

# **Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas**

**Tesista: Lic. PAULA V. ALZIEU**

**Director de Tesis: Mg. DIEGO F. GUICHON**

**Ciudad Autónoma de Buenos Aires**

**Diciembre 2019**



**MAESTRÍA INTERDISCIPLINARIA EN ENERGÍA**

**UNIVERSIDAD DE BUENOS AIRES**

**CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA**

Dedico este trabajo a mis padres, Juan y Gabriela; no me alcanzan las gracias por haberme dado en cada etapa de la vida todo su amor, guía, apoyo y herramientas para poder alcanzar mis metas.

Agradezco profundamente a Diego Guichón por su generosidad con su tiempo, sabiduría y conocimientos, por su confianza, dedicación, paciencia y guía; quien me hizo apreciar las oportunidades para el estudio y la investigación.

Gracias a quienes me acompañaron y fueron parte en este camino: miembros del jurado, profesores y compañeros de la Maestría Interdisciplinaria en Energía, autoridades y personal del CEARE, compañeros y jefes de PAE, de la Secretaría de Energía y del ENARGAS, amigos, a mi hermano Juan Pablo (mi ejemplo de tenacidad y fortaleza, entre tantas cosas); y, sobre todo, a los soles de mi vida, Juan Manuel y Juliana, que son mi alegría, sostén y motivación cada día.

## **RESUMEN**

El sector hidrocarburífero de Argentina vivenció un proceso de privatización que se dio velozmente más que nada entre los años 1990 y 1992. En dicho período y posteriormente, se otorgaron varias concesiones de explotación y se fue modificando el marco regulatorio, dando lugar a una concentración de derechos mineros en manos de pocos productores.

Como la concentración de los derechos mineros influye directamente sobre la concentración del flujo de producción y, por ende, de la oferta de hidrocarburos, entonces una política que tendiera a introducir competencia en la oferta debería operar directamente sobre la forma en que se distribuyen estos derechos a lo largo del tiempo. El plazo original de las concesiones, a vencer en 25 años, dio pie para modificar el diseño inicial e introducir mayor competencia.

Hasta el año 2007 fue el Estado Nacional, más que las provincias, quien promovió y otorgó las prórrogas, y solo después de la llamada Ley Corta (26.197), fueron las provincias las que las otorgaron. Sin embargo, no se aprovechó esta situación para diversificar la oferta, y la concentración tendió a prolongarse en el tiempo a través del otorgamiento de las prórrogas por 10 años, previstas en el artículo 35 de la Ley 17.319, y en algunos casos por períodos mayores aún. Los cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos en relación a las concesiones de hidrocarburos no convencionales potencian en gran medida estos efectos hacia el futuro.

En este trabajo se analiza el proceso de otorgamiento de prórrogas de las concesiones adjudicadas a principio de los años noventa. El mismo se basa en un estudio de regulación comparada y de fuentes secundarias, tratándose de un proyecto de investigación de tipo exploratorio, que busca inferir posibles explicaciones ante los problemas mencionados.

El análisis, cuantitativo y cualitativo, se realizó con una muestra superior al 40% del universo de concesiones, más precisamente con 99 casos, que fueron seleccionados a partir de la disponibilidad de información pública.

En este sentido, se compara el proceso de otorgamiento y pérdida de derechos mineros en Argentina con los procesos que se llevan a cabo en países desarrollados con una importante producción de hidrocarburos, como Estados Unidos y Canadá.

A su vez, se analizan las variables o circunstancias que pudieran ser factores relevantes para explicar las políticas de otorgamiento de prórrogas, pudiéndose explicar así que no existió una política uniforme del estado nacional y los estados provinciales. Se estudia el nivel de reservas y producción de cada área de la muestra para evaluar tratamientos diferentes entre aquellas que registraban valores de las que no. Se distingue la anticipación del otorgamiento de las prórrogas respecto del vencimiento original de las concesiones, y si las prórrogas cambiaron el ritmo de inversión y el stock de reservas en determinadas áreas. Esto último, debido a que cuando se acerca el fin de la concesión se afectan de forma simultánea negativamente las reservas, dado que no solo se reducen las inversiones corrientes sino también el volumen de proyectos de inversión, de los cuales dependen las reservas no desarrolladas.

El otorgamiento de prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas es un hecho relevante, particularmente por las consecuencias que el mismo tiene sobre la competencia de la oferta de hidrocarburos en nuestro país. Analizar cómo se dio este fenómeno respecto de las concesiones otorgadas a principio de los años noventa puede ser importante para el diseño futuro de políticas que permitan lograr una mayor diversificación de la oferta interna.

**PALABRAS CLAVE: prórrogas, concesiones, hidrocarburos**

**Tabla de contenido**

<b>INTRODUCCIÓN</b>	4
<b>1. Problema de investigación</b>	4
<b>2. Metodología de investigación</b>	6
<b>3. Contenido de los capítulos</b>	7
<b>CAPÍTULO I- ANTECEDENTES TEÓRICOS</b>	8
<b>CAPÍTULO II - REGULACIÓN COMPARADA</b>	11
<b>II.1 Estados Unidos y Canadá</b>	11
II.1.1 Alberta (Canadá)	11
II.1.2 Estados Unidos	12
<b>II.2 Argentina, Legislación Nacional</b>	14
<b>II.3 Análisis comparativo</b>	15
<b>CAPÍTULO III – ANALISIS CUANTITATIVO</b>	16
<b>III.1 Descripción estadística</b>	16
<b>III.2 Análisis estadístico general</b>	17
<b>III.4 Operadores</b>	18
<b>III.5 Cuencas</b>	19
<b>III.6 Provincias</b>	21
<b>III.7 Tipo de recurso</b>	24
<b>III.8 Áreas más importantes</b>	27
<b>III.9 Prórrogas a concesiones sin producción ni reservas</b>	29
<b>CAPÍTULO IV – ANALISIS DE LAS DECISIONES EN MATERIA DE OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS A CONCESIONES PETROLERAS</b>	40
<b>IV.1 Política de prórrogas</b>	40
“Nueva” Ley de Hidrocarburos, la Ley 27.007	40
<b>IV.2 Decisiones particulares en materia de otorgamiento de prórrogas</b>	41
IV.2.1 Prórrogas otorgadas sin coordinación interjurisdiccional	41
IV.2.2 Prórrogas otorgadas con coordinación interjurisdiccional	49
IV.2.3 Prórrogas en concesiones sin producción o reservas	53
<b>IV.3 Impacto de las prórrogas</b>	56
IV.3.1 Impacto de las prórrogas sobre la producción y reservas	56
IV.3.2 Mecanismo entre inversiones comprometidas y reservas	63
<b>IV. 4 Precios de los hidrocarburos y las prórrogas</b>	67
<b>IV.5 Análisis de tendencias</b>	68
<b>CAPÍTULO V - CADUCIDAD DE CONCESIONES</b>	74
<b>V.1 Caducidad de concesiones iniciales</b>	74
<b>V.2 Caducidad de contratos y concesiones otorgadas con posterioridad</b>	77
<b>CONCLUSIONES</b>	79
<b>FUENTES Y BIBLIOGRAFÍA</b>	83
<b>1. Fuente informativas</b>	83
<b>2. Bibliografía</b>	83
<b>ANEXO I: Áreas beneficiadas con prórrogas y sus principales datos</b>	85
<b>ANEXO II: Producción de P&amp;G de áreas revertidas, 2009-2018</b>	93
<b>ANEXO III: Agrupamiento de áreas prorrogadas, según faltante de valores entre series durante el período 1993-2016 en niveles de Producción y Reservas de P&amp;G</b>	94

## INTRODUCCIÓN

### 1. Problema de investigación

El otorgamiento de prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas (petróleo y gas natural, en adelante P&G) es un hecho importante, particularmente por las consecuencias que el mismo tiene sobre la competencia de la oferta de hidrocarburos en nuestro país. Analizar cómo se dio este fenómeno, respecto de las concesiones otorgadas a principio de los años noventa, puede ser importante para el diseño futuro de políticas que permitan lograr una mayor diversificación de la oferta interna.

En la Argentina el proceso de privatización en el sector petrolero fue muy rápido y se concretó fundamentalmente entre los años 1990 y 1992. En dichos años se otorgó en forma casi simultánea un número importante de concesiones de explotación<sup>1</sup> a partir de la Ley de Reforma del Estado<sup>2</sup> y, posteriormente, los Decretos de desregulación<sup>3</sup>, la Ley de privatización de YPF y el régimen de la Ley de Hidrocarburos 17.319, con algunas particularidades.

Estas particularidades favorecieron la concentración de derechos mineros en pocas empresas. Por una parte, las áreas concesionadas tuvieron una extensión muy superior a la de los lotes de explotación, incluyendo de hecho áreas de exploración de bajo riesgo exploratorio. Por otra parte, no se tuvieron en cuenta los límites previstos en los artículos 25 y 34 en relación al número máximo de 5 concesiones por empresa. Ambos elementos generaron en su origen un sector productor concentrado y, simultáneamente, se limitaron las oportunidades de nuevos descubrimientos por empresas no concesionarias.

La concentración de los derechos mineros influye directamente sobre la concentración del flujo de producción y, en definitiva, de la oferta de hidrocarburos. En tal sentido, una política que tendiera a introducir competencia en la oferta debería operar directamente sobre la forma en que se distribuyen estos derechos a lo largo del tiempo.

El vencimiento del plazo inicial de las concesiones, de 25 años, ofreció una oportunidad para modificar el diseño inicial e introducir mayor competencia.

En este punto, cabe mencionar que se observan al menos tres periodos diferentes en cuanto a las autoridades con poder para otorgar prórrogas a las concesiones otorgadas por el Poder Ejecutivo Nacional (PEN).

Hasta la Reforma Constitucional del año 1994, las mismas fueron otorgadas unilateralmente por el Estado Nacional. Luego de la Reforma Constitucional de 1994, respecto de las concesiones que habían sido otorgadas anteriormente por el PEN, las prórrogas las siguió otorgando el PEN, pero con la conformidad de la Provincia en la que estaba ubicada la Concesión. A partir de la Ley Corta (26.197) del año 2007, fueron las Provincias las que otorgaron directamente las prórrogas sobre las concesiones emplazadas en su territorio, sin intervención del Estado Nacional.

---

<sup>1</sup> La primera licitación (de áreas secundarias) se concretó en la segunda mitad de 1990, con 29 áreas. Las licitaciones no atrajeron a empresas petroleras internacionales, sino que fueron cubiertas principalmente por las petroleras locales que hasta ese momento operaban como contratistas de YPF (Pérez Companc, Astra, Tecpetrol, Cadipsa). Luego de esta primera experiencia de licitación de áreas en concesión con libre disponibilidad del crudo, en años subsiguientes las autoridades continuaron licitando áreas secundarias. En un proceso superpuesto al de las áreas centrales, en agosto de 1991 se concesionaron 22 áreas adicionales, y finalmente, en junio de 1992 se entregan en concesión las últimas 22 áreas secundarias. En marzo de 1990 se abrieron los sobres con las propuestas de desarrollo de las áreas (centrales). En tres de las cuatro áreas hubo 3 consorcios interesados (aunque uno fue descalificado por lo insatisfactorio de su propuesta de desarrollo). En el área restante (Puesto Hernández), solo se recibió una propuesta, por lo que el proceso fue declarado desierto y se llamó a una nueva licitación, que se realizó pocas semanas después con dos competidores. Fuente: GADANO, N., *Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas en la Argentina*, CEPAL, noviembre 1998.

<sup>2</sup> Se denominó así a la Ley 23.696

<sup>3</sup> Se denominó así a los Decretos N° 1055/1989, N° 1212/1989 y 1589/1989.

Esto implica que, de hecho, hasta el año 2007, fue el Estado Nacional, más que las provincias, quien promovió y otorgó las prórrogas, y solo después de la llamada Ley Corta (26.197), fueron las provincias las que las otorgaron.

Sin embargo, no se aprovechó esta situación para diversificar la oferta y la concentración tendió a prolongarse en el tiempo a través del otorgamiento de las prórrogas por 10 años, previstas en el artículo 35 de la Ley 17.319 y, en algunos casos, por períodos mayores aún. Los cambios introducidos en la Ley de Hidrocarburos en relación a las concesiones de hidrocarburos no convencionales potencian en gran medida estos efectos hacia el futuro.

En este trabajo se analiza justamente el proceso de otorgamiento de prórrogas de las concesiones adjudicadas a principio de los años noventa.

Cabe formular un conjunto de interrogantes que orientan el interés de esta investigación, a saber:

- a) ¿El proceso de otorgamiento y pérdida de derechos mineros en Argentina, respecto de la actividad petrolera, en qué se asemeja y diferencia de los procesos vigentes en países desarrollados con gran producción de hidrocarburos?
- b) ¿Existió en la Argentina una política uniforme del Estado Nacional y los Estados Provinciales en el otorgamiento de prórrogas?
- c) Si no fue así, ¿qué variables o circunstancias pueden identificarse como factores relevantes para explicar las políticas de otorgamiento?
- d) ¿Han tenido un tratamiento distinto las concesiones que registraban reservas y producción, de aquellas que no contaban con ninguno de estos atributos?
- e) ¿Existe evidencia de que el otorgamiento de prórrogas en ciertas concesiones haya modificado el ritmo de inversión y el stock de reservas en las mismas?
- f) ¿Cuál fue la anticipación respecto del vencimiento de las concesiones con que se otorgaron las mismas?

Las hipótesis que se proponen en relación a estos interrogantes son las siguientes:

- a) La adquisición y pérdida de derechos mineros en materia petrolera en países desarrollados es un proceso mucho más dinámico y permanente que en el caso argentino.
- b) No ha existido una política común de largo plazo de los gobiernos nacionales y provinciales en el otorgamiento de prórrogas, sino que han prevalecido circunstancias coyunturales.
- c) No siempre las prórrogas han incluido compromiso de inversión.

Respecto de la hipótesis c) precedente, conviene exponer el “mecanismo”, en los términos propuestos por Jon Elster<sup>4</sup>, que permitirá realizar una contrastación de la misma.

Este mecanismo comprendería los siguientes aspectos:

---

<sup>4</sup> Partiendo de la premisa de que a la realidad social no le es atribuible un determinismo, las ciencias sociales no han logrado desarrollar leyes generales que la expliquen. Para resolver este problema Elster propone el uso de mecanismos para dar explicaciones más finas y evitar las explicaciones espurias que en ocasiones confunden correlación con causalidad. Un mecanismo podría situarse en el punto intermedio entre las leyes generales y las descripciones, “los mecanismos son modelos causales ampliamente utilizados, fácilmente identificables, que por lo general aparecen en condiciones desconocidas y consecuencias indeterminadas que nos permiten explicar mas no predecir”. Esto nos permitiría tener un modelo explicativo que puede ser aplicado a un hecho con la misma posibilidad que la tiene cualquier otro. Lo que es importante señalar es que un mecanismo es una explicación científica en su nivel básico, pero con una mayor posibilidad de explicar el hecho social al no existir aún leyes generales que lo hagan. Más concretamente: “una ley sostiene que dadas ciertas condiciones iniciales un acontecimiento de un tipo dado (causa) producirá siempre un acontecimiento de otro tipo (efecto)”. En el caso de los mecanismos podemos decir que dadas ciertas condiciones iniciales un acontecimiento de tipo dado (causa) producirá algunas veces un acontecimiento de otro tipo (efecto), así mismo se diferencia de una descripción en que éstas señalan efectos que ocurren en una sola ocasión. Fuente: RIVERO CASAS, Jesús (2012), Capítulo II: La obra de Jon Elster: Una Teoría Amplia de la Racionalidad. En *El cambio racional de preferencias en el proceso electoral de 2006 en México: una aproximación a las teorías de la elección racional en la ciencia política* (pp. 73-109). México, Cámara de Diputados del H. Congreso de la Nación, Biblioteca Jurídica Virtual del Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM.

a) No siempre puede observarse si al momento de otorgarse una prórroga, aquel que la recibe adopta algún compromiso de inversión adicional, en materia de exploración y producción (E&P). En ocasiones, además, los compromisos que se asumen en termino de erogaciones no están vinculados a un reglamento contable que determine con precisión qué son inversiones y qué son en realidad erogaciones corrientes.

b) No obstante, en la medida en que la información de reservas se ajusta a la metodología de reservas comercialmente recuperables, se puede inferir que la incorporación de compromisos de inversión, al menos en materia de desarrollo, se va a traducir en mayores decisiones de inversión hacia futuro, lo cual implica un mayor volumen de reservas probadas y no probadas no desarrolladas. Es decir que los compromisos de inversión en desarrollo deberían traducirse en mayores reservas no desarrolladas.

Por lo tanto, cuando luego de una prórroga se evidencia un aumento en las reservas comercialmente recuperables informadas, es razonable inferir, a igualdad de otras circunstancias, que se han incorporado compromisos de inversión que antes no existían.

Adicionalmente, puede plantearse otro “mecanismo”, que implica un proceso de realimentación que tiende a estabilizar un resultado, que es el mantenimiento de un elevado nivel de concentración en la oferta.

Este mecanismo comprendería:

a) El otorgamiento casi simultáneo de las principales concesiones petroleras hace que el fenómeno de reducción de inversiones hacia el fin de una concesión se presente simultáneamente en muchas concesiones a nivel país.

b) Al aproximarse el fin de la concesión también se afectan de forma simultánea negativamente las reservas, dado que no solo se reducen las inversiones corrientes sino también el volumen de proyectos de inversión, de los cuales dependen las reservas no desarrolladas.

c) Adicionalmente, la inclusión de áreas exploratorias de bajo riesgo dentro de las concesiones incide en un menor ritmo de actividad exploratoria y nuevos descubrimientos y, por lo tanto, en un menor ritmo de incorporación de reservas.

d) Estos elementos fortalecen la posición negociadora de las empresas ya instaladas frente a los gobiernos al momento de negociar prórrogas.

e) En este marco, ante la ausencia de una política común y las necesidades fiscales coyunturales de distintos poderes concedentes, se tiende a producir una extensión continua del plazo de las concesiones, lo cual tiende a sostener una oferta concentrada de hidrocarburos.

## **2. Metodología de investigación**

El presente trabajo se basará en un estudio de regulación comparada y de fuentes secundarias, siendo un proyecto de investigación de tipo exploratorio, que busca inferir posibles explicaciones ante los problemas mencionados.

Las hipótesis de investigación, mencionadas inicialmente, son aseveraciones, conjeturas o proposiciones sobre las probables relaciones entre dos o más variables.

El diseño constituye la estructura de cualquier trabajo científico. Brinda dirección y sistematiza la investigación. Existen dos metodologías principales para enfrentar un problema de investigación, la cualitativa y la cuantitativa

Para probar la hipótesis, se analizará evidencia disponible. La evidencia empírica pertinente sirve al objetivo de apoyar u oponerse a una hipótesis o teoría científica. La evidencia puede ser de tipo cuantitativo o cualitativo, y dentro de esta última se incluye la documental.

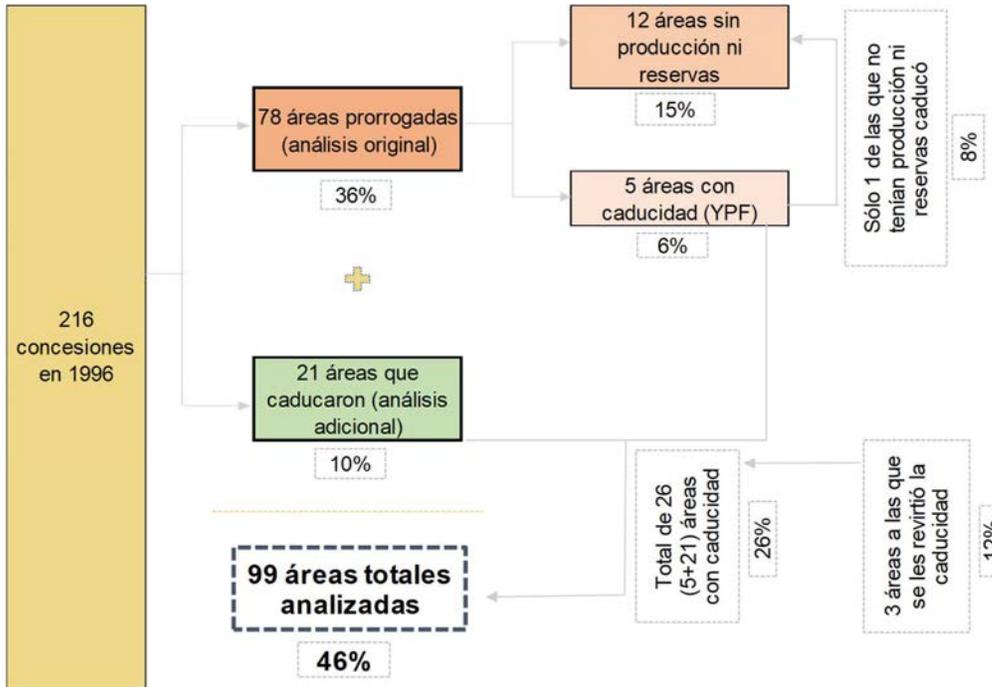
En este estudio se utilizarán datos cuantitativos de acceso público de diversas fuentes como, por ejemplo, la Secretaría de Gobierno de Energía, más estadísticas de otras fuentes. En

materia de datos cualitativos se emplearán normas oficiales, además de fuentes documentales de diversa índole.

Es decir que no se producirán datos –información primaria- (como pueden ser entrevistas a personas) ni se realizarán observaciones propias de campo, si no que se emplearán fuentes secundarias como las mencionadas anteriormente.

El análisis cuantitativo y cualitativo se realizó con una muestra superior al 40% del universo de concesiones. Los casos fueron seleccionados a partir de la disponibilidad de información pública. La cantidad de áreas que han sido analizadas se sintetiza en la siguiente tabla:

**TABLA 1: ÁREAS ANALIZADAS**



### 3. Contenido de los capítulos

En el Capítulo I se introducen consideraciones teóricas sobre el tema a estudiar.

En el Capítulo II se exponen los sistemas vigentes en Estados Unidos y Canadá para obtener derechos mineros para la exploración y explotación de hidrocarburos, y algunas de las causas que pueden determinar la pérdida de los mismos. Hacia el final del mismo se hacen algunos comentarios para poner en evidencia la diferencia de estos sistemas con el caso argentino.

En el Capítulo III se expone la evidencia cuantitativa y se determinan diversas tendencias en la forma con que fueron otorgadas las prórrogas, a nivel país y por cuenca productiva.

En el Capítulo IV, con base en la evidencia documental de 78 casos, se intenta inferir cuáles han sido las políticas en materia de prórrogas, para lo que se exponen los argumentos que explícitamente se formularon al momento de su otorgamiento. A su vez, se desarrolla la forma en que incide el fin de la concesión sobre las estimaciones de reservas a través de las inversiones.

En el Capítulo V se exponen los casos en que no se concedieron las prórrogas y las circunstancias en que esto ocurrió.

## **CAPÍTULO I- ANTECEDENTES TEÓRICOS**

El problema de la disminución de inversiones hacia el fin de la concesión ha sido analizado para el sector carbón, en los trabajos de “Quantity and Price Adjustment in long-term contracts: A case study of petroleum coke”, por Victor Goldberg y John Erickson; “Contract Duration and Relationship-specific Investments: Empirical Evidence From Coal Markets”; y “Price adjustment in long-term contracts: the case of coal”, estos dos últimos por Paul Joskow.

Mucha de la actividad económica tiene lugar dentro de un marco de contratos complejos a largo plazo.

En el artículo “Quantity and Price Adjustment in long-term contracts: A case study of petroleum coke”, Victor Goldberg y John Erickson (1987) realizaron un análisis de los contratos relativos a un producto en particular, el coque de petróleo. Se centraron en los problemas de la cantidad y el ajuste de precios. No trataron la cuestión de por qué las partes escogieron contratos a largo plazo en lugar de acuerdos a corto plazo o de integración vertical por contrato y no por propiedad.

En “Contract Duration and Relationship-specific Investments: Empirical Evidence From Coal Markets”, Joskow (1987) examinó la importancia de las inversiones específicas para la duración de los contratos de carbón. Dado que se adoptan diferentes mecanismos de ajuste de precios y ofrecen diferentes incentivos durante una relación de largo plazo, el trabajo examina cómo el nivel de inversiones específicas afecta al diseño de la estructura de los contratos de carbón. Los resultados empíricos muestran que, a partir de las estimaciones separadas y conjuntas, la duración de los contratos de carbón aumenta con tres tipos de inversiones específicas, mencionadas en Williamson (1983): especificidad de sitio (activos construidos en la misma proximidad geográfica con el fin de facilitar el intercambio y/o reducir los costos), especificidad de activos dedicados (activos que son el resultado directo de las necesidades de un comprador) y especificidad de activos físicos (maquinaria especializada única para una empresa; propiedades físicas o de ingeniería que se personalizan para un cliente o transacción en particular). Los resultados empíricos de las estimaciones, tanto separadas como conjuntas, muestran que la duración de los contratos de carbón aumenta con las inversiones específicas y disminuye con la incertidumbre.

En “Price adjustment in long-term contracts: the case of coal”, Joskow (1988) examinó las características de las disposiciones de ajuste de precios especificadas en los contratos a largo plazo entre compañías de energía eléctrica y proveedores de carbón. Utilizó una muestra de unos 250 contratos de carbón, con el fin de determinar los factores que afectan la negociación inicial de los precios de los contratos y examinar el comportamiento real de los precios de las transacciones a lo largo del tiempo. Este tipo de contratos frecuentemente duran veinte años o más, por el tipo de inversiones específicas que implica la relación entre las compañías de energía eléctrica y los proveedores de carbón. Dicha relación no suele terminar antes de finalizar los contratos, por lo que las empresas de energía eléctrica continúan dependiendo de acuerdos a largo plazo a la vez que las condiciones del mercado van cambiando. Es por ello que para elaborarlos se crean disposiciones de ajuste de precios que permitan adaptarse a las cambiantes condiciones de mercado mientras, al mismo tiempo, se busca preservar otros beneficios de los contratos a largo plazo (como proteger contra el comportamiento oportunista y evitar los problemas de adaptación a medida que la relación contractual se desarrolla normalmente). Las disposiciones de ajustes contractuales en los contratos de largo plazo proveen de flexibilidad al menos en respuesta a cambios en los costos de producción, pero también expresan potenciales rigideces a largo plazo. Es razonablemente sencillo relacionar la producción de carbón asociada con un contrato específico para los costos "variables" de mano de obra, materiales y suministros, mientras que es más difícil relacionar un contrato específico con los costos asociados con las inversiones de capital requeridas para proporcionar suministros, ya que las inversiones de capital pueden tener una vida económica más larga que la duración de un

contrato específico. Esto se complica aún más cuando el proveedor realiza inversiones específicas en este tipo de relación.

La literatura hasta aquí mencionada hace referencia a cómo la duración de contratos entre privados puede influir sobre la inversión en activos específicos; pero, en la misma, no hay mención a contratos o concesiones del sector público y a la influencia de otros factores distintos de la inversión en activos específicos (por ejemplo, necesidades fiscales) para cambiar la duración de este tipo de contratos. Una razón para que el tema no haya sido objeto de análisis en la literatura internacional es que el tema puede ser de poca relevancia para los países de América del Norte, que tienen otros sistemas distintos al argentino para determinar la duración de los acuerdos de arrendamiento o licencias y los derechos mineros asociados a los mismos.

A nivel local, el problema de la caída de las inversiones hidrocarburíferas hacia el fin de una concesión ha sido mencionado en diversas ocasiones.

Por ejemplo, Sebastián Scheimberg en “Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera “aguas arriba” en la Argentina”, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2007, retoma la discusión acerca de un contrato óptimo, dado que hacia dicho momento comenzaba a acercarse el período de finalización de las concesiones y comenzaban a producirse negociaciones a puertas cerradas que podían impactar negativamente en la transferencia de la renta petrolera desde el Estado hacia las empresas. Por otra parte, plantea que es preciso repensar el esquema de incentivos que debiera utilizarse para evitar el sesgo que ha mostrado la industria hacia la sobre explotación de los recursos hasta el momento.

A su vez, en “La regulación de la competencia y de los servicios públicos, Teoría y experiencia argentina reciente”, FIEL, 1998, existe un capítulo dedicado a la privatización y desregulación de la industria petrolera, en el que se hace un apartado sobre la relación reservas-producción. En el mismo se menciona que algunos analistas han cuestionado esta relación y han sugerido, incluso, la conveniencia de introducir regulaciones a la exportación de gas natural, fundamentados en el agotamiento de los hidrocarburos o en la posible aceleración en el ritmo de extracción de empresas privadas que tienen concesiones finitas y una tasa de descuento superior a la tasa de descuento social.

A su vez, en el trabajo se expone que el problema de las concesiones finitas es consecuencia de una restricción impuesta por el propio Estado y puede resolverse fácilmente licitando su continuidad antes del vencimiento del contrato original. Si gana la licitación el titular actual se resuelve el problema del “último período” (las empresas tienen un incentivo a depredar el área porque deben revertirla al Estado), y si el ganador es otra firma se le puede permitir a ésta que revise la explotación del yacimiento por parte de la empresa original en los últimos años de la concesión, resolviendo, mediante arbitrajes, cualquier diferendo respecto de la explotación racional del reservorio que exige la legislación argentina.

Los trabajos locales mencionados, si bien interesantes, son en general previos al proceso de otorgamiento de prórrogas en Argentina, por lo que no pueden dar cuenta del fenómeno tal como este ocurrió. Por otra parte, no tomaron en cuenta específicamente una singularidad que se ha mencionado anteriormente, que es cómo el proceso de privatización simultáneo de las áreas hidrocarburíferas llevado a cabo a principios de la década del noventa puede haber influido en la permanencia de los mismos.

Por otra parte, ninguno hace hincapié en la facilidad o dificultad con que pueden perderse los derechos mineros y, de esta manera, rotar los titulares de las concesiones. Este aspecto, como veremos al examinar la experiencia internacional, es clave para mantener un ritmo de inversiones. En efecto, no solo es importante que aquellos que quieren invertir tengan un horizonte adecuado para ello, sino también que aquellos que no lo hagan sean rápidamente desplazados de su posición para dar lugar a otras empresas más emprendedoras.

Por lo expuesto, este trabajo, al estudiar el proceso de otorgamiento de prórrogas de estas concesiones, aborda un objeto poco estudiado en la literatura económica internacional y local pero particularmente relevante para nuestro país.

## CAPÍTULO II - REGULACIÓN COMPARADA

### II.1 Estados Unidos y Canadá

A continuación, se describirán los sistemas regulatorios en la provincia de Alberta (Canadá) y Estados Unidos y se exhibirán las diferencias con Argentina, a modo de poder tomar elementos que nos pudieran permitir mejorar en el aspecto regulatorio de las concesiones de E&P de P&G.

#### II.1.1 Alberta (Canadá)

La provincia de Alberta posee una de las economías más fuertes e influyentes de Canadá al producir cerca del 70% del P&G de dicho país. El sistema de tenencia de Alberta es considerado por la industria como uno de los mejores del mundo, ya que facilita la cesión de derechos que permiten a las empresas a explorar y desarrollar el P&G de los recursos de la provincia en beneficio de sus residentes<sup>5</sup>.

Los derechos derivados del P&G de Alberta se emiten en forma de licencias o arrendamientos, a través de un sistema de subasta competitiva.

A breve modo introductorio, podemos destacar que las licencias son equivalentes a los permisos de exploración en Argentina. Luego de este período el operador aplica para obtener un arrendamiento.

En comparación con los contratos de arrendamiento, las licencias son por un período más corto. Los arrendamientos son para la producción a largo plazo y pueden ampliarse siempre y cuando el proyecto se mantenga productivo y rentable.

Una licencia se emite por un término primario de 2 años, 4 años, o 5 años, dependiendo de la lejanía de la zona en cuestión. La diferencia en el término primario para las regiones es dar cuenta de las diferencias en la accesibilidad, la geología, cambios en las condiciones climáticas y topografía.

Tanto los arrendamientos como las licencias de P&G se definen como escrituras que garantizan el derecho exclusivo a perforar, recuperar y retirar el P&G en el área arrendada o con licencia. Un licenciataria está obligado a perforar un pozo en una locación en su término primario para evaluar los recursos. Esto se llama "pozo de validación". Esta obligación puede cumplirse mediante la perforación de la zona que ha sido licenciada, o por agrupación con otras licencias en su término primario en la zona inmediata, a modo de reducir la necesidad de perforar pozos innecesarios. Cuando una licencia llega al final de su término primario expira a menos que el titular pueda probar que el área cubierta tiene P&G que pueden ser producidos.

Un contrato de arrendamiento de P&G se emite por un término primario de 5 años. A diferencia de una licencia, no hay ningún requisito para el arrendatario de perforar un pozo o producir. Cuando un contrato de arrendamiento alcanza el final del término primario, expira a menos que el arrendatario puede demostrar que es productivo, pudiendo continuar indefinidamente más allá del final del término primario. La tenencia termina cuando el arrendatario ya no puede demostrar que es capaz de producir P&G en determinadas cantidades. El contrato de arrendamiento también puede caer por el incumplimiento del pago del alquiler o de las regalías, o por entrega voluntaria. Existen disposiciones de reversión diseñadas para devolver las tierras inactivas al Estado.

La duración de 5 años para los derechos del P&G es muy significativa. La duración limitada proporciona flexibilidad, dado que periódicamente el arrendatario deberá demostrar que mantiene

---

<sup>5</sup> AMOATENG (2014) examina el marco regulatorio para manejar los ingresos petroleros en Alberta, Noruega y Ghana, evaluando conceptos del régimen en Alberta y Noruega que podrían adoptarse en Ghana.

el área activa y productiva. De esta manera, el arrendatario se ve estimulado a no postergar el desarrollo del área, con el fin de no perder el contrato de arrendamiento.

En resumen y vinculándolo con el marco regulatorio argentino, las licencias, en las que se asigna un área contra un compromiso de perforación y cuya duración varía entre 2, 4 o 5 años, son equivalentes a lo que en Argentina son los permisos de exploración. Cuando una licencia expira, el operador aplica para la obtención de un *lease* (arrendamiento) cuya extensión es de 5 años, período luego del cual el operador del área debe devolver no solo las áreas no productivas del bloque que le fuera adjudicado, sino también los horizontes más profundos al reservorio productivo más profundo.

El sistema de tenencia de Alberta es un medio eficaz de la disposición de los recursos públicos. Han establecido un sistema de subastas con bonos<sup>6</sup> de eficacia probada y altamente automatizado. El sistema es transparente y se asegura de que el gobierno dé cuenta de una cantidad significativa de ingresos incluso en la etapa de pre-producción. Además, el sistema de subastas con bonos es un medio eficaz para eliminar la corrupción. La combinación del sistema de subastas con bonos y acuerdos de arrendamientos por plazos cortos pero renovables proporciona un marco que estimula las inversiones en exploración y en desarrollo

El objetivo primario de este sistema es asegurar la exploración y desarrollo eficiente de todas las áreas con posibilidades, promoviendo la participación de nuevas compañías y evitar que los operadores se “relajen” sobre las áreas, sin buscar activamente su producción. Adicionalmente, el sistema de base de datos público con el que cuentan, totalmente actualizado y de acceso inmediato a todos los interesados, promueve la competitividad y no discrimina en el acceso a la información<sup>7</sup>.

### II.1.2 Estados Unidos

En Estados Unidos se usa el contrato de arrendamiento de P&G desde inicios del siglo XX hasta la actualidad.

El contrato de arrendamiento de P&G (*oil and gas lease*) es una institución jurídica típica de la industria petrolera estadounidense, mediante la cual el arrendador (propietario del subsuelo o de sus derechos mineros, porque pueden ser dos personas distintas) otorga al arrendatario (la compañía petrolera) los derechos exclusivos de explorar, producir y comercializar el P&G que encuentre durante cierto tiempo, a cambio del pago del precio (primas y regalías)<sup>8</sup>.

Las compañías productoras de P&G no siempre son dueñas de la tierra que perforan. A menudo, la empresa (el arrendatario) arrienda los derechos mineros del propietario (el arrendador). Los puntos principales en un arrendamiento incluyen la descripción de la propiedad, el término (duración) y los pagos al arrendador.

---

<sup>6</sup> Las licencias y los arrendamientos son dispuestos por el Estado mediante concurso público bajo la forma de una licitación, lo que es conocido como el sistema de subastas con bonos ("*bonus bidding system*").

Para adquirir los derechos para desarrollar el recurso, la empresa debe realizar una oferta en una subasta competitiva. Esta es una importante fuente de ingresos para el gobierno. Los posibles inversores con información sobre el potencial de recursos de áreas particulares pueden solicitar que dicha tierra se publique en una subasta. Aunque estos ingresos a veces son significativos para el Estado, la generación de ingresos no es su propósito. Por el contrario, el objetivo de los pagos de bonificación es la asignación de derechos mineros. El monto de un pago de bono está esencialmente determinado en su totalidad por el inversor. Cuando hay un proceso de licitación competitivo, como en Alberta, el pago de bonos representa una forma muy eficiente de asignar equitativamente derechos minerales. Los derechos se otorgan simplemente al mejor postor. Fuente: Alberta Royalty Review 2007, Royalty Information Series, Alberta Department of Energy.

<sup>7</sup> Reflexiones sobre la evolución de las reservas de P&G, Lic. Daniel Alberto Kokogian, Petro Andina Resources - VP Emeritus and Advisor, Policy and External Affairs, New Milestone – Presidente Ciudadano, SPE – Sección Argentina – Junio 2007

<sup>8</sup> MORA CONTRERAS, Jesús (2015), *Contratos de exploración y producción de petróleo: los contratos de arrendamiento de petróleo y gas*, Encyclopédie de l'énergie, agosto 2015, disponible en: <https://www.encyclopedie-energie.org/contratos-de-exploracion-y-produccion-de-petroleo-los-contratos-de-arrendamiento-de-petroleo-y-gas/>

Los arrendatarios de los derechos mineros tienen derecho a un acceso razonable a tierras arrendadas para explorar, desarrollar y transportar minerales, a menos que el arrendamiento especifique lo contrario (un arrendamiento de "acceso sin superficie").

En lo que respecta a los términos, que es la relevancia respecto al presente trabajo, se puede distinguir que los arrendamientos de P&G en Estados Unidos generalmente están sujetos a dos períodos distintos<sup>9</sup>:

- Un primer período, llamado término primario, de determinados años, durante el cual el arrendatario puede explorar y desarrollar la propiedad sin pagar regalías sobre la producción. Durante este período el contrato de arrendamiento permanece vigente siempre que el arrendatario pague el alquiler anual. El arrendamiento vence después del término primario, a menos que durante el mismo se haya comenzado a perforar o producir P&G.

Si existe producción, el arrendamiento permanecerá vigente más allá del término primario, siempre que se produzca continuamente. En este segundo período, se debe producir P&G en cantidades suficientes para generar pagos de regalías al arrendador/propietario (conocido como producir "en cantidades de pago"). En términos generales, la "cantidad de pago" es un monto suficiente para cubrir los costos de extracción<sup>10</sup> del producto producido y un monto que un operador razonablemente prudente produciría bajo las mismas o similares circunstancias y continuaría produciendo para obtener una ganancia.

Si existieran retrasos en el pago del alquiler, el arrendamiento, sin embargo, puede ser "reactivado". El "alquiler por retardo"<sup>11</sup> es una consideración que el arrendatario paga al arrendador para extender los términos de un arrendamiento de P&G, en ausencia de operaciones y/o producción requeridas por contrato para arrendar. Por lo general, se requiere el pago de esta consideración en la fecha de aniversario del arrendamiento de P&G, o luego de ella, durante este término principal y, típicamente, extiende el arrendamiento por 1 año adicional. La falta de pago del alquiler por retardo en ausencia de producción u operaciones generará el abandono del arrendamiento, después de que haya vencido su término principal. Existen otras cláusulas que también "reactivan" el contrato de arrendamiento.

Un arrendamiento de P&G generalmente incluye una cláusula de fuerza mayor. Tal cláusula libera al arrendatario de la responsabilidad por incumplimiento, si el desempeño de la parte se ve obstaculizado como resultado de una causa natural que no podría haberse anticipado o evitado. Por ejemplo, el resultado de una prevención por tornado en Oklahoma no desencadenaría la cláusula de fuerza mayor, ya que los tornados son una ocurrencia común en dicho lugar.

A menos que se especifique lo contrario, la demostración de la producción comercial a partir de un solo pozo dentro del contrato de arrendamiento mantendrá todo el arrendamiento mientras continúe la producción. Una disposición en sentido contrario se llama cláusula Pugh. Una cláusula Pugh<sup>12</sup> puede especificar que un pozo productor puede contener solo un área específica alrededor de ese pozo; después del período primario, el propietario del mineral puede arrendar el resto de la tierra a otros.

<sup>9</sup> JOY, Michael P. y DIMITROFF, Sashe D., *Oil and gas regulation in the United States: overview*, Thomson Reuters Practical Law. ID de búsqueda: 9-525-1545. Disponible en [https://content.next.westlaw.com/Document/1466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=\(sc.De.fault\)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1](https://content.next.westlaw.com/Document/1466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=(sc.De.fault)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1)

<sup>10</sup> Los costos de extracción ("*lifting costs*", en inglés), se refieren al costo de producir P&G una vez completa la perforación. Incluye los costos de transporte, laborales, de supervisión, suministros, etc. Se relaciona con la porción del costo de producir P&G exclusiva a los costos de perforación y equipamiento. Fuente: <https://definitions.uslegal.com/lifting-costs/>

<sup>11</sup> Schlumberger Oilfield Glossary [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/delay\\_rental.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/d/delay_rental.aspx)

<sup>12</sup> Una cláusula vertical Pugh limita el arrendamiento a ciertas profundidades o ciertas formaciones geológicas. Una forma común de una cláusula vertical de Pugh limita las profundidades mantenidas por la producción desde la superficie del suelo hasta la formación de producción más profunda establecida para el final del término primario.

## II.2 Argentina, Legislación Nacional

La presente exposición se limita a la normativa nacional. El marco legal general para las actividades de E&P de hidrocarburos en Argentina (marco regulatorio y términos legales) fue establecido por la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 del año 1967, la cual sigue vigente actualmente, con enmiendas promulgadas bajo diversos decretos que fueron modificando la versión original, incorporándose a las políticas económicas del país.

Los permisos de exploración y las concesiones de explotación son considerados aspectos centrales entre los que regula dicha Ley.

La búsqueda de hidrocarburos se autoriza a través de los permisos de exploración, que son otorgados por la Autoridad de Aplicación mediante mecanismos de competencia, en concurso público.

A través de propuestas de realización de ciertos trabajos exploratorios (por ejemplo, registro y procesamiento de trabajos de sísmica y perforación de pozos exploratorios) se participa en procesos de compulsión de ofertas.

Los permisos de exploración se dividen en varios períodos. El primero de ellos no necesariamente considera la perforación de pozos exploratorios, pero sí otras tareas de búsqueda de hidrocarburos. Los períodos siguientes sí deben contemplar la perforación de pozos exploratorios. Cuando termina cada período, el permisionario puede optar por ingresar o no al siguiente período. En caso de que eligiera ingresar, debe disminuir el área bajo exploración como lo determina la Ley y su reglamentación.

Si se obtiene una concesión de explotación sobre parte de un permiso de exploración, no necesariamente debe finalizarse el permiso de exploración completamente. El permisionario puede conservar las superficies de permiso para explorar otros prospectos que pudieran existir en dichas superficies, si existieran plazos pendientes.

Cuando una exploración resulta exitosa deriva naturalmente en una concesión de explotación, la cual otorga a su titular el derecho a producir tanto los hidrocarburos descubiertos en la etapa exploratoria, así como también todos aquellos que pueda encontrar el concesionario en la superficie que le ha sido concedida, continuando así la exploración en la etapa de explotación.

El plazo de la concesión es de 25 años a partir de la fecha del acto de su otorgamiento. Además, se le puede agregar el período que no fue usado del permiso de exploración. Siempre que el concesionario lo solicite al menos seis meses antes del vencimiento original, el plazo de la concesión puede estirarse por 10 años más, bajo criterio del Estado (artículo 25).

Para desligar al concesionario de explotación de la cautividad de un gasoducto o de un oleoducto, este goza del derecho de obtener una concesión de transporte de hidrocarburos para descargar la producción de su concesión.

El deber del concesionario de explotación de hidrocarburos a efectuar inversiones para desarrollo se trata en el artículo 31. Entre los varios aspectos a los que se refiere, el de la conservación de reservas se entiende como la explotación que a lo largo del tiempo garantiza el máximo restablecimiento posible de las reservas reconocidas.

Vale señalar que el concepto de “reservas recuperables” se vincula con criterios económicos y comerciales y no exclusivamente a apreciaciones de volumen, debido a que, por más que existan irrefutablemente, no se puede recuperar volúmenes de hidrocarburos si estos no se pueden extraer de forma razonablemente económica.

El incumplimiento de las obligaciones de carácter fiscal (por ejemplo, el pago del canon y la regalía) puede procederse con la caducidad de la concesión.<sup>13</sup>

En materia de prórrogas, el artículo 35 prevé que *el Poder Ejecutivo podrá prorrogarlas hasta por diez (10) años, en las condiciones que se establezcan al otorgarse la prórroga y siempre*

---

<sup>13</sup> ZAPATA, Ramón (2017), *Industria de los hidrocarburos en Argentina*, CEARE.

*que el concesionario haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes de la concesión. La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor de seis (6) meses al vencimiento de la concesión.*

### **II.3 Análisis comparativo**

Como se mencionó al comienzo del presente Capítulo, en Estados Unidos y en Canadá el ingreso y la salida de los operadores a las actividades de E&P es simple, donde la renovación de los contratos tiene como condición necesaria que se mantenga un determinado nivel de producción. En dichos países, la distribución anual de vencimientos de las licencias o arrendamientos es aleatoria y, por lo tanto, esto no trae aparejado ningún impacto para los países, ni en su nivel de producción, ni en sus reservas.

Es importante destacar la simplicidad con que se produce la salida de empresas que no registren producción. Esto facilita la rotación y el ingreso de nuevas compañías dispuestas a invertir sobre las mismas áreas.

En el caso argentino, no existen mecanismos automáticos ni para la pérdida de derechos ni para el otorgamiento de prórrogas. Como veremos, es importante observar las prácticas. Lo que ha ocurrido es que las prórrogas han sido otorgadas, en ocasiones, luego de negociaciones particulares diferentes según el Poder Concedente y el momento de su otorgamiento. Incluso, se han otorgado sobre concesiones sin producción y sin reservas. Las caducidades tampoco han operado en forma automática, ni con un procedimiento único, sino que observan situaciones en las cuales repentinamente se aplica este instituto.

Queda así expuesto que existe un problema en el diseño de los contratos, plazos y condiciones en nuestro país, que ha sido suplido por un conjunto de prácticas, que analizaremos posteriormente.

### CAPÍTULO III – ANALISIS CUANTITATIVO

En este capítulo se realiza un análisis cuantitativo de ciertas variables, tales como producción, reservas, fechas, cantidad de áreas, etc. Podemos anticipar que, luego de este análisis, se destacan algunas tendencias:

- La frecuencia con que se han otorgado prórrogas, antes y después de la denominada Ley Corta (26.197), ha variado considerablemente, observándose un comportamiento muy activo de las provincias al recibir el Poder Concedente, sobre las concesiones otorgadas previamente por el PEN.
- El desvío estándar en la anticipación con que se otorgaron las prórrogas es alto, lo cual permite inferir la ausencia de una política unificada de parte de las distintas autoridades concedentes.
- Cuanto más significativa es la concesión en cuanto a su participación en las Reservas y en la Producción, con mayor anticipación se han otorgado las prórrogas. Seguramente detrás de este comportamiento está el interés de las empresas de asegurar primero la continuidad en el tiempo de las áreas que son su "core business".
- Las prórrogas de concesiones sin reservas y/o producción se han dado al mismo tiempo que muchas prórrogas más. De manera que puede inferirse que, en estos casos, han existido negociaciones simultáneas de muchas áreas, sin atender a las particularidades de cada una de ellas.

#### III.1 Descripción estadística

Con base en la disponibilidad de información, se ha seleccionado una muestra no aleatoria de 78 casos, o concesiones petroleras a las que se les otorgó una prórroga. Adicionalmente, a medida que se avanzó con la investigación y se fue construyendo el presente trabajo, se consideraron otras que no fueron objeto de estudio sobre si sus concesiones habían o no recibido prórrogas sino que se tomaron como casos que atestiguan la quita de la concesión para determinar las razones esgrimidas en tal sentido, tales como no haberse producido desarrollo de reservas ni mantenido un nivel sostenido y considerable de la producción, que se trata en el Capítulo V. Considerando que en el año 1994 existían aproximadamente 216 concesiones<sup>14</sup>, la muestra de las concesiones con prórrogas es del 36% de las unidades posibles de análisis, mientras que si se incluyen las 21 áreas a las que se les quitó la concesión, daría un total de 99 casos contemplados en este trabajo, que representan un 46% de las concesiones existentes en 1994.

Para cada uno de estos 78 casos, se extrajo información respecto a la localización (provincia y cuenca en el que se encuentran), el operador actual, el año de otorgamiento original de la concesión, el año de otorgamiento de la prórroga, la fecha original de vencimiento y la extendida a partir de la prórroga, producción y nivel de reservas comprobadas hacia el final de la vida útil, tanto de gas como de petróleo, para el año 2000<sup>15</sup> y para el año 2015 (año cercano al otorgamiento y al vencimiento de las concesiones respectivamente)<sup>16</sup>. En base a dicha información se obtuvieron

<sup>14</sup> A los efectos de este trabajo se considera que lo sustancial es el número de concesiones que se otorgaron inicialmente, esto es en los años 1990 a 1994, ya que luego se siguieron otorgando nuevas concesiones, pero el universo que se está considerando para analizar el otorgamiento de prórrogas es el que se otorgó inicialmente. La forma de cálculo presentada en el Anuario de Reservas de 1994 no tiene en cuenta los procesos de división de las concesiones Iniciales, es por ello que la cantidad de concesiones otorgada inicialmente entre 1989 y 1994, podría ser actualmente mayor debido a esas divisiones.

<sup>15</sup> Inicialmente se había seleccionado el año 1995 como año cercano al origen del otorgamiento de las concesiones –que se dieron en el rango entre 1990 y 1992-, pero dada la inconsistencia de las bases de datos con las que se contaba –los datos publicados por la Secretaría de Gobierno de Energía en la base SESCO son a partir de 1998-, se decidió cambiar al año 2000, para el cual sí se contaba con datos fehacientes.

<sup>16</sup> El cuadro que dispone de toda la información reunida se encuentra disponible en el Anexo I.

indicadores, que se desarrollarán más adelante, y se trabajó con los años anticipados al vencimiento original en que fue otorgada la prórroga de la concesión como una de las variables principales.

Los datos fueron agrupados en forma gráfica para su análisis según diversas clasificaciones, tal como se presenta a continuación.

### III.2 Análisis estadístico general

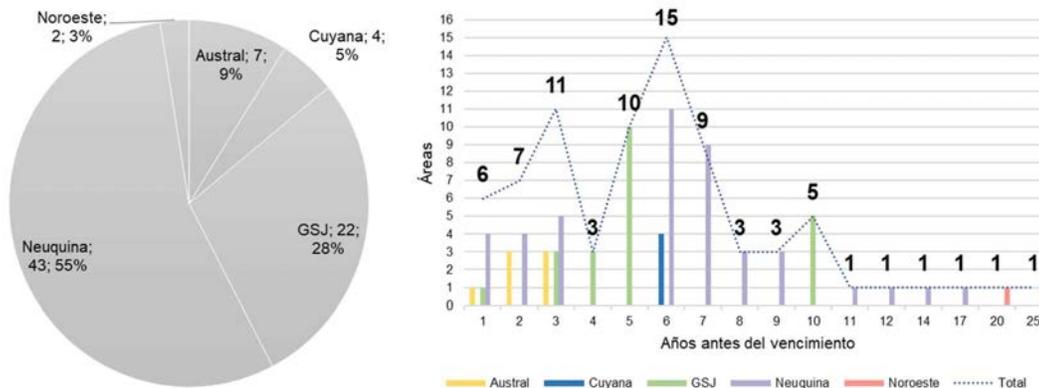
Si se agrupa al total de las 78 áreas según los años anticipados al vencimiento en el que se otorgaron las prórrogas, se obtiene que la media y la mediana son de 6 años. El 19% de los casos analizados fue beneficiado con una prórroga 6 años antes de que venciera el plazo original sobre dichas áreas.

El desvío estándar es de 4,1. Dada la media de 6 años, esta medida de dispersión sobre el plazo de anticipación con que se han otorgado las prórrogas es una evidencia de la ausencia de una política uniforme en el país.

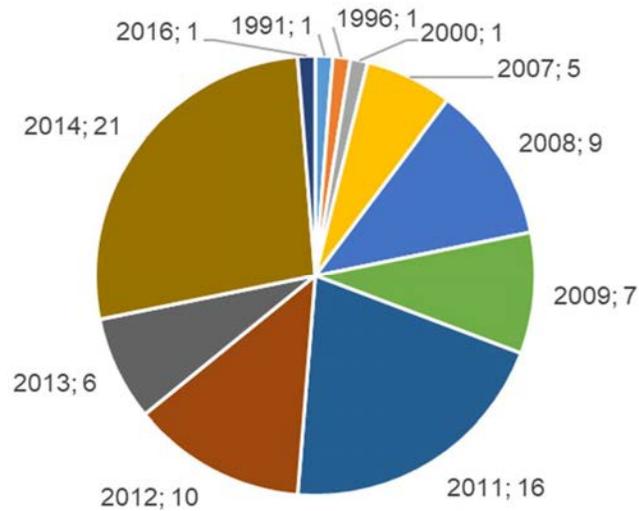
En el detalle del análisis por provincia, que se expondrá más adelante en este Capítulo, se puede ver la cantidad de prórrogas que se han otorgado en cada una de ellas y su anticipación a la fecha de vencimiento original. A grandes rasgos podemos introducir que en la provincia de Salta fue donde se otorgó las prórrogas con mayor anticipación (dos casos de 20 y 25 años antes), por parte del PEN. Seguida por Neuquén (17 años antes), también por parte del PEN, pero con la conformidad de la provincia.

En el otro extremo se observa que la provincia de Tierra del Fuego fue la que otorgó las prórrogas con fecha más reciente y cercana al vencimiento original de las concesiones (2 y 3 años antes en 6 áreas, y 1 compartida también con Santa Cruz y Estado Nacional 1 año antes del vencimiento).

**GRÁFICO 1: AGRUPAMIENTO POR CUENCA DE ÁREAS DE MUESTRA SEGÚN OTORGAMIENTO DE PRÓRROGA POR AÑOS ANTECIPADOS AL VENCIMIENTO ORIGINAL**



**GRÁFICO 2: CANTIDAD DE PRÓRROGAS OTORGADAS POR AÑO**



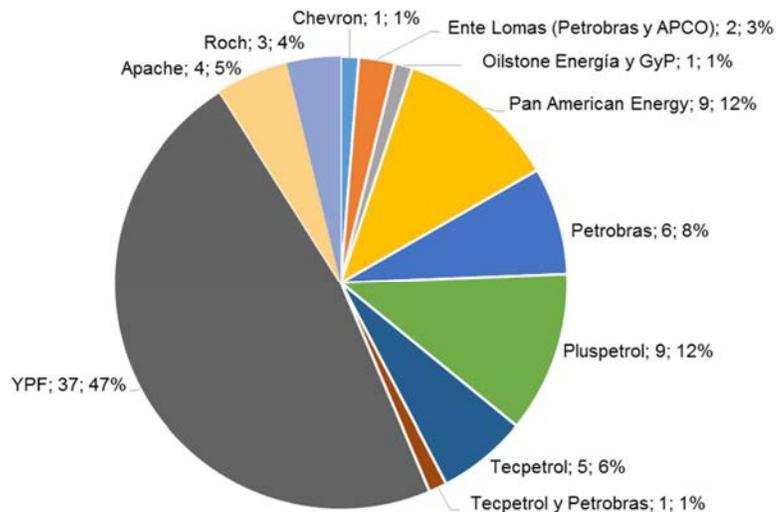
La mayor cantidad de prórrogas se ha otorgado en el año 2014, siendo 21 las concesiones extendidas, que representan el 27% del universo de 78 casos analizados en este trabajo. Le sigue el año 2011, con 16 prórrogas otorgadas (21%) y luego 2012 con 10 extensiones (13%).

#### III.4 Operadores

De la muestra de 78 casos, el 47% de las áreas son operadas por YPF, PAE y Pluspetrol, cada una de las cuales opera 9 áreas (12%), seguido por Petrobras con el 8%, Tecpetrol con el 6%, Apache con el 5%, Roch con el 4%, Entre Lomas el 3%; y 1 área para los casos de Chevron, Oilstone Energía y el consorcio Tecpetrol-Petrobras respectivamente.

No es un dato menor que YPF y Pan American Energy sean las mayores productoras de petróleo del país, con 45% y 19% respectivamente sobre el total de la producción 2016. En cuanto a la representación de la producción de gas, YPF, junto con YSUR, lidera la producción con 54%, mientras que después de Total Austral S.A. y Petrobras Argentina S.A., Pan American Energy está cuarto, con un 5% sobre la producción total del país en 2016.

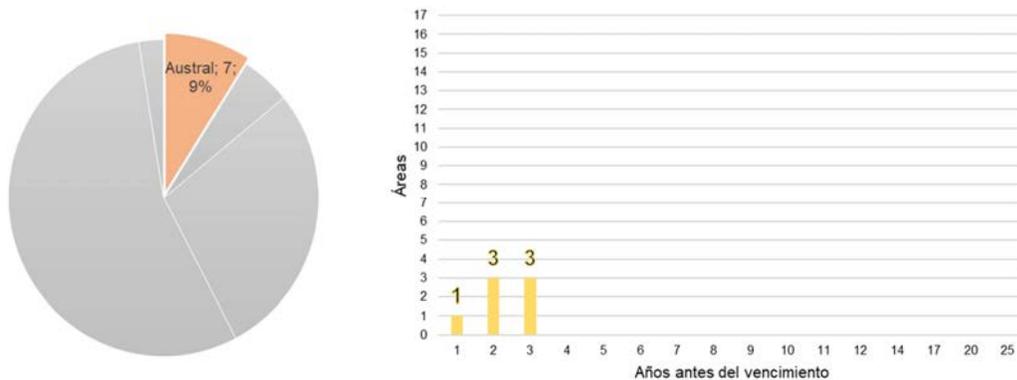
**GRÁFICO 3: DISTRIBUCIÓN DE ÁREAS DE MUESTRA POR OPERADOR, AÑO 2015**



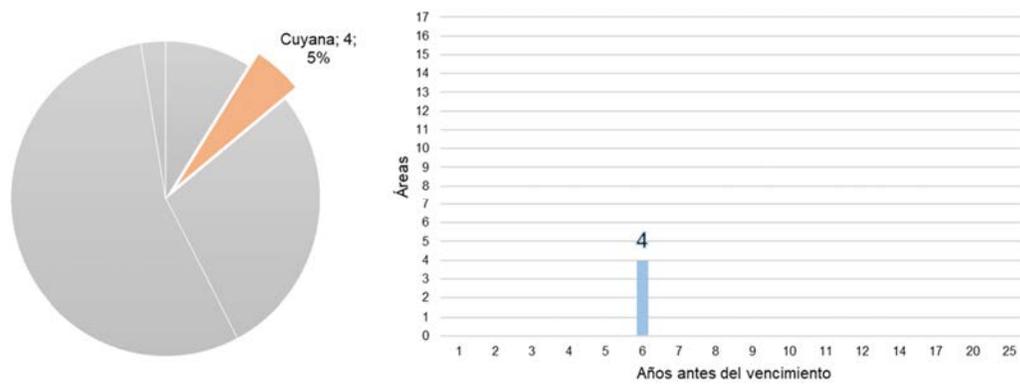
### III.5 Cuencas

Observando el comportamiento por cuenca, se advierte que en la cuenca Austral existen 6 casos de otorgamiento de prórrogas, los cuales se dieron 1, 2 y 3 años antes de su vencimiento original. La cuenca Cuyana cuenta con 4 casos, que fueron otorgados 6 años antes del vencimiento original; mientras que la cuenca del Golfo San Jorge cuenta con 19 casos, que fueron otorgados entre 1 y 10 años antes del vencimiento original. La cuenca Neuquina, aquella con mayor cantidad de casos, 43, varía los plazos entre 1 y 17 años. Por su parte, la cuenca Noroeste tiene 2 casos en la muestra, con períodos de 20 y 25 años.

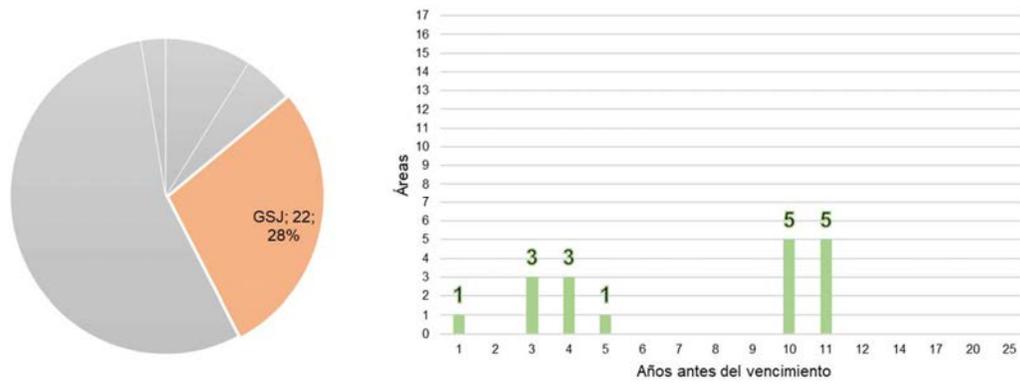
**GRÁFICO 4: CUENCA AUSTRAL**



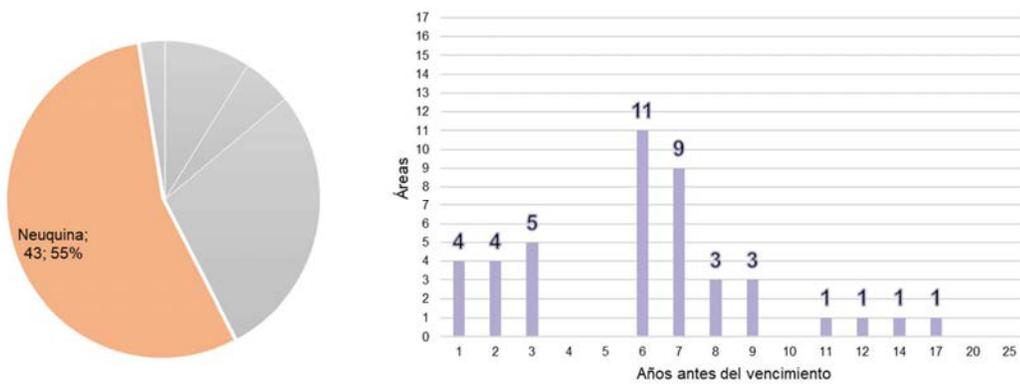
**GRÁFICO 5: CUENCA CUYANA**



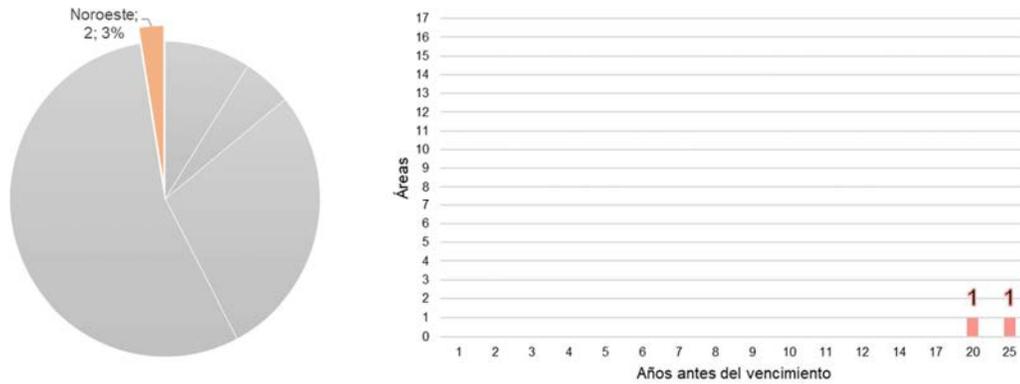
**GRÁFICO 6: CUENCA GOLFO SAN JORGE**



**GRÁFICO 7: CUENCA NEUQUINA**



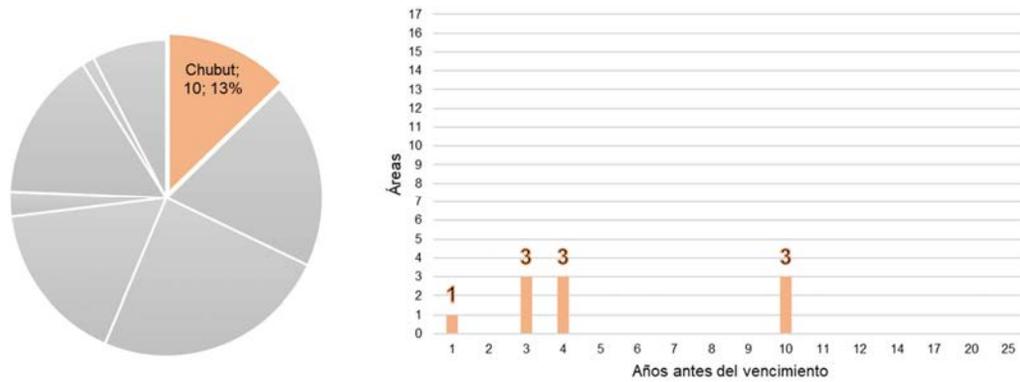
**GRÁFICO 8: CUENCA NOROESTE**



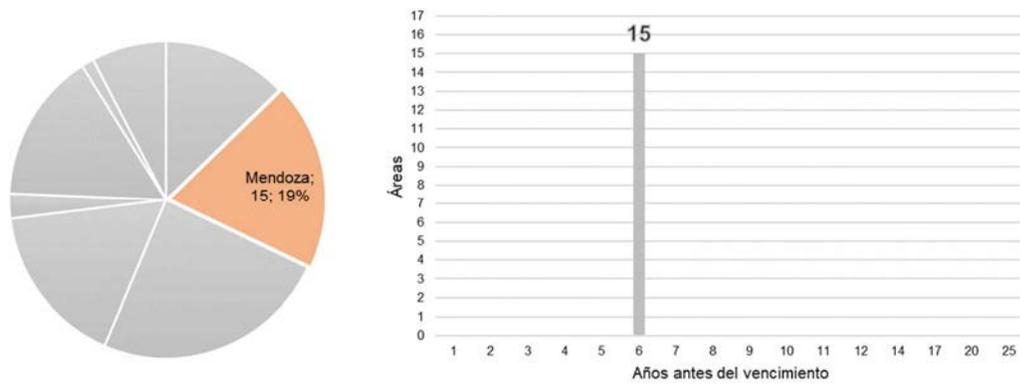
### III.6 Provincias

Ahora bien, yendo a un agrupamiento geográfico por provincia en la que se localizan las áreas analizadas, las prórrogas comprenden 10 áreas entre 1 y 10 años antes del vencimiento original en Chubut, 15 en Mendoza 6 años antes, 19 en Neuquén entre 1 y 17 años antes, 13 en Río Negro entre 1 y 12 años antes, 2 en Salta de 20 y 25 años antes, 12 en Santa Cruz con 5 y 9 años antes, 6 en Tierra del Fuego 2 y 3 años antes, y 1 en compartida entre las provincias de Tierra del Fuego, Santa Cruz y el Estado Nacional, 1 año antes del vencimiento original de la concesión (área Magallanes).

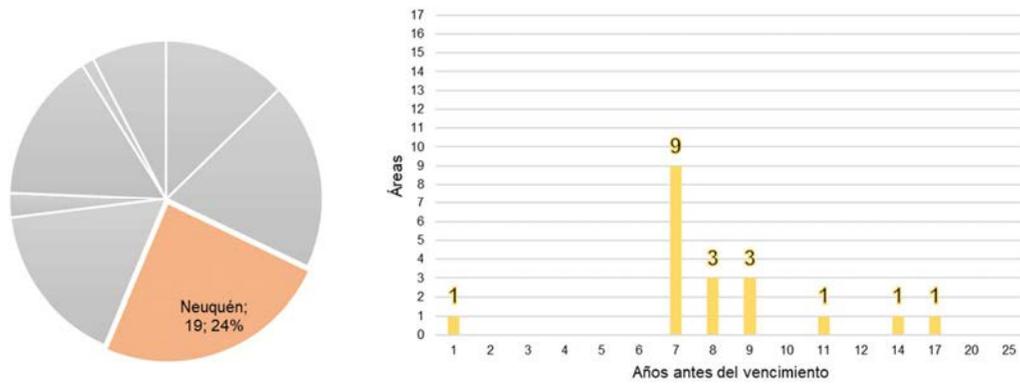
**GRÁFICO 9: PCIA. DE CHUBUT**



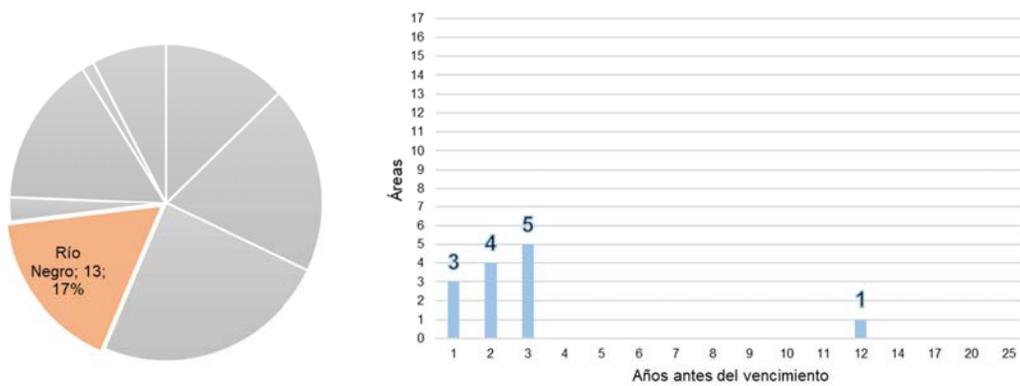
**GRÁFICO 10: PCIA. DE MENDOZA**



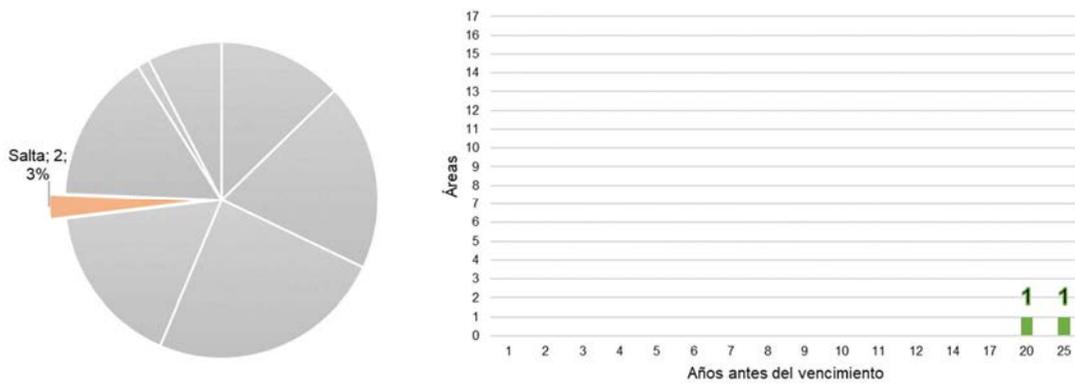
**GRÁFICO 11: PCIA. DE NEUQUÉN**



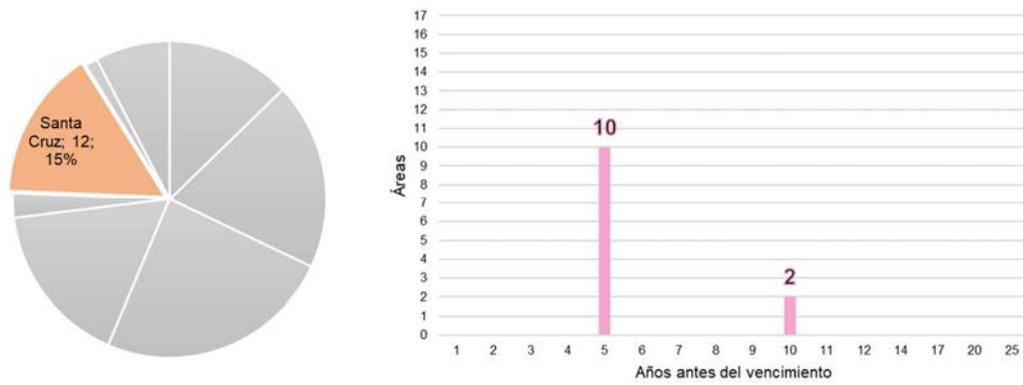
**GRÁFICO 12: PCIA. DE RÍO NEGRO**



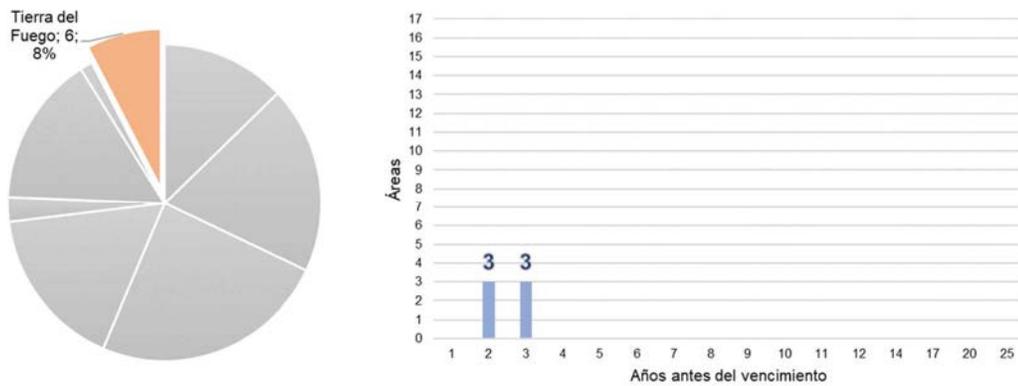
**GRÁFICO 13: PCIA. DE SALTA**



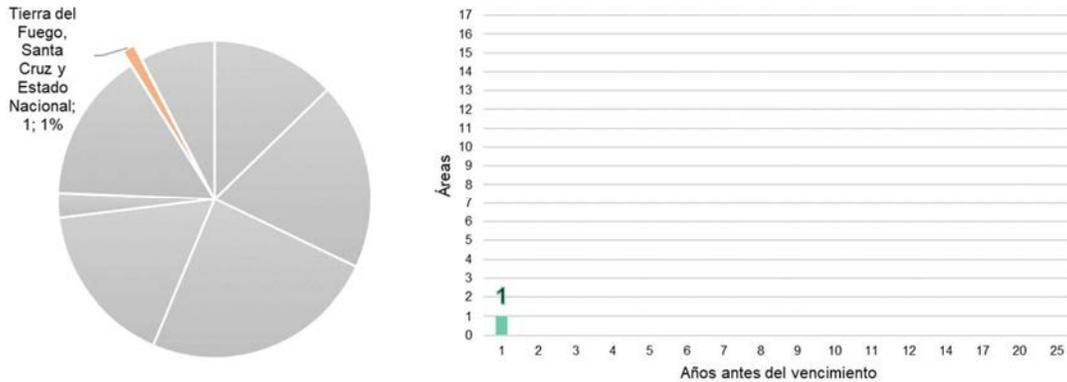
**GRÁFICO 14: PCIA. DE SANTA CRUZ**



**GRÁFICO 15: PCIA. DE TIERRA DEL FUEGO**



**GRÁFICO 16: PCIAS. DE TIERRA DEL FUEGO, SANTA CRUZ Y ESTADO NACIONAL (CONCESIÓN MAGALLANES)**



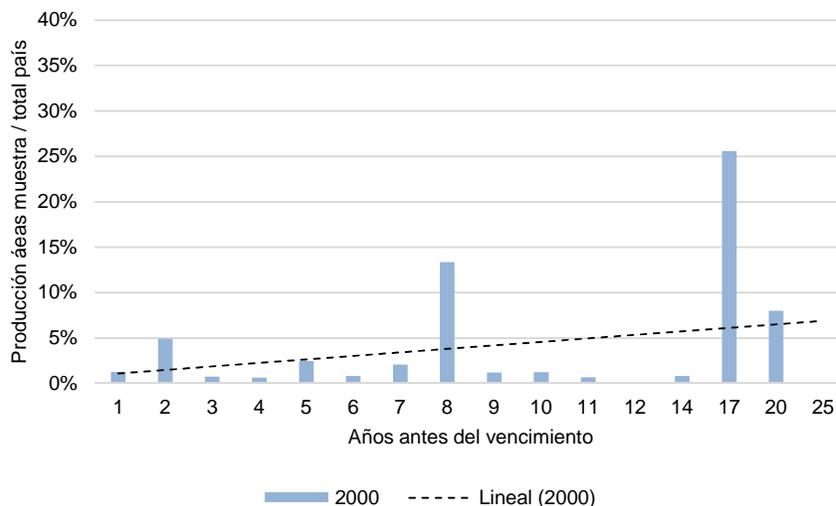
### III.7 Tipo de recurso

Ahora bien, realizando un agrupamiento por tipo de recurso, considerando la participación por un lado de la producción y por otro lado de las reservas, puede observarse que, para el caso del gas natural, las áreas cuyas prórrogas se otorgaron 8 y 17 años antes de su vencimiento original fueron las que, en suma, para los años 2000 y 2015, tenían una mayor participación tanto en la producción como en las reservas del país.

Para elaborar la información presentada en el siguiente gráfico se tomó el porcentaje de participación de la producción de gas natural de cada área sobre el total producido en Argentina en el año 2000, y se agruparon estas participaciones según la cantidad de años que la prórroga se otorgó anticipadamente.

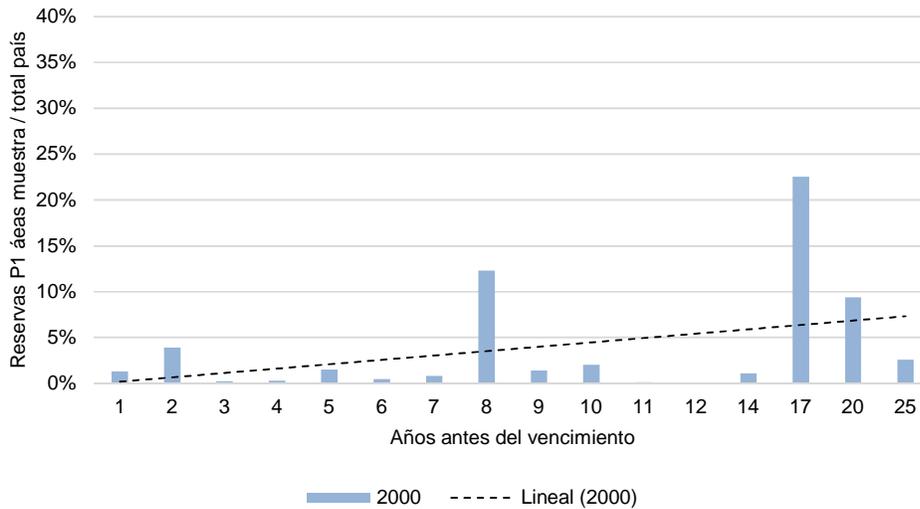
Por ejemplo, para las 6 áreas a las que se les dieron prórroga 1 año antes del vencimiento (Magallanes, Agua Sala, Bajada del palo, Jagüel de los machos, El Santiagueño y Restinga Ali), en el año 2000 su producción de gas sumaba el 1,28% sobre el total de gas del país.

**GRÁFICO 17: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DEL TOTAL PAÍS, DE LAS ÁREAS POR AÑOS ANTICIPADOS DE OTORGAMIENTO, AÑO 2000**



A partir de este gráfico se destaca la importancia decreciente en el tiempo de las áreas prorrogadas en función de su participación en la producción del país, que puede verse a partir de la línea de tendencia (lineal) sobre las participaciones en la producción de las áreas en el año 2000.

**GRÁFICO 18: PARTICIPACIÓN EN LAS RESERVAS DE GAS NATURAL DEL TOTAL PAÍS, DE LAS ÁREAS POR AÑOS ANTICIPADOS DE OTORGAMIENTO, AÑO 2000**



La metodología que se utilizó en el gráfico anterior, que contemplaba la producción de gas, se tomó también para el caso de las reservas. Para obtener el ratio reflejado en el eje de ordenadas se tomó el porcentaje de participación de las reservas comprobadas de natural de cada área sobre el total de reservas comprobadas en Argentina en el año 2000, y se agruparon estas participaciones según la cantidad de años que la prórroga se otorgó anticipadamente.

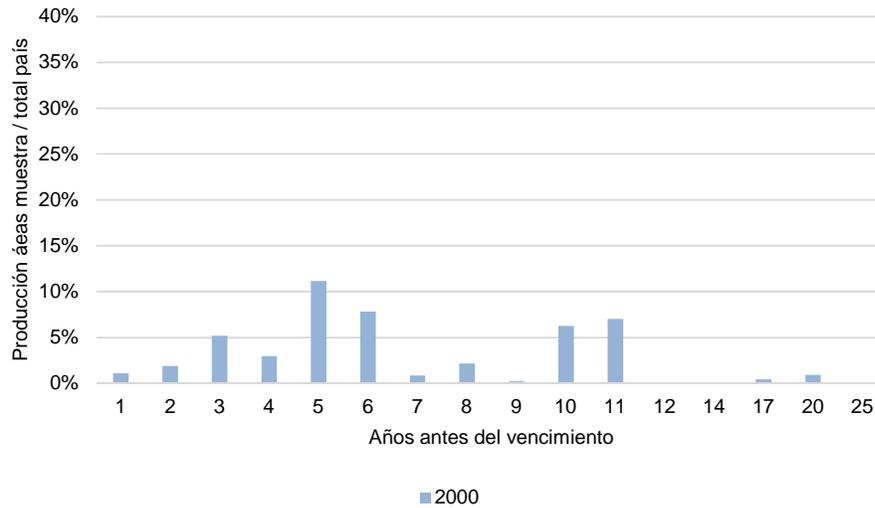
Por ejemplo, para las 6 áreas a las que se les dieron prórroga 1 año antes del vencimiento (Magallanes, Agua Sala, Bajada del palo, Jagüel de los machos, El Santiagueño y Restinga Alí), en el año 2000 sus reservas comprobadas de gas sumaban el 1,31% sobre el total de gas del país.

Nuevamente, a través de la línea de tendencia (lineal) se destaca la importancia decreciente en el tiempo de las áreas prorrogadas, en función de su participación en las Reservas del país.

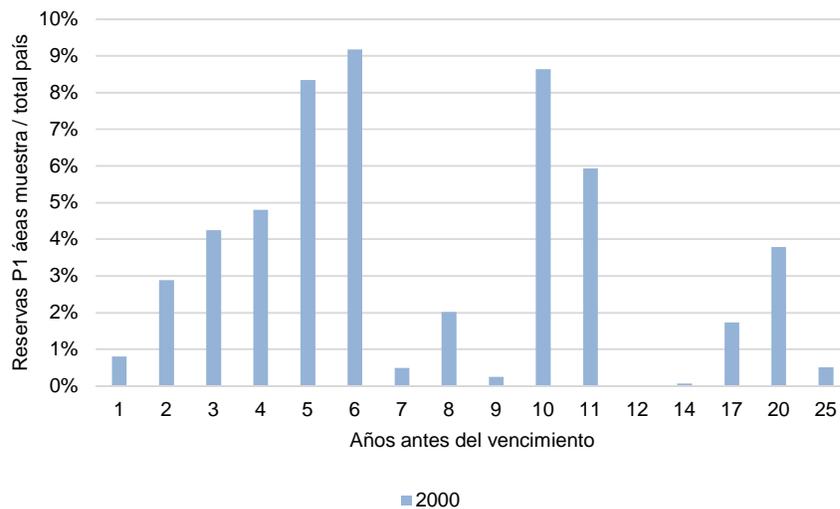
A partir de los gráficos 19 y 20 surge una segunda tendencia, que es que cuanto más significativa es la concesión en cuanto a su participación en las Reservas y en la Producción, con mayor anticipación se han otorgado las prórrogas. Una causa probable detrás de este comportamiento puede radicar en el interés de las empresas de asegurar primero la continuidad en el tiempo de las áreas que son su "core business".

En cuanto al caso del petróleo, los mayores niveles de producción y de reservas acontecen sobre la sumatoria de los casos en los cuales la prórroga se dio 6 y 10 años respectivamente antes del vencimiento original de la concesión de las áreas, como puede observarse en los gráficos a continuación. Se aplicaron las mismas metodologías que en el caso del gas natural para calcular la información presentada en los mismos.

**GRÁFICO 19: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL TOTAL PAÍS, DE LAS ÁREAS POR AÑOS ANTICIPADOS DE OTORGAMIENTO, AÑO 2000**



**GRÁFICO 20: PARTICIPACIÓN EN LAS RESERVAS DE PETRÓLEO DEL TOTAL PAÍS, DE LAS ÁREAS POR AÑOS ANTICIPADOS DE OTORGAMIENTO, AÑO 2000**



Ahora bien, el análisis de la cantidad de prórrogas otorgadas en cada año puede relacionarse con la situación de haberse otorgado prórrogas a áreas sin producción ni reservas, que se desarrollará más adelante. La tabla a continuación muestra qué áreas se prorrogaron cada año, y en color amarillo se resaltan aquellas que no presentaron producción ni reservas, como se detallará en este mismo capítulo luego. Así surge una tercera tendencia, referida a las prórrogas de concesiones sin reservas y/o producción. Cuando se han dado estas prórrogas, se han dado simultáneamente muchas prórrogas más. De manera que puede inferirse que, en estos casos, han existido negociaciones simultaneas de muchas áreas, sin atender a las particularidades de cada una de ellas. Adicionalmente, en la tabla puede observarse que una misma empresa ha negociado en bloque un conjunto de prórrogas, algunas con reservas y producción y otras sin estos atributos.

En la Tabla 5 del Capítulo IV se presenta este agrupamiento y se ahonda en la cuestión de prórrogas otorgadas a una misma empresa operadora en forma conjunta.

**TABLA 2: PRÓRROGAS OTORGADAS POR AÑO, CASOS SIN PRODUCCIÓN NI RESERVAS (ÁREAS COLORADAS EN AMARILLO)**

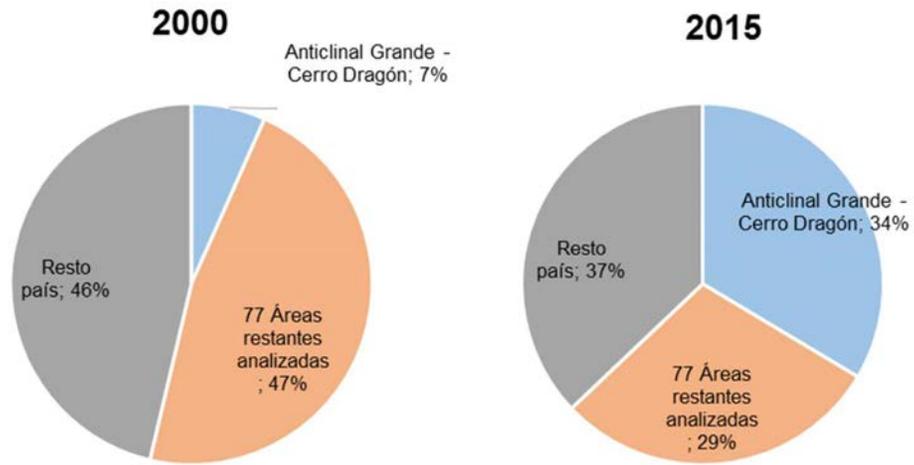
Año	1991	1996	2000	2007	2008	2009	2011	2012	2013	2014	2016
Cantidad de concesiones prorrogadas	1	1	1	5	9	7	16	10	6	21	1
Áreas	Acambuco (BRIDAS)	Ramos (Pluspetrol)	Loma La Lata - Sierra Barrosa (YPF)	Anticinal Grande - Cerro Dragón (PAE)	Aguada Baguales (Pluspetrol)	Aguada Pichana (PAE)	Altiplanicie del Payún (YPF)	Barranca Yankowsky (YPF)	Angostura (Roch)	25 de Mayo - Medaño Sud Este (Petrobras)	Magallanes (YPF)
				Cerro Tortuga - Las Flores (PAE)	Aguada de la Arena (Petrobras)	Aguada Villanueva (Pluspetrol)	Barrancas (YPF)	Cañadón La Escondida - Las Heras (YPF)	El Tordillo (Tecpetrol)	Agua Salada (Tecpetrol y Petrobras)	
				Chulengo (PAE)	Centenario (Pluspetrol)	Bajo Baguales (Olistone Energía y GYP)	Cañadón Amarillo (YPF)	Cañadón León - Meseta Espinosa (YPF)	La Tapera (Tecpetrol)	Bajada del palo (Ente Lomas (Petrobras y APCO)	
				Koluel Kaike - El Valle (PAE)	El Poverir (Pluspetrol)	La Calera (Pluspetrol)	Cerro Fortunoso (YPF)	Cañadón Vasco (YPF)	Las Violetas (Roch)	Bajo del Piche (YPF)	
				Piedra Clavada (PAE)	Loma Jarillosa Este Puesto Silva Oeste (Pluspetrol)	Lindero Atravesado (PAE)	Chihuido de la Sierra Negra (YPF)	Cañadón Yatel (YPF)	Puesto Quiroga (Tecpetrol)	Barranca de los loros (YPF)	
					Puesto Touquet (Pluspetrol)	Meseta Buena Esperanza (Pluspetrol)	El Manzano (YPF)	Cerro Piedra - Cerro Guadál Norte (YPF)	Río Cullen (Roch)	Campamento Central - Cañadón Perdido (YPF)	
					Rincón de Aranda (Petrobras)	San Roque (PAE)	El Portón (YPF)	El Guadál - Lomas del Cuy (YPF)		Catriel Viejo (Tecpetrol)	
					Río Neuquen (Petrobras)		El Trapial - Curamched (Chevron)	Los Monos (YPF)		El Medaño (YPF)	
					Veta Escondida (Petrobras)		La Brea (YPF)	Los Peralles - Las Mesetas (YPF)		El Santiaguero (Apache hasta 2014, ahora YPF)	
							La Ventana (YPF)	Pico Truncado - El Cordón (YPF)		Entre Lomas (Ente Lomas (Petrobras y APCO)	
							Liancanelo (YPF)			Escalante - El Trébol (YPF)	
							Puesto Hernández (YPF)			Estación Fernández Oro (YPF)	
							Puntilla del Huincán (YPF)			Jagüel de los machos (Petrobras)	
							Río Tunuyán (YPF)			Lago Fuego (Apache - Petrolera LF Company-)	
							Valle del Río Grande (YPF)			Los Caldenes (YPF)	
							Vizcacheras (YPF)			Los Chernillos (Apache/YPF)	
										Manantiales Behr (YPF)	
										Restinga Ali (YPF)	
										Señal Picada - Punta Barda (YPF)	
										Tierra del Fuego (Apache/YPF)	
										Tres Nidos (Tecpetrol)	

### III.8 Áreas más importantes

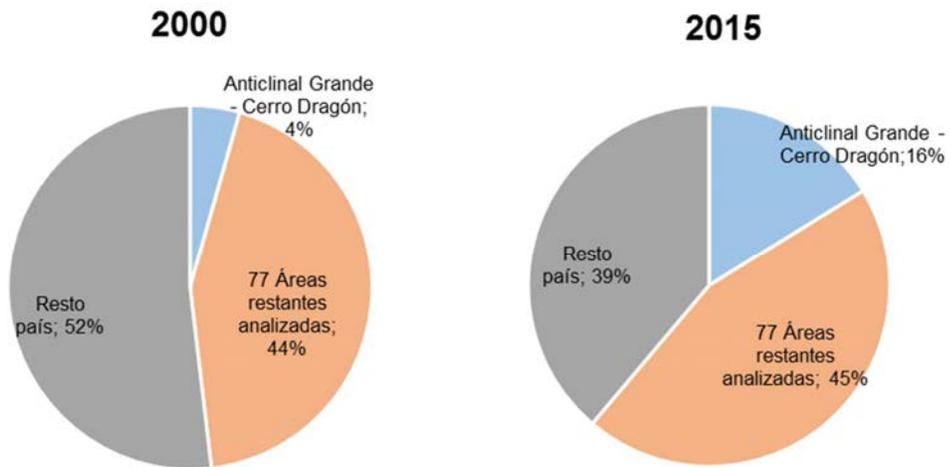
Aplicando un criterio de importancia, del agrupamiento de los casos según grado de representatividad por volumen de producción realizado anteriormente, surge que las áreas más representativas corresponden a Cerro Dragón y Loma La Lata para los casos de P&G respectivamente; representando el 7% en 2000 y el 34% en 2015 de las reservas del país el caso de Cerro Dragón para las reservas de petróleo, mientras que Loma La Lata representaba el 23% en 2000 y el 9% en 2015 para las reservas de gas. Las mismas son operadas por Pan American Energy

e YPF respectivamente, que como se ha mencionado más atrás, son las principales empresas operadoras de P&G de la Argentina.

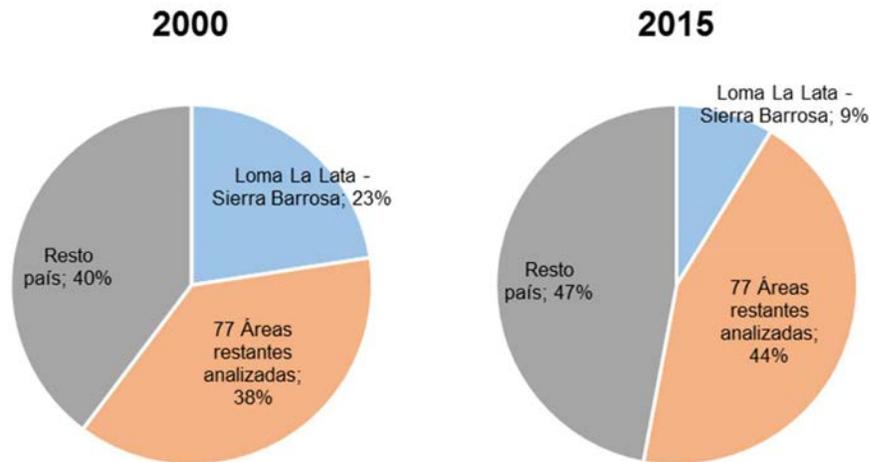
**GRÁFICO 21: PARTICIPACIÓN EN LAS RESERVAS DE PETRÓLEO, AÑOS 2000 Y 2015**



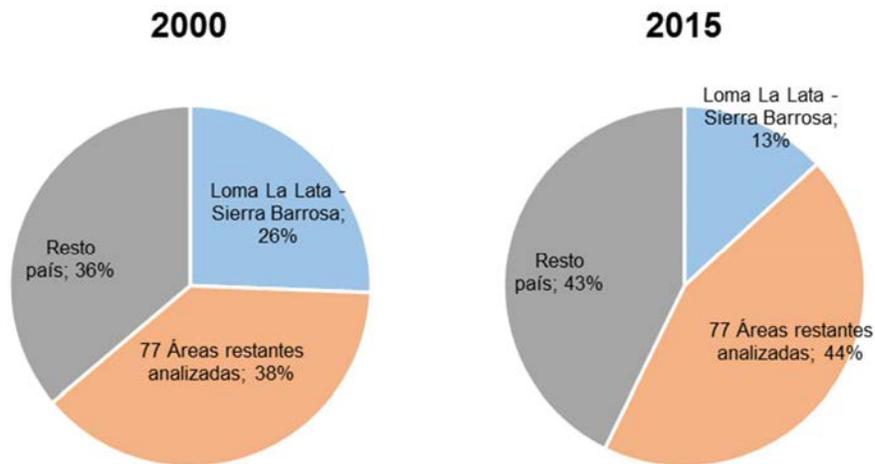
**GRÁFICO 22: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AÑOS 2000 Y 2015**



**GRÁFICO 23: PARTICIPACIÓN EN LAS RESERVAS DE GAS, AÑOS 2000 Y 2015**



**GRÁFICO 24: PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN DE GAS, AÑOS 2000 Y 2015**



En el siguiente capítulo, en el que se describe el proceso de otorgamiento de prórrogas por cuenca, se incluye el detalle de estos dos casos, entre otros.

### III.9 Prórrogas a concesiones sin producción ni reservas

Para tener una estimación respecto al volumen de áreas prorrogadas que no tenían niveles de producción ni de reservas, se han realizado dos tipos de análisis:

*Análisis 1:* De la muestra analizada se ha tomado el volumen de producción y reservas de P&G para cada área **en el año en el que fueron otorgadas las respectivas prórrogas**. De dicha información se puede observar, en la tabla a continuación, que:

- 4 áreas tenían cero producción y reservas de P&G (Puntilla del Huincán, Rincón de Aranda, Veta Escondida y Meseta Buena Esperanza, marcadas en color naranja), y
- 7 áreas tenían cero reservas de P&G (Restinga Alí, Barranca Yankowsky, Aguada Villanueva, La Calera, Catriel Viejo, Tres Nidos, Los Chorrillos, marcadas en color amarillo).

**TABLA 3: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE P&G EN EL AÑO DE OTORGAMIENTO DE PRÓRROGA, POR ÁREA**

Área	Año de otorgamiento de la prórroga	Producción de petróleo en m3, en año de prórroga	Producción de gas en Mm3, en año de prórroga	Reservas de petróleo en Mm3, en año de prórroga	Reservas de gas en MMm3, en año de prórroga
Magallanes	2016	232,566	790,339	2,448	10,434
El Portón	2011	56,830	128,062	148	472
Barrancas	2011	542,175	9,965	3,733	66
Cerro Fortunoso	2011	263,471	282,316	3,805	-
el Manzano	2011	4,774	2,787	18	-
La Brea	2011	5,782	1,789	63	18
Llancanelo	2011	10,505	114	312	-
Puntilla del Huincán	2011	-	-	-	-
Río Tunuyán	2011	14,343	388	212	6
Valle del Rio Grande	2011	276,192	77,656	1,802	332
Vizcacheras	2011	524,877	20,827	4,015	163
Cañadón amarillo	2011	90,815	23,192	450	-
Altiplanicie del Payún	2011	8,224	728	3	-
Chihuido de la Sierra Negra	2011	404,049	43,992	2,310	178
Puesto Hernández	2011	48,074	7,178	277	-
La Ventana	2011	380,837	17,163	414	23
Anticlinal Grande - Cerro Dragón	2007	,663,746	2,747,529	117,962	23,497
Chulengo	2007	24,535	3,809	335	5
Cerro Tortuga - Las Flores	2007	209,177	11,760	4,008	1,645
El Tordillo	2013	914,550	106,545	8,565	574
La Tapera	2013	1,025	-	13	-
Puesto Quiroga	2013	22,443	1,322	139	7
Campamento Central - Cañadón Perdido	2014	366,235	9,175	2,749	35
Escalante - El Trébol	2014	575,447	56,343	5,336	220
Restinga Ali	2014	21,533	657	-	-
Manantiales Behr	2014	1,098,772	165,489	4,634	762
Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte	2012	51,868	18,899	296	43
Cañadón La Escondida - Las Heras	2012	897,755	59,805	5,945	294
Cañadón León - Meseta Espinosa	2012	622,221	128,858	7,019	691
Los Monos	2012	12,895	2,087	102	17

Área	Año de otorgamiento de la prórroga	Producción de petróleo en m3, en año de prórroga	Producción de gas en Mm3, en año de prórroga	Reservas de petróleo en Mm3, en año de prórroga	Reservas de gas en MMm3, en año de prórroga
Pico Truncado - El Cordón	2012	355,300	64,979	3,064	399
Los Perales - Las Mesetas	2012	906,995	362,824	7,848	1,951
El Guadal - Lomas del Cuy	2012	413,309	32,794	3,075	242
Cañadon Vasco	2012	58,543	11,051	272	43
Cañadon Yatel	2012	234,345	159,028	1,224	1,017
Barranca Yankowsky	2012	243	117	-	-
Piedra Clavada	2007	283,834	1,752	3,839	12
Koluel Kaike - El Valle	2007	173,437	7,672	2,093	85
Loma La Lata - Sierra Barrosa	2000	188,941	11,575,000	8,221	175,440
Rio Neuquen	2008	47,626	239,145	323	1,375
Aguada de la Arena	2008	12,471	320,142	158	3,746
Rincón de Aranda	2008	-	-	-	-
Veta Escondida	2008	-	-	-	-
Lindero atravesado	2009	60,344	301,616	355	1,811
El Medanito	2014	163,114	65,268	3,921	3,793
Barranca de los loros	2014	5,483	6	2	-
Señal Picada - Punta Barda	2014	395,705	9,762	3,577	95
Bajo del Piche	2014	21,093	9,318	257	83
Los Caldenes	2014	7,393	1,210	93	-
Estación Fernández Oro	2014	125,194	662,935	1,654	7,793
El Santiagueño	2014	27,480	13,918	40	17
Aguada Pichana	2009	49,466	4,069,682	1,246	29,990
San Roque	2009	223,938	3,999,185	1,742	18,456
Acambuco	1991	SD	SD	SD	SD
Ramos	1996	278,184	2,126,621	SD	SD
El Trapial - Curamched	2011	,929,843	216,672	9,255	139
Aguada Baguales	2008	89,667	6,164	1,071	91
El Porvenir	2008	161,880	1	1,663	-
Puesto Touquet	2008	2,260	86,991	2	751
Centenario	2008	322,729	1,492,242	4,915	12,418
Loma Jarillosa Este - Puesto Silva Oeste	2008	72,663	20,367	174	52
Aguada Villanueva	2009	105,730	-	-	-
Bajo Baguales	2009	970	7,354	-	60
La Calera	2009	965	499	-	-
Meseta Buena Esperanza	2009	-	-	-	-
Jagüel de los machos	2014	279,786	72,406	1,219	306
Bajada del palo	2014	244,526	103,315	1,571	700

Área	Año de otorgamiento de la prórroga	Producción de petróleo en m3, en año de prórroga	Producción de gas en Mm3, en año de prórroga	Reservas de petróleo en Mm3, en año de prórroga	Reservas de gas en MMm3, en año de prórroga
Entre Lomas	2014	315,398	214,883	1,763	1,051
25 de Mayo - Medanito Sud Este	2014	187,444	42,289	1,317	263
Agua Salada	2014	89,269	294,356	3	3
Catriel Viejo	2014	1,789	-	-	-
Tres Nidos	2014	48	-	-	-
Las Violetas	2013	32,455	335,259	42	169
Angostura	2013	131	-	10	24
Río Cullen	2013	3,016	10,339	26	83
Los Chorrillos	2014	31,724	9,876	-	-
Tierra del Fuego	2014	121,866	1,045,995	1,015	8,021
Lago Fuego	2014	3,368	29,410	160	1,857

Adicionalmente, cabe resaltar que 5 de las mencionadas 11 áreas no tuvieron nivel de producción ni reservas alguno tanto en el período inicial como en la actualidad (2000 y 2015, respectivamente). Las mismas son Barranca Yankowsky (c. GSJ, YPF), Veta Escondida (c. neuquina, Petrobras), Aguada Villanueva (c. neuquina, Pluspetrol), Meseta Buena Esperanza (c. neuquina, Pluspetrol) y Tres Nidos (c. neuquina, Tecpetrol).

*Análisis 2:* Se construyó una tabla que agrupa, por área, la producción y las reservas para P&G (la primera columna indica la concesión, y le suceden producción de petróleo, reservas de petróleo, producción de gas y reservas de gas) y se muestran resaltados en color rosa aquellos años con valor cero, para el **período 1993-2016** (en el caso de las reservas, los valores se pudieron conseguir desde 1998). De los 86 registros que existen para cada área (uno por año, por recurso, para producción y reservas comprobadas) se estableció una regla que determinara aquellas que tuvieran más del 60% de sus registros con valores en cero o nulos. A su vez, para se han agrupado las áreas con referencia a la producción de petróleo del año 2014, debido a que, como se ha explicado al comienzo de este capítulo, es el año en el que más cantidad de prórrogas se han otorgado, para poder obtener un análisis visual por agrupamiento del color (más concentrado en aquellas áreas con mayores registros en cero o nulos).

A continuación, se presenta la tabla (que se halla también en el Anexo III para una visualización más concentrada), en la que se resalta la falta de valores de producción y reservas<sup>17</sup> para las siguientes 9 áreas, resaltadas en letra roja:

- 8 que ya habían surgido del Análisis 1, viendo el nivel de producción y reservas en el año del otorgamiento de la prórroga (Barranca Yankowsky, Puntilla del Huincán, Aguada Villanueva, Veta Escondida, Meseta Buena Esperanza, Rincón de Aranda, Catriel Viejo y Tres Nidos), y

<sup>17</sup> Para recopilar la serie, que va desde 1993 (para producción) o 1998 (para reservas) hasta 2016, se utilizaron diversas fuentes, por no contarse los datos unificados en una sola. Se utilizó este horizonte temporal ya que la recopilación de los datos anteriores a dichos años de partida resultaba dificultosa y con posibilidades de no contar con toda la información, o que la misma no fuera confiable.

Las reservas desde 1998 a 2003 se tomaron de los anuarios de combustibles, y las que van desde 2004 a 2016 se tomaron de los archivos en Excel, todo público en los archivos de bases de datos del MINEM. La producción se tomó para 1993 a 1998 de un archivo Excel no público actualmente el cual fue facilitado por un experto del sector, de 1999 a 2008 de Sesco y de 2009 en adelante de Sesco Web.

- 1 nueva (Los Caldenes) que, a partir de este análisis, ha demostrado períodos continuos sin producción y reservas, no siendo en el año del otorgamiento de la prórroga.



TABLA 4: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE P&G, 1993-2016, POR ÁREA (CONT.)

Concesión	Reservas de Petróleo (Mm3)																			
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Barranca Yankowsky	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puntilla del Huincan	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguada Villanueva	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Veta Escondida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Meseta Buena Esperanza	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Caldienes	-	40	7	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	93	109	159	-
Rincon de Ananda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguada de la Arena	283	272	307	246	199	254	239	9	196	174	158	176	162	150	120	122	121	81	78	-
Aguada Pichana	2,440	2,300	2,749	2,672	2,208	2,059	1,406	1,191	1,264	1,296	1,260	1,246	1,346	1,298	1,266	1,176	904	933	785	-
Atiplanicie del Payun	-	-	-	-	143	71	-	-	52	-	32	51	25	30	3	-	16	-	-	-
Bajo del piche	141	132	160	127	133	204	170	165	104	176	308	234	207	104	83	181	257	159	132	-
Barranca de los loros	57	39	66	50	50	35	27	29	21	18	20	46	31	-	-	-	-	-	-	-
Cañadon Leon - Meseta Espinosa	5,893	5,873	5,191	4,918	4,860	4,885	4,741	4,449	4,071	3,378	3,346	4,002	5,218	7,290	7,019	6,869	6,856	6,999	5,428	-
El Medanto	435	497	625	527	447	360	300	829	1,406	1,861	-	117	3,461	3,332	3,733	682	3,921	3,467	2,127	-
Pico Truncado - El Cordon	6,175	4,855	4,024	4,038	3,710	4,156	3,898	2,661	2,935	2,499	2,373	2,067	3,113	3,235	3,064	2,809	2,707	2,348	2,217	-
Puesto Quiroga	-	-	-	-	25	19	23	22	134	163	208	278	205	207	234	139	117	87	78	-
Valle del Rio Grande	2,459	3,057	2,771	2,928	2,928	2,726	2,452	1,604	1,442	1,945	1,639	1,445	1,769	1,802	1,582	1,431	1,261	980	623	-
El Porton	293	215	1,094	629	1,116	933	304	292	249	205	183	105	138	148	124	172	149	102	66	-
El Tordillo	21,221	20,091	22,590	21,228	22,480	21,021	19,726	18,024	21,509	20,318	19,007	14,502	13,059	11,843	10,098	8,565	6,926	7,167	6,037	-
Lindero atravesado	485	711	745	377	377	371	448	397	693	564	516	355	378	262	517	479	615	400	365	-
Rio Tunuyan	239	287	266	246	228	215	184	166	131	264	183	203	203	212	212	202	233	204	183	-
Vizcacheras	7,034	9,349	9,360	9,788	9,788	8,257	6,319	6,496	5,818	4,676	4,434	4,992	4,516	4,015	3,855	3,843	3,912	3,420	2,349	-
Cañadon Yatel	2	2	38	31	19	24	93	118	141	261	552	546	815	950	1,224	1,257	1,096	1,105	985	-
TDF	2,160	2,127	2,020	1,822	1,928	1,881	1,634	1,476	1,323	1,331	1,454	1,128	1,391	1,307	837	1,474	1,015	1,155	405	-
Chulengo	59	150	150	134	119	129	105	109	142	335	246	268	271	224	225	152	263	247	158	-
El Guadal - Lomas del Cuy	8,554	6,815	6,374	6,372	5,704	5,171	4,878	3,435	2,773	2,133	2,507	2,483	2,313	2,591	3,075	2,988	3,109	3,191	2,524	-
La Tapera	-	-	106	105	105	22	18	18	18	10	6	22	16	13	9	13	15	31	18	-
Los Monjes	39	55	61	51	41	35	25	32	34	65	63	26	31	102	94	73	93	36	36	-
San Roque	5,789	5,181	4,400	2,644	3,682	3,007	3,477	2,968	1,711	1,849	1,766	1,742	1,554	1,303	1,011	862	691	553	458	-
Catriel Viejo	92	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centenario	1,849	2,659	2,411	3,150	3,150	2,649	3,197	3,263	3,532	4,639	4,915	5,382	4,370	4,126	3,570	2,184	1,413	927	722	-
el Manzano	3	-	-	-	-	-	3	7	21	35	-	6	10	18	9	27	2	115	30	-
La Ventana	6,920	8,896	8,061	7,513	6,553	6,224	5,539	5,560	4,711	4,940	596	412	500	414	329	323	374	393	295	-
Manantiales Behr	3,684	4,533	4,505	5,267	4,947	5,681	5,657	4,812	4,624	4,437	5,002	5,388	6,975	6,811	4,592	4,243	4,634	5,532	6,444	-
Ramos	19,495	18,824	17,938	16,722	16,722	9,976	2,727	1,725	1,320	996	806	758	463	354	337	308	280	244	245	-
Rio Cullen	18	13	30	22	18	26	25	23	17	19	22	14	9	10	10	26	24	17	17	-
Barrancas	14,236	13,113	12,066	10,529	10,529	9,125	5,396	5,218	4,469	3,913	4,526	4,178	4,002	3,733	2,932	2,280	2,137	1,697	771	-
Carpintero Central - Cañadon Perdido	3,570	3,539	3,613	3,528	3,528	3,442	3,163	2,648	2,398	2,362	2,882	2,718	3,016	2,822	2,353	2,470	2,749	2,453	1,266	-
Cañadon de la Escondida - Las Heras	10,024	10,184	9,499	9,357	8,051	6,446	6,022	5,272	4,737	4,373	5,098	5,532	6,188	6,191	5,945	5,676	6,463	7,351	5,558	-
Cañadon Vasco	-	-	-	9	59	26	25	-	77	126	130	126	239	245	272	189	277	202	29	-
Cerro Fortunoso	4,376	4,656	4,426	4,003	3,481	3,256	3,023	2,252	2,024	1,933	2,234	2,159	2,273	3,805	4,081	2,235	2,302	2,322	2,050	-
Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte	194	384	412	355	459	590	591	341	183	125	212	200	307	317	296	478	439	151	272	-
Cerro Tortuga - Las Flores	2,570	5,221	4,681	5,784	5,249	5,276	4,838	2,705	4,753	4,008	4,854	4,202	4,564	4,602	4,725	5,400	5,598	5,317	5,256	-
Chihuido de la Sierra Negra	1,932	1,924	2,230	2,999	2,391	2,330	1,923	2,447	3,237	4,710	4,608	4,211	2,745	2,310	2,055	2,140	2,072	2,015	1,497	-
Escalante - El Trebol	6,373	6,762	6,009	6,068	6,068	6,296	5,779	4,144	3,880	3,323	2,940	3,252	3,923	3,977	3,953	4,653	5,336	5,272	3,771	-
La Brea	-	87	82	43	87	84	87	-	-	-	-	25	50	63	34	30	59	31	17	-
Liancanelo	4,927	4,916	663	686	600	529	761	726	702	1,197	1,071	1,024	1,296	1,460	1,456	1,440	1,204	968	473	-
Los Perales - Las Mesetas	14,354	14,436	13,824	14,361	14,070	12,807	11,634	8,627	7,663	5,514	6,079	5,792	8,403	9,952	7,848	8,614	9,890	9,487	7,815	-
Magallanes	3,869	3,550	3,150	2,320	2,598	2,057	1,937	2,334	1,472	1,627	1,588	2,005	2,320	2,115	2,844	2,890	2,480	2,314	2,448	-
Puesto Touquet	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	2	1	12	10	-
Rio Neuquen	2,122	1,981	1,183	787	507	538	762	323	405	363	323	398	342	424	308	210	186	334	256	-
Señal Picada - Punta Barda	5,512	5,186	4,828	5,033	4,428	3,967	3,566	3,535	4,542	6,807	5,525	5,211	6,092	3,515	2,778	3,101	3,577	3,688	2,862	-
Lago Fuego	-	-	-	69	69	15	14	10	12	22	41	54	35	29	18	160	174	45	45	-
25 de Mayo - Medanto Sud Este	3,946	4,452	4,728	3,496	3,472	2,985	2,295	3,065	2,301	2,065	1,739	1,394	1,364	1,175	1,193	1,041	1,317	1,218	2,177	-
Acambuco	-	2,093	2,410	3,495	3,485	4,289	3,727	3,650	3,527	5,088	3,666	3,652	2,585	1,582	1,627	1,512	1,778	1,211	1,324	-
Aqua Salada	520	423	164	76	204	157	231	153	-	-	2	1	1	1	1	0	3	1	1	-
Aguada Baquales	1,077	864	788	686	600	529	761	726	702	1,197	1,071	1,024	1,296	1,460	1,456	1,440	1,204	968	473	-
Anticinal Grande - Cerro Dragon	19,651	30,809	31,354	40,151	48,015	60,351	55,684	59,206	110,731	117,962	118,826	122,925	125,560	126,436	125,392	125,485	126,991	127,855	129,026	-
Bajada del palo	12	19	20	165	159	340	328	347	371	407	388	705	1,135	1,570	1,820	1,708	1,571	1,666	1,260	-
Bajo Baquales	11	20	7	4	3	3	-	-	-	-	-	-	-	-	0	2	3	1	2	-
Cañadon Amarillo	29	94	95	378	615	226	228	244	247	1,062	110	1,232	698	450	395	85	553	378	446	-
El Porvenir	1,070	853	799	1,252	1,125	1,007	1,678	1,806	1,648	1,620	1,663	1,585	1,319	1,209	1,124	670	254	305	316	-
El Santuario	174	226	173	258	190	186	147	208	147	160	119	86	64	42	66	40	64	164	103	-
El Trapal - Curamched	20,319	30,564	28,044	24,469	24,469	25,109	22,596	19,279	17,899	18,161	16,047	15,193	14,067	9,255	7,719	6,393	5,916	5,752	3,680	-
Entre Lomas	6,438	8,574	6,461	5,602	5,148	6,676	6,829	6,240	7,315	-	-	2,928	2,562	2,068	1,745	1,396	1,763	1,743	1,523	-
Estacion Fernandez Oro	280	307	361	324	213	246	228	308	306	325	415	293	459	467	603	1,664	2,359	2,625	2,625	-
Jaguel de los machos	-	286	297	1,085	727	709	760	149	848	899	766	899	981	1,042	1,334	966	1,219	1,019	1,178	-
Koluel Kaike - El Valle	2,565	2,190	2,037	2,570	1,845	1,923	1,565	1,610	2,328											

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

TABLA 4: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE P&G, 1993-2016, POR ÁREA (CONT.)

Concesión	Producción de Gas (Mm3)																								
	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Barranca Yankowsky	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Punitilla del Hunucan	1,782	59	42	9	3	3	2	3	1	-	-	-	-	5	28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguada Villavieja	-	427	46	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153	-	-	-	-	-	26	3	-	-	-
Veta Escondida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Meseta Buena Esperanza	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Caldenas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rincon de Anasazi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aguada de la Arena	-	-	-	-	-	119,133	191,755	362,933	325,350	276,270	298,292	338,016	334,770	350,609	334,637	320,142	331,498	299,093	285,760	265,719	282,120	272,075	249,207	221,426	205,923
Aguada Pichana	-	-	-	1,810,274	1,748,404	1,606,340	1,428,341	1,227,075	1,189,736	1,240,537	2,561,335	4,054,145	4,423,674	4,494,111	4,533,987	4,829,250	4,069,682	4,001,492	3,764,089	3,567,806	3,045,044	2,917,424	2,854,498	3,008,228	3,105,226
Atlantipico del Payun	-	-	-	-	-	-	-	-	-	414	475	539	850	728	730	728	730	728	728	730	728	730	513	146	145
Bajo del niche	-	-	8,632	20,953	16,087	52,673	108,773	81,295	48,108	34,071	22,386	17,058	16,079	12,710	12,195	12,529	11,948	11,676	11,843	10,782	8,509	9,318	9,216	7,660	7,660
Barranca de los loros	-	-	728	1,785	2,089	1,569	721	630	870	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889	889
Cañadon Leon - Meseta Espinosa	-	-	123,689	394,260	247,304	254,700	227,560	239,033	205,588	142,147	123,152	122,621	142,659	152,902	131,525	81,103	105,948	115,381	101,470	128,858	142,731	143,233	152,666	153,928	153,928
El Mediano	-	-	4,342	4,608	11,509	7,607	7,303	4,613	4,609	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849	8,849
Pico Truncado - El Cordón	-	-	56,137	218,213	193,535	163,134	139,535	111,535	96,402	94,560	99,075	91,139	88,188	93,572	94,214	61,619	64,115	69,750	51,732	64,979	67,694	70,159	63,350	64,929	64,929
Puesto Quiroga	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,250	2,533	1,652	930	751	684	1,709	2,208	2,354	2,358	1,675	1,322	1,167	1,518	1,518	1,726
Valle del Rio Grande	-	-	41,476	92,695	90,611	81,482	71,457	65,394	59,287	61,787	64,165	65,037	70,380	84,328	100,003	85,431	75,914	79,391	77,656	100,638	94,278	65,595	65,127	75,002	75,002
El Poton	76	3,295	8,203	15,862	10,769	8,550	9,113	11,347	9,307	19,667	91,412	94,670	128,050	136,247	143,747	169,230	143,777	146,834	128,052	162,608	168,600	178,233	248,669	152,116	152,116
El Torcido	88,797	78,508	85,508	138,369	344,951	286,807	280,664	296,478	268,582	224,574	195,993	168,006	173,222	178,955	171,077	153,002	153,873	138,673	120,765	112,856	106,545	98,006	104,078	90,577	90,577
Vizcaínas	1,408,249	1,195,925	1,039,747	913,007	750,608	708,421	802,232	819,326	760,867	656,418	568,304	459,642	413,499	393,962	374,114	341,592	301,616	274,969	255,617	232,250	227,761	427,665	908,809	1,257,647	1,257,647
Rio Tunuyan	907	908	808	828	804	733	644	650	466	597	582	434	566	797	876	751	416	372	388	392	356	247	226	231	231
Vicacacheras	29,510	41,907	38,694	38,422	36,392	27,088	20,522	20,596	20,669	24,893	27,618	20,414	18,368	15,064	14,725	15,205	17,348	20,827	18,004	16,541	15,515	15,320	16,544	16,544	16,544
Cañadon Yatel	-	-	-	-	-	-	-	506	1,114	392	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TDF	1,541,116	1,535,737	1,461,985	1,450,950	1,752,636	1,860,341	1,888,735	1,843,304	1,598,786	1,666,944	1,799,261	1,947,296	1,997,897	1,937,931	1,986,076	1,889,890	1,597,101	1,540,018	1,493,389	1,330,765	1,147,228	1,045,995	880,084	679,569	679,569
Chulengo	-	-	-	-	-	-	-	497	343	339	306	203	947	4,407	3,809	3,902	3,420	9,084	9,908	9,935	12,051	9,085	5,197	3,580	3,580
El Guadul - Lomas del Cuy	-	-	22,176	111,647	97,992	72,973	114,937	92,031	78,988	75,561	63,185	69,886	64,595	44,502	58,869	47,353	39,933	47,141	17,837	32,794	38,253	34,480	38,909	47,304	47,304
La Tabera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Los Mochos	-	-	1,072	6,208	2,993	2,833	2,537	2,908	2,119	2,571	2,617	1,672	4,011	5,740	4,058	4,282	1,173	1,170	2,772	1,693	2,087	1,961	1,860	5,083	4,169
San Roque	-	1,723,394	1,886,981	1,926,827	1,945,591	2,102,773	2,326,959	2,581,512	3,811,307	4,053,858	4,163,579	4,163,455	3,848,535	4,276,142	4,200,003	4,080,059	3,999,185	3,814,894	3,608,872	3,101,754	2,691,414	2,284,960	1,908,874	1,698,067	1,698,067
Catriel Viejo	-	-	138	99	56	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centenario	292,549	294,241	339,643	415,430	404,630	457,119	728,108	1,190,847	1,617,113	1,613,733	1,534,547	1,480,226	1,652,561	1,589,660	1,537,853	1,492,242	1,413,708	1,401,086	1,313,162	1,098,102	1,077,596	952,550	991,403	996,110	996,110
El Merzano	1,367	268	114	102	88	53	46	94	166	58	73	73	649	1,096	2,759	2,774	2,760	2,787	2,711	2,711	2,711	2,711	2,711	2,711	2,711
El Ventania	35,710	31,926	32,981	33,093	29,518	26,958	25,424	22,683	22,493	23,616	21,891	16,694	20,305	21,489	21,210	19,709	19,614	18,428	17,163	17,076	16,672	16,628	16,211	15,201	15,201
Manantiales Behr	38,987	35,217	37,668	41,751	48,329	56,990	60,965	54,326	56,235	59,964	76,505	78,801	91,390	107,607	113,362	121,136	119,014	118,727	128,498	135,641	142,405	165,489	183,602	195,658	195,658
Ramos	1,369,277	1,507,447	1,816,084	2,126,621	2,607,871	2,991,943	3,393,674	3,610,313	3,565,110	3,552,673	3,439,962	2,951,158	2,963,983	3,006,111	2,726,794	2,325,298	2,092,293	1,872,291	1,537,373	1,243,855	1,089,994	926,340	784,568	654,589	654,589
Rio Cullen	45,260	34,989	37,059	35,515	28,241	26,200	32,730	37,142	30,716	27,511	23,157	20,777	20,218	18,313	15,352	12,959	12,786	12,259	11,786	10,401	10,339	10,247	9,788	9,788	9,788
Barrancas	-	-	9,879	22,442	20,667	18,935	18,371	17,557	17,089	16,318	17,188	13,016	12,005	10,212	8,398	8,759	10,756	9,898	9,865	9,875	10,746	12,009	10,495	10,059	10,059
Campamento Central - Cañadon Perdido	-	-	10,861	17,691	13,938	12,774	67,337	51,286	2,796	5,643	8,716	10,357	11,988	12,309	9,536	8,878	8,113	8,046	5,677	7,904	9,175	9,474	11,840	11,840	11,840
Cañadon de la Escondida - Las Heras	-	-	39,730	128,096	86,372	82,560	48,545	39,405	42,531	47,915	57,976	59,937	74,497	83,446	83,570	62,504	70,547	59,620	38,660	59,805	60,086	64,757	68,925	68,330	68,330
Cañadon Vasco	-	-	141	172	61	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cerro Fortunoso	-	-	5,362	35,801	105,153	117,605	130,731	136,772	121,691	116,771	114,844	114,611	99,969	110,047	203,899	252,283	300,823	286,777	282,316	343,721	450,575	236,368	397,109	330,793	330,793
Cerro Piedra - Cerro Guadul Norte	-	-	256	3,612	14,531	31,986	22,399	23,027	24,420	18,695	13,346	20,911	32,249	112,566	105,391	110,094	67,916	37,516	18,899	27,214	31,971	35,991	52,919	52,919	52,919
Cerro Tortuga - Las Flores	-	-	-	-	-	-	-	45,031	9,686	9,272	34,677	36,468	27,484	22,331	11,760	21,904	26,246	23,832	22,078	21,723	30,360	65,328	115,025	85,813	85,813
Chihuido de la Sierra Negra	-	-	6,121	25,993	78,513	109,374	92,191	82,922	94,101	76,446	54,547	62,882	60,81												



TABLA 4: PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE P&amp;G, 1993-2016, POR ÁREA (CONT.)

Concesión	Cantidad de registros con valores cero o nulos	% de registros cero o nulos	Registros cero o nulos >60%
Barranca Yankowsky	72	84%	SIN PRODUCCIÓN
Puntilla del Huincan	55	64%	SIN PRODUCCIÓN
Aguada Villanueva	75	87%	SIN PRODUCCIÓN
Veta Escondida	86	100%	SIN PRODUCCIÓN
Meseta Buena Esperanza	81	94%	SIN PRODUCCIÓN
Los Caldenes	55	64%	SIN PRODUCCIÓN
Rincon de Aranda	79	92%	SIN PRODUCCIÓN
Aguada de la Arena	11	13%	
Aguada Pichana	6	7%	
Altiplanicie del Payun	46	53%	
Bajo del piche	4	5%	
Barranca de los loros	15	17%	
Cañadon Leon - Meseta Espinosa	4	5%	
El Medanita	10	12%	
Pico Truncado - El Cordon	4	5%	
Puesto Quiroga	27	31%	
Valle del Rio Grande	4	5%	
El Porton	0	0%	
El Tordillo	0	0%	
Lindero atravesado	0	0%	
Rio Tunuyan	3	3%	
Vizcacheras	0	0%	
Cañadon Yatel	18	21%	
TDF	0	0%	
Chulengo	17	20%	
El Guadal - Lomas del Cuy	4	5%	
La Tapera	41	48%	
Los Monos	4	5%	
San Roque	2	2%	
Catriel Viejo	67	78%	SIN PRODUCCIÓN
Centenario	0	0%	
el Manzano	22	26%	
La Ventana	2	2%	
Manantiales Behr	2	2%	
Ramos	0	0%	
Rio Cullen	0	0%	
Barrancas	4	5%	
Campamento Central - Cañadon Perdido	4	5%	
Cañadon de la Escondida - Las Heras	4	5%	
Cañadon Vasco	26	30%	
Cerro Fortunoso	22	26%	
Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte	6	7%	
Cerro Tortuga - Las Flores	15	17%	
Chihuido de la Sierra Negra	12	14%	
Escalante - El Trebol	4	5%	
La Brea	13	15%	
Llancanelo	36	42%	
Los Perales - Las Mesetas	4	5%	
Magallanes	2	2%	
Puesto Touquet	9	10%	
Rio Neuquen	2	2%	
Señal Picada - Punta Barda	4	5%	
Lago Fuego	18	21%	
25 de Mayo - Medanita Sud Este	0	0%	
Acambuco	10	12%	
Agua Salada	6	7%	
Aguada Baguales	0	0%	
Anticlinal Grande - Cerro Dragon	0	0%	
Bajada del palo	5	6%	
Bajo Baguales	21	24%	
Cañadon Amarillo	12	14%	
El Porvenir	20	23%	
El Santiagueño	0	0%	
El Trapial - Curamched	0	0%	
Entre Lomas	2	2%	
Estacion Fernandez Oro	0	0%	
Jagüel de los machos	4	5%	
Koluel Kaike - El Valle	8	9%	
La Calera	45	52%	
Loma Jarillosa Este - Puesto Silva Oeste	9	10%	
Loma La Lata - Sierra Barrosa	0	0%	
Piedra Clavada	8	9%	
Puesto Hernandez	12	14%	
Restinga Ali	21	24%	
Tres Nidos	68	79%	SIN PRODUCCIÓN
Las Violetas	0	0%	
Angostura	24	28%	
Los Chorrillos	29	34%	

Es decir que, de ambos tipos de análisis, se destacan 12 áreas para las cuales el nivel de producción y reservas podrían pensarse como inactividad, o falta de inversión por parte de las

empresas concesionarias. Este número es de consideración teniendo en cuenta que estos casos representan una sexta parte de los 78 casos analizados (15%).

De las mismas, sólo Barranca Yankowsky ha sufrido una quita de la concesión, como se tratará en el Capítulo V.

Esto pone de manifiesto un punto importante, que es la incidencia de casos en que la caducidad, de acuerdo al régimen de Canadá y EE.UU, hubiera sido automática y sin embargo se otorgaron prórrogas.

En el siguiente capítulo se presenta un análisis por subclasificaciones, para intentar hallar regularidades empíricas y mostrar cómo pueden llegar a existir diversos comportamientos según las características comunes de la selección de cada grupo de muestra.

## **CAPÍTULO IV – ANALISIS DE LAS DECISIONES EN MATERIA DE OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS A CONCESIONES PETROLERAS**

### **IV.1 Política de prórrogas**

En materia de coordinación de política de prórrogas, las prórrogas dadas antes de la reforma constitucional del año 1994, fueron otorgadas unilateralmente por el Estado Nacional. De manera que, por ejemplo, la prórroga dada sobre Acambuco en 1991 no la otorgó la provincia de Salta, sino el PEN.

Luego de la Reforma Constitucional de 1994, respecto de las concesiones que habían sido otorgadas anteriormente por el PEN, las prórrogas las siguió dando el PEN pero con la participación y convalidación de la provincia en la que estaba ubicada la concesión. Tal fue el caso de la prórroga sobre Loma la Lata, por ejemplo.

A partir de la Ley Corta (26.197) del año 2007, fueron las provincias las que otorgaron directamente las prórrogas sobre las concesiones emplazadas en su territorio, sin intervención del Estado Nacional.

Esto implica que hasta el año 2007 fue el Estado Nacional, más que las provincias, quien promovió y otorgó las prórrogas, y solo después de la llamada Ley Corta (26.197), fueron las provincias las que las otorgaron.

Por otra parte, casos particularmente en la Cuenca del Golfo San Jorge en que las provincias de Santa Cruz y Chubut, aparentemente actuaron en forma coordinada.

Finalmente, nos referiremos a los casos de otorgamiento de prórrogas sin producción y/o reservas.

#### “Nueva” Ley de Hidrocarburos, la Ley 27.007

En el año 2014, el Congreso aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos, la Ley 27.007, que se elaboró procurando que la Ley original se adaptara a la nueva situación a la que dieron lugar los hidrocarburos no convencionales. La misma comprende disposiciones comunes respecto del sistema de regalías y regula el otorgamiento de permisos y concesiones, cuya administración es responsabilidad de las provincias. Las modificaciones más pertinentes de esta Ley respecto a la original, para los objetivos de este trabajo, son las siguientes:

**Plazos de exploración:** Se instauran periodos limitados para la instancia de exploración, de hasta 11 años en convencionales y 13 en no convencionales (incluye primera etapa, segunda etapa y prórroga). Luego de un primer período, que consiste en 3 años para convencionales y en 4 para no convencionales, el permisionario puede decidir si continúa con la exploración del área o bien la devuelve al Estado. La autorización de la prórroga se encuentra atada a la ejecución del plan de inversiones. Los valores del canon aumentan en provecho de las provincias durante el período exploratorio.

**Concesión de explotación:** En la Ley original el periodo era de 25 años para todos los tipos de explotación. En la nueva Ley se amplía y se diferencia entre convencional, offshore y no convencional, siendo de 25, 30 y 35 años respectivamente. A su vez, se describe y da entidad en un apartado particular al shale oil y al shale gas.

**Prórrogas de la concesión:** Tal como con la Ley anterior, se podrán pedir prórrogas para las concesiones de explotación por 10 años. No se establecen topes a la solicitud de prórrogas, aún para las concesiones actualmente vigentes que pueden solicitar subdividir las áreas exploratorias en convencional y no convencional. Por la prórroga las empresas deberán abonar un bono a las provincias, cuyo valor máximo será el resultado de multiplicar las reservas comprobadas restantes

por 2% del precio promedio de los últimos dos años. No se indica quiénes realizarán la Auditoría de reservas.

Las empresas deberán pagar un bono de prórroga a las provincias cuyo monto máximo será igual a multiplicar las reservas comprobadas remanentes por 2% del precio promedio de los últimos dos años (no se establece quienes harán la correspondiente Auditoría de reservas<sup>18</sup>).

Regalías: El único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que cobrarán las provincias serán las alícuotas de regalías. Las mismas serán abonadas por el concesionario de explotación de forma mensual y será del 12% sobre la producción en boca de pozo. Se adiciona un 3% en cada prórroga, siendo de hasta un máximo de 18% para las renovaciones siguientes. Para las áreas ya concesionadas el tope también será del 18%, y mínimo del 5%.

Muchas de las extensiones de las concesiones fueron otorgadas en situaciones y contextos particulares. En este capítulo se procura explicar algunos de los casos más relevantes.

## IV.2 Decisiones particulares en materia de otorgamiento de prórrogas

En este punto analizaremos los casos puntuales, agrupando los mismos en aquellos en que no hay evidencia de una coordinación interjurisdiccional en el otorgamiento de prórrogas de aquellos en que sí existe tal evidencia. Por otra parte, se analizarán en particular los casos de prórrogas de concesiones sin producción o reservas.

### IV.2.1 Prórrogas otorgadas sin coordinación interjurisdiccional

#### *Cuenca Noroeste*

#### Área: Acambuco<sup>19</sup>

- Año de otorgamiento de concesión: 1991
- Año de otorgamiento de prórroga: 1991
- Operador: BRIDAS
- Necesidad de Exploración y Explotación: Asociada al abastecimiento de gas natural para la central eléctrica El Bracho.
- Necesidad Fiscal: No hay evidencia.
- Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: Asociada al abastecimiento de gas natural para el mercado interno y la exportación
- Abastecimiento de Central Eléctrica: Para la central eléctrica de El Bracho.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: Eventuales exportaciones a Chile y Brasil.
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación de la Política de Prórrogas. Esta prórroga fue otorgada antes de la modificación de la Constitución Nacional del año 1994, con lo cual fue otorgada en la práctica por el Gobierno Nacional.

#### Área: Ramos<sup>20</sup>

<sup>18</sup> BRAVO, Víctor (2015). *Análisis de la Ley 27.007, llamada de hidrocarburos, y de la política hidrocarburífera del período 2003 al 2014*, Fundación Bariloche, Departamento de Economía Energética, Documento de trabajo, enero 2015.

<sup>19</sup> BERNAL, Federico (2005), *Petróleo, estado y soberanía: hacia la empresa multistatal latinoamericana de hidrocarburos*, 1ª. Ed. – Buenos Aires: Biblos.

<sup>20</sup> <https://www.anbariloche.com.ar/noticias/2010/05/29/14822-savini-explico-el-por-que-de-la-renegociacion-de-los-contratos-petroleros>

- Año de otorgamiento de concesión: 1991
- Año de otorgamiento de prórroga: 1996
- Operador: Pluspetrol
- Necesidad de Exploración y Explotación: Asociada al abastecimiento de gas natural para la central eléctrica El Bracho.
- Necesidad Fiscal: No hay evidencia.
- Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: Asociada al abastecimiento de gas natural para el mercado interno y la exportación
- Abastecimiento de Central Eléctrica: Para la central eléctrica de El Bracho.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas Esta prórroga fue otorgada por el Gobierno Nacional, y suponemos que debió existir conformidad de la Provincia.

### *Cuenca Neuquina*

#### Área: El Trapial-Curamched

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2011
- Operador: Chevron
- Necesidad de Exploración y Explotación: De largo plazo, desembolsos en 1.384 millones de dólares en concepto de compromisos de inversión.
- Necesidad Fiscal: No hay evidencia.
- Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: perforación de hasta 120 pozos de desarrollo en los siguientes tres años para extender las operaciones en la concesión.
- Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

En diciembre del año 2011, el gobierno de la provincia de Neuquén extendió a la empresa Chevron Argentina la concesión del área El Trapial – Curamched hasta el año 2032, es decir que se le otorgaron 10 años de prórroga adicionales al vencimiento original. La misma, que en el año de la prórroga constituía el segundo mayor yacimiento de petróleo del país y el primero de la provincia, vencía originalmente en el 2022, es decir que el área fue prorrogada 11 años antes de su vencimiento original. Lo llamativo de este caso es que la concesión de explotación inicialmente fue otorgada por un plazo de 30 años (en 1992 y hasta 2022), y no de 25, como establece la Ley de Hidrocarburos.

### *Cuenca Neuquina*

Provincia de Neuquén

#### Áreas: Río Neuquén, Aguada de la Arena, Rincón de Aranda y Veta escondida<sup>21</sup>

- Año de otorgamiento de concesión: 1992 (excepto Aguada de la Arena, en 1997)

<sup>21</sup> <http://www.miningpress.com/nota/208964/petrobras-pagara-millones-por-prorrogas-petroleras-en-neuquen>

- Año de otorgamiento de prórroga: 2008
- Operador: Petrobras
- Necesidad de Exploración y Explotación: Extensión de concesiones de áreas con pocas reservas probadas.
  - Necesidad Fiscal: De largo plazo, pago de 3 punto más de regalías (de 12% a 15% sobre la facturación menos los costos de transporte) y de largo plazo, desembolsos de 20 millones de dólares.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: Una parte de los pagos iniciales iría directamente a municipios, al igual que el 15% de los nuevos ingresos por regalías. Los fondos extraordinarios no podrían utilizarse para gastos corrientes. Otro 15% del pago inicial se utilizaría para obras urbanas, bajo el manejo del gobierno provincial pero con acuerdo de cada intendente. El dinero del pago inicial iría a fideicomisos administrados por la empresa Fiduciaria Neuquina para financiar obras de infraestructura, inversiones en desarrollo y proyectos productivos, turismo, mejoras habitacionales, créditos de promoción regional y social, programas de promoción a la comunidad y desarrollo de los municipios, integración territorial, cuidado del medio ambiente, etc.
  - Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

Por su parte, YPF, la petrolera con mayor presencia en Neuquén, acordó pagar en cuotas casi 200 millones de dólares a cambio de renovar por 10 años a partir del vencimiento del plazo original la concesión de ocho áreas, que no se consideran dentro de la muestra que se ha tomado para esta investigación.

Áreas: Aguada Baguales, El porvenir, Puesto Touquet, Centenario y Loma Jarillosa Este – Puesto Silva Oeste

- Año de otorgamiento de concesión: 1990 (excepto Centenario, en 1991)
- Año de otorgamiento de prórroga: 2008
- Operador: Pluspetrol
- Necesidad de Exploración y Explotación: Extensión de concesiones.
- Necesidad Fiscal: de largo plazo, pago de 3 punto más de regalías (de 12% a 15% sobre la facturación menos los costos de transporte) y de largo plazo, desembolsos de 43,5 millones de dólares.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: Una parte de los pagos iniciales iría directamente a municipios, al igual que el 15% de los nuevos ingresos por regalías. Los fondos extraordinarios no podrían utilizarse para gastos corrientes. Otro 15% del pago inicial se utilizaría para obras urbanas, bajo el manejo del gobierno provincial pero con acuerdo de cada intendente. El dinero del pago inicial iría a fideicomisos administrados por la empresa Fiduciaria Neuquina para financiar obras de infraestructura, inversiones en desarrollo y proyectos productivos, turismo, mejoras habitacionales, créditos de promoción regional y social, programas de promoción a la comunidad y desarrollo de los municipios, integración territorial, cuidado del medio ambiente, etc.
  - Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

## Provincia de Río Negro

En el año 2014 la provincia de Río Negro cerró 4 acuerdos de prórrogas que suponían una inversión de 2.900 millones de dólares y un desembolso directo para la provincia por más de 135 millones de dólares. Adicionalmente, figuró un aporte social de las empresas por unos 28,1 millones de dólares para infraestructura edilicia y equipamientos para servicios públicos. Además de las inversiones, el interés oficial radicó en el bono ofrecido por las prórrogas, ya que significaban ingresos directos al Estado provincial, con su coparticipación a los municipios. Un total de 135 millones de dólares representa algo más de 1.200 millones de pesos, de los cuales la mitad sería percibida inmediatamente después de que los contratos se formalicen, previo aval legislativo.

También figuraron los “aportes al Desarrollo social y Fortalecimiento Institucional”, que totalizaron más de 28,1 millones de dólares, es decir, unos 250 millones de pesos, mediante la entrega de “infraestructura edilicia y equipamiento” para escuelas, hospitales y otros organismos estatales.

El gobierno provincial destacó que la renegociación lograda comprendió casi el 78% del petróleo que produce Río Negro y el 92% del gas.

### Área: Entre Lomas

- Año de otorgamiento de concesión: 1991
- Año de otorgamiento de prórroga: 2014
- Operador: Petrolera Entre Lomas
- Necesidad de Exploración y Explotación: Inversión de 386.210.000 dólares en explotación y exploración
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, bono fijo de 34.530.000 pesos, además de un aporte al desarrollo social de 6.910.000 pesos.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: aportes al desarrollo social en infraestructura edilicia y equipamientos para servicios públicos
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

### Área: Agua Salada

- Año de otorgamiento de concesión: 1990
- Año de otorgamiento de prórroga: 2014
- Operador: Tecpetrol
- Necesidad de Exploración y Explotación: Inversión ofrecida de 231 millones de dólares en explotación y exploración.
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, bono de 15 millones de pesos y el aporte al desarrollo social, a \$3 millones.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: aportes al desarrollo social en infraestructura edilicia y equipamientos para servicios públicos
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

Áreas: 25 de mayo-Medanito, Jagüel de los Machos y Río Neuquén<sup>22</sup>

- Año de otorgamiento de concesión: 1990
- Año de otorgamiento de prórroga: 2014
- Operador: Petrobras
- Necesidad de Exploración y Explotación: Inversión ofrecida de 469 millones de dólares en explotación y exploración.
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, bono de 40 millones de pesos y el aporte al desarrollo social, a 8 millones de pesos.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: aportes al desarrollo social en infraestructura edilicia y equipamientos para servicios públicos
  - Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

Áreas: Señal Picada/Punta Barda, Barranca de los Loros, El Medanito, Bajo del Piche y Los Caldenes. Ysur (subsidiaria de YPF), dos concesiones: Estación Fernández Oro y El Santiagueño.<sup>23</sup>

- Año de otorgamiento de concesión: 1992 (excepto Los Caldenes, en 2001 y Estación Fernández Oro, en 1991).
- Año de otorgamiento de prórroga: 2014
- Operador: YPF
- Necesidad de Exploración y Explotación: Inversión de 1.839 millones de dólares en explotación y exploración
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, bono fijo de 46 millones de pesos, además de un aporte al desarrollo social de 9,2 millones de pesos.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: aportes al desarrollo social en infraestructura edilicia y equipamientos para servicios públicos
  - Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

Cuando se firmó el primer acuerdo de prórroga de la provincia el precio internacional del crudo superaba los 120 USD/bbl, pero luego en el transcurso de las semanas llegó a descender hasta 56 USD/bbl. Las condiciones internacionales cambiaron tanto que otras petroleras de la provincia, como Chevron (segundo productor de crudo de la provincia) y Total (segundo productor de gas de la provincia), no arreglaron la extensión de las concesiones de sus yacimientos.

<sup>22</sup> A los fines de este análisis, la concesión de Río Neuquén en la provincia de Río Negro no ha entrado en la muestra, si no que se ha considerado solamente la parte de la provincia de Neuquén. Vale aclarar que para dicha concesión se acordó que la empresa estatal Edhipsa participe con el 5%.

<sup>23</sup> <http://www.miningpress.com/nota/275800/rio-negro-detalles-de-la-prorroga-de-concesiones-petroleras>

## Cuenca Neuquina y Cuenca Cuyana

### Provincia de Mendoza

La decisión de reactivar la actividad petrolera en Mendoza estuvo vinculada tanto al lanzamiento del Comité de Crisis en 2008 como al fortalecimiento de las campañas contra la evasión impositiva.

Desde ese entonces, el gobierno de Mendoza se puso a analizar los procesos de prórroga a las concesiones petroleras de las otras provincias, especialmente de Neuquén, donde habían sido recientemente aprobadas. El gobernador de aquel entonces argumentó que en Mendoza se estaba disminuyendo la exploración, actividad importante para la generación de empleo, debido a que el resto de las provincias habían ido estirando los plazos de las concesiones; con lo cual aceleró los tiempos de los procesos de prórrogas en Mendoza, alegando la dificultad en que un equipo de perforación o extracción vuelva a un área una vez que se ha ido<sup>24</sup>.

El gobierno de Mendoza prorrogó en abril 2011 por 10 años el contrato de concesión de 15 áreas petroleras de YPF en la provincia. Los contratos se extendieron así hasta 2027, y a cambio YPF debía pagar una regalía adicional, ajustarse al concepto de "compre mendocino" (que implica comprar insumos y materiales a proveedores locales), utilizar mano de obra local en las exploraciones y realizar un minucioso cuidado del ambiente.

Los nuevos requisitos incorporaron un programa de abandono de pozos y remediación de todos los pasivos cumplidos a 2017 y la coparticipación municipal de la regalía extra.

Áreas: Barrancas, Río Tunuyán, Vizcacheras, La Ventana (estas 4 en C. Cuyana), El Portón, Cerro Fortunoso, El Manzano, La Brea, Llanquanelo, Puntilla del Huincán, Valle del Río Grande, Cañadón Amarillo, Altiplanicie del Payún, Chihuido de la Sierra Negra, Puesto Hernández (estas 11 en C. Neuquina).

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2011
- Operador: YPF
- Necesidad de Exploración y Explotación: Compromiso de ejecución de plan de inversión en el ámbito de la provincia hasta la fecha de vencimiento de las concesiones, incluido el período de prórroga de 10 años, por un monto total de 4113 millones de dólares<sup>25</sup>.
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, pago inicial de 135 millones de dólares, más 16 millones destinados a programas de responsabilidad social empresaria; de largo plazo, un 3% más de regalías, que se sumaban al 12% existente.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: reactivación de la actividad petrolera para la generación de empleo a través del compromiso de tener como mínimo el 75% de mano de obra y servicios contratados en Mendoza. También se acordó que el 3% de lo recaudado por regalías, canon y renta extraordinaria por la provincia iría a un fondo para el fortalecimiento institucional de la Subsecretaría de Ambiente e Hidrocarburos.
  - Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

<sup>24</sup> <http://www.losandes.com.ar/noticia/politica-386035>

<sup>25</sup> <http://www.lanacion.com.ar/1363461-mendoza-le-da-a-ypf-10-anos-mas-de-concesion>

### *Cuenca Austral*

En el año 2013, se extendieron las concesiones de las áreas hidrocarburíferas que opera en la provincia la empresa Roch en la provincia de Tierra del Fuego, siendo la primera vez que se llevó a cabo una negociación de este tipo en la misma, fin para el cual se constituyó una Comisión dos años antes.

#### Áreas: Las Violetas, Río Cullen y Angostura

- Año de otorgamiento de concesión: 1991
- Año de otorgamiento de prórroga: 2013
- Operador: Roch
- Necesidad de Exploración y Explotación: compromiso de inversiones de casi 47 millones de dólares en 18 pozos de la concesión de Las Violetas, una inversión de prospección sísmica y de perforación de un pozo de 3 millones de dólares; 300 mil dólares en la concesión de Río Cullen, y una inversión en prospección sísmica y perforación de un pozo de 3,8 millones de dólares en la concesión de Angostura.<sup>26</sup>
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, cobro inmediato de sumas de canon de permanencia, diferencial fijo y diferencial variable. El último ítem, permitió a Tierra del Fuego aumentar proporcionalmente los ingresos ya que a mayor precio de mercado del hidrocarburo se incrementaba el canon a abonar.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
  - Desarrollo Económico y Social Local: Se mantuvo tutela y protección a cuestiones de alta sensibilidad social como la protección del medio ambiente; el comercio fueguino; la contratación de mano de obra local y la inversión en acciones de responsabilidad social empresarial<sup>27</sup>
  - Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

Otros casos en la provincia de Tierra del Fuego ocurrieron en 2014 y corresponden a las tres concesiones operadas por la Norteamericana Apache, que vencían en 2016 y se extendieron hasta 2026.

#### Áreas: Los Chorrillos, Tierra del Fuego, Lago Fuego

- Año de otorgamiento de concesión: 1991
- Año de otorgamiento de prórroga: 2014
- Operador: Apache (luego YPF)
- Necesidad de Exploración y Explotación: compromiso de inversiones por 720 millones de dólares en los tres campos a lo largo de los 10 años de la prórroga. Estaba prevista la incorporación de un nuevo equipo de perforación compartido entre Apache y Roch<sup>28</sup>.
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, pago de canon de permanencia por 20 millones de dólares, que se liquidaría en dos cuotas (la primera cuando la Legislatura avalara la negociación y la segunda, seis meses después); de largo plazo, cobro de tres puntos adicionales de regalías, por lo que la provincia recaudaría un 15% de la facturación de la operadora, así como también la creación de un canon variable que incrementaría la alícuota en función del aumento del precio del gas (la producción de Apache era mayoritariamente gasífera) y del petróleo.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: No hay evidencia.

<sup>26</sup> <http://cuartointermedio.com.ar/2012/08/extenderan-concesiones-hidrocarburiferas/>

<sup>27</sup> <http://www.ushuaianoticias.com/noticias/leer/legisladores-aprobaron-la-extension-de-las-concesiones-a-roch-12797.html>

<sup>28</sup> <http://elinversoronline.com/2013/12/quino-a-ypf-prorrogaron-por-10-anos-las-concesiones-de-apache-en-tierra-del-fuego/>

- Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

Esto se interpretó en el sector como un allanamiento del camino para que se concrete la venta a YPF de los activos de Apache.

En rigor, se firmaron dos contratos, uno por la renegociación de Los Chorrillos y Tierra del Fuego, donde Apache estaba asociada a YPF, y otro por Lago Fuego, íntegramente operada por la norteamericana (en la isla operaba a través de la subsidiaria Petrolera LF Company).

Por otro lado, el gobierno nacional prorrogó a partir de noviembre de 2017, y por el plazo de 10 años, la concesión de explotación costa afuera de hidrocarburos en el Área Magallanes, perteneciente a la Cuenca Marina Austral (CMA), que fuera otorgada a YPF Sociedad Anónima (Ley 24.145), "en la fracción correspondiente a la jurisdicción concedente del Estado Nacional".

La prórroga fue concedida, tras un pedido tramitado desde 2014 por YPF. El área en cuestión, ubicada en la boca oriental del Estrecho de Magallanes, tiene la particularidad de asentarse sobre tres jurisdicciones concedentes: la del Estado Nacional y las de las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego, abarcando una superficie total de 369,19 km<sup>2</sup>.

#### Área: Magallanes

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2016
- Operador: YPF
- Necesidad de Exploración y Explotación: No hay evidencia
- Necesidad Fiscal: de corto plazo, pago de 12.499.080 dólares (en pesos) a la Autoridad de Aplicación nacional en concepto de bono de prórroga; de largo plazo, 15% en concepto de regalías sobre el producido de los hidrocarburos extraídos de la fracción del Area Magallanes bajo jurisdicción de YPF.<sup>29</sup>

• Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: necesidad de contar con un horizonte temporal más amplio que permitiera continuar con el desarrollo de las inversiones en el área, a fin de producir un caudal de gas natural en forma estable de alrededor de 4 MM m<sup>3</sup>/d (a octubre de 2015 la producción diaria era de 2,4 MM m<sup>3</sup>), con sus líquidos asociados, durante 4 años de producción continua. Entre las inversiones a desarrollar hasta 2027 se destacan la construcción en tierra de una nueva Planta de acondicionamiento y compresión de gas, por un valor de 56.500.000 dólares; y la ampliación de la capacidad de separación y tratamiento de petróleo de la actual Batería de Recepción Magallanes (BRM), por otros 50.000.000 de dólares. También, el tendido de un nuevo ducto submarino de 24 pulgadas de diámetro, con una extensión de 17,8 kilómetros, que unirá la Plataforma AM-3 con la Batería de Recepción Magallanes por un valor de 60.000.000 de dólares.

- Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. No hay evidencia.

<sup>29</sup> <http://www.lavoz.com.ar/negocios/prorrogaron-hasta-2027-la-concesion-ypf-del-area-shore-magallanes>

#### IV.2.2 Prórrogas otorgadas con coordinación interjurisdiccional

##### Área: Loma La Lata - Sierra Barrosa

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2000
- Operador: YPF
- Necesidad de Exploración y Explotación: compromisos de inversión por 7200 millones de dólares
  - Necesidad Fiscal: de corto plazo, 430 millones de dólares. 300 millones de dólares para el estado nacional. De largo plazo, para la provincia 5% de las ganancias generadas por la explotación del área durante los 10 años de prórroga de la concesión. Ese monto se sumaría el 12% que corresponde al Estado provincial en concepto de regalías petroleras.
  - Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: En la lógica de los plazos limitados y los compromisos de inversión, la YPF ya controlada por los españoles de Repsol invocó que para seguir desarrollando Loma de la Lata debía llevar adelante un plan de inversiones que excedía los plazos de la concesión original<sup>30</sup>.
  - Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
  - Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia
  - Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.

Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. La prórroga fue otorgada por el Estado Nacional, con la conformidad de la Provincia de Neuquén. La empresa negoció y llegó a acuerdos particulares con ambos niveles de gobierno.

La concesión de explotación de Loma La Lata, el yacimiento de gas más grande del país, fue otorgada en 1992 a YPF SA, y el vencimiento en un plazo de 25 años debía producirse en noviembre de 2017. El 28 de diciembre de 2000, luego de un año de negociaciones y 17 años antes del vencimiento de la concesión, por Decreto 1252/2000, el Poder Ejecutivo Nacional que había otorgado la concesión original, con el acuerdo de la Provincia de Neuquén (nueva titular del dominio originario por la Reforma Constitucional de 1994), dio a YPF una prórroga por 10 años adicionales para continuar explotando la concesión hasta el año 2027.

Al igual que como en el caso de Cerro Dragón, por tratarse este del mayor yacimiento de gas del país y porque la prórroga se otorgó con tanta antelación al vencimiento original de la concesión, la prórroga de Loma La Lata se encontró sujeta a polémica<sup>31</sup>.

##### *Cuenca del Golfo San Jorge*

##### Área: Anticlinal Grande – Cerro Dragón, Piedra Clavada, Koluel Kaike - El Valle<sup>32</sup>

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2007
- Operador: PAE
- Necesidad de Exploración y Explotación: Sí

<sup>30</sup> <http://www.lanacion.com.ar/43384-diez-anos-mas-en-loma-de-la-lata>

<sup>31</sup> Tanto en el libro "Petróleo, estado y soberanía: hacia la empresa multiestatal latinoamericana de hidrocarburos" de Federico Bernal, editado en el año 2005, como en diversos medios periodísticos, se trata el tema de manera más ampliada. Ver, por ejemplo: <http://www1.rionegro.com.ar/arch200312/09/e09g04.php> y <https://stripteasedelpoder.com/2016/09/megatarifazo-del-gas-natural-una-consecuencia-del-arreglo-los-buitres/>.

<sup>32</sup> <http://www.telam.com.ar/notas/201403/57409-das-neves-la-prorroga-de-la-concesion-del-cerro-dragon-fue-una-decision-de-las-autoridades-de-chubut.html>

- Necesidad Fiscal: De largo plazo, pago del 3% de sus ingresos por las ventas de hidrocarburos producidos en esas áreas, neto de ciertos conceptos, durante la vigencia remanente de las concesiones.
- Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región: Al momento del otorgamiento de la prórroga, mirando el horizonte que tenía el área, se entendía que estaba acotada en el tiempo su proyección y había que renegociar el contrato para darle sustentabilidad
- Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. Esta prórroga fue otorgada sobre una Concesión compartida entre las Provincias de Santa Cruz y Chubut en forma casi simultánea.

Asimismo, PAE celebró acuerdos con las sociedades estatales Petrominera Chubut S.E. y Fomento Minero de Santa Cruz Sociedad del Estado ("Fomicruz") para, cumplidas ciertas condiciones, continuar con la operación de esas áreas por un plazo de 20 años a partir de los años 2026 y 2027.<sup>33</sup>

Este caso se vio envuelto en polémicas y controversias legales.

#### *IV. 2.2.1 Influencia del proceso de expropiación de YPF S.A. en la quita y devolución de concesiones*

Los casos de extensión de concesiones a YPF en Santa Cruz y Chubut resultan particularmente interesantes ya que han tenido una dinámica particular debido a que se han visto influenciados por el proceso de expropiación parcial a dicha empresa por parte del Estado Nacional. En estos casos ha existido una cierta coordinación en la política de prórrogas de las provincias y la Nación, que tuvo como eje el mencionado proceso de expropiación.

En el año 2012 Santa Cruz y Chubut anunciaron que quitarían concesiones a la petrolera local YPF debido a una caída en las inversiones y la producción. Chubut y Santa Cruz habían emplazado unas semanas antes a YPF para que aumente sus inversiones y apuntale su declinante producción. Ante ese emplazamiento, YPF respondió con un descargo afirmando que cumplió con los objetivos de inversión acordados, pero la respuesta de la petrolera no satisfizo a las provincias involucradas.

En dicho año también se registraron caducidades en las provincias de Mendoza, Salta y Neuquén. Sin embargo, sólo en Chubut y Santa Cruz, las caducidades que se hicieron sobre áreas de YPF en ese momento, consistieron en un proceso que se revirtió, no siendo así en las otras provincias.

#### *Provincia de Chubut*

En el caso de la Provincia de Chubut, el Poder Ejecutivo Provincial imputó a la compañía no haber realizado suficientes inversiones para evitar el fuerte declive de la producción nacional de hidrocarburos, que estaba obligando al Estado a realizar millonarias importaciones de energía que pusieron en riesgo las cuentas fiscales. En dicha Provincia, donde se extrae alrededor del 30% del crudo de Argentina, las autoridades iniciaron el proceso para quitarle a YPF las concesiones El Trébol-Escalante y Campamento Central-Cañadón Perdido, que representaban casi el 7% de la producción de la firma en el país. Estas áreas eran de alto valor estratégico; no tanto las de Santa

---

<sup>33</sup> PAN AMERICAN ENERGY LLC (Sucursal Argentina), Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Cruz (Barranca Yankowsky, Los Monos y Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte). Se le retiró además la concesión del yacimiento Manantiales Behr, que aportaba el 10% de la producción total de YPF.

En respuesta, YPF expresó en un comunicado que ante la decisión anunciada por la provincia de Chubut de revertir unilateralmente dos áreas operadas por YPF (Escalante-El Trébol y Campamento Central-Cañadón Perdido) y luego de haber presentado su descargo, emprendería las medidas legales oportunas para garantizar la defensa de sus derechos y para la exigencia, en su caso, de responsabilidades públicas. Además, alegaba haber cumplido con las pautas de inversión establecidas en el artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos para las áreas analizadas, ya que había realizado las inversiones necesarias para una explotación racional y adecuada de los yacimientos. Presentaban como evidencia que en Chubut existía un crecimiento ininterrumpido de inversiones desde el año 2009, que ascendía a 350.000.000 de dólares en 2011, lo que representa un incremento del 236% en ese periodo<sup>34</sup>.

Un mes después de la reversión áreas (en abril 2012) el gobernador de la provincia de Chubut adelantó y luego oficializó el llamado a licitación para concesionar estas cuatro áreas petroleras, invitando al sector privado a participar de la empresa mixta para estas áreas recientemente revertidas a YPF. Estos cambios habían surgido a partir de la reunión de los gobernadores de la OFEPI en la que acordaron exigir a las empresas concesionarias un incremento de la producción de hidrocarburos del orden del 15%. Esa exigencia se acompañó con un pedido de situación de las empresas en materia de inversiones y producción, más una advertencia del retiro de las concesiones en los casos que se detectaran incumplimientos<sup>35</sup>.

La recepción de ofertas estaría abierta hasta finales de mayo, mientras que la fecha límite de adjudicación y firma de contrato estuvo estipulada para el 14 de junio.

En mayo de 2012, el Congreso argentino aprobó la Ley N° 26.741 de Soberanía Hidrocarburífera, la cual permitió expropiar el 51% de las acciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), de propiedad de la transnacional española Repsol. Al fundamentar la medida, el gobierno nacional acusó a Repsol de reducir las inversiones y la producción de YPF para así provocar un alza artificial de precios y aumentar sus utilidades, comportamiento que habría derivado en un déficit comercial en el sector y hecho peligrar la soberanía energética del país.

Con esta ley, YPF pasaría a ser controlada por el estado nacional, pero continuaría siendo una sociedad anónima abierta. De inmediato, la petrolera salió en busca de nuevos inversionistas privados para las actividades de exploración y explotación de los recursos, y -en particular- de las enormes reservas de hidrocarburos no convencionales descubiertas por Repsol el año anterior en el yacimiento Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén.

La Ley de Soberanía Hidrocarburífera permitió retomar el control estatal de la petrolera, pero no significó la nacionalización del sector de los hidrocarburos en su conjunto

A partir de la expropiación, entonces, también en mayo 2012, la provincia de Chubut resolvió devolver a YPF las dos áreas que le había revertido antes de la expropiación, en tanto la compañía anunció que invertiría en ellas 130 millones de dólares en el año en curso. Las autoridades provinciales afirmaron que se llegó al acuerdo luego de una extensa negociación, cuyo resultado garantizaba a la provincia la ejecución este mismo año de un ambicioso plan de inversiones.

El gobernador no sólo decidió dejar sin efecto la licitación para la operación de las áreas revertidas como consecuencia del incumplimiento de Repsol si no que al mismo tiempo anunció que, en base al plan de inversiones presentado a partir de los cambios producidos en la empresa, se devolvería a YPF las áreas revertidas para poner en marcha la recuperación de la actividad en los yacimientos que estaban siendo abandonados por la gestión de Repsol, ya que la misma no sólo significaría más que duplicar el monto proyectado por Repsol, sino que sería superior en un 26% a lo que el gobierno provincial había planteado como requisito en los pliegos de licitación que

<sup>34</sup> <http://www.lanacion.com.ar/1456490-el-gobierno-de-chubut-explico-como-sera-la-salida-de-ypf>

<sup>35</sup> [http://www.diariojornada.com.ar/40204/Politica/Chubut\\_licitara\\_el\\_martes\\_las\\_cuatro\\_areas\\_que\\_fueron\\_revertidas\\_a\\_YPF](http://www.diariojornada.com.ar/40204/Politica/Chubut_licitara_el_martes_las_cuatro_areas_que_fueron_revertidas_a_YPF)

quedaron sin efecto. La “nueva” YPF tenía una fuerte decisión de concentrar su esfuerzo inversor en el incremento de la producción y en la exploración, tanto de petróleo convencional como del no convencional”<sup>36</sup>. En los fundamentos se explicó que “siendo público y notorio el cambio de administración de la empresa YPF SA, era de destacar que se había realizado una nueva propuesta de inversión ajustada a los plazos originariamente convenidos, permitiendo la explotación de las áreas negociadas, sin necesidad de renegociarlas”.

En el mes de febrero del año 2014 YPF informó haber alcanzado un acuerdo que prorrogaba el período de concesión para explotar áreas petroleras en la provincia de Chubut. Dichas concesiones vencían entre 2015 y 2017 y, mediante este acuerdo, fueron prorrogadas por un período de 30 años. No se ha hallado controversia por este plazo, a pesar de que la Ley 17.319 establece que el límite para el plazo en el que una concesión puede estirarse es de 10 años, bajo criterio del Estado (art. 25). Entendemos que los argumentos utilizados para haber otorgado un plazo de extensión de 25 años fue el mismo que justificó la prórroga otorgada en las concesiones de Santa Cruz a YPF 2 años antes.

Áreas: Restinga Alí, Sarmiento, Campamento Central-Cañadón Perdido, Manantiales Behr y El Trébol-Escalante

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2014
- Operador: YPF
- Necesidad de Exploración y Explotación: cumplir un mínimo de inversiones en las concesiones prorrogadas, mantener contratados y activos un número mínimo de equipos de perforación entre 2014 y 2018, y realizar 20 pozos exploratorios entre 2014 y 2018.
- Necesidad Fiscal: de corto plazo, pago de bono de extensión por 30 millones de dólares y de Bono de Compensación de los Hidrocarburos para el Desarrollo Sustentable, equivalente al 3% del valor del gas en boca de pozo.
- Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región:
- Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia.
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.

Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. Esas prórrogas podrían estar vinculadas al proceso de expropiación parcial de YPF S.A. aun cuando la evidencia no es definitiva.

Provincia de Santa Cruz

Al igual que en el caso de la provincia de Chubut, a partir de la expropiación parcial a YPF en el año 2012 la provincia de Santa Cruz acordó prorrogarle a la empresa (ahora de dominio estatal), principal operadora petrolera de la provincia, las concesiones hidrocarburíferas de la misma.

Además, se aprobó el acuerdo firmado entre el gobierno nacional y Santa Cruz para el traspaso del 5,5% de las acciones de YPF a la provincia cuyo valor se estipularía una vez que finalizara el proceso de expropiación a Repsol.

La extensión de estas concesiones petroleras que YPF explotaba en la provincia fue por un plazo de 25 años, con lo cual el caso fue sujeto de polémica. Un argumento utilizado por la gobernación provincial de entonces para otorgar una prórroga de semejante extensión (ya que 25 años evidentemente superan los 10 años que se pueden conceder como límite máximo de prórroga)

<sup>36</sup> [http://www.diariojornada.com.ar/43598/Economia/Chubut\\_devolvio\\_las\\_areas\\_revertidas\\_y\\_ahora\\_YPF\\_invertira\\_US\\_130\\_millones](http://www.diariojornada.com.ar/43598/Economia/Chubut_devolvio_las_areas_revertidas_y_ahora_YPF_invertira_US_130_millones)

fue que la empresa manejada hasta hace poco por Repsol no había realizado inversiones, con lo cual el plazo necesario para recuperarlas por parte de la “nueva” YPF estatal debía ser mayor al establecido por la Ley de Hidrocarburos. Diversas voces opuestas a la considerable extensión del plazo de la prórroga consideraron que la grave de situación de falta de pago de salarios y jubilaciones en la provincia fue lo que llevó a que se “entregara” uno de los recursos estratégicos que tenía la provincia, los hidrocarburos, y que las condiciones de resarcimiento de pasivos ambientales no habían sido suficientes (ya que cuando era Repsol el pasivo ambiental era de 4 a 6 mil millones de dólares y con este acuerdo se pagarían 20 millones de dólares anuales durante 5 años.

Áreas: Cerro Piedra-Cerro Guadal Norte, Cañadón de la Escondida-Las Heras, Cañadón León-Meseta Espinosa, Los Monos, Pico Truncado-El Cordón, Los Perales-Las Mesetas, El Guadal-Lomas del Cuy, Cañadón Vasco, Cañadón Yatel, Barranca Yankowsky y la porción del área Magallanes situada en el territorio de Santa Cruz (perteneciente este caso a la cuenca Austral)<sup>37</sup>

- Año de otorgamiento de concesión: 1992
- Año de otorgamiento de prórroga: 2012
- Operador: YPF
- Necesidad de Exploración y Explotación: No hay evidencia.
- Necesidad Fiscal: De corto y largo plazo, el acuerdo le permitió al gobierno pagar sueldos, e YPF invertiría en Santa Cruz 4.650 millones de dólares en los siguientes 5 años y en mantenimiento erogaría 4.926 millones de dólares en 2013-2020. Además, pago de canon de 200 millones de dólares cancelado en cuotas.

- Sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región:
- Abastecimiento de Central Eléctrica: No hay evidencia.
- Gasoductos y Proyectos de Exportación: No hay evidencia
- Desarrollo Económico y Social Local: No hay evidencia.
- Coordinación interjurisdiccional de la política de prórrogas. Esas prórrogas podrían estar vinculadas al proceso de expropiación parcial de YPF S.A. aun cuando la evidencia no es definitiva.

Estos casos de prórrogas que superaron los 10 años tanto en Santa Cruz como en Chubut, marcan otra situación particular del caso argentino, comparado con los periodos de 5 años que se acuerdan en América del Norte, como se trató en el Capítulo II.

#### IV.2.3 Prórrogas en concesiones sin producción o reservas

En el Capítulo anterior fueron identificadas concesiones que han sido beneficiadas con prórrogas a pesar de no haber tenido nivel de actividad alguno (producción o reservas). En la siguiente tabla se identifica a dichas áreas dentro de una clasificación que incluye al total del universo analizado de prórrogas, según provincia de localización geográfica, año de otorgamiento y empresa, a modo de poder discernir cuáles extensiones se otorgaron en forma conjunta:

<sup>37</sup>[https://www.clarin.com/ieco/economia/Santa-Cruz-prorrogo-concesiones-YPF\\_0\\_B1-wA6ivXg.html](https://www.clarin.com/ieco/economia/Santa-Cruz-prorrogo-concesiones-YPF_0_B1-wA6ivXg.html)

**TABLA 5: ÁREAS SIN PRODUCCIÓN NI RESERVAS, EN EL TOTAL DE CONCESIONES PRORROGADAS, POR PROVINCIA, AÑO Y OPERADOR**

Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la prórroga	Operador	Área
Chubut	2007	PAE	Anticlinal Grande - Cerro Dragón
			Cerro Tortuga - Las Flores
			Chulengo
	2013	Tecpetrol	El Tordillo
			La Tapera
			Puesto Quiroga
	2014	YPF	Campamento Central - Cañadón Perdido
			Escalante - El Trébol
			Manantiales Behr
			Restinga Ali
Mendoza	2011	YPF	Altiplanicie del Payún
			Barrancas
			Cañadón amarillo
			Cerro Fortunoso
			Chihuido de la Sierra Negra
			el Manzano
			El Portón
			La Brea
			La Ventana
			Llancanelo
			Puesto Hernández
			Puntilla del Huincán
			Río Tunuyán
Valle del Rio Grande			
Vizcacheras			
Neuquén	2000	YPF	Loma La Lata - Sierra Barrosa
	2008	Petrobras	Aguada de la Arena
			Rincón de Aranda
			Río Neuquen
			Veta Escondida
	2008	Pluspetrol	Aguada Baguales
			Centenario
			El Porvenir
			Loma Jarillosa Este - Puesto Silva Oeste
	2009	Oilstone Energía y GyP	Puesto Touquet
Bajo Baguales			
		PAE	Aguada Pichana

Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la prórroga	Operador	Área
			Lindero atravesado
			San Roque
		Pluspetrol	Aguada Villanueva La Calera Meseta Buena Esperanza
	2011	Chevron	El Trapial - Curamched
	2014	Ente Lomas (Petrobras y APCO)	Bajada del palo
Río Negro	2014	Apache hasta 2014, luego YPF	El Santiagueño
		Ente Lomas (Petrobras y APCO)	Entre Lomas
		Petrobras	25 de Mayo - Medanito Sud Este
			Jagüel de los machos
		Tecpetrol	Catriel Viejo
			Tres Nidos
		Tecpetrol y Petrobras	Agua Salada
		YPF	Bajo del Piche
			Barranca de los loros
			El Medanito
Estación Fernández Oro			
Los Caldenes			
		Señal Picada - Punta Barda	
Salta	1991	PAE	Acambuco
	1996	Pluspetrol	Ramos
Santa Cruz	2007	PAE	Koluel Kaike - El Valle
			Piedra Clavada
	2012	YPF	Barranca Yankowsky
			Cañadón La Escondida - Las Heras
			Cañadón León - Meseta Espinosa
			Cañadon Vasco
			Cañadon Yatel
			Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte
			El Guadal - Lomas del Cuy
			Los Monos
Los Perales - Las Mesetas			
		Pico Truncado - El Cordón	
	2013	Roch	Angostura

Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la prórroga	Operador	Área
Tierra del Fuego			Las Violetas
			Río Cullen
	2014	Apache (Petrolera LF Company)	Lago Fuego
		Apache/YPF	Los Chorrillos
			Tierra del Fuego
Tierra del Fuego, Santa Cruz y Estado Nacional	2016	YPF	Magallanes

Ante lo expuesto puede observarse claramente que todas ellas han formado parte de una negociación conjunta de áreas prorrogadas. Esto deja en evidencia la existencia de una inercia en la adquisición de derechos mineros donde los mismos no se han perdido ni aunque el nivel de producción o reservas haya sido nulo, otorgándose por el mero hecho de que la provincia obtenga ingresos fiscales a cambio, por ejemplo, sin siquiera garantías ni compromisos de inversión exigibles a las operadoras.

En el capítulo siguiente se presentarán casos en los que sí ha existido la intención de quita o la quita efectiva de concesiones por falta de actividad, sin embargo, los mismos representan un universo pequeño respecto al universo de las áreas concesionadas.

### IV.3 Impacto de las prórrogas

Metodológicamente lo más apropiado sería comparar lo ocurrido en un universo de casos en que se dieron las prórrogas con otro universo de casos que actúa como grupo de control sobre los cuales no se dieron las prórrogas. Sin embargo, en este estudio, los casos que no han sido estudiados son aquellos en los cuales no se ha accedido a información pública sobre las prórrogas eventualmente otorgadas, pero no se tiene certeza de que ello no haya ocurrido. De manera que no es posible dividir el universo de casos en esos dos grandes conjuntos.

La alternativa es observar lo ocurrido antes y después del otorgamiento de las prórrogas. Esta evidencia es menos fuerte que la anterior dado que, entre el período previo al otorgamiento de las prórrogas y el período posterior, pueden haber incidido múltiples factores diferentes del otorgamiento en sí de las prórrogas.

De manera que el análisis que sigue debe tomarse con estas precauciones y, por supuesto, podría complementarse con mayores evidencias del comportamiento de otras variables relevantes.

#### IV.3.1 Impacto de las prórrogas sobre la producción y reservas

La provincia de Neuquén ha sido pionera en el otorgamiento de prórrogas a conjuntos de áreas de empresas particulares (el 84% de las áreas de la provincia de la muestra que en este trabajo analizamos fueron otorgadas en el año 2008), y probablemente la experiencia neuquina haya sido tomada como guía para el proceso de extensión de plazos de concesiones en el resto de las provincias. En la tabla a continuación se observa la mayor cantidad de prórrogas que cada provincia benefició en determinados años:

**TABLA 6: AÑOS DE MAYOR CANTIDAD DE GRUPOS DE PRÓRROGAS OTORGADOS POR PROVINCIA**

Provincia	Año de prórrogas en general	% de prórrogas ese año (o ese año y el siguiente) sobre la muestra total analizada en dicha Provincia.	Cantidad de prórrogas ese año (o ese año y el siguiente) en dicha provincia
Neuquén	2008	84%	16
Mendoza	2011	100%	15
Santa Cruz	2012	83%	10
Chubut	2013	70%	7
Río Negro	2014	100%	13

Se han considerado las provincias representativas en cuanto a otorgamiento de extensiones de concesiones a un grupo de áreas en un determinado año. Ordenadas cronológicamente, se observa que, como se comentó anteriormente, Neuquén fue la primera provincia en otorgar, en los años 2008 y 2009, prórrogas a áreas en conjunto, en este caso 16, a las empresas Petrobras, Pluspetrol, PAE y Oilstone Energía junto a GyP. Cabe aclarar que ya en el año 2000 había beneficiado a la empresa YPF con la extensión de la concesión Loma La Lata, el mayor reservorio de gas del país en su momento, como se resalta en este trabajo en diversas ocasiones.

La provincia de Mendoza, en el año 2011 continuó con el proceso de prórrogas de forma masiva iniciado en Neuquén, extendiendo 15 áreas de YPF.

Santa Cruz, en el año 2012 también benefició a YPF, en este caso con 10 prórrogas.

Seguidamente, Chubut, en los años 2013 y 2014 le extendió 7 áreas a Pluspetrol y a YPF. Ya en el año 2007 había realizado la prórroga a PAE del área Cerro Dragón y otras áreas linderas, siendo este el mayor reservorio de petróleo del país, junto.

Por último, la provincia de Río Negro extendió 13 áreas a YPF, Petrobras y Tecpetrol, en el año 2014.

Estas áreas consideradas suman 61 y, sobre las 78 prórrogas que conforman el universo analizado en este trabajo, representan el 78%.

Supuestamente las extensiones de las concesiones deberían haber servido como incentivo para mejorar las inversiones e incrementar la producción. Pero, observando la tasa promedio de declino de los 5 años anteriores a las prórrogas, y los 5 años posteriores, podemos observar que esto no ha ocurrido en todas las provincias. Es de importancia destacar que resulta evidente que el proceso de caducidades que luego fueron revertidas que se dio con el ritmo de otorgamiento de prórrogas a YPF ante el efecto de la expropiación a dicha empresa no se dio en Neuquén, Salta ni Mendoza, pero sí en Santa Cruz y Chubut.

No obstante, si bien escapa al alcance de este trabajo, debe reconocerse que pueden haber existido otras variables que hayan operado en sentido inverso, particularmente los precios internacionales del petróleo crudo, y los precios locales tanto del petróleo como del gas natural.

Por otro lado, resulta evidente que, con la denominada Ley Corta de Hidrocarburos, se aceleró el proceso de otorgamiento de prórrogas por parte de los gobiernos provinciales.

#### *IV.3.1.1 Impacto de las prórrogas sobre la producción y reservas de petróleo*

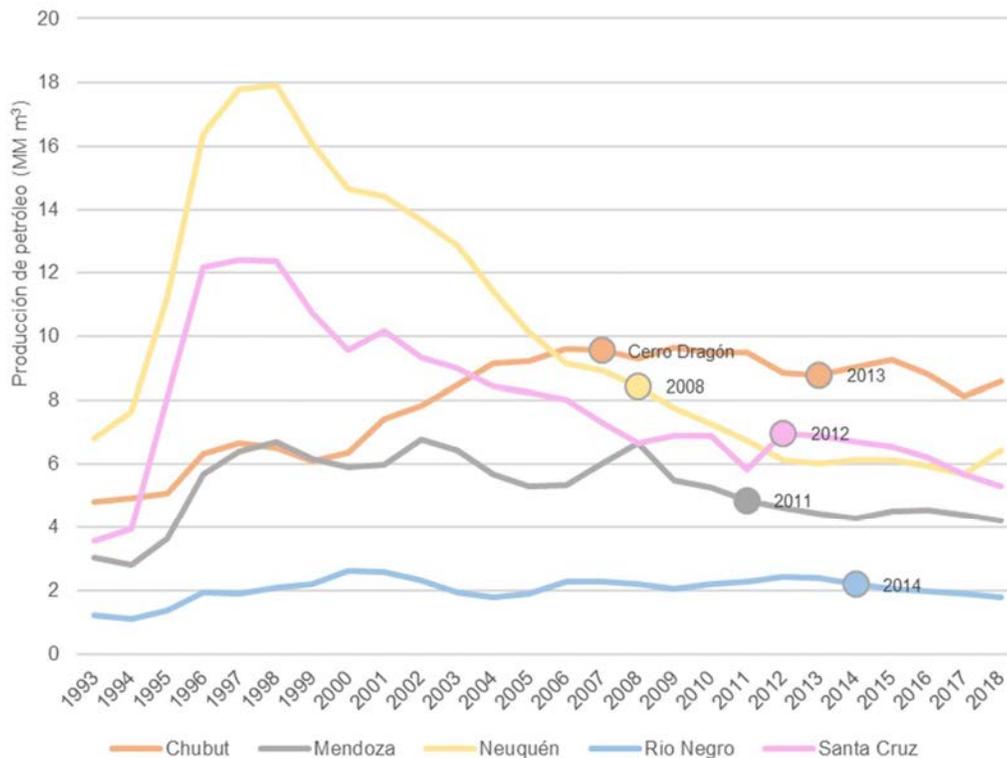
Como puede observarse en la tabla a continuación y gráficamente luego, tanto el caso de la provincia de Chubut como Mendoza y Neuquén son los únicos que muestran una mejora en la tasa promedio interanual de producción de petróleo a partir del otorgamiento de las extensiones (marcados en color gris claro en la tabla).

**TABLA 7: TASAS PROMEDIO INTERANUALES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANTES Y DESPUÉS DE LAS PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA**

Provincia	Año de prórrogas en gral.	% a.a. 5 años h/ prórroga	% a.a. d/ prórroga + 5 años
Neuquén	2008	-8.1%	<b>-6.6%</b>
Mendoza	2011	-1.9%	<b>-1.3%</b>
Santa Cruz	2012	-1.0%	-4.0%
Chubut	2013	-1.1%	<b>-0.4%</b>
	2007 (prórroga de Cerro Dragón)	4.0%	-1.5%
Rio Negro	2014	1.3%	<b>-4.9%*</b>

\*(h/2018, 4 años desde prórrogas)

**GRÁFICO 25: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO 1993-2018, AÑO DE PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA**



En Chubut la tasa promedio interanual de producción de petróleo los cinco años anteriores a las prórrogas otorgadas en conjunto era del 1,1%, y a partir del 2013, año en que se otorgaron las mismas, la producción atenuó su declino, para caer a una tasa menor, del 0,4% promedio interanual en el quinquenio posterior. Ahora bien, si observamos particularmente el año 2007, en el cuál se otorgó la prórroga de Cerro Dragón, la provincia de Chubut pasó de tener un crecimiento del 4% interanual a una caída del 1,5% en los períodos anterior y posterior de 5 años.

En el caso de Mendoza, la caída los cinco años anteriores a 2011, año de las prórrogas en conjunto, era de un ritmo del 1,9%, mientras que a partir de entonces la tendencia decreciente fue atenuada, para pasar a ser de 1,3%.

Por su parte, Neuquén en ambos períodos tuvo tasas negativas de crecimiento, pero la caída promedio en la producción se atenuó, para pasar desde un -8,8% en los años previos a las prórrogas a un -6,6% en los años posteriores.

En el caso de Santa Cruz se intensificó la caída en la producción, mientras que Río Negro paso de una tasa de crecimiento a una caída.

Si analizamos las reservas comprobadas en estas provincias, podemos observar que, para el caso del petróleo el fenómeno ocurrido con la producción se repite en los casos de las provincias de Neuquén y Chubut, provincias en las que la caída en el nivel de reservas que venía presentándose de modo promedio interanual durante los 5 años previos al otorgamiento de las prórrogas, mejoró a partir de las extensiones, durante el período de 5 años posteriores a las mismas.

En los casos de Mendoza, Santa Cruz y Río Negro, los niveles de reservas se redujeron luego de haberse otorgado las prórrogas.

Se destaca lo acontecido en la provincia de Chubut con la prórroga de la concesión de Cerro Dragón, principal reservorio de petróleo del país, en el año 2007. En este caso, puede claramente observarse que durante los años previos a la extensión la tasa de crecimiento del nivel de reservas era destacable, de un promedio interanual de casi 10%. Ahora bien, el incremento de las reservas de Chubut frenó su velocidad e invirtió su sentido en el 2007 y a partir de dicho año el nivel de reservas de la provincia pasó a ser negativo en un 0,6% promedio año a año. Esto pone de evidencia el mecanismo de incorporación de reservas no desarrolladas por mayores compromisos de inversión probablemente asumidos en las negociaciones llevadas a cabo el año previo a la negociación por la prórroga de dicha área, que no se continuaron al mismo nivel una vez obtenido el beneficio de la extensión.

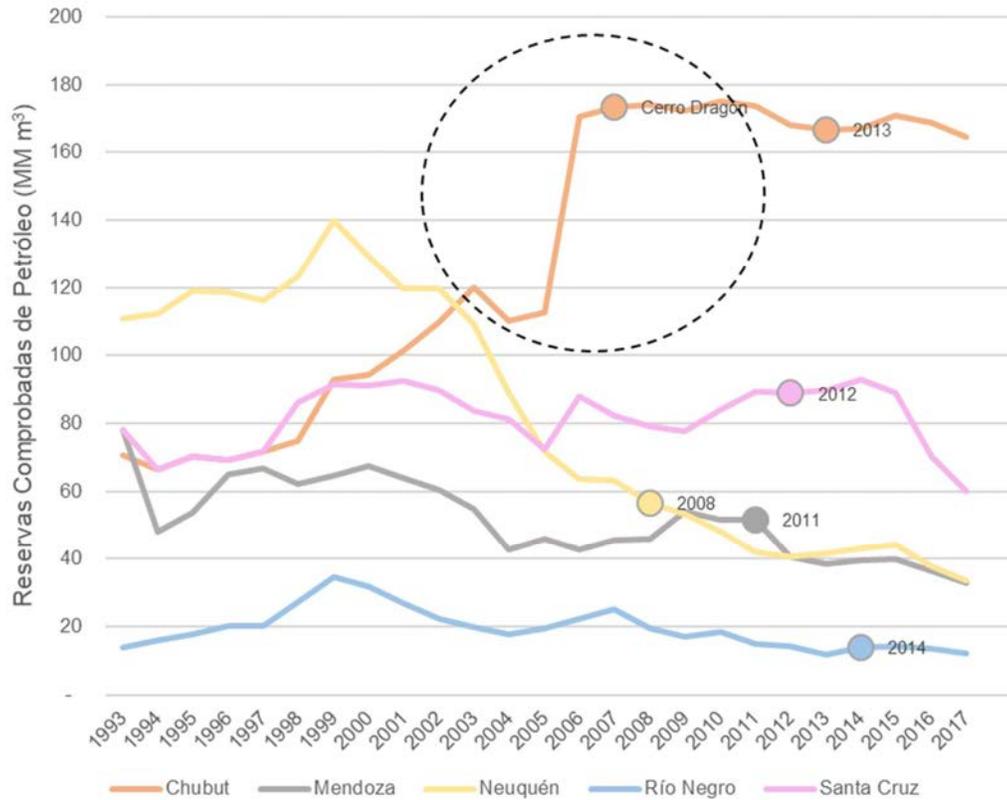
**TABLA 8: TASAS PROMEDIO INTERANUALES DE RESERVAS DE PETRÓLEO ANTES Y DESPUÉS DE LAS PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA**

Provincia	Año de prórrogas en gal.	% a.a. 5 años h/ prórroga	% a.a. d/ prórroga + 5 años
Neuquén	2008	-12.3%	<b>-5.9%</b>
Mendoza	2011	3.8%	-6.7%
Santa Cruz	2012	1.5%	-7.6%
Chubut	2013	-0.9%	<b>-0.3%*</b>
	2007 (prórroga de Cerro Dragón)	9.6%	-0.6%
Río Negro	2014	-3.7%	<b>-5.1%**</b>

\*(h/2017, 4 años desde prórrogas)

\*\* (h/2017, 3 años desde prórrogas)

**GRÁFICO 26: RESERVAS DE PETRÓLEO 1993-2017, AÑO DE PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA.**



*IV. 3.1.2 Impacto de las prórrogas sobre la producción y reservas de gas*

En el caso del gas, la situación es aún menos favorable que para el petróleo, ya que ninguna provincia ha mejorado la tasa de producción promedio interanual de los 5 años posteriores al otorgamiento de las prórrogas en conjunto respecto a los 5 años anteriores a cada año respectivamente.

En Neuquén la caída se incrementó en valor absoluto de un -1% a un -6,8%. Particularmente en esta provincia tuvo lugar la prórroga de la concesión de Loma La Lata, sin embargo, en el año 2000 la provincia ralentizó su crecimiento del 8,8% a un 2,5% promedio interanual en los 5 años posteriores a la firma de la extensión de dicha concesión.

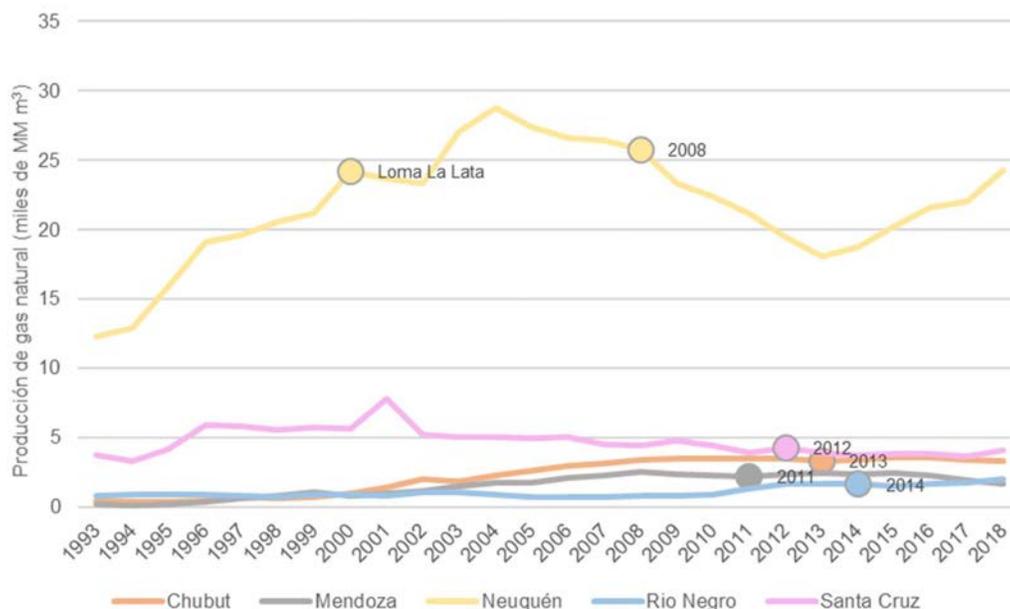
En Mendoza pasó de crecerse de un 1,1% a un 0,7%. En Santa Cruz, el decrecimiento del 1,4% presentado se profundizó a un -2,8% promedio interanual. La caída que tenía lugar en Chubut se incrementó en valor absoluto pasando de un -0,1% a un -0,4% interanual. Para Río Negro pasó de crecerse a un 14,6% a un 5,8% (con la salvedad de que, en este caso, por ser más reciente, sólo se midieron 4 años posteriores a las prórrogas).

**TABLA 9: TASAS PROMEDIO INTERANUALES DE PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL ANTES Y DESPUÉS DE LAS PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA**

Provincia	Año de prórrogas en gral.	% a.a. 5 años h/ prórroga	% a.a. d/ prórroga + 5 años
Neuquén	2008	-1.0%	-6.8%
	2000 (prórroga de Loma La Lata)	8.8%	2.5%
Mendoza	2011	1.1%	0.7%
Santa Cruz	2012	-1.4%	-2.8%
Chubut	2013	-0.1%	-0.4%
Rio Negro	2014	14.6%	5.8%*

\*(h/2018, 4 años desde prórrogas)

**GRÁFICO 27: PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL 1993-2018, AÑO DE PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA.**



En el caso de las reservas comprobadas de gas, hay dos provincias, Neuquén y Santa Cruz, en las que puede vislumbrarse, en la tabla y el gráfico a continuación, que, a diferencia de lo acontecido con la producción, que disminuyó para todas las provincias en el período posterior al otorgamiento de las prórrogas, la caída en la incorporación de reservas promedio interanual mejoró en el período posterior a las extensiones.

Para Mendoza, Chubut y Río Negro, a partir de las prórrogas el nivel de reservas comprobadas de gas a menguado.

Si se pone foco particularmente en la provincia de Neuquén, en la que se otorgó la prórroga al área de Loma La Lata, principal reservorio de gas natural, en el año 2000, no sucede lo que ocurría con el petróleo en Chubut con la prórroga a Cerro Dragón; ya que en este caso existió un

problema de reducción de las reservas, por precipitación del condensado, tema analizado en la tesis de Guichón (2015).

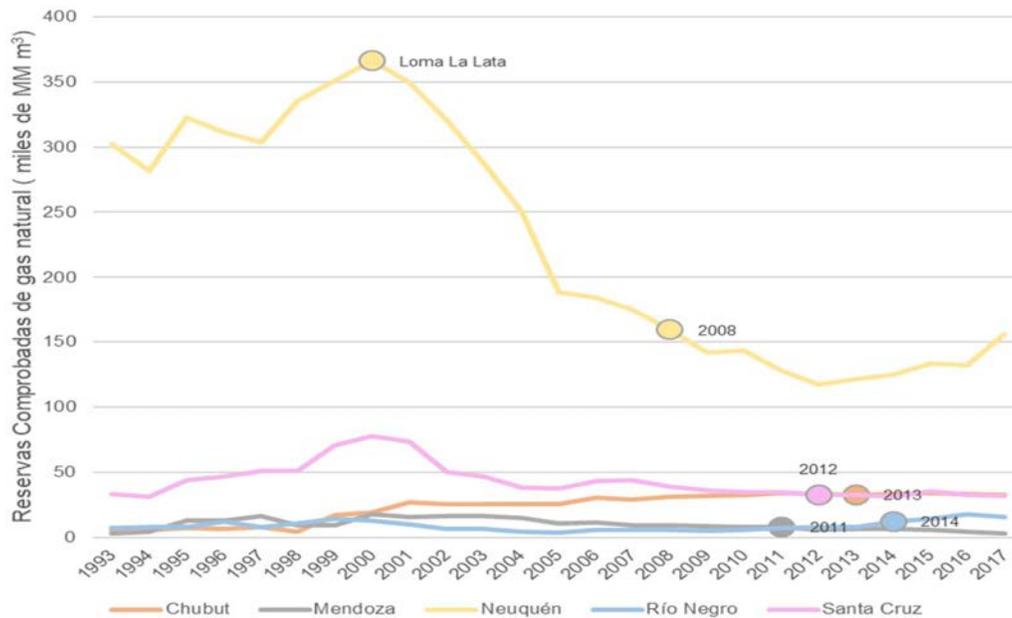
**TABLA 10: TASAS PROMEDIO INTERANUALES DE RESERVAS DE GAS NATURAL ANTES Y DESPUÉS DE LAS PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA.**

Provincia	Año de prórrogas en gral.	% a.a. 5 años h/ prórroga	% a.a. d/ prórroga + 5 años
Neuquén	2008	-11.1%	<b>-5.3%</b>
	2000 (prórroga de Loma La Lata)	2.6%	-12.4%
Mendoza	2011	-7.2%	-9.5%
Santa Cruz	2012	-6.0%	<b>-0.3%*</b>
Chubut	2013	1.1%	-0.3%
Río Negro	2014	20.1%	<b>8.5%**</b>

\*(h/2017, 4 años desde prórrogas)

\*\* (h/2017, 3 años desde prórrogas)

**GRÁFICO 28: RESERVAS DE GAS NATURAL 1993-2017, AÑO DE PRÓRROGAS EN GRUPO, POR PROVINCIA.**



La explicación que puede dar respuesta a lo acontecido, por ejemplo, para el caso neuquino es que la prórroga conjunta pareció ser más una solución ligada al financiamiento del presupuesto

público que a la recuperación del negocio ya que, más allá del cumplimiento de las inversiones, el gobierno provincial recibió fondos extraordinarios que destinó a cuatro áreas sensibles<sup>38</sup>

- pago de los vencimientos de los bonos en dólares que emitió el gobernador,
- pago de los aguinaldos de los empleados públicos,
- terminación del plan de obra pública que dejó inconcluso el entonces gobernador y con financiamiento escaso; y
- financiamiento del Plan Federal de Vivienda hasta tanto llegaron los fondos nacionales.

Un punto de importancia a considerar es que la intensificación del otorgamiento de prórrogas a partir del año 2007 por parte de cada provincia, como se muestra en las Tablas 5 y 6 del presente Capítulo, puede deberse a que a partir de La Ley Corta de dicho año las provincias tuvieron el control del proceso de otorgamiento. Es decir que dicho comportamiento puede explicarse en que, a partir de dicha Ley, N° 26.197 del año 2007, fueron las provincias las que otorgaron directamente las prórrogas sobre las concesiones emplazadas en su territorio, sin intervención del Estado Nacional, como bien se explica en el presente Capítulo en la sección IV.1 Política de prórrogas.

#### IV.3.2 Mecanismo entre inversiones comprometidas y reservas

El presente Capítulo ahondará en las definiciones de Reservas, para poder desglosar cómo uno de los “mecanismos” (mencionado en la Introducción), que comprende un cambio en el plazo remanente de las concesiones asociado a un mayor compromiso de inversiones en desarrollo futuras, debería verse reflejado en las Reservas.

Las definiciones y metodología de cálculo de reservas Comercialmente Recuperables se pueden observar en la Resolución 482/98 y en la Resolución 324/2006. A partir de estos documentos puede inferirse el impacto que tienen las decisiones de inversión sobre el cálculo de reservas.

El estudio de la evolución en nuestro país de los criterios involucrados en la definición e información de las reservas puede hallarse en el trabajo de Guichón (2015)<sup>39</sup>. En él se describe que el valor de una empresa petrolera depende fundamentalmente del valor de sus reservas de hidrocarburos, pero, como las reservas son fruto de una proyección, dicho valor no se registra en sus estados contables ya que, por el principio contable de prudencia, los ingresos futuros se registran una vez que son devengados, no antes de su ocurrencia. Es así como lo considerado económicamente más importante para las empresas petroleras no se refleja en su contabilidad, lo cual significa un problema particular en esta industria.

Frente a este inconveniente, se dictó una regulación específica aplicable a las empresas petroleras que cotizan en el mercado de valores de Nueva York. La misma supone la entrega sistemática de información adicional a la información contable. Este tipo de regulación se difundió posteriormente a mercados de valores de otros países, con sus diferencias, lo que dio lugar a regulaciones distintas entre sí.

En Argentina, las empresas que cotizan en el mercado local de valores no tuvieron la obligación de informar en el mercado sus reservas hasta el año 2008, en el que la Comisión Nacional de Valores emitió la Resolución General N° 41. La misma establece que las emisoras productoras de P&G deben suministrar información relevante sobre producción, reservas, ubicación y desarrollo de yacimientos al cierre del último año calendario, con anterioridad a la realización de la asamblea ordinaria que considere los estados contables de cierre de ejercicio. Sin embargo, la Resolución General no especifica detalles de cálculo o definición de los conceptos que deben informarse.

<sup>38</sup> <http://www1.rionegro.com.ar/diario/tools/imprimir.php?id=24450>

<sup>39</sup> GUICHÓN, Diego (2015), *La Evolución de las reservas Probadas de Gas Natural en Argentina. La importancia de las Revisiones Negativas de reservas*, UnLa.

En nuestro país, la estimación de reservas se realizó de distintas maneras a través del tiempo:

- Hasta 1989: Las estimaba Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E., bajo normas propias que incluían conceptos locales (ej, reservas probadas “condicionales”).
- Entre 1989 y septiembre de 1998: Existían concesiones privadas, sin embargo, no había una norma local que regulara la forma de cálculo de las reservas.
- Entre septiembre 1998 y 2004: con la Resolución SE N° 482/98 se adoptaron básicamente los criterios propuestos por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) y el Consejo Mundial del Petróleo (WPC), donde se implementó el requerimiento de presentar auditorías de reservas cada dos años, pero para las cuales no se estipularon procedimientos propios.
- A partir de 2004 y hasta la actualidad inclusive: Conforme a la Resolución SE N° 324/2006, las reservas han sido recalculadas.

Los estándares internacionales han sido flexibles respecto a los procedimientos de las auditorías de reservas. En Argentina no hay regulación particular al respecto. Adicionalmente, en lo que refiere a las auditorías de reservas, otra consideración es que las reservas probadas respecto a la proyección de los volúmenes técnica y económicamente recuperables constituyen un indicador de sesgo conservador o negativo.

La diferencia entre el punto de vista económico y el comercial es un aspecto importante a tener en cuenta. Según los estándares internacionales, cuando el flujo de ingresos esperado es mayor que el flujo de costos esperado, las reservas se consideran como económicamente recuperables.

El punto de vista comercial de las reservas probadas es más limitativo que el punto de vista económico, ya que el enfoque comercial incluye lo económico, la voluntad de invertir, mercado y logística, factores que conforman el “estado del proyecto”. Dicho concepto distingue reservas desarrolladas y no desarrolladas. Cuando existen significativas inversiones pendientes se refiere a reservas no desarrolladas, mientras que, si las inversiones ya se han materializado y los volúmenes están en producción, entonces son reservas desarrolladas (Cronquist, 2001). Con el correr del tiempo se ha ido marcando el hincapié que los estándares internacionales hacen sobre el punto de vista comercial. A su vez, la industria ha ido incrementando la importancia que le da al mercado de capitales, reflejado en que la orientación hacia proyectos se encuentra directamente relacionada con la perspectiva de los entes reguladores de mercados de valores, en los cuales se considera que para los inversionistas las reservas denotan importancia en los flujos de fondos que generarán a futuro, de forma certera y no lejana. Es por eso que el punto de vista comercial considera primordial el compromiso de inversión.

Un cambio en la voluntad de invertir (el estado del proyecto) no tendría consecuencias bajo el punto de vista comercial, mientras que bajo el punto de vista económico generaría una modificación en las reservas.

En nuestro país, las reservas eran estimadas por YPF S.E. bajo normas propias, siguiendo el punto de vista económico. Luego, con el proceso de privatización, se encomendó una auditoría de reservas de YPF SA a la empresa internacional Gaffney & Cline (ya que así lo requerían las normas de la SEC40), que manifestó haber utilizado estándares de la SPE41 de 1988 sobre los volúmenes de fines de 1989, aplicando un punto de vista comercial. Pero la Ley 17.319 de 1967 establece un punto de vista económico. Entonces, si se determina el deber de invertir para desarrollar las reservas probadas, pero estas son determinadas comercialmente como aquellas en las cuales las empresas tienen la intención de invertir, el deber se disuelve.

---

<sup>40</sup> La Security Exchange Commission es la Comisión de Bolsa y Valores de Estados Unidos —comúnmente conocida como la SEC, por sus siglas en inglés.

<sup>41</sup> Society of Petroleum Engineers.

Con el objeto de pactar inversiones queda entonces sólo el Artículo 32 de dicha Ley, que trata la presentación e planes de desarrollo.

Se ha señalado en las hipótesis, que no siempre es posible determinar si las prórrogas han estado asociadas a compromisos de inversión en exploración y desarrollo de las áreas. Por otra parte, los montos comprometidos en ocasiones, al no estar vinculados a un reglamento contable, pueden incluir erogaciones corrientes y no solo inversiones.

En este marco, una forma indirecta de observar los compromisos de inversión, al menos en desarrollo es a través de la incorporación de proyectos a la cartera de inversión de las empresas, esto es en calidad de reservas no desarrolladas. Por lo expuesto, si existieron compromisos de inversión genuinos en el desarrollo de los yacimientos, esto debe haberse reflejado, a igualdad de otras condiciones, en el volumen de reservas informado.

Esta disgregación del mecanismo por el cual las prórrogas inciden en las inversiones y por ende en las reservas constituye un hallazgo que puede sustentarse a través de los datos de la muestra con la que se ha trabajado en esta investigación. Particularmente, en el Capítulo III, el estudio de los casos más importantes mostró que para el caso del petróleo, Cerro Dragón representaba el 7% en el año 2000 y el 34% en 2015 de las reservas del país, mientras que, en el caso de las reservas de gas natural, Loma La Lata representaba el 23% en el año 2000 y el 9% en 2015.

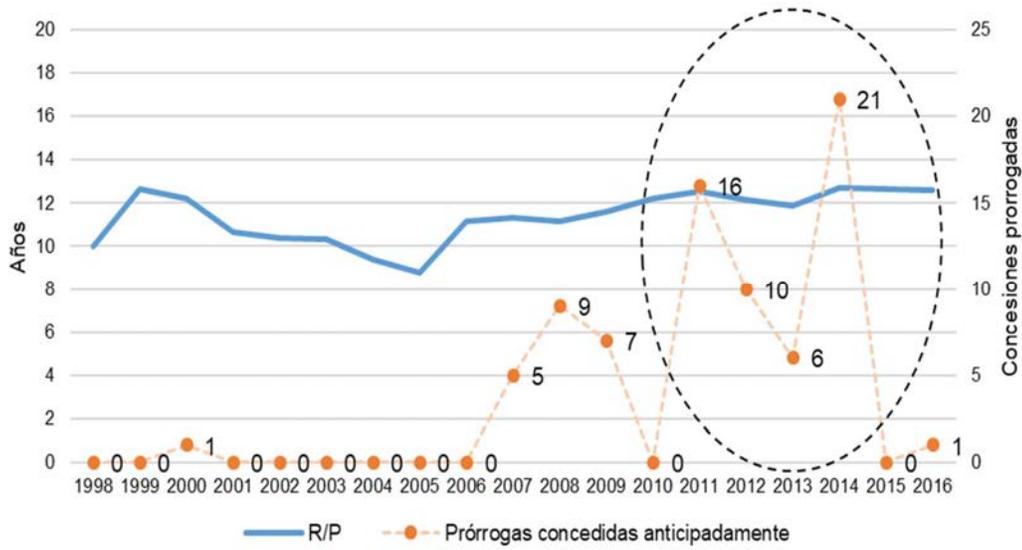
Adicionalmente, para complementar la constatación del impacto de las prórrogas en el nivel de inversiones, y por ende de reservas, se han construido algunos indicadores, a ser el horizonte reservas (relación reservas/producción) y la correlación entre el precio del P&G gas con los años en los que se otorgaron las prórrogas.

El horizonte de reservas vincula las reservas comprobadas de hidrocarburos del país (P&G), con el volumen de producción correspondiente a un año dado. Se obtiene dividiendo las reservas comprobadas en un período por la producción en el mismo período.

El indicador denota relevancia ya que la disponibilidad de reservas comprobadas da cuenta de la posibilidad de un país de poner en valor el P&G en condiciones de ser explotados de un modo económicamente viable y con la tecnología de explotación actualmente disponible. Dada la relevancia de los hidrocarburos para el desarrollo económico y social, el indicador permite medir la mayor escasez o menor disponibilidad de estos recursos o bien lo contrario, al relacionar las reservas comprobadas de hidrocarburos con la producción anual. Dicho indicador no implica que la concesión pueda mantener su producción todos los años, ya que la producción debe ir declinando; es decir, el índice mejora cuando hay una disminución en la producción.

En el caso del petróleo, puede hallarse una tendencia similar en el comportamiento entre las concesiones prorrogadas y el horizonte de reservas entre los años 2010 y 2015, como puede verse en el siguiente gráfico:

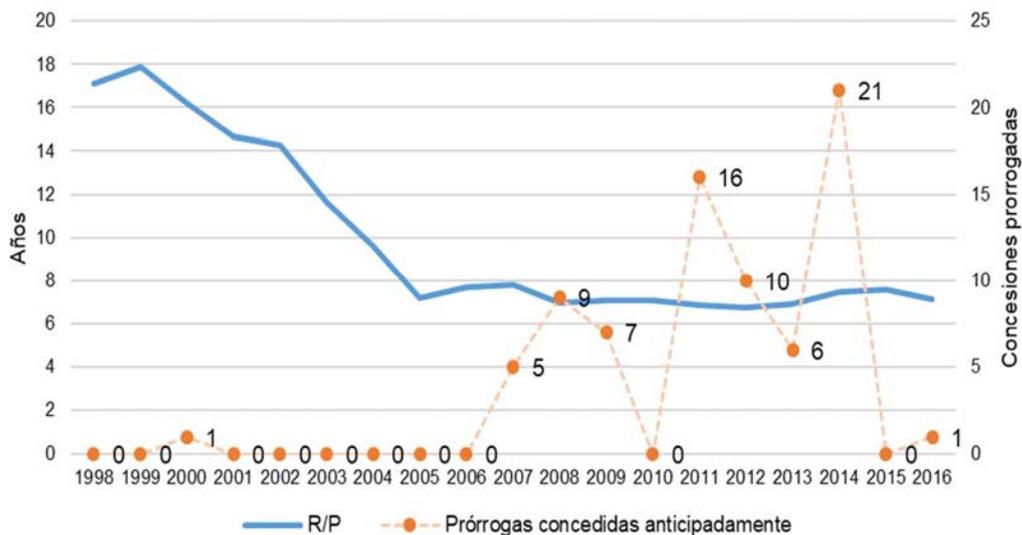
**GRÁFICO 29: R/P PETRÓLEO Y AÑOS DE OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS**



Sin embargo, aplicando la función de Pearson, que devuelve el coeficiente de correlación que está entre  $-1.0$  y  $1.0$  y refleja el grado de dependencia lineal entre ambos conjuntos de datos, se obtiene que no existe una dependencia lineal entre el horizonte de reservas de petróleo y el otorgamiento de prórrogas, dado que el resultado es  $0,195$ .

El gráfico siguiente ilustra lo acontecido en el caso del horizonte de reservas del gas natural, donde no se visualiza ningún comportamiento que pueda relacionarse con el otorgamiento anticipado de las prórrogas, confirmado por un coeficiente de correlación de  $0,205$ .

**GRÁFICO 30: R/P GAS Y AÑOS DE OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS**



En síntesis, no hay una evidencia generalizable de que el otorgamiento de prórrogas haya estado asociado a compromisos de inversiones futuras en el desarrollo de yacimientos ya descubiertos.

#### IV. 4 Precios de los hidrocarburos y las prórrogas

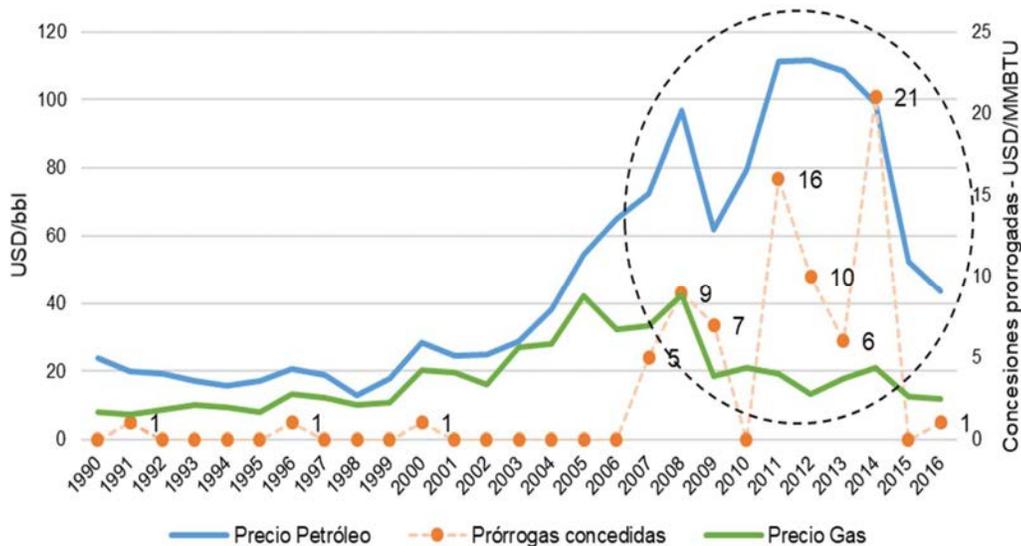
Ahora bien, más allá de lo expuesto explícitamente por las partes que acordaron las prórrogas, cabe preguntarse si existieron otras variables que pueden haber influido en su requerimiento y otorgamiento.

Sobre este aspecto nos limitaremos a una variable, que es el precio de los hidrocarburos. Si en un eje de tiempo temporal comparamos la evolución del precio del P&G con la cantidad de prórrogas otorgadas, se observa que los picos se dieron en los años 2011 para el caso del petróleo, con 111,26 USD/barril de tipo Brent y 2008 para el gas, con 8,85 USD/MMBTU para el Henry Hub. Como puede observarse en el gráfico a continuación, el 95% de la muestra que hemos tomado se otorgó entre los años 2007 y 2014, período de precios internacionales relativamente altos respecto a los años anteriores y posteriores de este período (más que nada para el petróleo) pero que particularmente han sufrido una brusca caída en la crisis del año 2008. En el 2011, precio pico de este energético, se otorgaron 16 prórrogas, el segundo mayor número de la muestra analizada (la mayor cantidad fue en 2014, con 21 prórrogas otorgadas, el último año con precios altos, ya que partir de allí comenzó su desplome, para posicionarse en casi la mitad del precio en el 2015 y así continuar la tendencia a la baja).

Aplicando la función de Pearson, que devuelve el coeficiente de correlación que está entre -1.0 y 1.0 y refleja el grado de dependencia lineal entre ambos conjuntos de datos, se obtiene que existe una dependencia lineal entre el precio internacional de petróleo y el otorgamiento de prórrogas, dado que el resultado es 0,77 (cercano a 1). En el caso del gas, se debilita la correlación entre las variables precio y otorgamiento de prórrogas, siendo el mismo de 0,20, lo cual no indicaría relación de dependencia lineal entre las mismas.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de las variables tratadas:

**GRÁFICO 31: PRECIO DE P&G Y AÑOS DE OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS**



Así es como la evidencia pone de manifiesto la particularidad del otorgamiento de las prórrogas de haberse dado en períodos de precios relativamente elevados dentro de la serie temporal analizada.

#### IV.5 Análisis de tendencias

Como puede observarse del análisis realizado, la situación es compleja y no existe solo una hipótesis que pueda explicarse para todos los casos.

En resumen, el otorgamiento de las prórrogas según la cuenca puede hallar su fundamento en los siguientes argumentos:

Noroeste:

- Las prórrogas por 10 años se otorgaron casi en la génesis de la concesión original de las áreas Ramos y Acambuco, 20 y 25 años antes del vencimiento respectivamente. Como se mencionó anteriormente, podría tener su explicación principalmente en la existencia de gasoductos y proyectos de exportación.

Golfo San Jorge

- En Cerro Dragón una de las razones de la prórroga fue que la empresa consideraba conveniente que los plazos contractuales se adecuen a las necesidades de exploración y desarrollo de las áreas involucradas y a los objetivos de dar sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones petroleras de la región.

- En la provincia de Santa Cruz el acuerdo permitió a la provincia pagar sueldos.

- En la provincia de Chubut existió un compromiso por parte de la petrolera estatal YPF a abonarle a la provincia un bono de extensión por 30 millones de dólares y el Bono de Compensación de los Hidrocarburos para el Desarrollo Sustentable, equivalente al 3 % del valor del gas en boca de pozo. También se comprometió a cumplir un mínimo de inversiones en las concesiones prorrogadas, mantener contratados y activos un número mínimo de equipos de perforación y realizar 20 pozos exploratorios entre 2014 y 2018.

Tanto en Santa Cruz como en Chubut las prórrogas estuvieron asociadas aparentemente a la expropiación parcial de YPF. Los casos que se hallaron particularmente para el grupo de concesiones de YPF en ambas provincias, donde los plazos de las prórrogas superaron los 10 años y fueron establecidos horizontes de 25 y 30 años respectivamente, tuvieron su justificativo en que esos períodos extraordinarios eran necesarios para recuperar lo que Repsol no había invertido (no entiendo el sentido de recuperar lo que no se ha invertido), ya una vez que la empresa quedó mayoritariamente en manos del Estado Nacional a partir de la expropiación de la empresa en el año 2012. Estos plazos quedarían extremadamente largos si se los compara con los periodos de 5 años que se acuerdan en América del Norte, bajo el régimen que tienen allí, considerado eficiente, como se trató en el Capítulo II.

Neuquina

- En el caso de Loma La Lata la operadora utilizó la lógica de los plazos limitados y los compromisos de inversión, invocando que para seguir desarrollando el área debía llevar adelante un plan de inversiones que excedía con creces los plazos de la concesión original. Los ingresos fiscales eran limitados por ese entonces, siendo de conveniencia la entrada monetaria involucrada.

- Río Negro: Además de las inversiones, el interés oficial radica en el bono ofrecido por las prórrogas, ya que significan ingresos directos al Estado provincial, con su coparticipación a los municipios. También figuran los "aportes al Desarrollo social y Fortalecimiento Institucional" mediante la entrega de "infraestructura edilicia y equipamiento" para escuelas, hospitales y otros organismos estatales.

- Mendoza: a cambio de la extensión, la operadora debería pagar una regalía adicional, ajustarse al concepto de "compre mendocino" (que implica comprar insumos y materiales a proveedores locales), utilizar mano de obra local en las exploraciones y realizar un minucioso

cuidado del ambiente. La decisión de reactivar la actividad petrolera en Mendoza estuvo vinculada tanto al lanzamiento del Comité de Crisis en 2008 como al fortalecimiento de las campañas contra la evasión impositiva. Desde ese entonces, Mendoza se puso a analizar los procesos de prórroga a las concesiones petroleras de las otras provincias, especialmente de Neuquén, donde ya había sido recientemente aprobada. Es que al ir las otras provincias estirando los plazos de concesión se estaba disminuyendo en Mendoza la exploración, que es la que genera más trabajo, argumentó el gobernador de ese entonces.

#### Cuyana

- Provincia de Mendoza: al igual que en la cuenca neuquina, "compre mendocino" y seguimiento de prórrogas otorgadas por Neuquén

#### Austral

- Existió un cobro de sumas de canon de permanencia, diferencial fijo y diferencial variable, permitiendo este último ítem, aumentar a la provincia de Tierra del Fuego. Adicionalmente existió compromiso de la protección del medio ambiente; el compre fueguino; la contratación de mano de obra local y la inversión en acciones de responsabilidad social empresaria. A su vez, existió el caso de las áreas de la petrolera norteamericana Apache en el que la prórroga sirvió como facilidad para la venta de activos de la misma a YPF. Se comprometieron inversiones (como, por ejemplo, una planta de acondicionamiento y compresión de gas y la ampliación de la capacidad de separación y tratamiento de petróleo de la entonces actual Batería de Recepción Magallanes, en el caso del área Magallanes) así como también mayor cantidad de equipos de perforación, y el pago de regalías por 3 puntos adicionales. En el caso de Magallanes, el concesionario fundó su pedido en la necesidad de contar con un horizonte temporal más amplio que permita continuar con el desarrollo de las inversiones en el área, a fin de producir un caudal de gas natural en forma estable en determinada cantidad en un horizonte de tiempo definido.

Es decir que, en síntesis, por parte de las operadoras el argumento se focalizó en plazos contractuales adecuados a las necesidades de exploración y desarrollo de las áreas involucradas y a los objetivos de dar sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones petroleras y gasíferas de la región. A su vez, por parte del estado nacional, y de los estados provinciales, los beneficios radicaron en proyectos de exportación que implicarían ingresos monetarios e integración energética, compromisos de inversión que sostendrían determinado nivel de actividad –que beneficiaría a los ingresos del estado y a las economías locales-, pagos de regalías, bonos y demás fondos que significarían ingresos directos para el estado provincial y se utilizarían para el pago de sueldos e infraestructura edilicia para organismos estatales -en materia de salud y educación principalmente-, el compromiso por parte de las operadoras para comprar insumos y materiales a proveedores locales –incentivando la actividad económica regional de forma global-, el cuidado del medioambiente y el mantenimiento del nivel de actividad frente a la amenaza de competencia de otras provincias, entre otros.

Adicionalmente, un argumento que puede hallarse para el otorgamiento de la prórroga es la facilidad para concretar una venta de activos de una empresa por parte de otra.

Las razones invocadas anteriormente han sido asignadas por área, en los casos en los que eran identificables, que fueron 63 (el 81% de la muestra de prórrogas), a modo de poder intentar hallar un comportamiento de cada argumento a modo macro.

De las 78 áreas, se ha realizado un análisis respecto distintos tipos de argumentos que se utilizaron para justificar el otorgamiento de las prórrogas. Como puede observarse en la tabla a continuación, del total de las mismas, se ha concluido que el argumento más frecuentemente

mencionado para justificar el otorgamiento de prórrogas ha sido el de necesidades fiscales de la provincia correspondiente, en un 34,1%, seguido por la necesidad de exploración y desarrollo de las áreas en cuestión por parte de la provincia (29,2%), el desarrollo social y económico de la región (20,1%), la sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región -por parte de los operadores- (15,2%); y otras explicaciones para casos puntuales como se ha mencionado en detalle al comienzo de este Capítulo.

**TABLA 11: CLASIFICACIÓN DE ARGUMENTOS JUSTIFICATIVOS PARA EL OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS**

Área	Cuenca	Necesidad de exploración y desarrollo	Necesidad fiscal	Sustentabilidad en el LP a las operaciones de la región	Abastecimiento de central eléctrica	Gasoductos y proyectos de exportación	Desarrollo social y económico local
Magallanes	Austral		1	1			
El Portón	Neuquina	1	1				1
Barrancas	Cuyana	1	1				1
Cerro Fortunoso	Neuquina	1	1				1
El Manzano	Neuquina	1	1				1
La Brea	Neuquina	1	1				1
Llancanelo	Neuquina	1	1				1
Puntilla del Huincan	Neuquina	1	1				1
Río Tunuyan	Cuyana	1	1				1
Valle del Rio Grande	Neuquina	1	1				1
Vizcacheras	Cuyana	1	1				1
Cañadón amarillo	Neuquina	1	1				1
Altiplanicie del Payun	Neuquina	1	1				1
Chihuido de la Sierra Negra	Neuquina	1	1				1
Puesto Hernández	Neuquina	1	1				1
La Ventana	Cuyana	1	1				1
Anticlinal Grande - Cerro Dragón	GSJ			1			
Campamento Central - Cañadón Perdido	GSJ	1	1	1			
Escalante - El trébol	GSJ	1	1	1			
Restinga Ali	GSJ	1	1	1			
Manantiales Behr	GSJ	1	1	1			
Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte	GSJ	1	1				
Cañadón La Escondida - Las Heras	GSJ	1	1				
Cañadón León - Meseta Espinosa	GSJ	1	1				
Los Monos	GSJ	1	1				
Pico Truncado - El Cordón	GSJ	1	1				
Los Perales - Las Mesetas	GSJ	1	1				
El Guadal - Lomas del Cuy	GSJ	1	1				
Cañadon Vasco	GSJ	1	1				

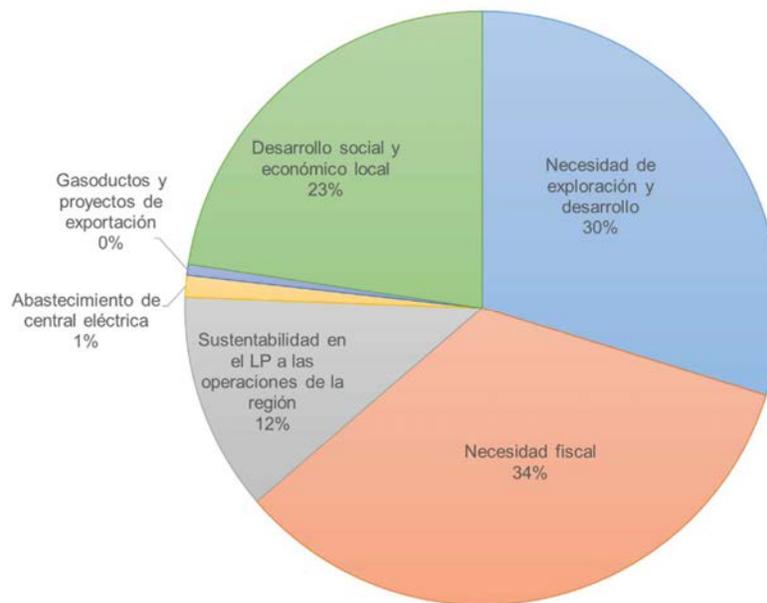
Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	Cuenca	Necesidad de exploración y desarrollo	Necesidad fiscal	Sustentabilidad en el LP a las operaciones de la región	Abastecimiento de central eléctrica	Gasoductos y proyectos de exportación	Desarrollo social y económico local
Cañadon Yatel	G SJ	1	1				
Barranca Yankowsky	G SJ	1	1				
Piedra Clavada	G SJ			1			
Koluel Kaike - El Valle	G SJ			1			
Loma La Lata - Sierra Barrosa	Neuquina		1	1			
Rio Neuquen	Neuquina		1	1			1
Aguada de la Arena	Neuquina	1	1				1
RINCON DE ARANDA	Neuquina	1	1				1
Veta Escondida	Neuquina	1	1				1
El Medanita	Neuquina	1	1				1
Barranca de los loros	Neuquina	1	1				1
Señal Picada - Punta Barda	Neuquina	1	1				1
Bajo del piche	Neuquina	1	1				1
Los Caldenes	Neuquina	1	1				1
Estación Fernández Oro	Neuquina	1	1				1
El Santiagueño	Neuquina	1	1				1
Acambuco	Noroeste	1		1	1	1	
Ramos	Noroeste	1		1	1		
El Trapial - Curamched	Neuquina	1		1			
Aguada Baguales	Neuquina	1	1				1
El Porvenir	Neuquina	1	1				1
Puesto Touquet	Neuquina	1	1				1
Centenario	Neuquina	1	1				1
Loma Jarillosa Este - Puesto Silva Oeste	Neuquina	1	1				1
Jagüel de los machos	Neuquina		1	1			1
Entre Lomas	Neuquina		1	1			1
25 de Mayo - Medanita Sudeste	Neuquina		1	1			1
Agua Salada	Neuquina		1	1			1
Las Violetas	Austral	1	1				1
Angostura	Austral	1	1				1
Río Cullen	Austral	1	1				1
Los Chorrillos	Austral		1	1			
Tierra del Fuego	Austral		1	1			
Lago Fuego	Austral		1	1			
<b>Usos del argumento</b>		<b>50</b>	<b>57</b>	<b>20</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>38</b>
<b>Participación del argumento en el total de argumentos</b>		<b>30%</b>	<b>34%</b>	<b>12%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>23%</b>
<b>Áreas prorrogadas con argumentos asignados (63 de 78)</b>		<b>81%</b>					

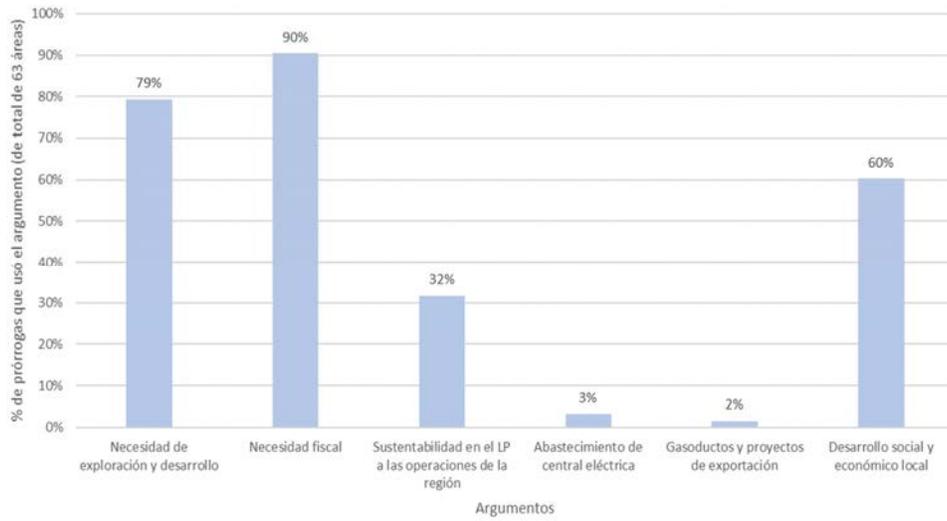
Área	Cuenca	Necesidad de exploración y desarrollo	Necesidad fiscal	Sustentabilidad en el LP a las operaciones de la región	Abastecimiento de central eléctrica	Gasoductos y proyectos de exportación	Desarrollo social y económico local
Áreas que usaron el argumento		79%	90%	32%	3%	2%	60%

La dimensión de cada argumento puede también vislumbrarse gráficamente a continuación:

**GRÁFICO 32: PROPORCIÓN DE LOS ARGUMENTOS JUSTIFICATIVOS PARA EL OTORGAMIENTO DE PRÓRROGAS**



**GRÁFICO 33: PORCENTAJE DE ÁREAS EN LAS QUE SE USÓ CADA ARGUMENTO (SOBRE MUESTRA DE 63 CLASIFICADAS)**



Asimismo, el análisis de áreas donde existió nula incorporación de reservas y de actividad productiva pone de manifiesto que el otorgamiento de derechos mineros en muchos casos no es acompañado por un análisis respecto a la actividad. Esta evidencia de la falta de atención al nivel actividad en el proceso asignación de prórrogas de áreas, mantiene la concentración de áreas en manos de los mismos operadores, que tienen cada vez mayor poder sobre los niveles de reservas y producción, (si las áreas no tienen producción ni reservas, el hecho de que se les adjudique la prórroga, no aumenta la concentración de estos indicadores sino que las mantiene) sin facilitar la diversificación de la oferta con el acceso de nuevas empresas cuyo acceso se ve restringido.

Como se analizó en el apartado 4, además de los argumentos alegados por las partes que acordaron las prórrogas, el precio del petróleo relativamente alto en el rango temporal en el que se otorgó la mayoría de las mismas pudo haber tenido influencia en su solicitud y otorgamiento, sin consideración del nivel de actividad de las áreas en cuestión.

## **CAPÍTULO V - CADUCIDAD DE CONCESIONES**

En este punto, pueden mencionarse dos tipos de evidencias. La primera referida a la reversión de concesiones otorgadas entre los años 1989 y 1994. La segunda a la reversión de áreas otorgadas con posterioridad. Son las primeras las que interesan en función del universo de análisis que se ha adoptado, que abarca las concesiones otorgadas inicialmente en el proceso de privatización.

### **V.1 Caducidad de concesiones iniciales**

Como se mencionó en el problema planteado inicialmente, el proceso de privatización del sector hidrocarburífero fue muy rápido y se concretó fundamentalmente entre los años 1990 y 1992. A partir de la Ley de Privatización de YPF se otorgó en dichos años una gran cantidad de concesiones de explotación.

Existen pocos casos donde se dispuso la caducidad de las concesiones, en razón de no haber existido un desarrollo de reservas ni un nivel sostenido de actividad productiva. Y de dichos casos, deben distinguirse aquellos en luego de un corto periodo, la reversión fue valga la redundancia revertida, y continuaron a cargo los mismos titulares, de aquellas en que se dispuso la realización de nuevas licitaciones.

En el presente capítulo trataremos 21 áreas para las que se ha hallado dicho proceder, correspondiendo al 20% de la totalidad de los casos que se han tomado como muestra en este trabajo (las concesiones prorrogadas más estas a las que se les ha dispuesto su caducidad por inactividad, o actividad muy reducida, más allá de que luego la caducidad haya podido ser anulada, que suman 99).

Además de estas 21 áreas, en el presente capítulo también se hace referencia a 5 áreas que ya se han tratado en el Capítulo IV, las cuales sí han sido parte del universo de 78 áreas analizadas como muestra de casos del presente trabajo, pero sin embargo se considera que también deben tratarse particularmente en este capítulo por haber sido casos de áreas en las que se dictó la caducidad de sus concesiones otorgadas inicialmente. Las mismas eran áreas pertenecientes a YPF (por entonces Repsol) en las provincias de Chubut y Santa Cruz, siendo Los Monos, Cerro de Piedra-Cerro el Guadal Norte, Barranca Yankowsky, Escalante-El Trébol y Cañadón Perdido-Campamento Central. De ellas, Barranca Yancowksy es la única de ellas que presentó valores de producción nulos tanto de petróleo como de gas, tanto en el año 2000 –año tomado como referente extremo inferior del período- como también a partir de 2013 en adelante.

A modo de resumen se presentan los siguientes cuadros, que explican la clasificación de cada una de las áreas tomadas en el presente trabajo y exponen algunas estadísticas de las mismas:

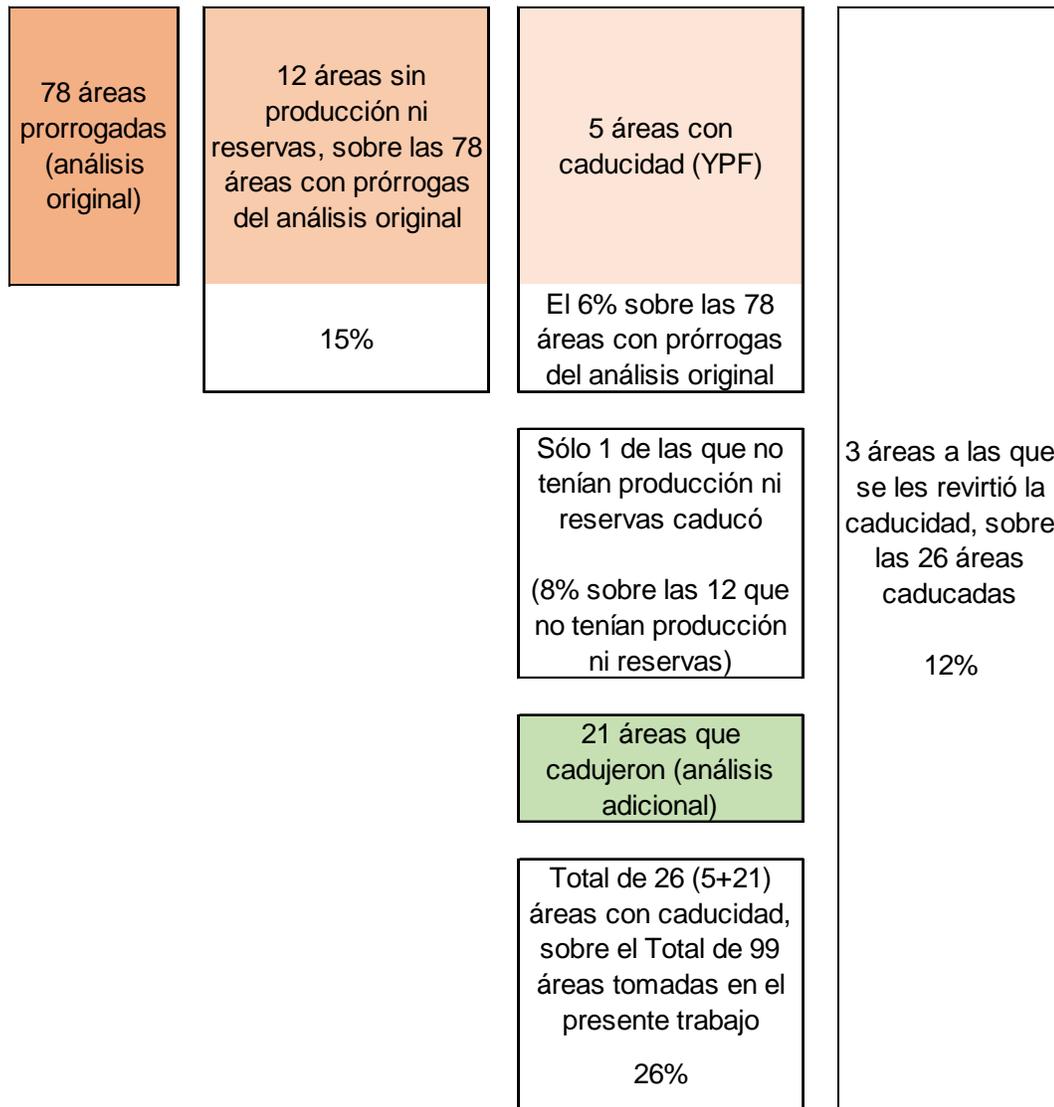
**TABLA 12: RESUMEN DE LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS DE LA MUESTRA DEL PRESENTE TRABAJO**

	12 Áreas sin producción ni reservas		5 Áreas con caducidad (YPF)	Temporalidad de la concesión
	Análisis 1 (Cero Producción y/o Reservas en año de prórroga)	Análisis 2 (Cero Producción y Reservas en periodos entre 1993 y 2016)		
78 áreas prorrogadas (análisis original)	Barranca Yankowsky			
	Aguada Villanueva		Escalante-El Trébol	Inicial
	Puntilla del Huincán		Cañadón Perdido-Campamento Central	
	Rincón de Aranda		Los Monos	
	Veta Escondida		Cerro de Piedra-Cerro el Guadal Norte	
	Meseta Buena Esperanza			
	Catriel Viejo			
	Tres Nidos			
	Restinga Ali		Los Caldenes	
	Los Chorrillos			
	La Calera			
	21 áreas con caducidad (análisis adicional)			21 Áreas con caducidad (YPF y otros)
		Chihuido de la Salina Sur	Inicial	
		Portezuelo Minas		
		Ceferino		
		Cerro Mollar		
		Tartagal Oeste	Otorgada con posterioridad	
		Don Ruiz		
		Mata Magallanes Oeste		
		Meseta Ceron Chico		
		Paso Fhur		
		Río Guenuel		
		Sur Río Deseado		
		Tapi Aike		
		El Turbio		
		El Turbio Este		
		San Rafael		
		Ñacuñan		
		Río Diamante		
		Pampa del Sebo		
		Coirones		
		Puesto Pozo Cercado		
		Atuel Norte		

→ revertida la quita  
→ revertida la quita

→ revertida la quita

**TABLA 13: RESUMEN DE LA CLASIFICACIÓN DE ÁREAS DE LA MUESTRA DEL PRESENTE TRABAJO, CON ESTADÍSTICAS**



A partir de intimaciones para incrementar la producción y la inversión llevadas a cabo por diversas provincias hacia YPF (Repsol), en el año 2012 el gobierno de Santa Cruz decretó la caducidad de las concesiones de Los Monos y Cerro de Piedra-Cerro el Guadal Norte. A su vez, rechazó la solicitud de autorización de cesión que BG International había presentado a favor de YPF en el área Barranca Yankowsky. Por su parte, en Chubut se declaró la caducidad de las concesiones de explotación de los yacimientos Escalante-El Trébol y Cañadón Perdido-Campamento Central, áreas que representaban cerca de 7% de la producción de crudo de la compañía a nivel nacional.

También existió la caducidad de áreas concesionadas por YPF (Repsol) Neuquén, Mendoza y Salta<sup>42</sup>:

Seguidamente de la quita de las áreas en Chubut y Santa Cruz, el gobierno de Neuquén decidió retirarle a YPF la concesión de dos áreas: Chihuido de la Salina Sur y Portezuelo Minas, asignadas a la empresa estatal Gas y Petróleo de Neuquén Sociedad Anónima para su continuidad.

<sup>42</sup> Existieron también otros casos de quita de concesiones en las provincias de Río Negro, Formosa y La Pampa. Los mismos son tenidos en cuenta en el presente trabajo.

Diez días más tarde el gobierno provincial le quitó a la empresa el área Don Ruiz, también alegando falta de inversiones. En tanto, pasados unos días, el gobierno mendocino decidió quitarle a la empresa la concesión de dos áreas de explotación petroleras, Ceferino y Cerro Mollar, ubicadas en los departamentos de Rivadavia y Malargüe, habiendo sido intimada por el Ejecutivo a presentar un plan de inversión para las mismas) A su vez, la provincia de Salta determinó la caducidad de la concesión Tartagal Oeste por mantenerla inactiva. La misma volvió a manos de la provincia y fue licitada entre empresas interesadas en desarrollar allí una inversión productiva.

La exigencia de planes de inversión formó parte del Acuerdo Federal de los Hidrocarburos, firmado por las provincias petroleras y el gobierno nacional, con el objeto de incrementar la producción nacional de P&G.

Pese a haber oficializado el llamado a licitación para las áreas involucradas en Chubut, meses más tarde se resolvió devolver a YPF las dos áreas que le había revertido antes de la expropiación (Escalante-El Trébol y Cañadón Perdido-Campamento Central), fruto de un compromiso de ejecución de un ambicioso plan de inversiones por parte de la empresa, la cual en dicho momento pasó nuevamente a manos nacionales, entendiendo que ya no existía la necesidad de renegociar las áreas. Lo mismo ocurrió con el área Chihuido de la Salina Sur, en Neuquén, a la cual la YPF nacional volvió a explotar debido a que el plan de inversiones de los 100 días que presentó fue considerado adecuado por las autoridades<sup>43</sup>.

En todos los casos mencionados, las áreas, tuvieron largos periodos sin registrar producción ni inversiones, antes de que se tomara la medida de resolver la caducidad de la concesión. Es así como la evidencia convalida las hipótesis iniciales, demostrando que la falta de inversión, el bajo riesgo de ciertas áreas que conlleva a que no haya nuevos descubrimientos y el poder de negociación de las empresas concesionarias, se potencian y por lo tanto se induce a una extensión continua del plazo de las concesiones, llevando a sostener la concentración de la oferta hidrocarburífera

## **V.2 Caducidad de contratos y concesiones otorgadas con posterioridad**

Si bien en este trabajo se toman como objeto las concesiones otorgadas entre 1989 y 1994, pueden mencionarse casos en que áreas que fueron otorgadas con posterioridad a dicho período fueron objeto de reversiones en razón de diversos incumplimientos.

En este sentido, un caso es el ocurrido en el año 2011, en el cual el gobierno del Chubut dispuso la rescisión de un contrato de concesión que había otorgado en 2007 a Epsur por el área Mata Magallanes Oeste, por incumplimientos de obras de medio ambiente y legislación ambiental, así como de obligaciones laborales, incumplimiento de pago de regalías a la provincia, también del pago de la penalidad por no alcanzar la producción mínima establecida en el contrato de concesión y falta oportuna del pago del bono variable. La firma había incumplido con el mínimo de producción por lo que se le aplicó una multa de USD 350.000, que no fue abonada<sup>44</sup>. A partir de allí se hizo cargo de la explotación la empresa estatal Petrominera S.A.

En el año 2016, el gobierno de la provincia de Santa Cruz dio de baja las concesiones petroleras de las empresas Epsur S.A. y Misahar Argentina, concesionarias de las áreas Meseta Ceron Chico, Paso Fhur, Río Guenuel, y Sur Río Deseado, y las de Tapi Aike, El Turbio y El Turbio Este, en el sur de la provincia<sup>45</sup>.

El incumplimiento de las inversiones comprometidas en 2008 fue una denuncia constante por parte de la oposición al gobierno provincial<sup>46</sup>.

<sup>43</sup> <https://www.lmneuquen.com/provincia-restituyo-dos-areas-ypf-n176935>

<sup>44</sup> <https://www.cronista.com/negocios/Chubut-le-quita-una-concesion-petrolera-a-Lazaro-Baez-20110112-0086.html>

<sup>45</sup> <http://www.telam.com.ar/notas/201612/173051-santa-cruz-dio-de-baja-concesiones-petroleras-otorgadas-a-empresas-de-lazaro-baez.html>

<sup>46</sup> [https://www.clarin.com/politica/alicia-kirchner-petroleras-lazaro-baez\\_0\\_SkMINyvme.html](https://www.clarin.com/politica/alicia-kirchner-petroleras-lazaro-baez_0_SkMINyvme.html)

En agosto de 2017 el gobierno de Mendoza firmó un decreto para revertir siete áreas hidrocarburíferas que, por diversos motivos, no cumplieron con los contratos que se efectuaron en la ronda licitatoria del año 2008. La falta de inversión, los contratos laxos que no exigieron herramientas de cumplimiento y las fallas en las concesiones son algunos de los hechos considerados de gravedad por el gobierno provincial para finalmente decidir la finalización de las concesiones y la multa a las empresas concesionarias.

Las áreas han sido puestas a licitación, tratando que los nuevos contratos establezcan metas de cumplimiento verificable, con contragarantías y con obligaciones de inversión de cumplimiento mensual; estableciendo regalías fijas y que la empresa que gane sea la que presente mayores compromisos de inversión en exploración y menores plazos para realizar las inversiones. Con nuevos objetivos geológicos estratégicos, que además de priorizar la extensión del horizonte productivo, para que se explore en aquellos lugares y formaciones que son de especial interés para la provincia, como son la formación Vaca Muerta en el Sur y la formación Cacheuta en el Norte, se buscaría la creación de empleo por sobre los ingresos para el Estado.

Las áreas revertidas son San Rafael, Ñacuñán, Río Diamante, Pampa del Cebo, Coirones, Puesto Pozo Cercado y Atuel Norte<sup>47</sup>. La sanción aplicada se encuentra en el orden de los \$100 millones a las operadoras, excepto a la compañía Chañares Herrado que, al haber cumplido con más del 75% de la inversión, se renegotió su cumplimiento en un plazo perentorio y con una contracautión. Las nuevas medidas acordaron el control trimestral de la curva de inversión y, en caso contrario, la ejecución de quita del área con la aplicación de multas.

Con respecto a aquellas áreas que se encuentran sin explotación, que no fueron parte de la nueva licitación y que presentan un bajo potencial petrolero, el Gobierno impulsará su desarrollo a través de convenios TEA (Technical Exploration Agreement), mediante las cuales posibilitará a las empresas interesadas a realizar su propia propuesta de inversión para trabajar en esa zona, que luego será evaluada por la Provincia.

En el Anexo II puede observarse la serie desde 2009 hasta 2018 (rango disponible en SESCO WEB, de la Secretaría de Gobierno de Energía) de producción tanto de petróleo como de gas de estas áreas, donde para algunas siempre es cero, o no existen datos, o el nivel es bajo (respecto a lo que puede considerarse como producción significativa en otras áreas de nuestro país). En la misma se ve la tendencia de las áreas a las que se revirtió la quita, la que aumentó la producción cuando efectivamente cambió de manos de una YPF a cargo de Repsol para pasar a manos estatales. Se observa también el cambio en la tendencia (de nulo a positivo) luego de que las áreas fueron relicitadas a manos de nuevos operadores.

---

<sup>47</sup><http://www.prensa.mendoza.gov.ar/el-gobierno-revertio-siete-areas-petroleras-por-falta-de-inversion/>

## **CONCLUSIONES**

El objetivo principal de este trabajo era explicar aspectos clave del desempeño de la oferta de P&G en la Argentina, a partir del diseño institucional inicial de las privatizaciones de las concesiones de E&P, que tuvieron lugar a comienzos de la década de los noventa. Dicho diseño tendió a mantener condiciones de concentración en la propiedad de derechos mineros y en la oferta de hidrocarburos. Uno de los componentes principales del mismo es la posibilidad de prorrogar las concesiones de E&P.

Los resultados a los que se ha podido arribar en este trabajo se basan en la evidencia que se obtuvo del análisis de los Decretos que resolvieron privatizar las concesiones de la búsqueda de información difundida en los medios de comunicación web, en documentos públicos publicados por las empresas operadoras y en documentos oficiales de tipo legal de libre acceso respecto al otorgamiento anticipado de prórrogas; de la recopilación de los niveles de producción y reservas de los casos seleccionados para los extremos del rango temporal; del armado de estadísticas e indicadores obtenidos de dichos niveles de producción y reservas; del estudio de la regulación en materia de E&P de hidrocarburos en Argentina, establecida principalmente en la Ley de Hidrocarburos 17.319 y sus modificaciones, así como también en países con historia de regulación eficiente en esta cuestión, como Canadá y Estados Unidos.

A partir de dicha información y datos se buscó fundamentar las hipótesis descriptivas que se plantearon en la Introducción, a saber:

- a) La adquisición y pérdida de derechos mineros en materia petrolera en países desarrollados, permite un proceso mucho más dinámico y permanente que en el caso argentino.
- b) No ha existido una política común de largo plazo de los Gobiernos Nacionales y Provinciales en el otorgamiento de prórrogas, sino que han prevalecido circunstancias coyunturales.
- c) No siempre las prórrogas han incluido compromisos de inversión.

En el Capítulo II se trató el estudio de la regulación en Estados Unidos y Canadá. En el mismo se puso en evidencia el mecanismo simple de circulación de los operadores a las actividades de E&P, en el que deben mantener determinado nivel de producción para renovar los permisos sobre las áreas. El hecho de que la distribución anual de vencimientos de las Licencias o Arrendamientos sea aleatoria no conlleva a ningún impacto negativo en los niveles de producción y reservas para dichos países.

Ahora bien, como se ha visto con algunos ejemplos de casos en el Capítulo IV, en Argentina existen concesiones sin producción, o de muy bajo nivel, y que de todos han sido beneficiadas con prórrogas

Luego la evidencia obtenida brinda sustento a la hipótesis (a)

La existencia de operadores instalados en las áreas mediante contratos y prórrogas por períodos extremadamente largos, sin una exigencia de determinado nivel de producción o reservas, afecta el nivel de inversiones corrientes y de reservas no desarrolladas hacia el final de la concesión, perjudicando al país, mecanismo que fue detallado en el Capítulo IV – en Mecanismo entre inversiones comprometidas y reservas-. Asimismo, se fortalece la posición negociadora de las empresas operadoras, que buscan en esto una manera de disminuir riesgos de expropiación, induciendo a sostener un mercado de oferta concentrada.

Se expuso así la existencia de un problema en el diseño de los contratos de concesiones de áreas hidrocarburíferas en nuestro país, particularmente en los plazos y condiciones.

La hipótesis (b), que proponía una heterogeneidad de la política en materia de otorgamiento de prórrogas por parte de las autoridades gubernamentales, justificándose en factores coyunturales, se confirmó en el Capítulo IV, en el que se expuso la inexistencia en Argentina de una política en materia de prórrogas y la falta de oportunidades para recuperar áreas, ya que no se exhibe cuáles

están activas y cuáles no. Por un lado, se expuso la coordinación en materia de política de prórrogas entre estados provinciales y estado nacional, desde la época de las privatizaciones hasta actualidad.

Por otro lado, se realizó un ordenamiento de las decisiones que explicaran el otorgamiento de las prórrogas: situaciones, contextos y argumentos los casos más relevantes en los que se extendieron las concesiones. Se identificaron y puntualizaron de forma genérica dichas razones y se asignaron por área en los casos en los que eran identificables, que fueron 63, a modo de poder intentar hallar un comportamiento de cada argumento a modo macro. Se ha podido llegar a la conclusión de que el mayor motivo de otorgamiento de prórrogas ha sido el de necesidades fiscales de la provincia correspondiente, en un 34%, seguido por la necesidad de exploración y desarrollo de las áreas en cuestión por parte de la provincia (30%), la sustentabilidad en el largo plazo a las operaciones de la región -por parte de los operadores- (12%), el desarrollo social y económico de la región (23%), y otras explicaciones puntuales.

El Capítulo III, Análisis cuantitativo, abarcó la selección de la muestra de casos de estudio de otorgamiento de prórrogas y la recolección de una serie de datos referidos a cada una de ella que permitieran realizar un análisis estadístico, agrupado según diversos criterios, como ser por cuenca, operador, provincia, tipo de recurso, y una mención a los casos más importantes según nivel de producción y reservas respecto al total del país, a ser Cerro Dragón y Loma La Lata para los casos de P&G respectivamente.

Como se ha puesto de manifiesto en el mismo, la existencia de una tendencia al otorgamiento anticipado de prórroga pudo observarse en el hecho de que, para el caso del petróleo, en el 2000 las 78 áreas analizadas agruparan el 54% de las reservas del país y el 63% en 2015, y para el caso del gas natural las reservas contempladas por esta muestra correspondiera al 60% el 2000 y al 53% en 2015; y en que la muestra de áreas con prórrogas era del 36% del total de las concesiones del país hacia 1994.

Existen pocos casos donde se dispuso la caducidad de las concesiones, en razón de no haber existido un desarrollo de reservas ni un nivel sostenido de actividad productiva. Y, de dichos casos, deben distinguirse aquellos en que luego de un corto periodo la reversión fue, valga la redundancia, revertida y continuaron a cargo los mismos titulares, de aquellas en que se dispuso la realización de nuevas licitaciones.

A medida que se avanzó con la investigación y se fue construyendo el presente trabajo, se consideraron otras 21 áreas que no fueron objeto de estudio sobre si sus concesiones habían o no recibido prórrogas, sino que se tomaron como casos que atestiguan la quita de la concesión para determinar las razones esgrimidas en tal sentido, tales como no haberse producido desarrollo de reservas ni mantenido un nivel sostenido y considerable de la producción, que se trata en el Capítulo V. Si se incluyen las 21 áreas a las que se les quitó la concesión, daría un total de 99 casos contemplados en este trabajo, que representan un 46% de las concesiones existentes en 1994.

Se obtuvo que, de las 78 áreas analizadas que fueron beneficiadas con prórrogas, la mayoría de ellas acontecieron 6 años antes del vencimiento. Se han presentado prórrogas que tuvieron lugar en una fecha cercana al vencimiento original de la concesión (en la provincia de Tierra del Fuego) hasta 25 años antes del vencimiento (en la provincia de Salta), es decir, desde la concepción original de la concesión; con un desvío estándar significativamente alto, de poco más de 4, que evidencia de la ausencia de una política uniforme en el país.

La existencia de una inercia en el otorgamiento de derechos mineros puede verse reflejada también en el otorgamiento de prórrogas a áreas que no registraron durante muchos años reservas ni producción. Para tener una estimación respecto al volumen de áreas prorrogadas que no tenían niveles de producción ni de reservas, se realizaron dos tipos de análisis:

- uno en el que se analizó el volumen de producción y reservas de P&G para cada área en el año en el que fueron otorgadas las respectivas prórrogas, del que surgieron 4 áreas tenían cero producción y reservas de P&G, y 7 áreas tenían cero reservas de P&G.

- otro en el que se construyó una tabla que agrupaba, por área, la producción y las reservas para P&G y se mostraba resaltados en color rosa aquellos años con valor cero, para el período 1993-2016, clasificando como “sin producción” aquellas áreas con más del 60% de sus registros nulos o en cero, de la cual surgieron 8 áreas que ya habían aparecido en el Análisis 1, más una nueva, demostrando períodos continuos sin producción y reservas sin ser en el año del otorgamiento de la prórroga.

Así, se llegó a que para el 15% de la muestra (sobre los 78 casos analizados originalmente) el nivel de producción y reservas podrían pensarse como inactividad, o falta de inversión por parte de las empresas concesionarias, poniendo en evidencia la incidencia de casos en que la caducidad, de acuerdo al régimen de países desarrollados con actividad hidrocarburífera, hubiera sido automática y sin embargo se otorgaron prórrogas.

Si bien en este trabajo se toman como objeto las concesiones otorgadas entre 1989 y 1994, pueden mencionarse casos en que áreas que fueron otorgadas con posterioridad a dicho período fueron objeto de reversiones en razón de diversos incumplimientos.

En el Anexo II puede observarse la serie desde 2009 hasta 2018 (rango disponible en SESCO WEB, de la Secretaría de Gobierno de Energía) de producción tanto de petróleo como de gas de estas áreas, donde para algunas siempre es cero, o no existen datos, o el nivel es bajo (respecto a lo que puede considerarse como producción significativa en otras áreas de nuestro país). En la misma se ve la tendencia de las áreas a las que se revirtió la quita, la que aumentó la producción cuando efectivamente cambió de manos de una YPF a cargo de Repsol para pasar a manos estatales. Se observa también el cambio en la tendencia (de nulo a positivo) luego de que las áreas fueron relicitadas a manos de nuevos operadores.

Se ha señalado en las hipótesis, que no siempre es posible determinar si las prórrogas han estado asociadas a compromisos de inversión en exploración y desarrollo de las áreas. Por otra parte, los montos comprometidos en ocasiones, al no estar vinculados a un reglamento contable, pueden incluir erogaciones corrientes y no solo inversiones.

Esta disgregación del mecanismo por el cual las prórrogas inciden en las inversiones y por ende en las reservas constituye un hallazgo que puede sustentarse a través de los datos de la muestra con la que se ha trabajado en esta investigación. Particularmente, en el Capítulo III, el estudio de los casos más importantes mostró que para el caso del petróleo, Cerro Dragón representaba el 7% en el año 2000 y el 34% en 2015 de las reservas del país, mientras que, en el caso de las reservas de gas natural, Loma La Lata representaba el 23% en el año 2000 y el 9% en 2015.

Por su parte, la construcción de ciertos indicadores ha servido como herramienta para aportar nuevamente evidencia, a través de los casos tomados, sobre cómo las prórrogas inciden en las decisiones de inversión de las empresas concesionarias.

La contraposición del horizonte de reservas y las prórrogas otorgadas en cada año del período tomado no mostró una dependencia lineal entre la influencia positiva del otorgamiento de prórrogas sobre las reservas de hidrocarburos del país, pero se observó una tendencia similar en el comportamiento de ambas variables entre los años 2010 y 2015, en el caso del petróleo, no así en el caso del gas natural.

Asimismo, en el caso del indicador que relaciona el precio del P&G con los años en los que se otorgaron las prórrogas, para el petróleo, la evidencia mostró que el 94% de la muestra tomada se otorgó entre los años 2007 y 2014, período de precios altos. En el 2011, precio pico, se otorgaron 16 prórrogas, el segundo mayor número de la muestra analizada (la mayor cantidad fue en 2014, con 18 prórrogas otorgadas, el último año con precios altos, ya que partir de allí comenzó su desplome, para posicionarse en casi la mitad del precio en el 2015 y así continuar la tendencia a la baja). Es así como se puso de manifiesto una influencia positiva de los precios de los hidrocarburos sobre el momento de otorgar las prórrogas.

Se espera que el presente trabajo contribuya a dar cuenta de la necesidad de que se revisen los mecanismos de otorgamiento y extensión de contratos de concesiones de E&P de P&G presentes en la regulación vigente en nuestro país, procurando un mercado atomizado que persiga optimizar los niveles de reservas de nuestro país, redundando en un beneficio para la sociedad en su conjunto.

## FUENTES Y BIBLIOGRAFÍA

### 1. Fuente informativas

Agencia de Noticias Bariloche <https://www.anbariloche.com.ar/>  
Clarín [www.clarin.com](http://www.clarin.com)  
Cuarto Intermedio [www.cuartointermedio.com.ar](http://www.cuartointermedio.com.ar)  
Datos Energía, Secretaría de Gobierno de Energía, Ministerio de Hacienda, <http://datos.minem.gob.ar/>  
Diario Jornada <http://www.diariojornada.com.ar>  
El Cronista [www.cronista.com](http://www.cronista.com)  
El Inversor Energético & Minero [www.elinversoronline.com](http://www.elinversoronline.com)  
La Nación [www.lanacion.com.ar](http://www.lanacion.com.ar)  
La Voz [www.lavoz.com.ar](http://www.lavoz.com.ar)  
LM Neuquén <https://www.lmneuquen.com/>  
Los Andes <https://www.losandes.com.ar/>  
Mining Press [www.miningpress.com](http://www.miningpress.com)  
Prensa Gobierno de Mendoza [www.prensa.mendoza.gov.ar](http://www.prensa.mendoza.gov.ar)  
Río Negro <http://www1.rionegro.com.ar>  
Schlumberger Oilfield Glossary <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/.aspx>  
Télam [www.telam.com.ar](http://www.telam.com.ar)  
USD Legal <https://uslegal.com/>  
Ushuaia Noticias [www.ushuaianoticias.com](http://www.ushuaianoticias.com)

### 2. Bibliografía

Alberta Royalty Review 2007, Royalty Information Series, Alberta Department of Energy.  
AMOATENG, Solomon F. (2014), *Fiscal Regimes and Managing Oil Revenue for Economic Development – A Comparative Study of Legal Regimes in Ghana, Alberta and Norway*.  
Anuarios de combustibles 1998-2003, Secretaría de Gobierno de Energía.  
BERNAL, Federico (2005), *Petróleo, estado y soberanía: hacia la empresa multistatal latinoamericana de hidrocarburos*, 1ª. Ed. – Buenos Aires: Biblos.  
BINDEMANN, Kirsten (1999), *Production-Sharing Agreements: An Economic Analysis*, Oxford Institute for Energy Studies.  
BRAVO, Víctor (2015), *Análisis de la Ley 27.007, llamada de hidrocarburos, y de la política hidrocarburífera del período 2003 a 2014*, Fundación Bariloche, Departamento de Economía Energética, Documento de trabajo, enero 2015.  
Fundación de Investigaciones Económicas Latinoamericanas (FIEL), (1998), Capítulo 4: Privatización y desregulación de la industria petrolera, En *La regulación de la competencia y de los servicios públicos, Teoría y experiencia argentina reciente* (pp. 112-147).  
GADANO, Nicolás (1998), *Determinantes de la inversión en el sector petróleo y gas de la Argentina*, Naciones Unidas, Comisión Económica para América Latina y el Caribe.  
GOLDBERG, Victor y ERICKSON, John (1987), *Quantity and Price Adjustment in long-term contracts: A case study of petroleum coke*.  
GUICHÓN, Diego (2015), *La Evolución de las reservas Probadas de Gas Natural en Argentina. La importancia de las Revisiones Negativas de reservas*, UnLa.

JOSKOW, Paul L. (1997), Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets, En *The American Economic Review*, vol. 77, no. 1 (pp. 168–185), JSTOR, disponible en: [www.jstor.org/stable/1806736](http://www.jstor.org/stable/1806736).

JOSKOW, Paul L. (1998), Price Adjustment in Long-Term Contracts: The Case of Coal, En *The Journal of Law & Economics*, vol. 31, no. 1 (pp. 47-83), JSTOR, disponible en: [www.jstor.org/stable/725453](http://www.jstor.org/stable/725453).

JOY, Michael P. y DIMITROFF, Sashe D., *Oil and gas regulation in the United States: overview*. Thomson Reuters Practical Law. ID de búsqueda: 9-525-1545. Disponible en [https://content.next.westlaw.com/Document/1466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=\(sc.Default\)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1](https://content.next.westlaw.com/Document/1466099551c9011e38578f7ccc38dcbee/View/FullText.html?contextData=(sc.Default)&transitionType=Default&firstPage=true&bhcp=1)

KOKOGIAN, Daniel A. (2007), *Reflexiones sobre la evolución de las reservas de P&G*, Petro Andina Resources - VP Emeritus and Advisor, Policy and External Affairs, New Milestone – Presidente Ciudadano, SPE – Sección Argentina – Junio 2007.

KOZULJ, Roberto (2002), *Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles*, ECLAC Working Paper.

KOZULJ, Roberto (2005), *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*, ECLAC Working Paper.

MORA CONTRERAS, Jesús (2015), *Contratos de exploración y producción de petróleo: los contratos de arrendamiento de petróleo y gas*, Encyclopédie de l'énergie, agosto 2015, disponible en: <https://www.encyclopedie-energie.org/contratos-de-exploracion-y-produccion-de-petroleo-los-contratos-de-arrendamiento-de-petroleo-y-gas/>

ORTIZ, Ricardo (2007), *Las empresas transnacionales en el sector petrolero argentino. Agotamiento de los recursos naturales, comportamiento oligopólico e irresponsabilidad socio-ambiental*, Serie: Cuadernos de Investigación N° 2, FOCO: Foro ciudadano de participación por la justicia y los derechos humanos, Programa de vigilancia social de las empresas transnacionales, Buenos Aires, Argentina.

PAN AMERICAN ENERGY LLC (Sucursal Argentina), Estados financieros por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Producción de P&G de 1999 a 2008 de SESCO y de 2009 en delante de Sesco Web, Secretaría de Gobierno de Energía.

Reservas de P&G del 31/12/2004 al 31/12/2016, hasta el final de la vida útil de los yacimientos, Secretaría de Gobierno de Energía, Ministerio de Hacienda.

RIVERO CASAS, Jesús (2012), Capítulo II: La obra de Jon Elster: Una Teoría Amplia de la Racionalidad, En *El cambio racional de preferencias en el proceso electoral de 2006 en México: una aproximación a las teorías de la elección racional en la ciencia política* (pp. 73-109). México, Cámara de Diputados del H. Congreso de la Nación, Biblioteca Jurídica Virtual del Instituto de Investigaciones Jurídicas de la UNAM.

SCHEIMBERG, Sebastián (2007), *Experiencia reciente y desafíos para la generación de renta petrolera aguas arriba en la Argentina*, Documento de proyecto N° 142, ECLAC Working Paper, Santiago, Chile.

SCHEIMBERG, Sebastián (2001), *Desempeño del sector petrolero en la última década. Los efectos distributivos del presente marco regulatorio. Amenazas y Oportunidades a futuro*, Anales de la Asociación Argentina de Economía Política XLVI Reunión Anual, Buenos Aires, Argentina.

ZAPATA, Ramón (2017), *Industria de los hidrocarburos en la República Argentina*, CEARE.

**ANEXO I: Áreas beneficiadas con prórrogas y sus principales datos**

Área	Producción de Petróleo en m3, 2000	Producción de Gas en Mm3, 2000	Reservas de Petróleo en Mm3, 2000	Reservas de Gas en MMm3, 2000	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de producción por área por cuenca, Gas, 2000	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2000	Producción de Petróleo en m3, 2015	Producción de Gas en Mm3, 2015	Reservas de Petróleo en Mm3, 2015	Reservas de Gas en MMm3, 2015	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de producción por área por cuenca, Gas, 2015	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2015
Magallanes	363,349	450,502	3,150	9,408	9%	5%	1%	1%	12%	5%	1%	1%	257,713	797,063	2,314	9,159	21%	8%	1%
El Portón	58,154	11,347	1,094	2,211	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	20,728	248,669	102	414	0%	1%	0%
Barrancas	796,856	17,557	12,066	217	33%	23%	2%	0%	6%	30%	3%	0%	460,827	10,495	1,697	35	29%	19%	1%
Cerro Fortunoso	279,278	135,772	4,426	-	1%	1%	1%	0%	2%	0%	1%	0%	209,330	357,109	2,322	-	2%	1%	1%
el Manzano	927	34	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	23,919	1,021	115	-	0%	0%	0%
La Brea	7,808	3,090	82	3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3,395	1,138	31	11	0%	0%	0%
Llancanelo	14,528	-	663	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	54,040	166	713	-	0%	0%	0%
Puntilla del Huincán	73	3	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%
Río Tunuyán	20,352	650	266	-	1%	1%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	12,462	226	204	3	1%	0%	0%
Valle del Río Grande	407,612	65,934	2,771	645	2%	0%	1%	0%	1%	0%	1%	0%	176,806	69,127	980	151	1%	0%	1%
Vizcacheras	628,976	20,596	9,360	293	26%	27%	1%	0%	27%	40%	2%	0%	474,429	15,320	3,420	94	29%	28%	2%
Cañadón amarillo	13,437	1,170	95	9	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	176,677	109,470	378	404	1%	0%	1%
Altiplanicie del Payún	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5,349	146	-	-	0%	0%	0%
Chihuido de la Sierra Negra	301,101	82,922	2,230	-	1%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	0%	287,811	58,690	2,015	217	2%	0%	1%
Puesto Hernández	161,762	5,644	2,238	133	1%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	34,950	5,562	339	48	0%	0%	0%
La Ventana	698,655	22,683	8,061	200	29%	30%	2%	0%	23%	27%	2%	0%	323,407	16,211	-	-	20%	30%	1%
Anticlinal Grande - Cerro Dragón	1,907,494	505,609	31,334	13,229	14%	18%	4%	1%	18%	34%	7%	2%	5,008,143	3,026,520	127,855	30,014	33%	53%	16%
Chulengo	7,535	497	150	14	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	36,347	5,197	247	1	0%	0%	0%
Cerro Tortuga - Las Flores	279,280	45,031	4,681	2,735	2%	2%	1%	0%	3%	7%	1%	0%	157,092	115,025	5,317	1,223	1%	2%	1%

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2015	Cuenca	Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la concesión	Operador	Años antes del vencimiento	Vencimiento original	Años de prórroga	Nuevo vencimiento
Magallanes	2%	16%	8%	1%	3%	Austral	Tierra del Fuego, Santa Cruz y Estado Nacional	1992	YPF	1	2017	10	2027
El Portón	1%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Barrancas	0%	2%	5%	0%	0%	Cuyana	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Cerro Fortunoso	1%	3%	0%	1%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
el Manzano	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
La Brea	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Llancanelo	0%	1%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Puntilla del Huincán	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Río Tunuyán	0%	1%	0%	0%	0%	Cuyana	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Valle del Río Grande	0%	1%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Vizcacheras	0%	17%	13%	1%	0%	Cuyana	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Cañadón amarillo	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Altiplanicie del Payún	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Chihuido de la Sierra Negra	0%	2%	0%	1%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Puesto Hernández	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
La Ventana	0%	0%	0%	0%	0%	Cuyana	Mendoza	1992	YPF	6	2017	10	2027
Anticlinal Grande - Cerro Dragón	7%	50%	62%	34%	9%	GSJ	Chubut	1992	Pan American Energy	10	2017	10	2027
Chulengo	0%	0%	0%	0%	0%	GSJ	Chubut	1992	Pan American Energy	10	2017	10	2027
Cerro Tortuga - Las Flores	0%	2%	3%	1%	0%	GSJ	Chubut	1992	Pan American Energy	10	2017	10	2027

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	Producción de Petróleo en m3, 2000	Producción de Gas en Mm3, 2000	Reservas de Petróleo en Mm3, 2000	Reservas de Gas en MMm3, 2000	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de producción por área por cuenca, Gas, 2000	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2000	Producción de Petróleo en m3, 2015	Producción de Gas en Mm3, 2015	Reservas de Petróleo en Mm3, 2015	Reservas de Gas en MMm3, 2015	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de producción por área por cuenca, Gas, 2015	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2015
El Tordillo	1,278,528	296,478	22,590	2,402	9%	11%	3%	1%	13%	6%	5%	0%	827,258	104,078	7,167	581	5%	2%	3%
La Tapera	3,025	-	106	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6,104	-	31	-	0%	0%	0%
Puesto Quiroga	96	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	13,305	1,518	87	4	0%	0%	0%
Campamento Central - Cañadón Perdido	400,974	5,126	3,613	23	3%	0%	1%	0%	2%	0%	1%	0%	328,963	9,474	2,453	26	2%	0%	1%
Escalante - El Trébol	679,760	13,238	6,009	116	5%	0%	2%	0%	3%	0%	1%	0%	616,489	62,218	5,272	368	4%	1%	2%
Restinga Ali	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	36,628	4,174	-	-	0%	0%	0%
Manantiales Behr	481,275	54,326	4,505	309	3%	2%	1%	0%	3%	1%	1%	0%	1,174,532	183,602	5,532	638	8%	3%	4%
Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte	104,656	22,399	412	69	1%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	58,991	35,991	151	69	0%	1%	0%
Cañadón La Escondida - Las Heras	1,063,878	39,405	9,499	416	8%	1%	2%	0%	5%	1%	2%	0%	1,103,689	68,925	7,351	369	7%	1%	4%
Cañadón León - Meseta Espinosa	840,717	239,033	5,191	1,244	6%	8%	2%	1%	3%	3%	1%	0%	671,167	152,666	6,999	807	4%	3%	2%
Los Monos	16,434	2,908	61	12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	12,293	5,083	93	52	0%	0%	0%
Pico Truncado - El Cordon	585,481	111,535	4,024	758	4%	4%	1%	0%	2%	2%	1%	0%	295,946	63,350	2,348	240	2%	1%	1%
Los Perales - Las Mesetas	1,511,916	607,577	13,824	8,581	11%	22%	3%	1%	8%	22%	3%	1%	873,920	393,971	9,487	2,756	6%	7%	3%
El Guadal - Lomas del Cuy	705,012	92,031	6,374	827	5%	3%	2%	0%	4%	2%	1%	0%	429,514	38,909	3,191	229	3%	1%	1%
Cañadon Vasco	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30,879	19,289	202	81	0%	0%	0%
Cañadon Yatel	3,583	506	38	4	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	308,399	354,164	1,105	1,560	2%	6%	1%
Barranca Yankowsky	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%
Piedra Clavada	329,625	4,886	2,604	-	2%	0%	1%	0%	2%	0%	1%	0%	188,854	4,213	3,945	85	1%	0%	1%
Koluel Kaike - El Valle	182,300	8,263	2,037	-	1%	0%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	163,348	27,428	2,998	444	1%	0%	1%

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2015	Cuenca	Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la concesión	Operador	Años antes del vencimiento	Vencimiento original	Años de prórroga	Nuevo vencimiento
El Tordillo	0%	3%	1%	2%	0%	GSI	Chubut	1992	Tecpetrol	4	2017	10	2027
La Tapera	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Chubut	1992	Tecpetrol	4	2017	10	2027
Puesto Quiroga	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Chubut	1992	Tecpetrol	4	2017	10	2027
Campamento Central - Cañadón Perdido	0%	1%	0%	1%	0%	GSI	Chubut	1992	YPF	3	2017	30	2047
Escalante - El Trébol	0%	2%	1%	1%	0%	GSI	Chubut	1992	YPF	3	2017	30	2047
Restinga Ali	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Chubut	1990	YPF	1	2015	30	2045
Manantiales Behr	0%	2%	1%	1%	0%	GSI	Chubut	1992	YPF	3	2017	30	2047
Cerro Piedra - Cerro Guadal Norte	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Cañadón La Escondida - Las Heras	0%	3%	1%	2%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Cañadón León - Meseta Espinosa	0%	3%	2%	2%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Los Monos	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Pico Truncado - El Cordón	0%	1%	0%	1%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Los Perales - Las Mesetas	1%	4%	6%	2%	1%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
El Guadal - Lomas del Cuy	0%	1%	0%	1%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Cañadon Vasco	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Cañadon Yatel	1%	0%	3%	0%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Barranca Yankowsky	0%	0%	0%	0%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	YPF	5	2017	25	2042
Piedra Clavada	0%	2%	0%	1%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	Pan American Energy	10	2017	10	2027
Koluel Kaike - El Valle	0%	1%	1%	1%	0%	GSI	Santa Cruz	1992	Pan American Energy	10	2017	10	2027

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	Producción de Petróleo en m3, 2000	Producción de Gas en Mm3, 2000	Reservas de Petróleo en Mm3, 2000	Reservas de Gas en MMm3, 2000	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de producción por área por cuenca, Gas, 2000	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2000	Producción de Petróleo en m3, 2015	Producción de Gas en Mm3, 2015	Reservas de Petróleo en Mm3, 2015	Reservas de Gas en MMm3, 2015	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de producción por área por cuenca, Gas, 2015	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2015
Loma La Lata - Sierra Barrosa	188,941	11,575,000	8,221	175,440	1%	44%	0%	26%	4%	44%	2%	23%	595,671	5,639,786	3,700	30,597	5%	23%	2%
Rio Neuquen	107,443	546,861	1,183	11,146	0%	2%	0%	1%	1%	3%	0%	1%	41,234	553,561	334	5,666	0%	2%	0%
Aguada de la Arena	1,382	362,933	307	8,519	0%	1%	0%	1%	0%	2%	0%	1%	2,406	249,207	81	2,067	0%	1%	0%
Rincón de Aranda	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2,449	209	-	-	0%	0%	0%
Veta Escondida	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%
Lindero atravesado	96,557	819,328	745	5,567	0%	3%	0%	2%	0%	1%	0%	1%	38,799	908,809	400	16,247	0%	4%	0%
El Medanito	101,703	4,613	625	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	137,086	53,231	3,467	2,950	1%	0%	0%
Barranca de los loros	15,405	620	66	3	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3,509	3	-	-	0%	0%	0%
Señal Picada - Punta Barda	496,143	7,222	4,828	66	2%	0%	1%	0%	2%	0%	1%	0%	402,701	11,654	3,688	63	3%	0%	1%
Bajo del Piche	36,563	81,295	160	220	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	20,498	9,216	159	48	0%	0%	0%
Los Caldenes	1,206	-	7	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	17,830	4,886	109	21	0%	0%	0%
Estación Fernández Oro	45,720	49,507	361	221	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	114,863	611,230	2,359	9,434	1%	2%	0%
El Santiagueño	23,407	2,978	169	12	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	50,831	37,827	164	114	0%	0%	0%
Aguada Pichana	146,668	2,271,075	2,749	46,271	1%	9%	0%	5%	1%	12%	1%	6%	36,220	2,854,498	933	26,567	0%	12%	0%
San Roque	603,762	2,581,512	4,400	36,435	3%	10%	1%	6%	2%	9%	1%	5%	94,941	1,908,874	553	7,978	1%	8%	0%
Acambuco	2,084	-	2,410	20,343	0%	0	0%	0%	8%	13%	1%	3%	133,468	1,327,778	1,211	14,419	30%	47%	0%
Ramos	401,606	3,610,131	17,938	72,965	34%	51%	1%	8%	59%	48%	4%	9%	57,182	784,568	244	3,365	13%	28%	0%
El Trapial - Curamched	3,049,055	306,933	28,044	1,054	14%	1%	7%	1%	14%	0%	6%	0%	716,103	185,946	5,752	448	6%	1%	2%
Aguada Baguales	117,190	9,762	788	135	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	126,014	14,444	968	29	1%	0%	0%

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2015	Cuenca	Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la concesión	Operador	Años antes del vencimiento	Vencimiento original	Años de prórroga	Nuevo vencimiento
Loma La Lata - Sierra Barrosa	13%	4%	20%	1%	9%	Neuquina	Neuquén	1992	YPF	17	2017	10	2027
Rio Neuquen	1%	0%	4%	0%	2%	Neuquina	Neuquén	1992	Petrobras	9	2017	10	2027
Aguada de la Arena	1%	0%	1%	0%	1%	Neuquina	Neuquén	1997	Petrobras	14	2022	10	2032
Rincón de Aranda	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1992	Petrobras	9	2017	10	2027
Veta Escondida	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1992	Petrobras	9	2017	10	2027
Lindero atravesado	2%	0%	10%	0%	5%	Neuquina	Neuquén	1991	Pan American Energy	7	2016	10	2026
El Medanita	0%	4%	2%	1%	1%	Neuquina	Río Negro	1992	YPF	3	2017	10	2027
Barranca de los loros	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1992	YPF	3	2017	10	2027
Señal Picada - Punta Barda	0%	4%	0%	1%	0%	Neuquina	Río Negro	1992	YPF	3	2017	10	2027
Bajo del Piche	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1992	YPF	3	2017	10	2027
Los Caldenes	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	2001	YPF	12	2026	10	2036
Estación Fernández Oro	1%	3%	6%	1%	3%	Neuquina	Río Negro	1991	YPF	2	2016	10	2026
El Santiagueño	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1990	Apache hasta 2014, ahora YPF	1	2015	10	2025
Aguada Pichana	7%	1%	17%	0%	8%	Neuquina	Neuquén	1992	Pan American Energy	8	2017	10	2027
San Roque	4%	1%	5%	0%	2%	Neuquina	Neuquén	1992	Pan American Energy	8	2017	10	2027
Acambuco	3%	25%	61%	0%	4%	Noroeste	Salta	1991	Pan American Energy	25	2016	10	2026
Ramos	2%	5%	14%	0%	1%	Noroeste	Salta	1991	Pluspetrol	20	2016		
El Trapial - Curamched	0%	7%	0%	2%	0%	Neuquina	Neuquén	1992	Chevron	11	2022	10	2032
Aguada Baguales	0%	1%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1990	Pluspetrol	7	2015	10	2025

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	Producción de Petróleo en m3, 2000	Producción de Gas en Mm3, 2000	Reservas de Petróleo en Mm3, 2000	Reservas de Gas en MMm3, 2000	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de producción por área por cuenca, Gas, 2000	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2000	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2000	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2000	Producción de Petróleo en m3, 2015	Producción de Gas en Mm3, 2015	Reservas de Petróleo en Mm3, 2015	Reservas de Gas en MMm3, 2015	% de producción por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de producción por área por cuenca, Gas, 2015	% de producción por área sobre el total país, Petróleo, 2015
El Porvenir	153,687	61	799	-	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	69,306	8	305	-	1%	0%	0%
Puesto Touquet	1,125	84,953	2	747	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1,005	53,830	12	466	0%	0%	0%
Centenario	191,330	1,190,847	2,411	13,185	1%	5%	0%	3%	1%	3%	1%	2%	144,627	991,403	927	5,404	1%	4%	0%
Loma Jarillosa Este - Puesto Silva Oeste	1,459	16,082	28	77	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	18,715	6,384	55	14	0%	0%	0%
Aguada Villanueva	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%
Bajo Baguales	1,783	-	7	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	133	2,645	2	24	0%	0%	0%
La Calera	152	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1,848	-	-	-	0%	0%	0%
Meseta Buena Esperanza	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%
Jagüel de los machos	28,405	2,335	297	50	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	231,352	60,476	1,019	219	2%	0%	1%
Bajada del palo	4,408	42,064	20	94	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	261,546	156,087	1,666	916	2%	1%	1%
Entre Lomas	411,790	307,021	6,461	2,899	2%	1%	1%	1%	3%	1%	1%	0%	282,237	214,889	1,743	1,209	2%	1%	1%
25 de Mayo - Medanita Sud Este	140,872	28,114	4,728	571	1%	0%	0%	0%	2%	0%	1%	0%	195,916	44,689	1,218	282	2%	0%	1%
Agua Salada	68,963	81,802	164	651	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	76,423	260,937	1	0	1%	1%	0%
Catriel Viejo	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1,340	-	-	-	0%	0%	0%
Tres Nidos	-	-	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-	-	-	-	0%	0%	0%
Las Violetas	25,301	131,121	184	1,132	1%	1%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	27,788	333,235	44	333	2%	3%	0%
Angostura	3,271	769	74	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	391	1	9	41	0%	0%	0%
Río Cullen	4,875	37,142	30	165	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2,652	9,788	17	67	0%	0%	0%
Los Chorrillos	8,909	1,865	-	-	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	25,673	6,241	625	122	2%	0%	0%
Tierra del Fuego	213,108	1,843,304	2,020	26,463	5%	20%	0%	4%	7%	14%	0%	3%	104,826	880,084	1,155	5,051	8%	9%	0%
Lago Fuego	-	-	73	239	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3,316	27,145	174	1,351	0%	0%	0%

Prórrogas a las concesiones hidrocarburíferas.

Área	% de producción por área sobre el total país, Gas, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Petróleo, 2015	% de Reservas por área por cuenca, Gas, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Petróleo, 2015	% de Reservas por área sobre el total país, Gas, 2015	Cuenca	Provincia (localización geográfica)	Año de otorgamiento de la concesión	Operador	Años antes del vencimiento	Vencimiento original	Años de prórroga	Nuevo vencimiento
El Porvenir	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1990	Pluspetrol	7	2015	10	2025
Puesto Touquet	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1990	Pluspetrol	7	2015	10	2025
Centenario	2%	1%	3%	0%	2%	Neuquina	Neuquén	1991	Pluspetrol	8	2016	10	2026
Loma Jarillosa Este - Puesto Silva Oeste	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1990	Pluspetrol	7	2015	10	2025
Aguada Villanueva	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1991	Pluspetrol	7	2016	10	2026
Bajo Baguales	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1991	Oilstone Energía y GyP	7	2016	10	2026
La Calera	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1991	Pluspetrol	7	2016	10	2026
Meseta Buena Esperanza	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1991	Pluspetrol	7	2016	10	2026
Jagüel de los machos	0%	1%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1990	Petrobras	1	2015	10	2025
Bajada del palo	0%	2%	1%	0%	0%	Neuquina	Neuquén	1990	Ente Lomas (Petrobras y APCO)	1	2015	10	2025
Entre Lomas	1%	2%	1%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1991	Ente Lomas (Petrobras y APCO)	2	2016	10	2026
25 de Mayo - Medanito Sud Este	0%	1%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1991	Petrobras	2	2016	10	2026
Agua Salada	1%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1990	Tecpetrol y Petrobras	1	2015	10	2025
Catriel Viejo	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1991	Tecpetrol	2	2016	10	2026
Tres Nidos	0%	0%	0%	0%	0%	Neuquina	Río Negro	1992	Tecpetrol	3	2017	10	2027
Las Violetas	1%	0%	0%	0%	0%	Austral	Tierra del Fuego	1991	Roch	3	2016	10	2026
Angostura	0%	0%	0%	0%	0%	Austral	Tierra del Fuego	1991	Roch	3	2016	10	2026
Río Cullen	0%	0%	0%	0%	0%	Austral	Tierra del Fuego	1991	Roch	3	2016	10	2026
Los Chorrillos	0%	4%	0%	0%	0%	Austral	Tierra del Fuego	1991	Apache/YPF	2	2016	10	2026
Tierra del Fuego	2%	8%	3%	0%	1%	Austral	Tierra del Fuego	1991	Apache/YPF	2	2016	10	2026
Lago Fuego	0%	1%	1%	0%	0%	Austral	Tierra del Fuego	1991	Apache (Petrolera LF Company)	2	2016	10	2026

**ANEXO II: Producción de P&G de áreas revertidas, 2009-2018**

Temporalidad del caso	Particularidad	Área	Cuenca	Provincia	Empresa	Producción de Petróleo (m3)										Producción de Gas (Mm3)										Observaciones		
						2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Tendencia	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017		2018	Tendencia
Caducidad de concesiones iniciales		Los Monos	GSJ	Santa Cruz	YPF S.A.	13,097	13,042	12,506	12,895	10,799	9,952	12,293	11,366	10,315	8,032		1,900	2,772	1,693	2,087	1,961	1,860	5,083	4,169	2,973	3,295		caso ya tratado en la muestra de las 78 áreas prorrogadas
		Cerro de Piedra-Cerro el Guadal Norte	GSJ	Santa Cruz	YPF S.A.	51,981	56,227	44,297	51,868	56,725	59,294	58,991	64,618	52,979	48,719		110,094	67,916	37,516	18,899	27,214	31,971	35,991	52,919	20,091	15,749		caso ya tratado en la muestra de las 78 áreas prorrogadas
		Barranca Yankowsky	GSJ	Santa Cruz	YPF S.A.	1,071	474	201	243	0	0	0	0	0	0		1,351	980	600	117	0	0	0	0	0	0		caso ya tratado en la muestra de las 78 áreas prorrogadas
	revertida la quita	Escalante-El Trébol	GSJ	Chubut	YPF S.A.	532,019	500,380	499,149	473,466	519,685	575,447	616,489	602,827	491,203	548,456		41,889	49,077	44,678	45,611	43,867	56,343	62,218	75,795	51,101	49,638		caso ya tratado en la muestra de las 78 áreas prorrogadas
	revertida la quita	Cañadón Perdido-Campamento Centra	GSJ	Chubut	YPF S.A.	285,957	288,420	277,626	287,620	374,786	366,235	328,963	286,187	221,986	257,874		8,878	8,119	8,048	5,677	7,904	9,175	9,474	11,840	8,332	10,299		caso ya tratado en la muestra de las 78 áreas prorrogadas
	revertida la quita	Chihuido de la Salina Sur	NEUQUINA	Mendoza	YPF S.A.	207,991	156,432	127,942	94,736	82,872	73,708	67,444	52,015	40,134	32,688		388,443	330,989	305,208	328,979	384,704	464,027	436,155	377,324	265,198	257,724		
		Portezuelo Minas	NEUQUINA	Neuquén	YPF S.A.	0	0	0	131	0	0	3	0	0	0		0	0	3,087	117	0	0	1,334	6,279	4,632	1,108		En 2014 opera Gas y Petróleo del Neuquén S.A. y a partir de 2015 Oilstone Energía S.A.
		Celerino	CUYANA	Mendoza	YPF S.A.	8,087	6,901	5,964	4,266	4,149	3,907	2,749	3,782	4,420	5544.22		42	33	32	22	27	27	22	27	27	27		A partir de 2014 opera Petrolera El Trébol S.A.
		Cerro Mollar	NEUQUINA	Mendoza	YPF S.A.	9,697	10,273	7,287	6,176	6,102	4,269	7,045	0	6,088	5,309		4	4	4	4	4	1	0	0	0	0		Cerro Mollar Norte
	Tartagal Oeste	NOROESTE	Salta	PLUSPETROL S.A.	0	0										0	0											
	Don Ruiz	NEUQUINA	Neuquén	YPF S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Caducidad de Contratos y Concesiones otorgadas con posterioridad		Mata Magallanes Oeste	GSJ	Chubut	EPSUR S.A.	10,756	8,814	8,059	12,402	12,117	5,418	7,851	6,088	0	1,123													Para petróleo, a partir de 2015 opera Petrominera Chubut, y el 2018 Selva María Oil S.A.. Para gas, sólo hay datos en la concesión Mata Magallanes Este (pero la caducidad fue en Mata Magallanes Oeste, para la que no se informan valores de producción de gas)
		Meseta Cerón Chico	GSJ	Santa Cruz	EPSUR S.A.					0	0			0	0										0	0		A partir de 2017 opera Pan American Energy
		Paso Fhur	AUSTRAL	Santa Cruz	EPSUR S.A.					0	0																	
		Río Guenuel	GSJ	Santa Cruz	EPSUR S.A.					0	0																	
		Sur Río Deseado	GSJ	Santa Cruz	EPSUR S.A.					0	0																	
		Tapi Aike	AUSTRAL	Santa Cruz	MISAHAR ARGENTINA S.A.					0	0			0	0										0	0		A partir de 2017 opera Compañía General de Combustibles S.A.
		El Turbio	AUSTRAL	Santa Cruz	MISAHAR ARGENTINA S.A.					0	0			0	0										0	0		A partir de 2017 opera YPF S.A.
		El Turbio Este	AUSTRAL	Santa Cruz	MISAHAR ARGENTINA S.A.					0	0																	
		San Rafael	CUYANA	Mendoza	YPF S.A.					0	0	0	0	0	0										0	0		
		Nacurán	CUYANA	Mendoza	YPF S.A.					0	0	0	0	0	0										0	0		
		Río Diamante	NEUQUINA	Mendoza	OIL M&S S.A.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
		Pampa del Sabo	CUYANA	Mendoza	YPF S.A.					0	0	0	0	0	0										0	0		
		Coirones	NEUQUINA	Mendoza	YPF S.A.			0	0	0	0	0	0	0	0						0	0	0	0	0	0		El Coirón I y El Coirón II
	Puesto Pozo Cercado	CUYANA	Mendoza	CHÁNARES ENERGIA S.A.	64,718	49,442	45,637	42,296	38,081	35,821	30,538	26,313	24,143	11,095		5,314	6,291	5,682	5,639	5,729	4,667	4,458	4,639	3,238	2,883		A partir de 2018 se divide en Occidental y Oriental, operado por YPF y Petrolera Aconcagua Energía S.A., respectivamente	
	Atuel Norte	NEUQUINA	Mendoza	TECPETROL S.A.	1,513	1,526	1,349	1,468	1,292	1,413	1,183	880		747		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		A partir de 2018 se denomina Atuel Norte Exploración, operado por Petrolera Aconcagua Energía S.A.	

