posteriormente, la anglo-neerlandesa Shell adquirió la participación de PETROBRAS en estos bloques.

El período exploratorio estipulado en el contrato era de 8 años, dividido en 3 sub-períodos con compromisos exploratorios incrementales. Adicionalmente, sobrepasando el programa exploratorio comprometido por contrato, el consorcio realizó aproximadamente 2000 km² de sísmica 3D para densificar la información sobre los prospectos y definir la localización de los posibles pozos.

¹⁰ Fuente: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy/>

¹¹ En el offshore del Uruguay están situadas la Cuenca Punta del Este, la porción más austral de la Cuenca Pelotas y la Cuenca Oriental del Plata. La zona económica exclusiva que se extendía hasta las 200 millas náuticas. En negociaciones con las Naciones Unidas (ONU), en setiembre de 2016 se logró ampliar la plataforma continental hasta 350 millas. Esta nueva jurisdicción uruguaya comprende aguas ultra-profundas que se encuentran fuera del alcance de la tecnología actual de la exploración petrolífera, pero constituye una nueva frontera para ampliar el conocimiento disponible.

¹² Se lanzó el 1º de diciembre de 2008 en Montevideo. La apertura de ofertas se realizó el 1º de Julio de 2009 pudiendo sólo presentar ofertas las empresas previamente calificadas.

Sin embargo, se efectuó la devolución de ambas áreas, las cuales quedaron disponibles para ser ofrecidas en posteriores procesos de licitación. La inversión realizada por el consorcio en ambos bloques, ascendió a más de 40 millones de dólares.

La Ronda Uruguay 2009 constituyó un paso histórico, ya que reactivó la exploración después de más de 35 años sin actividad.

Ronda Uruguay II (2011)

Luego del éxito de la Ronda Uruguay 2009 se hizo un nuevo llamado internacional. La información disponible se complementó con 6.300 Km de datos de sísmica 2D, gravimetría y magnetometría marinos propiedad exclusiva de ANCAP, que fueron relevados entre marzo y junio de 2011 por la empresa Reflect Geophysical.

Para la Ronda Uruguay II, lanzada en setiembre de 2011, se ofrecieron 15 bloques de la plataforma marítima continental. De acuerdo a los estándares preestablecidos, 11 compañías petroleras internacionales calificaron para presentar sus ofertas. Finalmente se realizaron 19 ofertas por parte de 9 de estas compañías. En total 8 áreas recibieron ofertas, presentándose competencia en 5 de éstas.

Finalmente 8 áreas fueron adjudicadas y en octubre de 2012 ANCAP firmó con las empresas los contratos de exploración y explotación (ver las características generales de los contratos en la sección “Marco Regulatorio”). 3 áreas fueron adjudicadas a BP, 3 a BG, 1 a la francesa TOTAL y 1 a la irlandesa Tullow Oil. Esta última luego conformó un consorcio con Inpex (Japón) y Statoil (Noruega). Más adelante, la estadounidense ExxonMobil y la noruega Statoil se asociaron con TOTAL en su bloque, manteniéndose TOTAL como operador del mismo. También dentro de una de las áreas de BG se incorporaron TOTAL, ExxonMobil y Statoil. Vale destacar, que hasta octubre de 2016 el operador de los bloques 8, 9 y 13 era BG, la cual fue adquirida por SHELL, convirtiéndose en el nuevo operador de dichos bloques.

Siguiendo lo estipulado en el contrato, la petrolera BP decidió no proseguir con la siguiente fase. En octubre de 2015 la empresa multinacional devolvió a ANCAP los 3 bloques de los que disponía y manifestó que continúan interesados en ese tipo de proyectos en el país en la medida que surjan las oportunidades.

Las empresas se comprometieron a un programa exploratorio entre 2013 y 2015 por un monto nominal de US\$ 1.562 millones. Dentro de las actividades comprometidas se incluyó:

- » Un pozo exploratorio en aguas profundas.
- » 33.240 Km² de sísmica 3D (un tercio de toda la plataforma marítima)
- » 3.000 Km de sísmica 2D
- » 13.080 Km² de electromagnetismo
- » 130 muestras de lecho marino
- » Estudios geológicos adicionales
- » Procesamiento de sísmica (AVO, migración en profundidad e inversión de trazas)

De este modo, en términos relativos (dólares comprometidos por área ofrecida), la Ronda Uruguay II no tiene antecedentes a nivel mundial. Fue un éxito, tanto en cuanto al compromiso exploratorio alcanzado así como al nivel de las empresas que participaron. Esta es la percepción no sólo de las autoridades involucradas en el proceso, sino también de los actores internacionales del sector. Los programas exploratorios que las empresas ejecutaron hasta 2019 representan un monto de inversiones de más de US\$ 800 millones.

En diciembre de 2014 ANCAP presentó el “Manual de Operaciones Exploratorias Offshore Uruguay”, cuyo objetivo es proveer directrices, recomendaciones y requerimientos de ANCAP para diseñar y ejecutar las operaciones exploratorias en el offshore del país, para que las mismas sean seguras, ambientalmente sustentables y en línea con las prácticas aplicadas a nivel internacional¹³. Este documento es una referencia para ANCAP, Contratistas, Operadores, Subcontratistas y empresas de servicios que operan en el offshore, al igual que para instituciones y organismos gubernamentales relacionados a la industria.

Pozo Exploratorio Offshore (Pozo Raya X-1)

Dentro de los bloques adjudicados en la Ronda II, el contrato para el Bloque 14 con la empresa TOTAL incluía el compromiso de perforar un pozo exploratorio. En esta etapa la petrolera francesa, para compartir el riesgo del proyecto, cedió el 35% de su participación a ExxonMobil y otro 15% a Statoil. Tanto ExxonMobil como Statoil son compañías de primer nivel mundial, con amplia experiencia en operaciones exploratorias de similares características.

Estas asociaciones están promovidas por ANCAP a través de su política de *Farm-ins*, instrumento que se aplica mundialmente para diversificar los riesgos e incorporar nuevas tecnologías, capital y experiencia. ExxonMobil y Statoil pudieron formar parte de este proyecto ya que cumplen con los requisitos económico-financieros, legales y técnicos requeridos por ANCAP para ello.

El Pozo Raya X-1 fue una gran novedad en la historia exploratoria de Uruguay, ya que las únicas dos perforaciones offshore en el país se habían realizado hacía más de 40 años. Además, representó un record mundial en profundidad de lámina de agua (3.404 metros de columna de agua y aproximadamente 2.400 metros adicionales bajo el lecho marino), por lo que fue también un enorme desafío para las empresas involucradas.

La perforación insumió alrededor de 100 días de trabajo y supuso una inversión aproximada de US\$ 150 millones. Fue realizada por un buque de última generación especializado en perforaciones a gran profundidad, el MAERSK VENTURER, que fue contratado por TOTAL.

Durante las operaciones, el buque permaneció siempre en altamar y debió ser abastecido desde el puerto de Montevideo por dos buques de apoyo, quedando además un tercero en forma permanente junto al Maersk Venturer. La logística del procedimiento es muy compleja y los preparativos insumieron más de dos años de trabajo. La Administración Nacional de Puertos (ANP) cedió a ANCAP un área de 1.900 m² en el puerto de Montevideo para que TOTAL almacenara los materiales relativos a la perforación. Además, TOTAL contrató un hangar en el aeropuerto de Carrasco, desde donde dos helicópteros realizaron los cambios de tripulación y se encontraban disponibles para su uso en caso de alguna situación de emergencia.

Si bien este pozo tuvo como resultado que no fue descubridor de hidrocarburos (pozo “seco”), el mismo fue considerado como un éxito a nivel de su desempeño en los logros operacionales, de seguridad y medioambiente. Asimismo, permitió demostrar que el país está preparado para enfrentar nuevas y complejas operaciones exploratorias.

¹³ [“Manual de Operaciones Exploratorias Offshore Uruguay”](#), aprobado en su tercera versión por Resolución N° 013/2019 de la Gerencia General de ANCAP.

Ronda Uruguay 3

Dado el éxito de las rondas anteriores, en 2017 se resolvió lanzar la Ronda Uruguay 3 para seguir afianzando el sistema de adjudicación a través de rondas, seguir generando información geológica y geofísica del subsuelo marino y aprovechar el mecanismo de contratos multicliente. La coyuntura de la industria petrolera, con varios años consecutivos de bajos precios del barril de petróleo, que ha implicado una reducción masiva de presupuestos de exploración en cuencas de frontera, no permitió que la Ronda Uruguay 3 estuviera a la altura de la Ronda anterior. Si bien dos empresas presentaron la documentación para calificar para este proceso (Tullow Oil y Azilat), finalmente éstas no presentaron ofertas, declarándose desierta la licitación.

De todas formas, los Road Shows de la Ronda Uruguay 3 en las ciudades de Houston y Londres, tuvieron una excelente convocatoria, tanto en las instancias de anuncio oficial en las que se realizaron presentaciones como en las sesiones de Data Rooms¹⁴, lo que muestra el interés de las principales empresas petroleras por la plataforma marítima uruguaya.

Exploración Onshore

En Febrero de 2012, ANCAP y la estadounidense Schuepbach Energy LLC firmaron dos contratos de Exploración-Explotación de hidrocarburos sobre dos áreas del territorio nacional (Áreas Piedra Sola y Salto), de los cuales actualmente se encuentra vigente únicamente el del Área Piedra Sola¹⁵. Posteriormente, la australiana Petrel Energy adquirió 51% de participación en los referidos contratos.

A principios de 2015 SEU contrató a Netherland, Sewell & Associates (NSAI), firma de servicios de análisis e interpretación de información sísmica, para realizar una certificación de recursos prospectivos en las áreas de contrato (Salto y Piedra Sola). Según la empresa, se estima que los recursos prospectivos ascienden a 5.637 millones de barriles de petróleo en subsuelo (es decir, a estas estimaciones deben agregarse el riesgo de descubrimiento y de desarrollo¹⁶). Con un factor de recuperación estándar del 30%, la estimación de recursos sin riesgo de barriles recuperables rondarían los 1.769 millones.

El trabajo exploratorio realizado por SEU ha constituido un importante avance en la exploración de hidrocarburos en el onshore de Uruguay, incluyendo la realización de 600 km de sísmica 2D (realizada en 2014), perforaciones de estudio y un pozo exploratorio. En este pozo, Cerro Padilla X-1, perforado a fines de 2017, la empresa Petrel Energy comunicó la detección de presencia de hidrocarburos. Si bien el hallazgo no fue declarado comercializable "confirma algunos de los objetivos clave del programa, como la madurez de la roca madre, la calidad del yacimiento convencional, la migración y la integridad potencial de la trampa"¹⁷. SEU perforará próximamente un segundo pozo exploratorio en el Área Piedra Sola, y realizará un ensayo de productividad en el pozo Cerro Padilla X-1.

¹⁴ Los Data Rooms son sesiones individuales entre ANCAP y las empresas petroleras en las cuales se le da a la petrolera la posibilidad de visualizar la información geológica y geofísica existente (sísmica 2D y 3D, electromagnetismo, registros de pozos, gravimetría y magnetometría, etc) de las cuencas del Uruguay, con el objetivo que éstas se lleven una primera impresión del potencial hidrocarburoso de Uruguay.

¹⁵ Fuente: <https://exploracionyproduccion.ancap.com.uy>

¹⁶ Fuente: www.presidencia.gub.uy

¹⁷ [Comunicado de empresa Petrel Energy Limited](#)

Otras actividades exploratorias previas del onshore incluyeron trabajos de exploración y prospección realizados por TOTAL, YPF y Campo Alegría (parte de Union Oil and Gas Group, UOGG), cuyos contratos ya finalizaron.

En diciembre de 2018 ANCAP aprobó la segunda versión del “Manual de Operaciones Exploratorias Onshore Uruguay”, con objetivos similares a los del manual offshore mencionado previamente¹⁸.

Contratos Multiclientes

El reciente desarrollo de la prospección y exploración tanto onshore como offshore brinda la posibilidad a numerosas empresas de servicios asociados a participar en estas actividades. Mediante contratos suscritos con ANCAP, diversas empresas internacionales desarrollan distintos estudios (sísmica, electromagnetismo y otros estudios geológicos) que luego ofrecen a los distintos actores. La modalidad multicliente de muchos de estos contratos permite ampliar la información disponible, sin incurrir en costos por parte de ANCAP. Esta modalidad de contratación le ha significado a ANCAP ingresos por más de US\$ 30 millones, correspondientes al reparto de ganancia por venta de datos y para las propias empresas de servicios la venta de datos de las cuencas uruguayas ha representado ingresos por más de US\$ 220 millones.

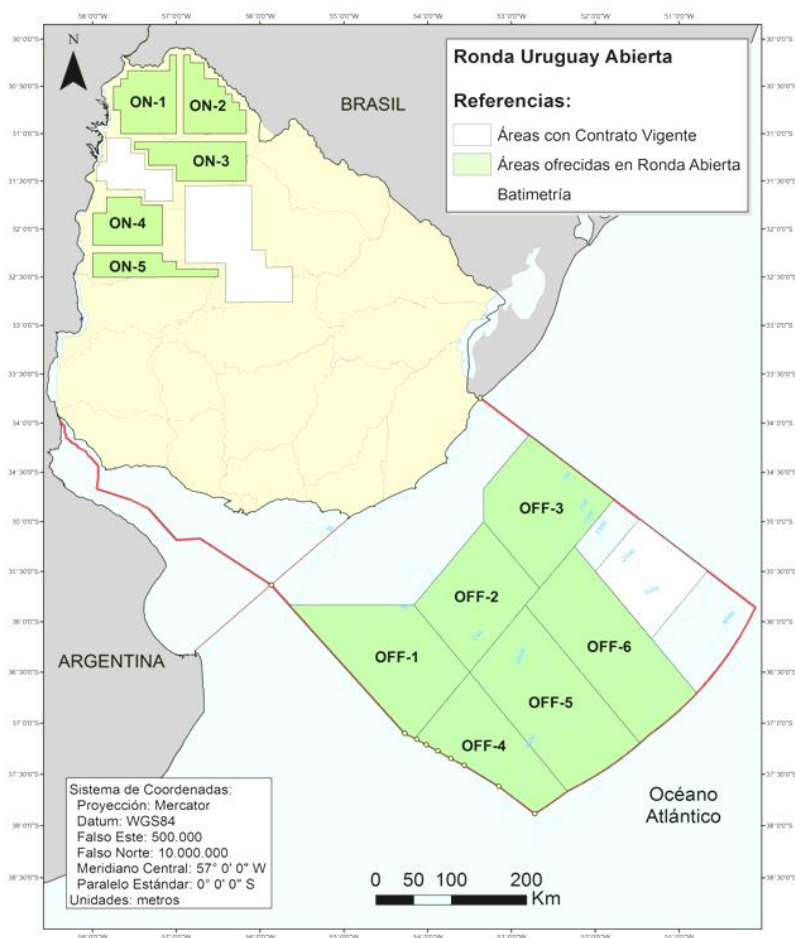
Ronda Uruguay Abierta (2019)

Dadas las muestras de interés por parte de la industria, a lo que se le suma al presente la existencia de una vasta base de datos geológicos y geofísicos, ANCAP y el MIEM entendieron conveniente rever el sistema de asignación de áreas para la exploración de hidrocarburos, de forma de procurar hacerlo más competitivo con respecto al que se ofrece en otros destinos de frontera exploratoria, para así continuar captando inversión a costo y riesgo de petroleras privadas, lo que permitiría profundizar aún más el conocimiento de los recursos que podrían estar presentes en nuestras cuencas sedimentarias.

Este sistema de Ronda Uruguay Abierta cumple con los factores más valorados por las empresas petroleras al momento de participar de una ronda: transparencia en el proceso de toma de decisiones, disponibilidad de datos previa y un cronograma claro y predecible.

En la primera Instancia de 2019 se ofrecieron 5 áreas onshore y 6 áreas offshore, todas de un tamaño importante. Las áreas offshore se dividen en offshore someras (de hasta 1000 m de profundidad de agua) y offshore profundas. En la Figura N° 1 se muestran las áreas que fueron ofrecidas en la primera Instancia de 2019. Sin embargo, como parte del proceso de Ronda Uruguay Abierta dichas áreas pueden ser rediseñadas en cada Instancia. Las áreas disponibles actualizadas, así como las Bases y Modelos de Contrato se pueden encontrar en el sitio web de la Ronda Uruguay Abierta de ANCAP ([Link](#)).

¹⁸ “[Manual de Operaciones Exploratorias Onshore Uruguay](#)”, aprobado en su segunda versión por Resolución N° 010/2019 de la Gerencia General de ANCAP.

Figura N° 1. Ronda Uruguay Abierta (Primera Instancia 2019)


Fuente: Exploración y producción de hidrocarburos - ANCAP

Se ofrece a las empresas petroleras interesadas, el licenciamiento de paquetes de datos disponibles (registros de pozos, sísmica 2D y sísmica 3D, informes geológicos, estudios de inclusiones fluidas, entre otros). Los mismos son comercializados directamente por ANCAP o por empresas de servicios bajo la modalidad multicliente. El licenciamiento de esta información (o el compromiso de licenciarla) será contabilizado en las ofertas como parte del Programa Exploratorio Comprometido.

Las empresas petroleras podrán acceder a toda la información comercializada por ANCAP a través de Data Rooms. Si bien se están programando Data Rooms en los principales centros petroleros (Houston y Londres principalmente), se pueden coordinar Data Rooms más extensos en las oficinas de ANCAP en Montevideo en cualquier momento conveniente para ambas partes. Las empresas interesadas en participar de los referidos Data Rooms pueden registrarse a través del formulario disponible en el sitio web de Ronda Uruguay Abierta ([Link](#)).

Se invita a profundizar en los detalles de esta excelente oportunidad de exploración de frontera, para adquirir un activo con muy buenos términos contractuales.



Principales empresas en el sector

En esta nueva etapa de exploración de hidrocarburos, importantes empresas internacionales han participado en distintas actividades dentro del sector. En esta sección se enumeran las más relevantes.

Empresas petroleras



Empresa pública estatal de Uruguay encargada de ejecutar todas las actividades de la industria de hidrocarburos y entidad reguladora del sector.

::Sitio web:: www.ancap.com.uy



Shell, la multinacional anglo-neerlandesa adquirió en 2013 la participación de PETROBRAS en la exploración de 2 bloques de la plataforma marítima uruguaya (una de las cuáles devolvió en 2014). Además al haber adquirido globalmente a BG, participa en otros 3 bloques.

::Sitio web:: www.shell.com



La empresa energética de origen francés está ejecutando contratos de exploración Onshore y Offshore, siendo operadora de 1 área de la plataforma marítima uruguaya, adjudicada en el marco de la Ronda Uruguay II.

::Sitio web:: www.total.com



La empresa británica dedicada a la exploración de petróleo y gas natural fue adjudicataria de 1 bloque en la Ronda Uruguay II.

::Sitio web:: www.tulloil.com



La empresa petrolera japonesa adquirió el 30% de la participación en el bloque exploratorio adjudicado a Tullow Oil

::Sitio web:: www.inpex.co.jp



La multinacional estadounidense ExxonMobil adquirió el 35% de la participación de TOTAL en el bloque 14 de la ronda Uruguay II. Al igual que Statoil, compartirá junto con TOTAL los riesgos de la perforación del primer pozo exploratorio.

::Sitio web:: corporate.exxonmobil.com



Statoil, la multinacional de origen noruego compró en febrero de 2016 una participación del 15% en el bloque 14 de la ronda Uruguay II y compartirá los riesgos de la perforación del primer pozo exploratorio con TOTAL y Exxon. Además adquirió a Tullow el 35% del área adyacente (bloque 15).

::Sitio web:: www.statoil.com



La Empresa de exploración con base en Texas, Estados Unidos, se encuentra ejecutando 2 contratos de exploración Onshore en el norte del territorio uruguayo.

::Sitio web:: www.schuepbachenergy.com



La empresa petrolera australiana de exploración, desarrollo y producción cuenta con proyectos en Uruguay, siendo este su activo clave a través de la participación de Scheupbach Energy International, de la cual posee el 51%.

::Sitio web:: www.unionoilgasgroup.com/



La empresa Campo Alegria, parte del grupo Union Oil and Gas se encuentra actualmente explorando el área de exploración Onshore B4, tras haber firmado contrato de explotación en marzo 2016.

::Sitio web:: <http://www.unionoilgasgroup.com/>

Empresas de servicios – Contratos Multicliente



La empresa noruega Spectrum ASA, productora y vendedora de información sísmica para la industria petrolera, está ejecutando la comercialización de datos correspondientes a relevamientos de sísmica 2D en la modalidad multicliente (fue adquirida en 2019 por la multinacional de servicios petroleros TGS).

::Sitio web:: www.spectrumasa.com



La empresa noruega Petroleum Geo-Services ASA se encuentra ejecutando la comercialización de datos correspondientes a un revelamiento de sísmica 3D en modalidad multicliente.

::Sitio web:: www.pgs.com



La empresa se encuentra ejecutando un programa para la adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría, gravimetría, gradiometría aeroportada y datos asociados en el onshore.

::Sitio web:: www.austinbridgeporth.com



La empresa se encuentra ejecutando un programa de reprocesamiento de datos de electromagnetismo 3D (CSEM) del offshore.

::Sitio web:: www.emgs.com



La empresa de servicios geofísicos con sede central en Estados Unidos se encuentra ejecutando la comercialización de datos correspondientes a un revelamiento de sísmica 2D en la plataforma marítima uruguaya en modalidad multicliente y un reprocesamiento de campañas sísmica 2D offshore.

::Sitio web:: www.iongeo.com



Subsidiaria de CGG, se encuentra realizando la comercialización de 2 reportes sobre la geología petrolera de Uruguay disponible en modalidad multicliente.

::Sitio web:: www.robertson-cgg.com



La empresa estadounidense Fluid Inclusion Technologies realizó un estudio de Análisis Estratigráfico de Inclusiones Fluidas en muestras de los pozos realizados en el offshore de Uruguay por Chevron en 1976, en un contrato multicliente firmado con ANCAP (fue adquirida en Noviembre de 2015 por la multinacional de servicios petroleros Schlumberger).

::Sitio web:: www.fittulsa.com



La empresa TGS, de origen noruego, se encuentra comercializando la edición de datos digitales de registros de pozos exploratorios.

::Sitio web:: www.tgs.com



La empresa de origen estadounidense, se encuentra comercializando un estudio AVO e inversión sísmica de la campaña 2D UR11 (6.400 Km).

::Sitio web:: www.slb.com



La empresa estadounidense Amplified Geochemical Imaging se está llevando a cabo un programa para la detección de micro-seeps de hidrocarburos en muestras de sedimentos de fondo marino.

::Sitio web:: www.agisurveys.net

Otras Empresas de servicios para la industria petrolera

Las empresas petroleras para llevar a cabo sus actividades de prospección, exploración y perforación subcontrataron muchos servicios con importantes compañías nacionales e internacionales del sector:

Empresas que han prestado servicios para empresas petroleras en sus proyectos en Uruguay¹⁹:

Empresas de logística	
Christophersen	www.christophersen.com.uy
DHL	www.dhl.com.uy
Facal y Cia	www.facalycia.com
Jaume y Seré	www.jaumeysere.com
Montecon	www.montecon.com.uy
Planir	www.planir.com.uy
Schandy	www.schandy.com
Consultoras ambientales	
CSI Ingenieros	www.csi-ing.com
eia (Estudio ingeniería Ambiental)	www.eia.com.uy
ERM	www.erm.com
Ezurra & Schmidt	www.essa.com.ar
OTRA	www.otra-antipol.com/otra-antipollution.com/
Otras empresas de servicios petroleros	
ALS	www.alsglobal.com
BHS Helicópteros	www.bhs-helicopteros.com.br
Bourbon Offshore	www.bourbonoffshore.com
CHC Helicopter	www.chcheli.com
Dril - Quip	www.dril-quip.com
Fugro	www.fugro.com
Halliburton	www.halliburton.com
Ingesur	www.ingesur.com.uy
Maersk Drilling	www.maerskdrilling.com/en
National Oilwell Varco	www.nov.com
New Force Energy Services	www.newforceenergy.com
Newpark Drilling Fluids	www.newpark.com/latin-america
NSAI	www.netherlandsewell.com
PanAmerican Geophysical	www.panamgeo.com
Polarcus	www.polarcus.com
Tenaris	www.tenaris.com
TIW Corp	www.tiwoiltools.com
VAM services	www.vamservices.com
Weatherford	www.weatherford.com
Wood Group Kenny	www.woodgroup.com

¹⁹ Lista no exhaustiva de empresas, con el único efecto de ilustrar las capacidades del país para brindar servicios que demanden las empresas petroleras en sus proyectos en Uruguay.



Marco de promoción

Régimen general de promoción de inversiones

Uno de los grandes atractivos de Uruguay como país receptor de inversión extranjera es un marco regulatorio favorable, con múltiples regímenes de incentivos que se adaptan a las necesidades de distintos sectores y una política activa para fomentar las inversiones.

Dentro de los principales regímenes de incentivos disponibles se encuentran los previstos por la Ley de Inversiones. La Ley N° 16.906 declara de interés nacional la promoción y protección de inversiones nacionales y extranjeras.

PRINCIPALES ASPECTOS

La Ley establece:

- Igualdad de trato para extranjeros y locales.
- Sin límites para la dotación de capital extranjero en las empresas.
- Sistema impositivo único en todo el territorio.
- No se exige contraparte local, ni autorización o registro previo.
- Sin restricción para la repatriación de utilidades
- Sistema impositivo único en todo el territorio

BENEFICIOS

Las empresas de cualquier sector de actividad que presenten un proyecto de inversión que sea promovido por el Poder Ejecutivo accederán a los siguientes beneficios:

- Exoneración del Impuesto al Patrimonio por toda la vida útil para bienes muebles de activo fijo, por ocho años para obras civiles radicadas en Montevideo y por diez años para obras civiles radicadas en el interior del país.
- Exoneración de tasas o tributos a la importación de maquinaria y equipo (nuevo o usado) declarados no competitivos de la industria nacional. Esta se agrega a los beneficios de la Admisión Temporal.
- Devolución del IVA en régimen de exportadores para la adquisición en plaza de materiales y servicios destinados a las obras civiles.
- Exoneración del IRAE (renta empresarial), el impuesto exonerado será entre el 20% y el 100% del monto invertido en los activos fijos o intangibles comprendidos en la declaratoria promocional. El plazo de goce de la exoneración se establece de acuerdo a una fórmula preestablecida y no será menor a 3 años.



Marco de promoción


Marco normativo específico

EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS


La Ley de Inversiones prevé que la declaratoria promocional pueda recaer en una actividad sectorial específica. En este marco han sido promovidos los sectores de generación de energía e hidrocarburos. El Decreto 354/009, que promueve la exoneración del impuesto a las rentas generadas por el desarrollo y ejercicio de una serie de actividades relacionadas con la generación de energía, en particular promueve las actividades de prospección y exploración de minerales según lo establecido por la Ley 15.242.

BENEFICIOS TRIBUTARIOS PARA ADJUDICATARIOS

 **Crédito fiscal por el Impuesto al Valor Agregado (IVA)** incluido en las adquisiciones de bienes y servicios destinados a integrar el costo de las actividades comprendidas.


 **Deducción total del costo de adquisición de los inmuebles** para los proyectos promovidos, a efectos de la determinación de la renta gravada por el Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas.

 **Exoneración del Impuesto a las Rentas de los No Residentes (IRNR)** a los intereses de los préstamos otorgados por entidades del exterior.


 **Exoneración de tributos aduaneros** a la maquinaria, equipamientos, materiales, herramientas, vehículos e insumos necesarios para el desarrollo de las actividades comprendidas.


BENEFICIOS TRIBUTARIOS PARA SUBCONTRATISTAS

 **Exoneración de IRAE e IRNR** de las rentas originadas en las actividades comprendidas.

 **Exoneración de IVA** por la enajenación de bienes y la prestación de servicios relacionados con las actividades comprendidas.

 **Crédito fiscal por el Impuesto al Valor Agregado (IVA)** incluido en las adquisiciones de bienes y servicios destinados a integrar el costo de las actividades comprendidas.

 **Exoneración del Impuesto al Patrimonio (IP)** de los bienes y derechos afectados a las actividades comprendidas.

 **Exoneración de tributos aduaneros** a la maquinaria, equipamientos, materiales, herramientas, vehículos e insumos necesarios para el desarrollo de las actividades comprendidas.

Otros regímenes especiales

Ley de Zonas Francas²⁰

Las Zonas Francas son áreas determinadas por el Poder Ejecutivo donde se pueden desarrollar todo tipo de actividades industriales, comerciales y de servicios, sin limitación alguna y con exoneración total de todo tributo nacional, creado o a crearse.

Las Zonas Francas han sido un exitoso instrumento en la captación de inversión, generación de empleo y diversificación de las exportaciones desde que fue creado hace 28 años.

Actualmente las Zonas Francas en Uruguay están reguladas por la ley N° 19.566 de diciembre de 2017²¹. Pueden ser de explotación privada o estatal. Las de explotación privada son supervisadas y controladas a través del Área de Zonas Francas de la Dirección General de Comercio, Ministerio de Economía y Finanzas²². Esta dirección es el interlocutor principal para todas las reglamentaciones, permisos y controles referidos a todas las Zonas Francas del país. En el caso de las zonas francas estatales, es esta dependencia estatal, la encargada de su administración.

Puertos Libres²³

El régimen de Puerto Libre fue establecido por la Ley de Puertos N° 16.246 de abril de 1992 y por su decreto reglamentario N° 412/992, tanto para el Puerto de Montevideo como para los demás puertos con capacidad para recibir naves de ultramar (Nueva Palmira, Colonia, Fray Bentos y Paysandú).

Entre otras consideraciones la ley permite la libre circulación de mercaderías dentro de los recintos aduaneros portuarios sin exigencia de autorizaciones ni trámites formales, así como el libre cambio de destino de las mismas, estando durante su permanencia en dichos recintos, libres de todos los tributos y recargos aplicables a la importación.

Dentro del recinto portuario la circulación de mercaderías está exenta de tributos internos y los servicios prestados están exonerados de IVA. Asimismo, se establece la posibilidad de realizar diversas operaciones sobre las mercaderías, incluyendo "depósito, re-embalado, remarcado, clasificado, agrupado y desagrupado, consolidado y desconsolidado, manipuleo y fraccionamiento". A las personas jurídicas del exterior no se las grava con el Impuesto al Patrimonio por las mercaderías almacenadas, ni con el Impuesto a la Renta (IRAE) por las ganancias asociadas a tales mercaderías. El nuevo CAROU, aún no aprobado, le agrega un plazo de depósito al puerto libre de 5 años prorrogable, hoy "ilimitado".

Por su parte, en contraste con las Zonas Francas, la normativa de Puerto Libre brinda la posibilidad de mantener el certificado de origen MERCOSUR y gozar de las preferencias arancelarias que el mismo implica. Asimismo, se permite la emisión de certificados de origen derivados.

²⁰ Por más información léase Informe Zonas Francas de Uruguay XXI ([Link](#))

²¹ Previamente se regía por la Ley 15.921 con las modificaciones introducidas por el artículo 65 de la ley N° 17.292, artículo 23 de la Ley 17.781 e indirectamente por la ley 18.083.

²² www.zfrancas.gub.uy

²³ Por más información léase la guía del inversor de Uruguay XXI ([Link](#))



Normativa Medioambiental

La normativa nacional vigente en materia medioambiental es la siguiente:

Normativa general

- Constitución Nacional: (1967 y mod. posteriores: 1989, 1994, 1996 y 2004), Artículo 47.
- Ley N° 17.283/00 - Ley General de Protección del Ambiente.
- Ley N° 16.466/94 - Ley de Evaluación de Impacto Ambiental.
- Ley N° 17234/00 - Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).
- Ley N° 16408/93 - Convenio Diversidad Biológica.
- Ley N° 17849/004 - Ley de envases.
- Ley N° 19012/012 - Plan de Contingencias.
- Decreto N° 349/005-Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental y Autorizaciones Ambientales.
- Decreto N° 178/009, modificativo del Decreto N° 349/005.
- Decreto N° 416/013, modificativo del Decreto N° 349/005.
- Decreto N° 162/014, modificativo del Decreto N° 349/005.
- Decreto N° 072/016, modificativo del Decreto N° 349/005.
- Decreto N° 271/018, modificativo del Decreto N° 349/005.
- Decreto N° 368/018, modificativo del Decreto N° 349/005.
- Decreto Ley N° 14.859/78 y modificaciones posteriores (Ley N° 15.903/87) - Código de aguas.
- Decreto N° 253/79 y modificativos (Decretos N° 446/80 232/88 y 698/89) - Decreto reglamentario del Código de Aguas.
- Decreto N° 182/013 - Reglamenta la gestión de residuos sólidos industriales y asimilados.
- Decreto N° 52/005 - Reglamenta la Ley para el Sistema Nacional de Áreas Protegidas.
- Decreto N° 373/003 - Lineamientos de gestión de baterías.
- Decreto N° 260/007 - Reglamenta la Ley de envases.
- Propuestas Gesta Aire - Propuesta de estándares de calidad de aire. Propuesta de estándares de inmisiones gaseosas de fuentes fijas. Define requisitos de monitoreo de emisiones.

Normativa específica

- Ley N° 16.246/92 - Ley de puertos.
- Ley N° 14.780/78 - Uruguay miembro de la OMI.
- Ley N° 14.879/79 - Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida en el Mar.
- Ley N° 15.955/88 - Enmiendas al MARPOL 73/78 (1985).
- Ley N° 16.226/91 - Sobre multas por concepto de infracciones marítimas, fluviales y portuarias, incluyendo derrames de petróleo.
- Ley N° 16.272/92 - Convenio de Cooperación entre República Oriental del Uruguay y República Argentina para prevenir y luchar contra incidentes de contaminación del medio acuático producido por hidrocarburos y sustancias perjudiciales (1987).
- Ley N° 16.287/92 - Convenio sobre el Derecho del Mar.

- Ley Nº 16.521/94 - Convenio Internacional de Cooperación, Preparación y Lucha contra la Contaminación por Hidrocarburos (OPRC/90).
- Ley Nº 16.688/94 - Régimen de Prevención y Vigilancia ante posible contaminación de las aguas de jurisdicción nacional provenientes de buques, aeronaves y artefactos navales.
- Ley Nº 16.820/97:
- Convenio Internacional sobre Responsabilidad Civil por Daños causados por la Contaminación de las Aguas del Mar por Hidrocarburos (CLC, 1969, y Protocolo 1992), OMI.
- Convenio Internacional sobre la Constitución de un Fondo Internacional de Indemnización de Daños debidos a la Contaminación por Hidrocarburos (FONDO, 1971 y Protocolo 1992), OMI.
- Ley Nº 17.033/98 - Normas referidas a mar territorial, zona económica exclusiva y plataforma continental de la República.
- Ley Nº 17.121/99 - Se comete a la Armada Nacional a través de la Prefectura Nacional Naval, la coordinación y control de la actividad de asistencia y salvamento de embarcaciones, artefactos navales o bienes deficientes en peligro o siniestrados en aguas de jurisdicción o de soberanía nacional o puertos de la República.
- Ley Nº 17.220/99 - Se prohíbe la introducción en cualquier forma o bajo cualquier régimen en las zonas sometidas a la jurisdicción nacional, de todo tipo de desechos peligrosos.
- Ley Nº 13.833/69 - Riquezas del mar.
- Ley Nº 19.128/013 - Declara al mar territorial uruguayo como santuario de ballenas y delfines.
- Ley Nº 17.590/02 - Protocolo sobre contaminación, preparación y lucha contra los sucesos de contaminación por sustancias nocivas y potencialmente contaminantes.
- Decreto Ley Nº 14.145/74 - Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo.
- Decreto Ley Nº 14.521/76 - Tratado del Estatuto del Río Uruguay con la República Argentina.
- Decreto Ley Nº 14.885/79 - Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por Buques (Londres, 1973) y su Protocolo (Londres, 1978), MARPOL 73/78.
- Decreto Nº 436/980 - Reglamento para Prevenir la Contaminación del Mar por Hidrocarburos y otras Sustancias debido a Operaciones con Buques, de acuerdo a lo dispuesto por el Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación de las Aguas del Mar por Hidrocarburos de la OMI, la Ley Nº 13.833 del 29/12/69 y al Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo.
- Decreto Nº 100/991 - Reglamento de Uso de Espacios Acuáticos, Costeros y Portuarios.
- Decreto Nº 260/997 - Declara Parque Nacional Lacustre y Área de uso múltiple a la zona integrada por las Lagunas José Ignacio, Garzón y Rocha y el espacio público de las dunas comprendido entre la rambla proyectada y el mar desde la laguna José Ignacio hasta la laguna de Rocha.
- Decreto Nº 103/995 - Creación del Sistema Nacional de Emergencia.
- Decreto Nº 371/995 - Reglamento de Organización y Funcionamiento del Sistema Nacional de Emergencia.
- “Acta de coordinación” entre las Prefecturas Navales de Argentina y Uruguay para instrumentar el Convenio referido y compatibilizar Planes de Contingencia.
- Disposición Marítima Nº 80/2000 - Reglas para prevención de la contaminación por el vertimiento de basuras provenientes de los buques.
- Disposición Marítima Nº 86/2002 - Prevención de la contaminación de Medio Marino.

Uruguay en síntesis (2018)²⁴

Nombre oficial	República Oriental del Uruguay
Localización geográfica	América del Sur, limítrofe con Argentina y Brasil
Capital	Montevideo
Superficie	176.215 km ² . 95% del territorio es suelo productivo apto para la explotación agropecuaria
Población (2018)	3,51 millones
Crecimiento de la población (2018)	0,6% (anual)
PIB per cápita (2018)	US\$ 17.232
Moneda	Peso uruguayo (\$)
Tasa de alfabetismo	0,98
Esperanza de vida al nacer	77 años
Forma de gobierno	República democrática con sistema presidencial
División política	19 departamentos
Zona horaria	GMT - 03:00
Idioma oficial	Español

Principales indicadores económicos 2014-2019

Indicadores	2015	2016	2017	2018	2019e
PBI (Var % Anual)	0,4%	1,7%	2,6%	1,6%	0,7%
PBI (Millones US\$)	53.182	52.734	59.170	60.415	55.585
Población (Millones personas)	3,47	3,48	3,49	3,51	3,52
PBI per Cápita (US\$)	15.339	15.152	16.939	17.232	15.798
Tasa de Desempleo - Promedio Anual (% PEA)	7,5%	7,8%	7,9%	8,3%	8,9%
Tipo de cambio (Pesos por US\$, Promedio Anual)	27,4	30,1	28,7	30,8	36,3
Tipo de cambio (Variación Promedio Anual)	17,6%	10,1%	-4,8%	7,4%	17,9%
Precios al Consumidor (Var % acumulada anual)	9,4%	8,1%	6,6%	8,0%	7,7%
Exportaciones de bienes y servicios (Millones US\$)**	15.591	14.649	16.329	16.406	16.091
Importaciones de bienes y servicios (Millones US\$)**	13.912	11.810	12.271	12.863	12.450
Superávit / Déficit comercial (Millones US\$)	1.679	2.839	4.059	3.543	3.641
Superávit / Déficit comercial (% del PBI)	3,2%	5,4%	6,9%	5,9%	6,6%
Resultado Fiscal Global (% del PBI)	-3,3%	-3,8%	-3,5%	-3,8%	-3,3%
Formación bruta de capital (% del PBI)	19,7%	17,8%	15,2%	16,5%	-
Deuda Bruta del Sector Público (% del PBI)	59,1%	63,2%	65,4%	63,4%	-
Inversión Extranjera Directa (Millones US\$) ***	917	-1.181	-911	-626	-

²⁴ Fuentes: Los datos referidos al PIB fueron tomados del FMI, los datos de comercio exterior, IED, tipo de cambio, reservas Internacionales y deuda externa provienen del BCU; las tasas de crecimiento de la población, alfabetismo, desempleo e inflación provienen del Instituto Nacional de Estadísticas. Datos estimados para 2018 basados en encuestas de BCU y Deloitte.

* En 2017el BCU adoptó la metodología del 6to manual de balanza de pagos. Los datos en base a esta nueva metodología incluyen compra venta de mercaderías y re-exportaciones y están disponibles desde el año 2012.

** En 2017el BCU adoptó la metodología del 6to manual de balanza de pagos. Los datos son flujos netos por lo que pueden tomar valores negativos.

Inversión Extranjera Directa (% del PBI)	1,7%	-2,2%	-1,5%	-1,0%	-
--	------	-------	-------	-------	---