

# CONSOLIDACION DE RESERVAS DE GAS Y PETROLEO DE LA REPUBLICA ARGENTINA

## Reporte anual - 2018

Dirección Nacional de Exploración y Producción

25 de octubre de 2019



Secretaría de Gobierno de Energía  
Ministerio de Hacienda  
Presidencia de la Nación

### *Deslinde de Responsabilidad*

El siguiente reporte fue elaborado por la Dirección Nacional de Exploración y Producción, perteneciente a la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Las estimaciones de las reservas de gas y petróleo al 31 de diciembre de 2018, y hasta el fin de la vida útil de los yacimientos, se basan en la información declarada por las empresas operadoras de las áreas hidrocarburíferas, con carácter de declaración jurada, en el marco de la Resolución 324/2006, y toman como referencia los principios y lineamientos del “Sistema de Gestión de Reservas Petroleras” PRMS-SPE.

Los valores aquí informados para cada una de las categorías de reservas pueden variar respecto de los valores oportunamente informados por esta Secretaría debido a rectificaciones que las empresas realizan en el transcurso del año, previa aceptación por parte de este organismo.

Este informe no incluye la presentación de los recursos contingentes informados por las empresas ya que los criterios adoptados al momento de reportar los mismos no son uniformes y los resultados no son representativos del verdadero potencial de los recursos hidrocarburíferos, en particular, los referidos a yacimientos no convencionales.

## Contenido

Introducción .....	4
Presentación anual de reservas .....	5
Definiciones .....	6
Categorías de reservas .....	6
Indicadores de Gestión de Reservas .....	10
Producción 2018.....	13
Petróleo .....	13
Gas Natural .....	15
Reservas 2018 .....	18
Resumen.....	18
Reservas Comprobadas .....	21
Petróleo .....	21
Gas Natural .....	23
Clasificación .....	25
Petróleo .....	25
Gas Natural .....	29
Evolución por Cuenca .....	34
Petróleo .....	34
Gas Natural .....	38
Análisis de indicadores de reservas.....	42
Petróleo .....	42
Gas Natural .....	48
Listado de siglas y abreviaturas.....	54

## Introducción

Las reservas de hidrocarburos forman parte del potencial energético de un país y contribuyen a la configuración de su matriz energética, permitiendo orientar los recursos con el objetivo de explotar aquellas fuentes energéticas disponibles de manera eficiente y al menor costo posible, planificando las necesidades de abastecimiento interno y permitiendo también poder definir una política energética de exportación, a los efectos de incrementar los ingresos del país.

La matriz energética establece la contribución relativa de las diferentes fuentes primarias al total de la energía generada en un país, por lo que se vuelve un aspecto determinante el analizar el aporte, en particular, de los hidrocarburos en la generación de energía en general.

En la actualidad, la matriz energética de la Argentina está conformada principalmente por gas, en un porcentaje superior al 58% y un componente de energías renovables del orden del 11%, habiéndose reducido la incidencia del petróleo al orden del 28%.

La exploración, la implementación de proyectos piloto, el desarrollo y la optimización operativa de los recursos no convencionales, principalmente aquellos de la formación geológica Vaca Muerta, han conllevado a un sustancial incremento de la producción de gas y petróleo, redefiniendo el perfil de la matriz energética de nuestro país permitiendo así reorientar la política energética. El aprovechamiento de estos recursos le ha permitido al país transformarse, de un importador neto de energía - principalmente en forma de GNL- a un exportador de energía, tanto de gas (principalmente a la República de Chile) como de petróleo liviano proveniente de los yacimientos no convencionales y de la explotación de los yacimientos de la Cuenca Austral.

El reporte que se presenta aquí complementa la información proporcionada en el tradicional reporte anual *Síntesis de la evolución de reservas de hidrocarburos* al 31 de diciembre de cada año, *hasta el final de la vida útil de los yacimientos*, (ver en <http://datos.minem.gob.ar/dataset/reservas-de-petroleo-y-gas> ), ofreciendo un mayor grado de apertura de la información allí presentada.

El presente también pretende ejercer una función de permanente docencia en aspectos metodológicos al explicar los fundamentos sobre los cuales basa sus enunciados y conceptos (e.g: indicadores de gestión de reservas, requerimientos de la normativa aplicable, etc.).

Está en el interés y afán de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles ofrecer, con el correr de las sucesivas ediciones, un reporte evolucionado que contenga mayor apertura de información y análisis para el beneficio de aquellos interesados. Para ello invita a la comunidad de practicantes en materia energética e interesados en aspectos normativos de la misma a sugerir aportes que contribuyan en este aspecto.

## Presentación anual de reservas

Las resoluciones [SE 324/2006](#) y [69E/2016](#), que definen los lineamientos para la presentación anual de las reservas de gas y petróleo a nivel empresa, define a las reservas como aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados, en un futuro definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación.

Asimismo, aclara que todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como Comprobadas y No Comprobadas. Las reservas Comprobadas son las de mayor certeza de recuperación y se clasifican en Comprobadas Desarrollas y Comprobadas No Desarrolladas de acuerdo al plan de inversiones y desarrollo. Las reservas No Comprobadas tienen menor certeza de recuperación que las Comprobadas y pueden además clasificarse en Reservas Probables y Reservas Posibles, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas.

En suma: toda reserva debe ser comercialmente recuperable en un lapso de tiempo determinado, proveniente de un yacimiento conocido, y de acuerdo con el grado de certeza que se tenga sobre el valor informado, se la clasificará en alguna de estas categorías: comprobada (probada), probable o posible. Cuando no existe en el momento del análisis viabilidad económica o comercialidad de la explotación, y esos hidrocarburos son considerados no recuperables por ser su producción antieconómica o por falta de mercado o de infraestructura, las reservas pasan a considerarse como Recursos.

A su vez, la normativa vigente establece que todas las reservas deben calcularse en dos modalidades: hasta el Fin de la Concesión (FC) y hasta el Fin de la Vida Útil del yacimiento (FVU). Las reservas FC se calculan como aquellas que podrán ser comercialmente recuperadas en donde el horizonte temporal es la finalización de la concesión otorgada, en cambio, las reservas FVU tienen el horizonte fijado en el agotamiento propio del yacimiento. A los efectos de este reporte se utilizarán las reservas FVU.

## Definiciones

### Categorías de reservas

De acuerdo a la Resolución 324/2006 y su modificatoria 69-E/2016 de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarbúferos, las definiciones que se detallan a continuación son el resultado de la unificación de los criterios aprobados por la SPE (Society of Petroleum Engineers) y el WPC (World Petroleum Council) que han sido aceptadas internacionalmente.

#### RESERVAS

Son aquellos volúmenes estimados de hidrocarburos líquidos y gaseosos (petróleo crudo, condensado o gasolina natural, gas natural, líquidos provenientes del gas natural y sustancias asociadas), que se anticipa podrán ser comercialmente recuperados por la aplicación de proyectos de desarrollo en un tiempo definido, de reservorios conocidos, bajo las condiciones económicas, el régimen legal y las prácticas de producción imperantes a la fecha de esa estimación. Las reservas deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales, y remanentes (para una fecha determinada) sustentadas por el/los proyecto/s de desarrollo aplicados. Si bien el plazo para el inicio del desarrollo puede variar según las circunstancias específicas y el alcance del proyecto, se considera CINCO (5) años como un tiempo razonable para su comienzo. Se puede considerar un plazo de tiempo más largo, siempre que la justificación para su clasificación como Reservas se encuentre suficientemente documentada. En relación a las prácticas de producción, sólo serán considerados en las definiciones y posterior clasificación, aquellos hidrocarburos líquidos o gaseosos normalmente producidos a través de pozos y con viscosidad no superior a DIEZ MIL (10.000) centipoises en las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento. Todas las estimaciones de reservas involucran cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos. El grado de incertidumbre relativo puede ser acotado clasificando las reservas como COMPROBADAS y NO COMPROBADAS. Las reservas NO COMPROBADAS tienen menor certeza en la recuperación que las RESERVAS COMPROBADAS y pueden además clasificarse en RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES, denotando progresivamente incrementos en el grado de incertidumbre en la recuperación de las mismas. Las reservas no incluyen los volúmenes de hidrocarburos líquidos o gaseosos mantenidos en inventarios, y si fuera necesario pueden reducirse para uso o pérdidas de procesamiento para los informes financieros. Las reservas pueden ser producidas por energía natural del reservorio o por la aplicación de métodos de recuperación mejorada. Los métodos de recuperación mejorada incluyen a todos los métodos que suministran energía adicional a la energía natural o alteran las

fuerzas naturales en el reservorio para incrementar la recuperación final. Ejemplos de tales métodos son: mantenimiento de presión, reciclo de gas, inyección de agua, métodos térmicos, inyección de químicos y el uso de fluidos de desplazamiento miscible e inmisible. Otros métodos de recuperación mejorada pueden ser desarrollados en el futuro a medida que la tecnología de la industria del petróleo evolucione.

## **RESERVAS COMPROBADAS**

Las RESERVAS COMPROBADAS o PROBADAS son aquellas reservas de hidrocarburos que de acuerdo al análisis de datos geológicos y de ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza sobre la base de ser comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una fecha dada. La estimación de las reservas se efectúa bajo condiciones de incertidumbre. El método de estimación es llamado determinístico si se obtiene un solo valor de reservas basado en el conocimiento geológico y de ingeniería y datos económicos. Con el término "razonable certeza", se intenta expresar el alto grado de confiabilidad que tienen los volúmenes a ser recuperados si se usa el método determinístico. Cuando son empleados métodos de estimación probabilísticos, donde el conocimiento geológico y de ingeniería y los datos económicos son usados para generar un rango de estimaciones de reservas y sus probabilidades asociadas, debe haber por lo menos un NOVENTA POR CIENTO (90%) de probabilidades de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán la estimación. En general, las reservas son consideradas comprobadas cuando la productividad comercial del reservorio se apoya en ensayos de producción real o pruebas de la formación. En este contexto, el término "comprobadas" se refiere a las cantidades reales de reservas de hidrocarburos y no sólo a la productividad del pozo o del reservorio. En ciertos casos, el número correspondiente a RESERVAS COMPROBADAS puede asignarse sobre la base de estudios de pozos y/o análisis que indican que el reservorio es análogo a otros reservorios en la misma área que están produciendo, o han probado la posibilidad de producir, en las pruebas de formación. Las reservas pueden ser clasificadas como comprobadas si los medios para procesar y transportar las reservas para ser comercializadas están en operación a la fecha de evaluación, o si existe una razonable expectativa que dichos medios serán instalados en un futuro inmediato. El establecimiento de condiciones económicas actuales debe incluir precios históricos del petróleo y los costos asociados, y pueden involucrar un promedio para determinado período que debe ser consistente con el propósito del estimado de reservas, obligaciones contractuales, procedimientos corporativos y regulaciones existentes a la fecha de certificación de las reservas. Las RESERVAS COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: DESARROLLADAS y NO DESARROLLADAS.

### **RESERVAS COMPROBADAS DESARROLLADAS**

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas mediante la existencia a la fecha de su evaluación de:

- a) Pozos perforados.
- b) Instalaciones y métodos de operación en funcionamiento.
- c) Métodos de recuperación mejorada, siempre que el correspondiente proyecto de recuperación mejorada esté instalado y en operación.

### **RESERVAS COMPROBADAS NO DESARROLLADAS**

Son las reservas comprobadas que se estima podrán ser producidas, mediante:

- a) Pozos a ser perforados en el futuro en áreas comprobadas y que incrementen la recuperación.
- b) Profundización de pozos existentes a otros reservorios comprobados.
- c) Intervención de pozos existentes o la instalación de medios de transporte, que impliquen grandes costos o inversiones.
- d) Apertura de niveles colaterales comprobados en pozos ya existentes.
- e) Un proyecto de recuperación mejorada al que se asigne un alto grado de certeza, o que esté operando favorablemente en un área cercana con similares propiedades petrofísicas y de fluidos, que proporcionen soporte para el análisis sobre el cual está basado el proyecto y es razonablemente cierto que el mismo será ejecutado.

### **RESERVAS NO COMPROBADAS**

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS son aquellas basadas en datos geológicos y de ingeniería disponibles, similares a los usados en la estimación de las reservas comprobadas, pero las mayores incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación, hacen que estas reservas no sean clasificadas como comprobadas.

LAS RESERVAS NO COMPROBADAS pueden estimarse asumiendo condiciones económicas futuras diferentes de aquéllas prevalecientes en el momento de la estimación. El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y los desarrollos tecnológicos puede ser expresado asignando



cantidades apropiadas de reservas a las categorías "PROBABLES" y "POSIBLES". Las RESERVAS NO COMPROBADAS pueden ser clasificadas en: RESERVAS PROBABLES y RESERVAS POSIBLES.

En virtud de los diferentes niveles de incertidumbre, las reservas NO COMPROBADAS no deberían ser sumadas directamente a las RESERVAS COMPROBADAS. El agregado de diferentes clases de reservas es sólo aceptable cuando cada categoría de reservas ha sido apropiadamente descontada para los diferentes niveles de incertidumbre.

### **RESERVAS PROBABLES**

Las RESERVAS PROBABLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que sobre la base del análisis de los datos geológicos y de ingeniería, sugieren que son menos ciertas que las RESERVAS COMPROBADAS, y que es más probable que sean producidas a que no lo sean. En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "probable" implica que debe haber por lo menos el CINCUENTA POR CIENTO (50%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES. Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS PROBABLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del CINCUENTA POR CIENTO (50%) al NOVENTA POR CIENTO (90%).

### **RESERVAS POSIBLES**

Las RESERVAS POSIBLES son aquellas RESERVAS NO COMPROBADAS que del análisis de los datos geológicos y de ingeniería sugieren que son menos factibles de ser comercialmente recuperables que las RESERVAS PROBABLES. En este contexto, cuando se han utilizado procedimientos probabilísticos, el término "posible" implica que debe haber por lo menos el DIEZ POR CIENTO (10%) de probabilidad que la recuperación final igualará o excederá la suma de las RESERVAS COMPROBADAS más las RESERVAS PROBABLES más las RESERVAS POSIBLES. Por lo tanto, se entiende que las RESERVAS POSIBLES están comprendidas dentro del rango de probabilidades del DIEZ POR CIENTO (10%) al CINCUENTA POR CIENTO (50%).

## Indicadores de Gestión de Reservas

Con la finalidad de medir adecuadamente la gestión de las reservas de petróleo y gas del país, la Dirección Nacional de Exploración y Producción de la Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles ha incorporado el uso de índices de gestión de reservas a su análisis técnico y en un capítulo de este reporte lleva a cabo una evaluación detallada de estos indicadores para el período 2014-2018.

Los índices que se utilizan en este análisis son los siguientes:

- Índice de Reposición de reservas - IRR
- Índice de Desarrollo de Reservas - IDR
- Índice de Comprobación de Reservas - ICR
- Índice de Vida de Reservas - IVR

Estos índices son calculados mediante cocientes de las diferentes categorías de reservas y las acumuladas de producción anual, tanto para petróleo como para gas.

En el capítulo correspondiente se presentan los gráficos resultantes de este análisis, realizados a nivel Cuenca y país, y se puede observar la influencia de la situación económica y política a lo largo del período analizado. Se observa que en el último año se ha revertido la tendencia incorporando proyectos de desarrollo nuevos para la recuperación de reservas comprobadas.

### Índice de Reposición de Reservas (IRR)

Indica el grado con el que la producción del año ha sido reemplazada mediante la adición de reservas comprobadas, por nuevos proyectos, respecto a las del año anterior. Los valores negativos para este índice indican que no se están generando nuevos proyectos para reponer la producción, mientras que los valores positivos muestran el ingreso de nuevos proyectos de incorporación de reservas que logran reponer los volúmenes producidos durante el año. Un IRR mayor a 1 indica que se están generando nuevas reservas comprobadas a un ritmo mayor al del consumo de las existentes. Un valor muy elevado, por otra parte, sería indicativo de que no se están llevando a cabo proyectos de desarrollo.

- Mide la cantidad de reservas probadas agregadas, respecto a la cantidad producida.
- Mide la capacidad de las empresas para generar nuevos proyectos.

- Este valor debe ser como mínimo 1 (significa que se ha reemplazado lo que se ha producido)

$$IRR = \frac{(Reservas \text{ año } n - Reservas \text{ año } (n - 1)) + Prod. \text{ Total año } n}{Prod. \text{ Total año } n}$$

### Índice de Desarrollo de Reservas (IDR)

Indica el grado con el que se han venido desarrollando las reservas que han sido categorizadas como reservas comprobadas desarrolladas. Los valores por debajo del 0,5 indican que la mitad de las reservas comprobadas no están aún puestas en contexto de producción. Es recomendable valores mayores a 0,5.

- Mide el grado en que se van implementando proyectos para el desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas.
- Permite monitorear el cumplimiento de planes de inversión para poner en producción volúmenes probados no desarrollados.

$$IDR = \frac{Reservas \text{ Comprobadas Desarrolladas}}{Reservas \text{ Comprobadas Desarrolladas} + No \text{ Desarrolladas}}$$

### Índice de Comprobación de Reservas (ICR)

Indica la proporción del total de reservas 3P (Probadas + Probables + Posibles), que son categorizadas como reservas comprobadas. Los valores inferiores al 0,5 indican que existen volúmenes importantes de reservas con mayor grado de incertidumbre y que necesitan ser comprobados mediante trabajos de evaluación y comprobación. Es recomendable valores mayores a 0,5.

- Indica qué tanto del total de reservas ha sido reclasificado como reservas probadas.

$$ICR = \frac{Total \text{ de Reservas Comprobadas}}{Total \text{ de Reservas Comprobadas} + Probables + Posibles}$$

### **Índice de Vida de Reservas (IVR)**

Indica el tiempo que tardarán en consumirse las reservas comprobadas a la tasa de producción actual, sin que haya adiciones en ellas, o por lo menos la reposición de las cantidades producidas. Un valor establece a lo largo de los distintos períodos indica un apropiado desarrollo de nuevas reservas que permiten sostener el nivel de consumo de las mismas.

•Se mide en años. Muestra cuanto tiempo durarán las reservas probadas a la tasa de producción.

$$IVR = \frac{\text{Total de Reservas Comprobadas}}{\text{Prod. Total}}$$

## Producción 2018

A continuación, se presenta un resumen correspondiente análisis de la producción del último año. La producción del último año es una variable fundamental para el análisis de las reservas y forma parte de la fórmula del índice de reposición de reservas (IRR), indicador fundamental para evaluar si se están generando nuevas reservas y planificar, en base a estas estimaciones, cuáles van a ser las necesidades energéticas futuras de un país.

### Petróleo

La producción de petróleo en Argentina revirtió en 2018 una tendencia decreciente que caracterizó al período 2014-2017, creciendo 2,1% respecto de 2017 y alcanzando, en 2018, una producción total de 29,4 millones de m<sup>3</sup>, lo que representa una producción promedio de 80.440 m<sup>3</sup>/día. Entre 2014 y 2017 la producción de petróleo había disminuido un 10% y a partir del desarrollo de los nuevos proyectos piloto se logró revertir esa tendencia en este último año.

La tabla 1 presenta los valores de producción por cuenca durante el período 2014-2018 y la variación porcentual en dichos años:

<b>Petróleo m<sup>3</sup></b>						<b>Var%</b>	<b>Var%</b>
<b>Cuenca</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2014/2018</b>	<b>2017/2018</b>
AUSTRAL	1,657,499	1,537,624	1,453,252	1,271,155	1,460,200	-11.9	14.9
CUYANA	1,701,693	1,614,663	1,581,676	1,506,511	1,406,512	-17.3	-6.6
GOLFO SAN JORGE	15,215,428	15,351,082	14,590,973	13,507,744	13,564,378	-10.9	0.4
NEUQUINA	12,791,537	12,880,423	12,578,212	12,041,704	12,574,858	-1.7	4.4
NOROESTE	501,035	506,445	462,922	418,241	355,167	-29.1	-15.1
<b>TOTAL</b>	<b>31,867,193</b>	<b>31,890,236</b>	<b>30,667,035</b>	<b>28,745,355</b>	<b>29,361,116</b>	<b>-7.9</b>	<b>2.1</b>

Tabla 1 – Producción de petróleo por cuenca 2014 – 2018

En las cuencas Neuquina y Golfo San Jorge, se produjo el 89% del petróleo crudo de origen nacional, experimentando estas 2 cuencas un incremento en su producción del 4,4% y 0,4% respectivamente en el año 2018. La cuenca Austral, si bien únicamente aporta el 5% de la producción nacional de petróleo, también tuvo un significativo incremento en su valor durante 2018 de un 14,8%.

En las cuencas Noroeste y Cuyana, en cambio, la producción de petróleo durante 2018 se redujo 15,1% y 6,6%, respectivamente.

Como se puede observar en el gráfico 1, la producción nacional de petróleo presenta una tendencia descendente en el período 2014-2017, con un cambio de tendencia en 2018 pero acumulando una caída de 7,9% en la totalidad de la serie. La misma se redujo de 31,9 millones de m<sup>3</sup> en 2014 a 29,4 millones

m3 en 2018, aunque es notable remarcar el cambio de tendencia que tiene lugar entre 2017 y 2018, que debería acentuarse en los próximos años conforme se desarrolle una mayor actividad de perforación con el objetivo de producir petróleo y considerando que se continúe facilitando la exportación del petróleo liviano que se produce en el país y que permita asegurar la continuidad de la explotación del petróleo en el área de la formación Vaca Muerta.

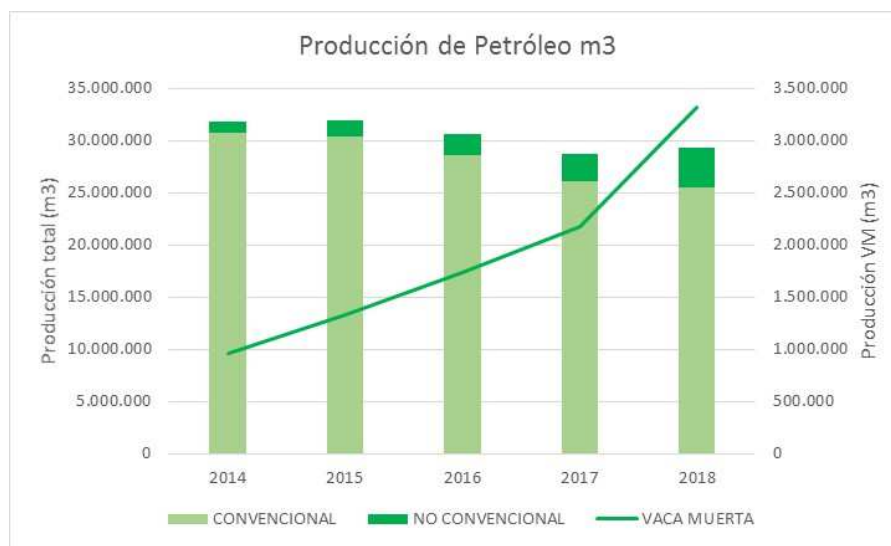


Gráfico 1 – Producción de petróleo por tipo de reservorio 2014 – 2018

En el período 2014-2018, la cuenca Neuquina, que presenta reservorios tanto de petróleo como de gas en formaciones de arcilla en el área de Vaca Muerta, tuvo una disminución del 1,7% en la producción de petróleo, si bien logra revertir la tendencia con el incremento en 2018. Esta disminución, en el total de la serie, se debió principalmente a que se orientaron los recursos (equipos, tecnología, recursos humanos calificados) a la perforación y desarrollo de los recursos gasíferos, en particular en los últimos 4 años y a partir de los programas de estímulo a la producción de dicho hidrocarburo. Recién a partir de 2018 se comienza a reorientar el desarrollo a la ventana de petróleo de Vaca Muerta. Recordemos que dicha cuenca representa el 43% de la producción nacional de crudo.

En la tabla 2 se puede observar la producción durante los últimos 5 años, discriminando entre yacimientos convencionales y no convencionales. En los últimos 5 años se puede observar una marcada disminución en la producción de petróleo proveniente de yacimientos convencionales del orden del 17% entre 2014 y 2018, causada principalmente por la reorientación de recursos hacia la explotación de yacimientos no convencionales, cuya producción creció 240% en el mismo lapso de tiempo, y cuya proporción respecto de la producción total de petróleo se incrementó del 3,5% al 13%.

Reporte anual de Reservas - 2018

<b>Petróleo m<sup>3</sup></b>						<b>Var %</b>	<b>Var %</b>
<b>Cuenca</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2014/2018</b>	<b>2017/2018</b>
CONVENCIONAL	30.743.809	30.353.032	28.598.974	26.135.997	25.540.394	-16,9	-2,3
NO CONVENCIONAL	1.123.384	1.537.204	2.068.061	2.609.358	3.820.722	240,1	46,4
SHALE	966.690	1.327.356	1.733.438	2.177.312	3.313.393	242,8	52,2
TIGHT	156.694	209.849	334.623	432.046	507.329	223,8	17,4

Tabla 2 – Producción de petróleo por tipo de reservorio 2014 – 2018

Se puede observar que en el período en análisis la producción proveniente de yacimientos convencionales declina de manera constante con una acentuación en su caída entre 2015 y 2017. La producción proveniente de yacimientos no convencionales, sin embargo, presenta 5 años en ascenso con una fuerte variación positiva entre 2017 y 2018, lo que explica el cambio en la tendencia descendente que se produce en la producción total de petróleo, a nivel país.

## Gas Natural

La producción de gas en Argentina en 2018 alcanzó un valor de 47.021 millones de m3, continuando con la tendencia creciente en la misma del período 2014-2018, y lo que representa una producción promedio de 128,825 MMm3/d. Entre 2014 y 2016 la producción de gas se incrementó debido a los planes estímulo implementados y la producción registró un incremento de 5,3% en el año 2018 respecto de la producción en 2017, impulsado principalmente por un incremento del 8,5% en la producción de gas de la cuenca Neuquina.

La tabla 3 presenta los valores de producción por cuenca durante el período 2014-2018 y la variación porcentual en dichos años:

<b>Gas miles m<sup>3</sup></b>						<b>Var%</b>	<b>Var%</b>
<b>cuenca</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2014/2018</b>	<b>2017/2018</b>
AUSTRAL	10,015,263	9,653,502	10,591,925	10,681,723	11,521,125	15.0	7.9
CUYANA	56,391	54,040	51,298	48,414	48,964	-13.2	1.1
GOLFOSANJORGE	5,301,877	5,715,245	5,703,558	5,348,235	4,948,074	-6.7	-7.5
NEUQUINA	23,217,219	24,630,343	25,969,804	26,177,450	28,394,026	22.3	8.5
NOROESTE	2,893,276	2,852,403	2,671,244	2,400,836	2,108,993	-27.1	-12.2
<b>Grand Total</b>	<b>41,484,025</b>	<b>42,905,533</b>	<b>44,987,829</b>	<b>44,656,659</b>	<b>47,021,182</b>	<b>13.3</b>	<b>5.3</b>

Tabla 3 – Producción de gas por cuenca 2014 – 2018

En las cuencas Neuquina y Austral, se produjo el 85% del gas a nivel nacional, experimentando estas 2 cuencas un incremento en su producción del 8,5% y 7,9% respectivamente en el año 2018. La cuenca Cuyana también tuvo un ligero incremento en su valor durante 2018.

En las cuencas Golfo San Jorge y Noroeste, en cambio, la producción de gas durante 2018 se redujo 7,5% y 12,2%, respectivamente.

Como se puede observar en el gráfico 2, la producción nacional de gas presenta una tendencia ascendente en el período 2014-2018, con un incremento en la pendiente en 2018, y que en el total de la serie representa un aumento del 13,3%. La misma se incrementó de 41,5 miles de millones de m<sup>3</sup> en 2014 a 47,0 miles de millones m<sup>3</sup> en 2018.

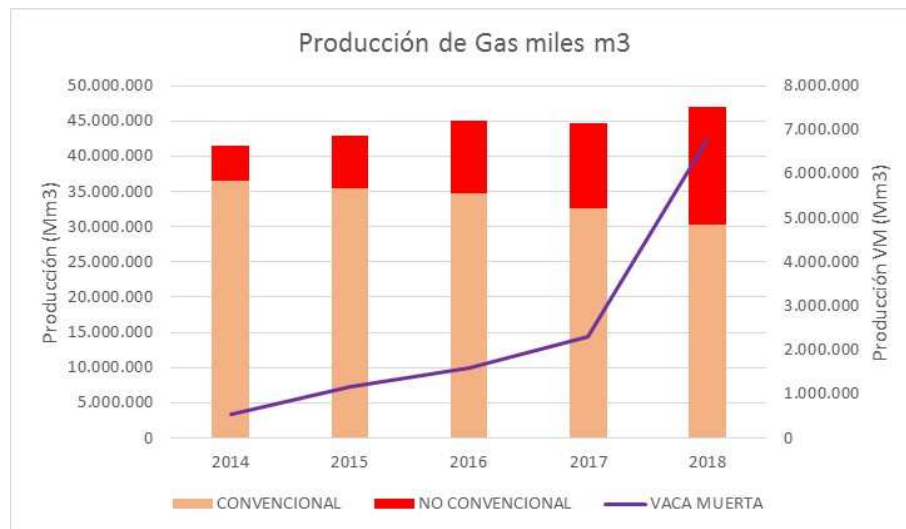


Gráfico 2 – Producción de gas por tipo de reservorio 2014 – 2018

En el período 2014-2018, la cuenca Neuquina, que presenta reservorios tanto de petróleo como de gas en formaciones de arcilla en el área de Vaca Muerta, tuvo un incremento del 22,3% en la producción de gas, como resultado de la implementación de los diferentes programas de incentivo, que repercutieron positivamente, permitiendo disminuir considerablemente los costos de desarrollo y optimizar las operaciones. Recordemos que dicha cuenca representa el 60% de la producción nacional de gas.

En la tabla 4 se puede observar la producción durante los últimos 5 años, discriminando entre yacimientos convencionales y no convencionales. En los últimos 5 años se puede observar una marcada disminución en la producción de gas proveniente de yacimientos convencionales del orden del 17% entre 2014 y 2018, causada principalmente por la reorientación de recursos hacia la explotación de yacimientos no convencionales, cuya producción creció 235% en el mismo lapso de tiempo, y cuya proporción respecto de la producción total de gas se incrementó del 12% al 35%.



Reporte anual de Reservas - 2018

Gas miles m <sup>3</sup> cuenca	2014	2015	2016	2017	2018	Var % 2014/2018	Var % 2017/2018
CONVENCIONAL	36.501.138	35.468.487	34.735.534	32.679.818	30.341.648	-16,9	-7,2
NO CONVENCIONAL	4.982.887	7.437.045	10.252.295	11.976.841	16.679.534	234,7	39,3
SHALE	532.811	1.163.075	1.592.440	2.290.469	6.753.392	1.167,5	194,8
TIGHT	4.450.076	6.273.970	8.659.856	9.686.372	9.926.142	123,1	2,5

Tabla 4 – Producción de gas por tipo de reservorio 2014 – 2018

Se puede observar que en el período en análisis la producción proveniente de yacimientos convencionales declina de manera constante con una acentuación en su caída entre los años 2016 y 2018, alcanzando una variación negativa de 7,2% en el último año. La producción proveniente de yacimientos no convencionales, sin embargo, presenta 5 años en ascenso con una fuerte variación positiva entre 2017 y 2018, lo que explica el significativo incremento que se produce en la producción total de gas, a nivel país.

Es interesante remarcar que el incremento en la producción de gas en la cuenca Neuquina ha sido tan significativo que durante los meses de invierno se ha alcanzado la capacidad máxima de evacuación de los gasoductos hacia Buenos Aires, acompañando la alta demanda invernal y generando para el período estival un excedente de gas que ha permitido una significativa reactivación en las exportaciones, principalmente hacia la República de Chile.

## Reservas 2018

### Resumen

En la tabla 5 se muestra la distribución de reservas, para cada categoría, para el total del país, en comparación con el año anterior, al fin de la vida útil.

	<b>PETRÓLEO</b> <i>Mm<sup>3</sup></i>	<b>GAS</b> <i>MMm<sup>3</sup></i>
31 Diciembre 2017		
<b>Comprobadas</b>	319.189	352.759
<b>Probables</b>	116.012	189.565
<b>Posibles</b>	79.533	147.893
31 Diciembre 2018		
<b>Comprobadas</b>	379.796	371.566
<b>Probables</b>	163.257	188.607
<b>Posibles</b>	86.849	171.042
Variación en %		
Comprobadas	19	5
Probables	41	-1
Posibles	9	16

Tabla 5 – Reservas por categoría 2017 - 2018

Las reservas comprobadas de petróleo, a nivel país, han sido estimadas en 379.796 Mm<sup>3</sup>. Respecto al año 2017 las reservas se han incrementado 19%, en 60.607 Mm<sup>3</sup>. El índice de reposición de reservas (IRR) comprobadas de petróleo ha sido de 3,1.

Las reservas comprobadas de gas, a nivel país, han sido estimadas en 371.566 MMm<sup>3</sup>. Respecto al año 2017 las reservas se han incrementado 5%, en 18.807 MMm<sup>3</sup>. El índice de reposición de reservas (IRR) comprobadas de gas ha sido de 1,4.

Las reservas no probadas (probables + posibles), han sido estimadas en 250.105 Mm<sup>3</sup> para petróleo y 359.650 MMm<sup>3</sup> para gas. El índice de comprobación de reservas (ICR) de petróleo es de 0,6 (el año anterior era de 0,62) mientras que para el gas es de 0,51 (el año anterior era de 0,51). Estos valores indican una eficiente gestión de las reservas probables y posibles con un nivel de actividad que disminuye su incertidumbre, asegurando su pase a reservas comprobadas.

El gráfico 3 presenta la agregación de las reservas de petróleo comprobadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) para cada uno de los años del período 2014-2018. También se presenta en línea negra la evolución de la producción anual de petróleo para dicho período.

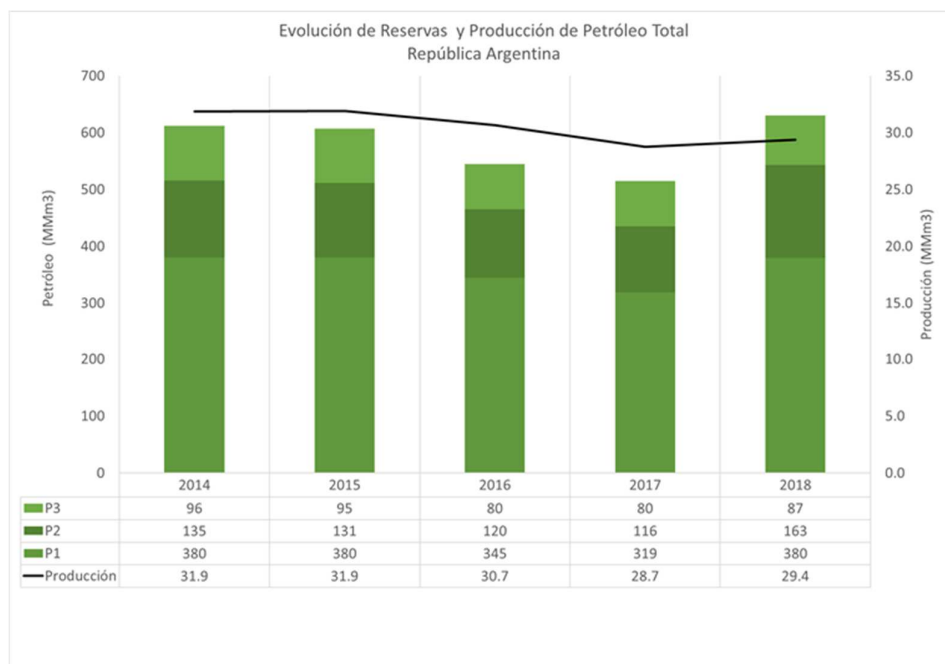


Gráfico 3 – Evolución de las reservas de petróleo 2014-2018

El gráfico muestra para 2018 una reversión en la tendencia declinante a nivel reservas totales (3P). Esta misma tendencia se observa en lo referente a la categoría de reservas comprobadas para el año 2018, modificando la tendencia declinatoria que se mantenía desde el año 2014.

Se observa también un incremento en las reservas probables (P2) de petróleo, que es del 41% entre 2017 y 2018, aumento asociado principalmente al desarrollo de los proyectos piloto para la explotación de yacimientos no convencionales.

Las reservas posibles de petróleo se incrementan en un 9% con respecto a las certificadas para el año 2017.

El gráfico 4 presenta la agregación de las reservas de gas comprobadas (P1), probables (P2) y posibles (P3) para cada uno de los años del período 2014-2018. También se presenta en línea naranja la evolución de la producción anual de gas para dicho período.

## Reporte anual de Reservas - 2018

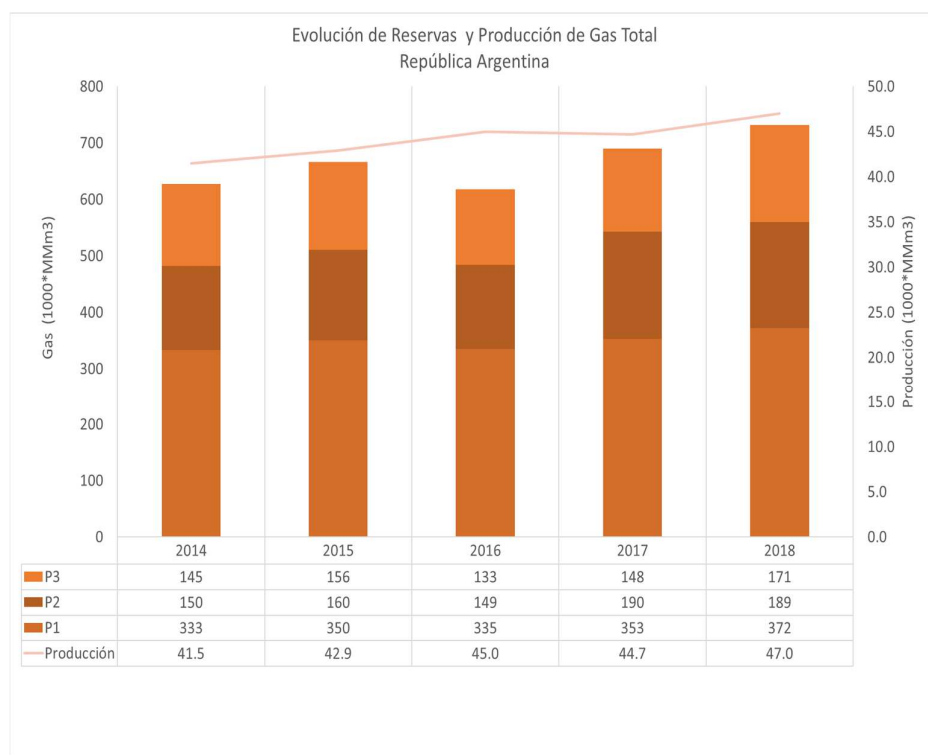


Gráfico 4 – Evolución de las reservas de gas 2014-2018

El gráfico muestra, para el total de las reservas (3P), una tendencia creciente desde 2014, con una ligera disminución en 2016 y llegando a su valor más alto en 2018, debido principalmente, y al igual que en el caso del petróleo, al desarrollo de los yacimientos de gas en reservorios no convencionales.

Las reservas comprobadas (P1) muestran la misma tendencia creciente en el período con un aumento del 5% entre los años 2017 y 2018.

Se observa también una ligera disminución del 0,5% en las reservas probables (P2) de gas entre 2017 y 2018, asociadas principalmente al desarrollo de los proyectos piloto para la explotación de yacimientos no convencionales.

Las reservas posibles (P3) de gas se incrementan en un 16% con respecto a las certificadas para el año 2017.

## Reservas Comprobadas

Las reservas comprobadas (o probadas) son aquellas cuya probabilidad de recuperación es superior al 90% y son también aquellas, que, desde el punto de vista financiero sustentan los proyectos de inversión de las compañías. En muchas ocasiones, la valuación de las compañías se lleva a cabo solamente a partir del análisis de las reservas comprobadas.

La importancia, entonces, de las reservas comprobadas en relación con las reservas probables y posibles (o no comprobadas), hace que su análisis amerite un mayor nivel de detalle. Se propone tal análisis en los siguientes párrafos.

### Petróleo

El incremento en las reservas comprobadas de petróleo es de un 19%, mientras que las reservas no comprobadas se incrementan un 28%. Este aumento en todas las categorías de reservas es debido principalmente a la incorporación a reservas de proyectos integrales de desarrollo de yacimientos no convencionales, que pasaron a esta categoría luego de los exitosos resultados obtenidos en los proyectos piloto planteados durante 2017 y principalmente 2018.

El incremento del 19% en las reservas comprobadas se explica principalmente por los volúmenes de reservas comprobadas que se incrementaron principalmente en las concesiones que se muestran en la tabla 6:

Concesión	Operador	Reservas Comprobadas de Petróleo (Mm3)		
		2017	2018	Diferencia
LOMA CAMPANA	YPF S.A.	11279	27440	16161
LA AMARGA CHICA	YPF S.A.	550	7841	7291
BANDURRIA SUR	YPF S.A.	62	5365	5303
PAMPA DEL CASTILLO - LA GUITARRA	CAPEX S.A.	60	4062	4002
SIERRAS BLANCAS	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.	73	2980	2907
CRUZ DE LORENA	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.	192	3052	2860
ESCALANTE - EL TREBOL	YPF S.A.	2465	5216	2751
MANANTIALES BEHR	YPF S.A.	7560	10115	2555
COIRON AMARGO SUR OESTE	O&G DEVELOPMENTS LTD S.A.	0	2156	2156
LA VENTANA	YPF S.A.	0	2105	2105

Tabla 6 – Concesiones con mayor incremento de reservas comprobadas de petróleo según Res 324/2006 y 69E/2016

El incremento en las reservas comprobadas de petróleo se debe principalmente al resultado de los proyectos piloto ejecutados en los yacimientos listados, lo que da lugar a la inclusión en las reservas de los planes de desarrollo integrales planteados para estos yacimientos.

Es de esperar que una vez que comience el desarrollo intensivo de los proyectos en estos yacimientos no convencionales de la ventana de petróleo y se alcance la optimización de la longitud horizontal de los pozos a perforarse y se determine el número y tamaño óptimo de las fracturas, se podrá estimar con mayor precisión el volumen promedio de recobro de un pozo en cada uno de estos yacimientos y se deberán ajustar las reservas de estos campos.

En la tabla 7, se listan las compañías con mayor cantidad de reservas comprobadas certificadas al 31 de diciembre de 2018.

Empresa	Reservas Comprobadas de Petróleo (Mm3)		
	2017	2018	Diferencia
PAN AMERICAN ENERGY	157828	160657	2829
YPF S.A.	70652	113134	42482
SINOPEC ARGENTINA	14095	14871	776
COMPAÑÍAS ASOCIADAS PETROLERAS S.A.	11739	12385	646
PLUSPETROL S.A.	12478	11628	-850

Tabla 7 – Empresas con mayor cantidad de reservas comprobadas de petróleo según Res 324/2006 y 69E/2016

Las 5 empresas con mayor volumen de reservas comprobadas poseen en conjunto el 82% del total de las reservas comprobadas a nivel país.

Se puede observar que la empresa YPF incrementó un 60% sus reservas comprobadas de petróleo durante el último año y 4 de las 5 empresas con mayores reservas comprobadas de petróleo registraron un incremento en esta categoría con respecto a las certificadas a diciembre de 2017.

Con el objetivo de asegurar la evacuación de todo el petróleo a producirse en los reservorios no convencionales de Vaca Muerta, se comenzó a trabajar en el desarrollo de la capacidad de transporte de los hidrocarburos líquidos a partir de la construcción del oleoducto Loma Campana- Lago Pellegrini, que contribuirá a la evacuación de más de 25.000 m3 diarios de petróleo de los yacimientos desarrollados en el área central de Vaca Muerta. También se están realizando desde mediados de 2018, las ampliaciones necesarias en el oleoducto principal de Oldelval, tramo Allen-Puerto Rosales, lo que permitirá llevar la capacidad de transporte actual a unos 46,000 m3/día. La reversión en el oleoducto que conecta Allen con Puesto Hernandez también contribuirá a facilitar la llegada de petróleo a la refinería de Lujan de Cuyo, permitiendo liberar capacidad en el tramo principal del oleoducto de Oldelval.

## Gas Natural

El aumento en las reservas comprobadas de gas es de un 5% y se debe principalmente a los programas de incentivos implementados, particularmente el plan de estímulo a la producción de gas de yacimientos no convencionales, implementado mediante la Resolución 46/2017, cuyo beneficio principal constaba de un reconocimiento del valor de gas de 7,5 US\$/MMBtu, declinando en los años sucesivos. Las reservas no comprobadas se incrementan en un 7% con respecto a las certificadas en diciembre de 2017.

Este programa tenía como objetivo acompañar a las empresas productoras de gas durante su curva de aprendizaje en la explotación de yacimientos no convencionales, y llevó a un incremento en la cantidad de operaciones de perforación y estimulación hidráulica que permitieron acelerar el conocimiento de la formación y optimizar los costos de perforación y terminación de los pozos horizontales, reduciendo el costo de desarrollo de estos recursos gasíferos, de un estimado de 8 US\$/MMBtu en 2016 a un valor en el orden de los 3,5 a 4 US\$/MMBtu en la actualidad, según datos que se manejan en la industria.

El incremento del 5% en las reservas comprobadas se explica principalmente por las variaciones en los volúmenes de reservas de las concesiones que se muestran en la tabla 8:

Concesión	Operador	Reservas Comprobadas de Gas (MMm3)		
		2017	2018	Diferencia
FORTIN DE PIEDRA	TECPETROL S.A.	23479	41376	17897
AGUADA PICHANA OESTE	PAN AMERICAN ENERGY	0	9765	9765
AGUADA PICHANA ESTE	TOTAL AUSTRAL S.A.	19752	24764	5012
CAMPO INDIO	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES S.A.	2303	4532	2230
AGUADA DE CASTRO	PAN AMERICAN ENERGY	0	1970	1970
RIO NEUQUEN	YPF S.A.	16093	17456	1363
EL MANGRULLO	PAMPA ENERGIA S.A.	3583	4913	1330
LA CALERA	PLUSPETROL S.A.	0	1312	1312
LA AMARGA CHICA	YPF S.A.	62	1369	1307
LOMA CAMPANA	YPF S.A.	3510	4769	1259

Tabla 8 – Concesiones con mayor incremento de reservas comprobadas de gas

El incremento en la actividad de perforación y desarrollo de pozos de gas, especialmente en los yacimientos Fortín de Piedra y Loma Campana produjo un aumento excepcional en la producción de gas, la cual alcanzó niveles record a mediados de 2019 y la principal consecuencia de este crecimiento fue la utilización total de la capacidad de transporte de gas en los meses de invierno alcanzando entonces el tope en la capacidad de evacuación de gas de la cuenca. Este hecho, y con el objetivo de continuar incentivando la actividad en la Cuenca, llevó a que se autoricen, por primera vez desde 2011 las exportaciones de gas en condición interrumpible a la República de Chile, que comenzaron en el mes de septiembre de 2018.

En la tabla 9, se listan las compañías con mayor cantidad de reservas comprobadas certificadas al 31 de diciembre de 2018.

Empresa	Reservas Comprobadas de Gas (MMm3)		
	2017	2018	Diferencia
TOTAL AUSTRAL S.A.	116219	113401	-2818
YPF S.A.	75677	76415	738
PAN AMERICAN ENERGY	59293	66215	6922
TECPETROL S.A.	31234	48462	17229
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	11024	10202	-822

Tabla 9 – Empresas con mayor cantidad de reservas comprobadas de gas según Res 324/2006 y 69E/2016

Las 5 empresas con mayor volumen de reservas comprobadas poseen en conjunto el 85% del total de las reservas comprobadas a nivel país.

Se puede observar que la empresa Tecpetrol incrementó un 55% sus reservas comprobadas de gas durante el último año y la empresa Pan American Energy las incrementó en un 12%. En este caso, 3 de las 5 empresas con mayores reservas comprobadas de gas registraron un incremento en esta categoría con respecto a las certificadas a diciembre de 2017.

En la actualidad, se encuentra en proceso la licitación de un nuevo gasoducto desde Neuquén hasta la localidad bonaerense de Saliqueló que permitirá la evacuación extra de 15 MMm3 diarios de gas hacia la zona del país de mayor consumo y que, en una segunda etapa prevé llevar la capacidad de evacuación a 40 MMm3 diarios de gas. De acuerdo al informe anual emitido por la Secretaría de Planeamiento Estratégico Energético (<http://datos.minem.gob.ar/dataset/escenarios-energeticos>) y a partir de las estimaciones de demanda, una vez incrementada la capacidad de transporte de gas hacia los centros urbanos de Buenos Aires, este incremento en la disponibilidad de gas permitiría finalizar las importaciones de GNL para los meses de invierno, ya que se cubrirían todas las necesidades de gas tanto para consumo residencial como para generación eléctrica y consumo industrial. Además, permitiría al país convertirse en un exportador neto de GNL en particular durante la temporada estival de los meses de septiembre a abril de cada año.



## Clasificación

### Petróleo

En el gráfico 5 se muestra la relación entre reservas desarrolladas y no desarrolladas:

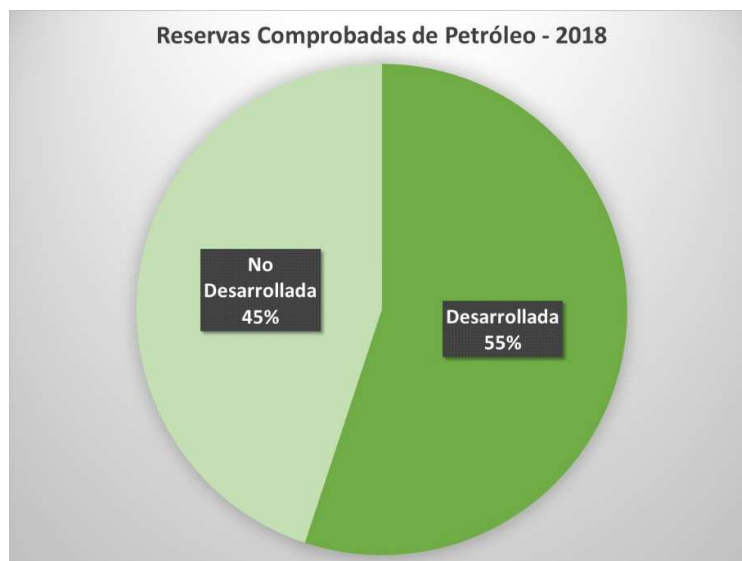


Gráfico 5 – Diferenciación de reservas comprobadas en su grado de desarrollo

Las reservas comprobadas de petróleo para el año 2018 corresponden en un 55% a reservas desarrolladas y un 45% a reservas no desarrolladas. En el año 2017, esta relación era de 60% y 40% respectivamente, lo que denota que varios de los proyectos que se encontraban para desarrollarse a diciembre de 2017 fueron efectivamente llevados a cabo.

En el gráfico 6 se clasifican las reservas comprobadas desarrolladas de acuerdo a su procedencia y al tipo de mecanismo de recuperación (primaria, secundaria o terciaria).

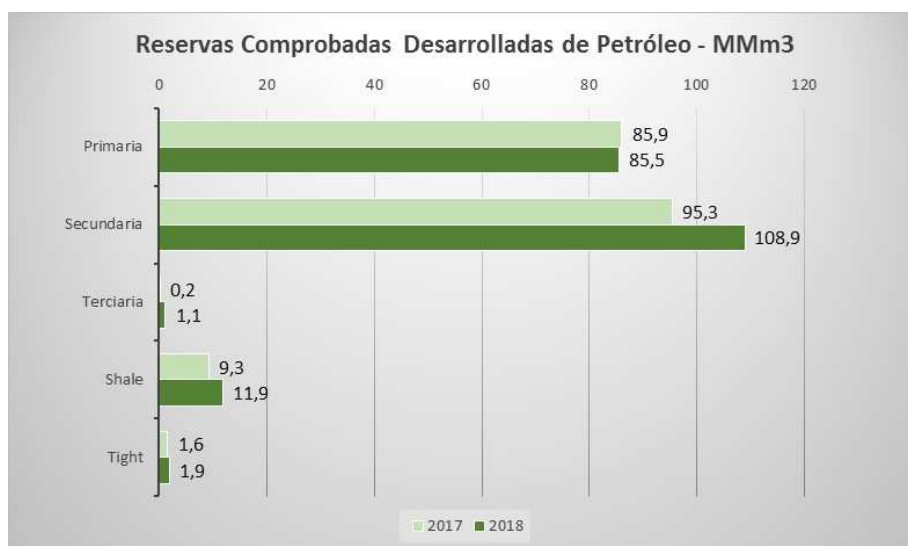


Gráfico 6 – Clasificación de reservas comprobadas desarrolladas por mecanismo de producción

Dentro de las reservas comprobadas desarrolladas el 52% corresponde a proyectos de recuperación secundaria. Con respecto al año anterior, estas reservas se incrementaron un 14%. Esto indica que los campos continúan madurando y su recuperación primaria disminuye, dando lugar a un incremento en los métodos de inyección de agua o polímeros con la consecuente aparición de nuevos proyectos que generan dichas reservas.

En el gráfico 7 se clasifican las reservas comprobadas no desarrolladas de acuerdo a su procedencia y al tipo de mecanismo de recuperación (primaria, secundaria o terciaria).



Gráfico 7 – Clasificación de reservas comprobadas no desarrolladas por mecanismo de producción

En cuanto a las reservas comprobadas no desarrolladas, el 39% corresponde a proyectos de recuperación secundaria. Con respecto al año anterior, estas reservas se incrementaron un 7%. También se observa un incremento significativo en la incorporación de reservas comprobadas no desarrolladas asociadas al petróleo proveniente de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 9 MMm3 a 46 MMm3. Este incremento de 37 MMm3, a partir de la incorporación a reservas de proyectos nuevos a objetivos de Vaca Muerta, es el que explica el principal aumento de las reservas comprobadas totales de petróleo del año 2018.

En el gráfico 8 se presenta el origen de las reservas probables de petróleo:

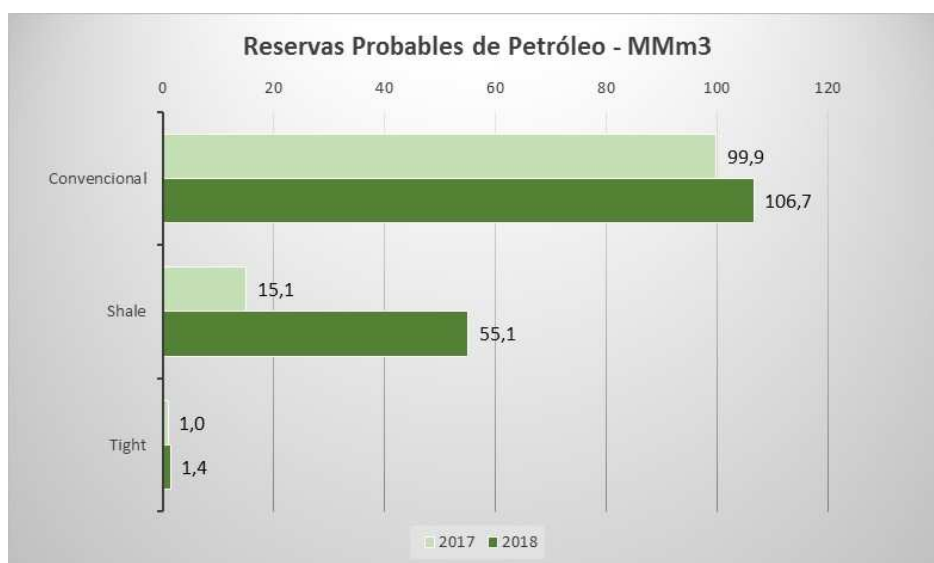


Gráfico 8 – Origen de las reservas probables de petróleo en 2018

Las reservas probables de petróleo se incrementaron un 7% para los yacimientos convencionales y tuvieron un incremento significativo en la categoría de yacimientos no convencionales de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 15 MMm3 a 55 MMm3. Esto se debe principalmente a la incorporación de nuevos proyectos de desarrollo en estos yacimientos no convencionales.

En el gráfico 9 se presenta el origen de las reservas posibles de petróleo:

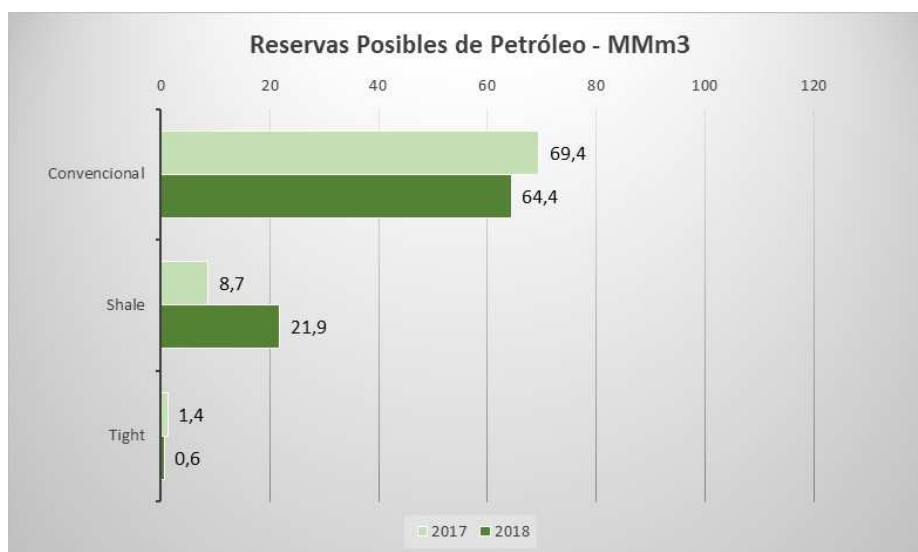


Gráfico 9 – Origen de las reservas posibles de petróleo en 2018

Las reservas posibles de petróleo se redujeron un 7% para los yacimientos convencionales y tuvieron un incremento significativo en la categoría de yacimientos no convencionales de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 9 MMm3 a 22 MMm3. Esto se debe fundamentalmente a la incorporación de nuevos proyectos de desarrollo en estos yacimientos no convencionales.

## Gas Natural

En el gráfico 10 se muestra la relación entre reservas desarrolladas y no desarrolladas:

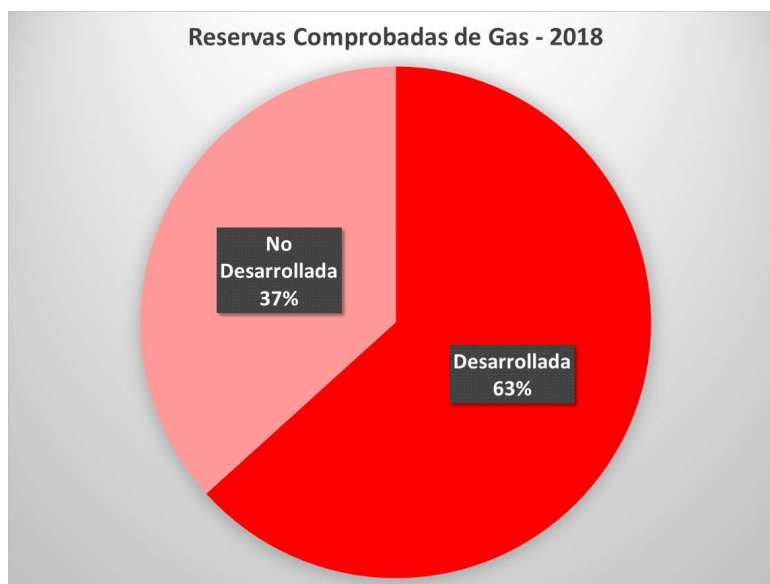


Gráfico 10 – Diferenciación de reservas comprobadas en su grado de desarrollo

Las reservas comprobadas de gas para el año 2018 corresponden en un 63% a reservas desarrolladas y un 37% a reservas no desarrolladas. En el año 2017, esta relación era de 64% y 36% respectivamente, lo que denota que varios de los proyectos que se encontraban para desarrollarse a diciembre de 2017 fueron efectivamente llevados a cabo.

En el gráfico 11 se clasifican las reservas comprobadas desarrolladas de acuerdo a su procedencia (convencional o no convencional) y al tipo de mecanismo de reservorio (gas libre o disuelto).

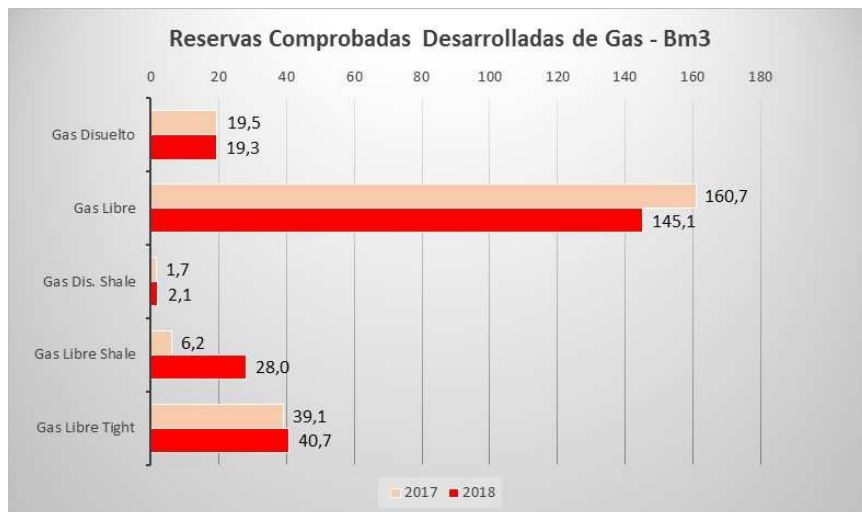


Gráfico 11 – Clasificación de reservas comprobadas desarrolladas por procedencia

Dentro de las reservas comprobadas desarrolladas el 62% corresponde a gas libre de yacimientos convencionales y 29% a gas libre de yacimientos no convencionales. Con respecto al año anterior, éstas últimas se incrementaron un 52% durante el último año, principalmente de la formación Vaca Muerta. En lo referente a reservas comprobadas desarrolladas se puede observar que el gas proveniente de reservorios no convencionales se incrementó en 24 miles de MMm3 mientras que el gas que proviene de reservorios no convencionales disminuyó en 16 miles de MMm3.

En el gráfico 12 se clasifican las reservas comprobadas no desarrolladas de acuerdo a su procedencia (convencional o no convencional) y al tipo de mecanismo de reservorio (gas libre o disuelto).



Gráfico 12 – Clasificación de reservas comprobadas no desarrolladas por procedencia

En cuanto a las reservas comprobadas no desarrolladas, el 34% corresponde a gas libre y el 54% a gas libre de yacimientos no convencionales. Con respecto al año anterior, éstas últimas se incrementaron un 20% durante el último año, principalmente de la formación Vaca Muerta.

También se observa un incremento significativo en la incorporación de reservas comprobadas no desarrolladas asociadas al gas proveniente de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 30 miles de MMm3 a 51 miles de MMm3. Este incremento de 21 miles de MMm3, a partir de la incorporación a reservas de proyectos nuevos a objetivos de Vaca Muerta, contrasta con una disminución de 6 miles de MMm3 en yacimientos de carácter tight y 5 miles de MMm3 en yacimientos convencionales.

En el gráfico 13 se presenta el origen de las reservas probables de gas:

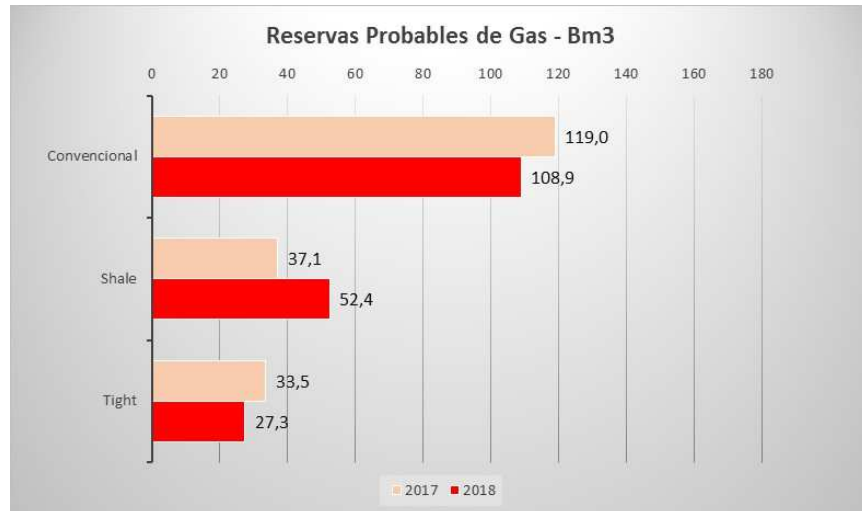


Gráfico 13 – Origen de las reservas probables de gas en 2018

Las reservas probables de gas disminuyeron 8% para los yacimientos convencionales y tuvieron un incremento significativo de 17 miles de MMm3 en la categoría de yacimientos no convencionales de la formación arcillosa de Vaca Muerta, presentando una disminución también en las reservas provenientes de yacimientos de carácter tight. La incorporación de nuevos proyectos de desarrollo en estos yacimientos no convencionales de arcilla permitió contrapesar la disminución en las reservas de los otros dos tipos de yacimiento.



En el gráfico 14 se presenta el origen de las reservas posibles de gas:



Gráfico 14 – Origen de las reservas posibles de gas en 2018

Las reservas posibles de gas se redujeron un 5% para los yacimientos convencionales y tuvieron un incremento significativo en la categoría de yacimientos no convencionales de la formación arcillosa de Vaca Muerta, que pasan de 22 miles de MMm3 a 74 miles de MMm3. A su vez, se observa que las reservas posibles de gas en yacimientos de carácter tight presentan una considerable disminución de 36 miles de MMm3 a 12 miles de MMm3.

## Evolución por Cuenca

### Petróleo

Las reservas comprobadas de petróleo se incrementaron durante 2018 en 3 de las 5 cuencas productoras del país (Golfo San Jorge, Neuquina y Cuyana).

En el gráfico 15 se observa la distribución de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca:

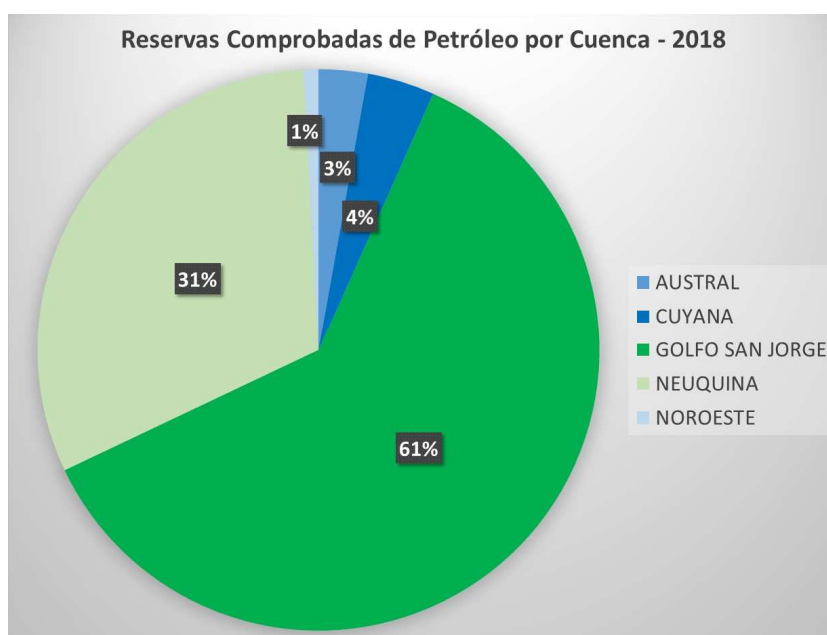


Gráfico 15 – Distribución de reservas comprobadas de petróleo por cuenca

La cuenca del Golfo San Jorge es la que cuenta con mayores reservas con el 61% del total. Le sigue la Cuenca Neuquina con el 31% del total. En el año 2017, ambas cuencas contenían el 91% de las reservas comprobadas de petróleo.

En el gráfico 16 se observa la evolución de las reservas comprobadas de petróleo por cuenca para el período 2014-2018:

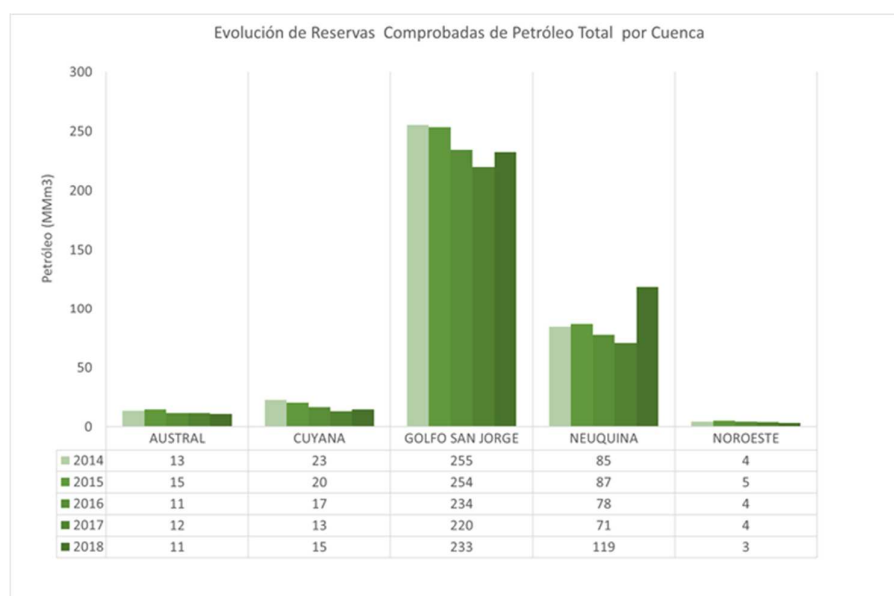


Gráfico 16 – Evolución de reservas comprobadas de petróleo por cuenca

Se observa el mayor incremento en esta categoría de reservas para el caso de la cuenca Neuquina, la cual creció un 68% con respecto al año anterior, seguida por la cuenca del Golfo San Jorge, que se incrementó en un 6%. Este incremento en la cuenca Neuquina se explica por el desarrollo de proyectos piloto en yacimientos no convencionales, cuyos resultados técnicos han permitido comenzar a incorporar nuevas reservas relacionadas con el desarrollo de dichos campos, y de esta forma se ha logrado revertir la tendencia descendente que presentaba la cuenca hasta el último año.

Las cuencas Austral y Noroeste continúan con su tendencia declinante, tal lo observado en el período 2014-2018. Esto podría deberse a que se trata de dos cuencas maduras en la explotación de petróleo, en las cuales el potencial exploratorio se encuentra en formaciones profundas y complejas, lo que resulta en que los proyectos sean poco atractivos desde el aspecto económico.

Para el caso de la cuenca del Golfo de San Jorge, el 54% de las reservas provienen de la concesión Anticlinal Grande - Cerro Dragón, mientras que, en la cuenca Neuquina el yacimiento con mayores reservas comprobadas de petróleo es Loma Campana, que representa el 23% del total de dichas reservas para esta cuenca.

En el gráfico 17 se observa la evolución de las reservas probables de petróleo por cuenca para el período 2014-2018:

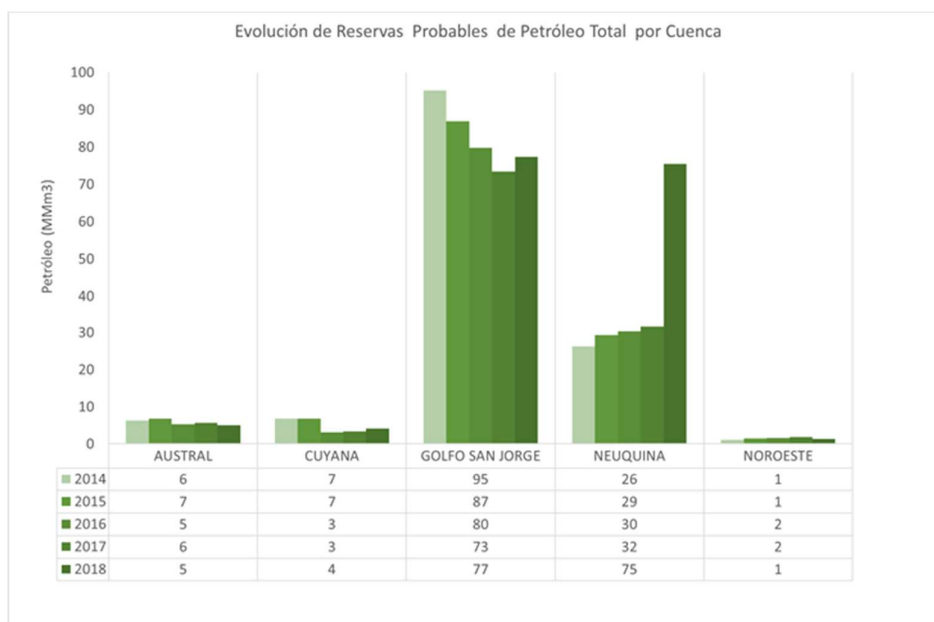


Gráfico 17 – Evolución de reservas probables de petróleo por cuenca

En este caso, se observa una evolución similar al caso de las reservas comprobadas. El mayor incremento se da en el caso de la cuenca Neuquina, con un aumento del 139% respecto del año anterior, seguida por la cuenca del Golfo San Jorge, con un incremento del 5%. El notorio incremento en la cuenca Neuquina se explica por el desarrollo de proyectos piloto en yacimientos no convencionales, cuyos resultados técnicos han permitido comenzar a incorporar nuevas reservas relacionadas con el desarrollo de dichos campos, y de esta forma se ha logrado revertir la tendencia descendente que presentaba la cuenca hasta el último año.

Para el caso de la cuenca Neuquina, las concesiones de Loma Campana y La Amarga Chica contribuyen con un 20% del total de las reservas probables. Para la cuenca del Golfo San Jorge, la concesión Anticlinal Grande – Cerro Dragón contribuye con el 63% de las reservas probables.

Reporte anual de Reservas - 2018

En el gráfico 18 se observa la evolución de las reservas posibles de petróleo por cuenca para el período 2014-2018:

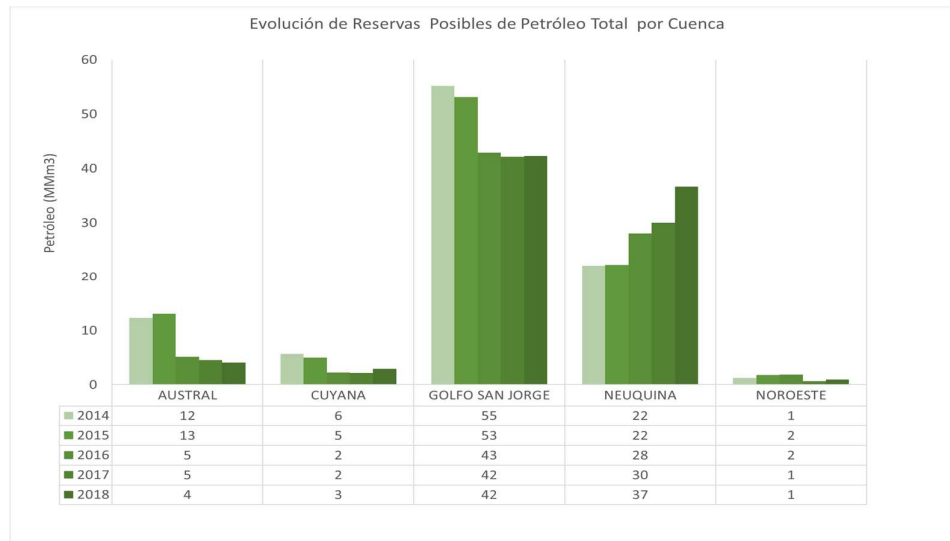


Gráfico 18 – Evolución de reservas posibles de petróleo por cuenca

En este caso, continúa la tendencia incremental para el caso de la cuenca Neuquina, mientras que para el resto de las cuencas el valor de las reservas posibles se mantiene relativamente constante o con ligeros incrementos. El incremento en la cuenca neuquina se debe a la incorporación de nuevos proyectos en yacimientos no convencionales.

## Gas Natural

Las reservas comprobadas de gas se incrementaron durante 2018 en 2 de las 5 cuencas productoras del país (Golfo San Jorge y Neuquina).

En el gráfico 19 se observa la distribución de las reservas comprobadas de gas por cuenca:

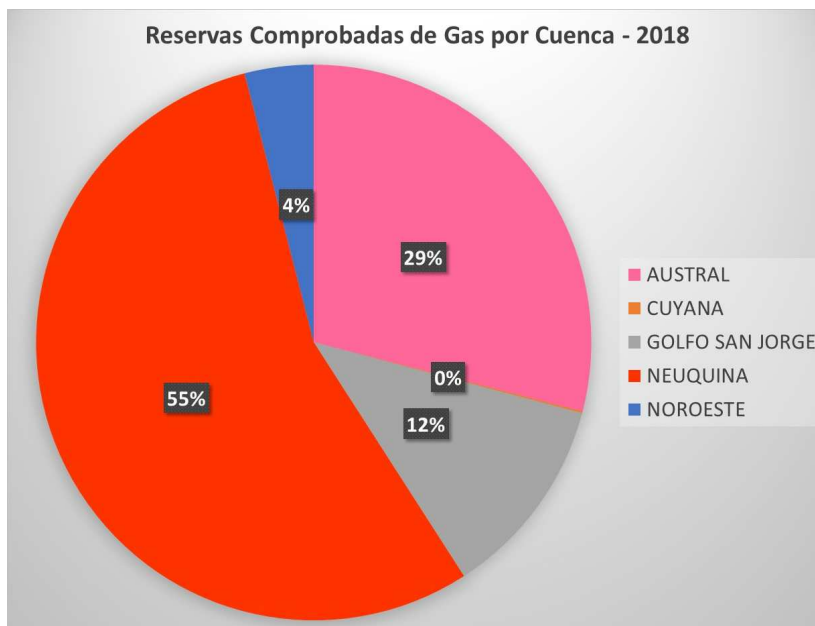


Gráfico 19 – Distribución de reservas comprobadas de gas por cuenca

La cuenca Neuquina es la que cuenta con mayores reservas con el 55% del total. Le sigue la cuenca Austral con el 29% del total, principalmente proveniente del desarrollo de campos gasíferos costa afuera. En el año 2017, ambas cuencas contenían el 83% de las reservas comprobadas de gas.

## Reporte anual de Reservas - 2018

En el gráfico 20 se observa la evolución de las reservas comprobadas de gas por cuenca para el período 2014-2018:

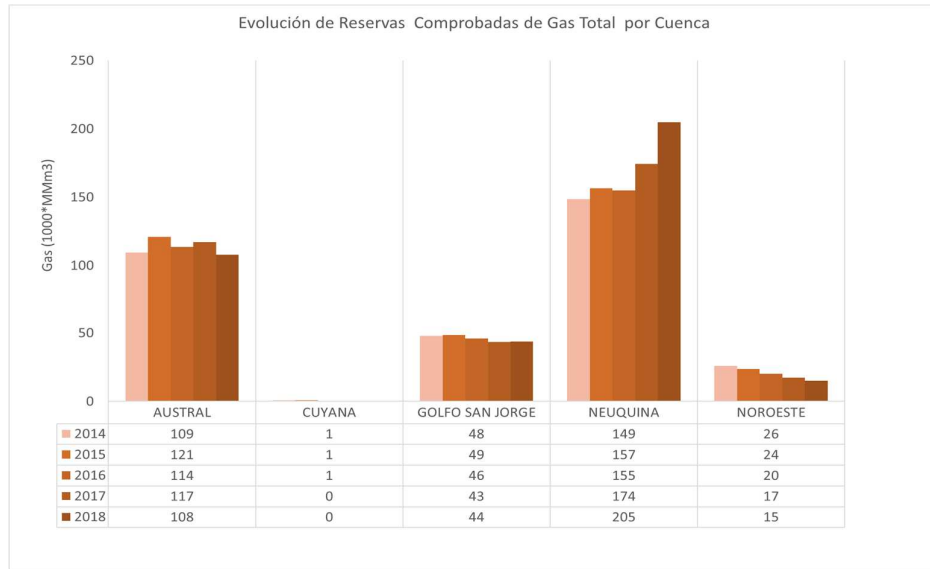


Gráfico 20 – Evolución de reservas comprobadas de gas por cuenca

Las reservas comprobadas de gas en la cuenca Neuquina, se incrementaron un 17% respecto del último año. En la cuenca Golfo San Jorge el aumento fue del 1%. En todas las otras cuencas se observa una ligera tendencia a la baja. Esto se debe a que la mayoría de la actividad de perforación a objetivos de gas se concentró en el área de la Provincia de Neuquén.

En el caso de la cuenca Neuquina, las reservas comprobadas de gas provienen en un 20% de la concesión de Fortín de Piedra y en un 12% de la concesión de Aguada Pichana Este. En el caso de la cuenca Austral, el 67% de las reservas totales provienen de la concesión Cuenca Marina Austral 1.

Reporte anual de Reservas - 2018

En el gráfico 21 se observa la evolución de las reservas probables de gas por cuenca para el período 2014-2018:

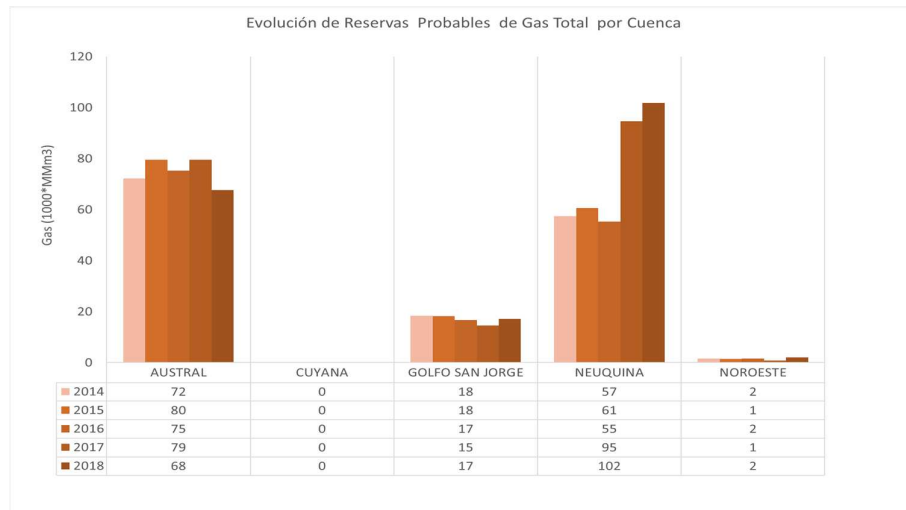


Gráfico 21 – Evolución de reservas probables de gas por cuenca

En este caso, la tendencia incremental continúa para la cuenca Neuquina con un aumento del 8% durante 2018, siendo las concesiones de Fortín de Piedra, Aguada Pichana Este y Río Neuquén las que contribuyen con un 54% de las reservas probables en yacimientos no convencionales. En el caso de estas reservas, para la cuenca del Golfo San Jorge se observa un ligero incremento en el último año.

En el gráfico 22 se observa la evolución de las reservas posibles de gas por cuenca para el período 2014-2018:

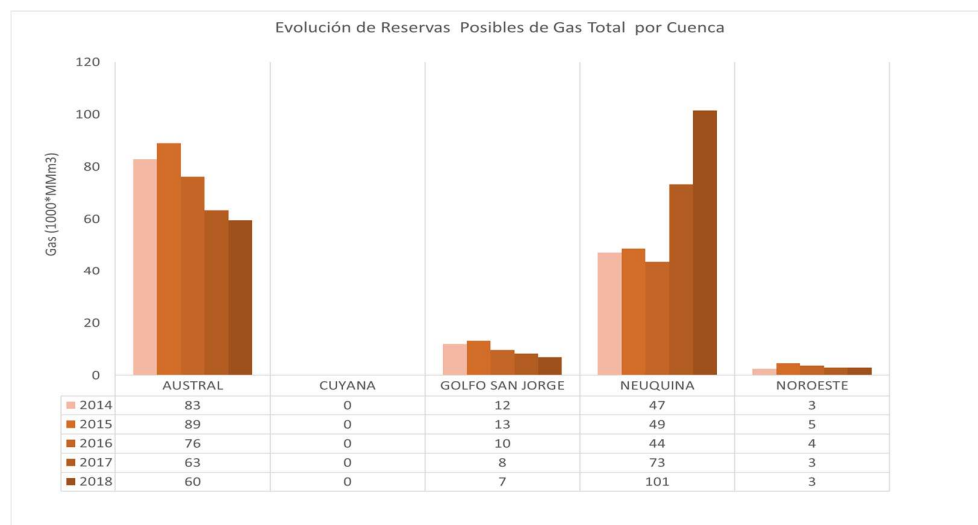


Gráfico 22 – Evolución de reservas posibles de gas por cuenca



En este último caso, la tendencia incremental continúa para la cuenca Neuquina, con un aumento del 38% durante 2018, mientras que en las otras cuencas continúa su descenso en relación a los años anteriores. Este incremental se debe principalmente a la explotación de yacimientos no convencionales.

En el caso de la cuenca Cuyana, el gas proviene principalmente de su asociación con la producción de petróleo y las reservas no comprobadas de gas son casi nulas, por ello no se presenta la evolución del gráfico de barras.

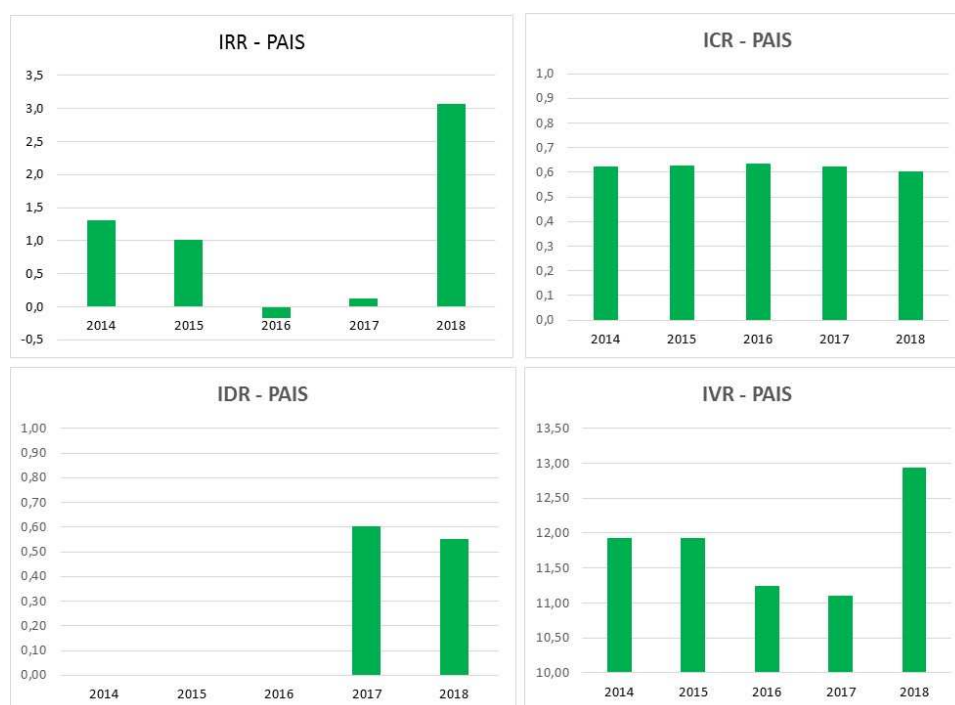
Entre las reservas no comprobadas (probables + posibles), se observa que la cuenca Neuquina concentra el 57% del total país de las mismas, mientras que la cuenca Austral aporta en un 35% a las reservas no comprobadas totales.

## Análisis de indicadores de reservas

### Petróleo

A nivel país, durante 2018, el hecho más relevante en lo que respecta a gestión de reservas lo constituye el incremento en las reservas de petróleo, que revierte una tendencia negativa de los últimos años, y que por primera vez presenta un IRR de 3. Esto se debe al incremento de las reservas comprobadas que fueron del doble del petróleo producido durante 2018.

En el grupo de gráficos 23 se muestran los principales indicadores de reservas a nivel país:



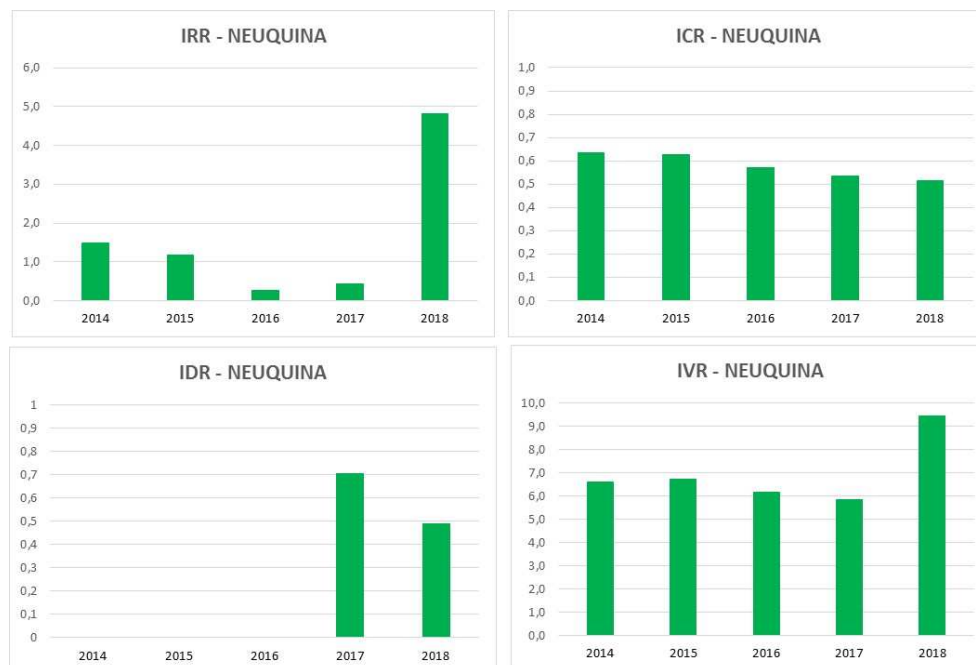
Gráficos 23 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo a nivel país

El incremento a nivel país en el IRR, se explica principalmente por el incremento en las reservas comprobadas de la cuenca Neuquina. El ICR presenta una tendencia ligeramente declinante desde 2016 y continúa en el orden del 0,5, lo que indica que los proyectos de desarrollo se están agotando y no se están implementando proyectos nuevos para desarrollar las reservas no desarrolladas de petróleo.

El incremento en las reservas comprobadas durante 2018, dada su magnitud, también genera un incremento en IVR que alcanza los 13 años, valor más elevado dentro del período analizado.

El gráfico de IDR no presenta valores durante los primeros años ya que no se informaba de manera discriminada las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas en el sistema SESCO.

En el grupo de gráficos 24 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Neuquina:



Gráficos 24 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Neuquina

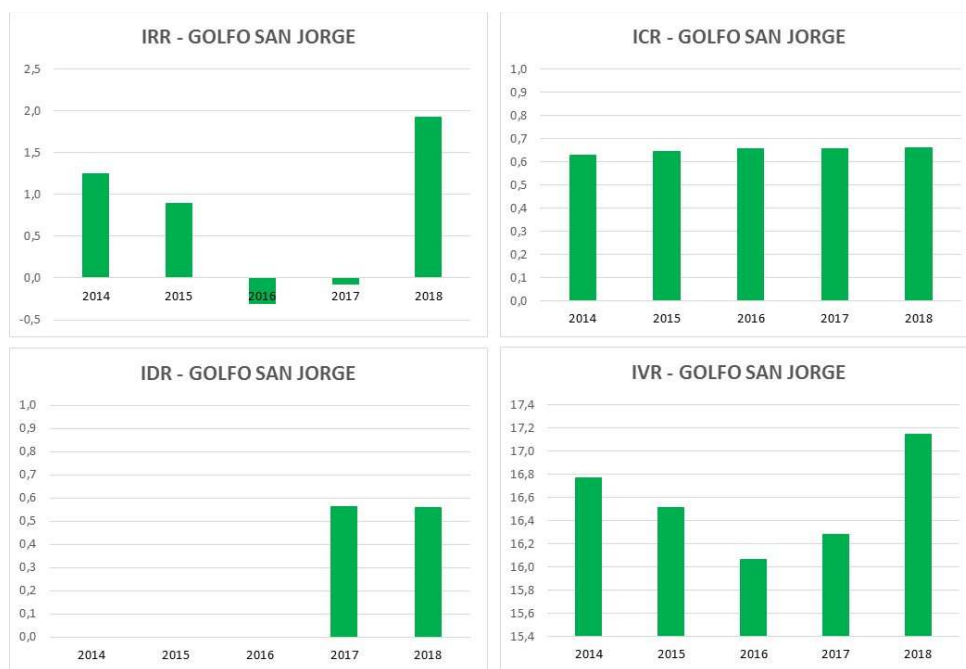
En la cuenca Neuquina, el factor saliente es el incremento notable en el IRR, que pasa de 0,4 a 4,8 entre 2017 y 2018, debido a la incorporación a reservas comprobadas de varios proyectos a desarrollarse en reservorios no convencionales. El ICR mantiene su tendencia descendente desde 2014 y actualmente se encuentra en el orden del 0,5, lo que indica que los proyectos de desarrollo se están agotando y no se están implementando proyectos nuevos para desarrollar las reservas no desarrolladas de petróleo.

El incremento en las reservas comprobadas durante 2018, dada su magnitud, también genera un incremento en IVR que alcanza los 9,5 años, valor más elevado dentro del período analizado, y notoriamente superior al valor de 5,9 correspondiente al 2017.

El gráfico de IDR no presenta valores durante los primeros años ya que no se informaba de manera discriminada las reservas comprobadas desarrolladas y no desarrolladas en el sistema SESCO. Su disminución de 0,7 a 0,5 en el último año indica que se están incorporando nuevas reservas para desarrollar.

## Reporte anual de Reservas - 2018

En el grupo de gráficos 25 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Golfo San Jorge:



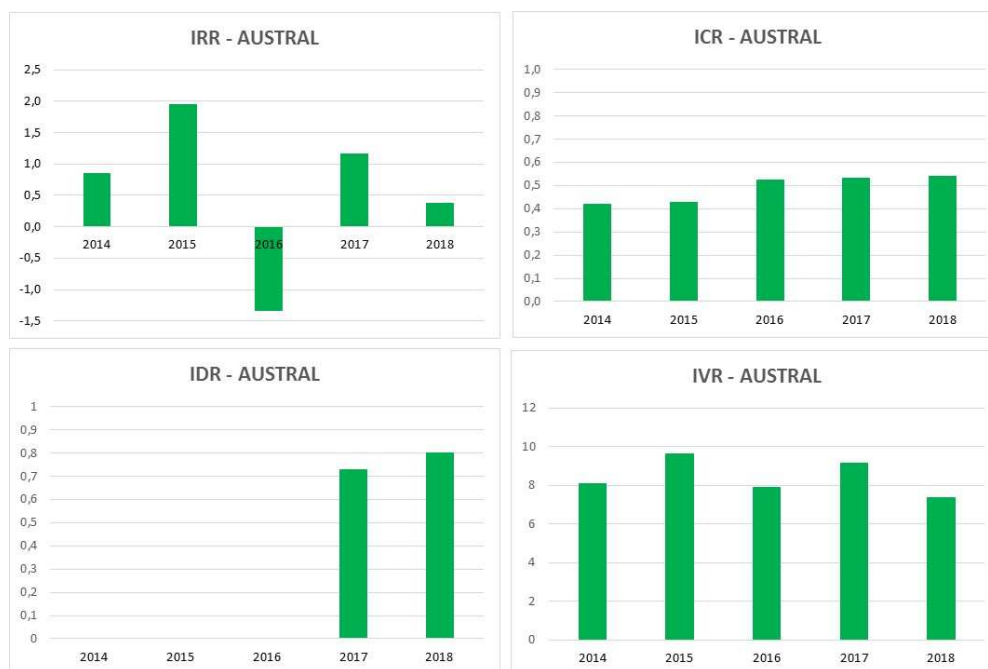
Gráficos 25 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Golfo San Jorge

En la cuenca del Golfo San Jorge el IRR alcanza casi un valor de 2 para el petróleo, revirtiendo la tendencia declinante del período 2014-2016 y los valores negativos de 2016 y 2017. Esto se debe a nuevos descubrimientos en la cuenca que se incorporan a reservas.

El ICR se mantiene ligeramente arriba de 0,6 manteniendo ese nivel constante durante el período analizado.

También se observa un incremento en el IVR que pasa de 16 a 17 años y que comienza a incrementarse a partir de 2016, cuando se revierte la tendencia descendente que se observaba hasta entonces. Este valor bastante superior al promedio del país indica que la cuenca podría encontrarse sub-explotada y con oportunidades para incrementar el nivel de actividad, lo cual es entendible, considerando que los recursos se dirigieron principalmente al desarrollo de los yacimientos no convencionales.

En el grupo de gráficos 26 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Austral:



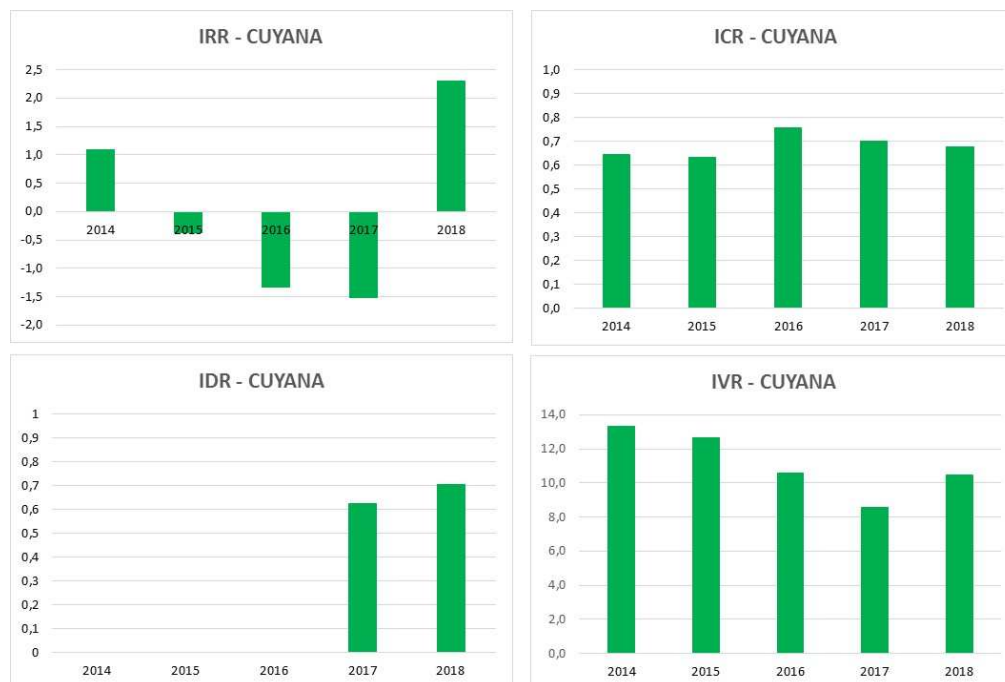
Gráficos 26 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Austral

En la cuenca Austral, el IRR en el año 2018 es menor a 0,5. Desde su pico en 2015, este indicador ha decrecido, siendo negativo en 2016. Esto está indicando que la producción es mayor a la reposición de las reservas, por lo que se necesita incorporar nuevos proyectos para revertir la situación.

El ICR se mantiene constante, y en el orden de 0,5 durante los 3 últimos años, y el IDR experimenta un aumento en 2018, con un valor de 0,8, lo que indica que no se estarían desarrollando nuevas reservas y que la producción proviene principalmente de reservas ya desarrolladas.

El IVR registra un descenso respecto de 2017, lo que indica que no se han incorporado suficientes reservas en relación con la producción de la cuenca, que registró un aumento durante 2018.

En el grupo de gráficos 27 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Cuyana:



Gráficos 27 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Cuyana

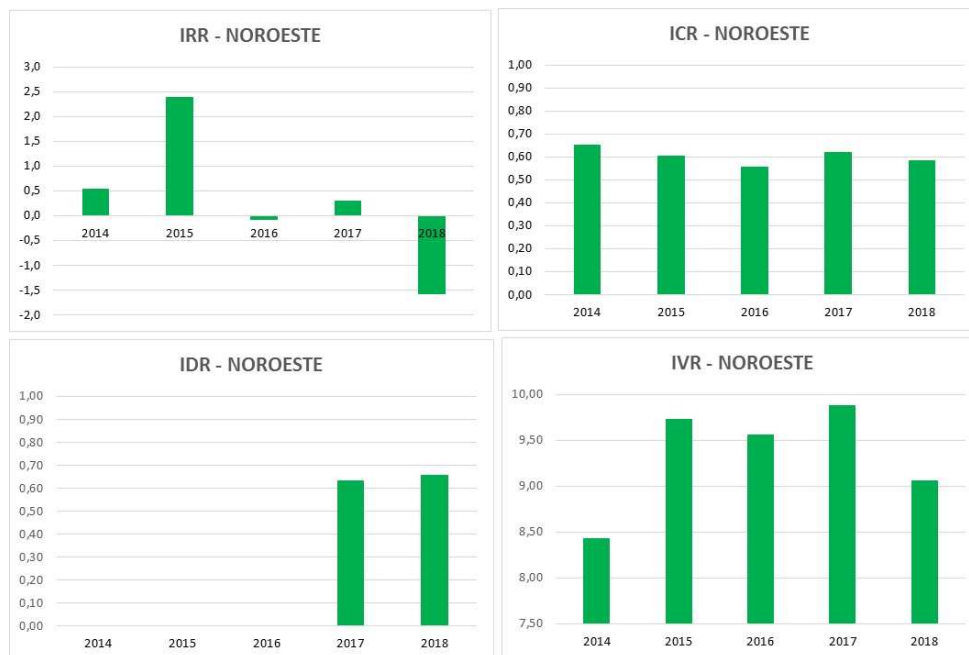
En la cuenca Cuyana el IRR es mayor a 2 para el 2018, lo que permitió revertir la tendencia decreciente que se observaba desde 2014, y con valores negativos desde 2015. Las reservas comprobadas desarrolladas incorporadas en el año 2018 crecieron. Esto es un indicador de que se implementaron proyectos nuevos.

El ICR disminuye ligeramente y se mantiene casi en 0,7, indicando un alto componente de reservas comprobadas respecto de las reservas totales. El IDR superior a 0,7, y en ascenso indica también que la producción está originándose principalmente en reservas ya desarrolladas. Deberían incorporarse nuevos proyectos de mayor incertidumbre con el objetivo de asegurar las reservas comprobadas futuras, como podría ser el caso de proyectos de recuperación terciaria (polímeros, inyección de vapor).

El IVR por su parte supera los 10 años y registra un cambio en la tendencia descendente que se observaba desde el año 2014 y que evidencia un aumento en las reservas comprobadas.

## Reporte anual de Reservas - 2018

En el grupo de gráficos 28 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Noroeste:



Gráficos 28 – Evolución de indicadores de reservas de petróleo para la cuenca Noroeste

En la cuenca del Noroeste el IRR se torna negativo en 2018, lo que implica que las reservas se están consumiendo y no se incorporan nuevos proyectos. Vale remarcar que la variación de estos indicadores es muy sensible a cambios en los volúmenes ya que esta cuenca promedia una producción de petróleo diaria inferior a 1,000 m<sup>3</sup>/día.

El ICR muestra una evolución casi constante y está en el orden del 0,6.

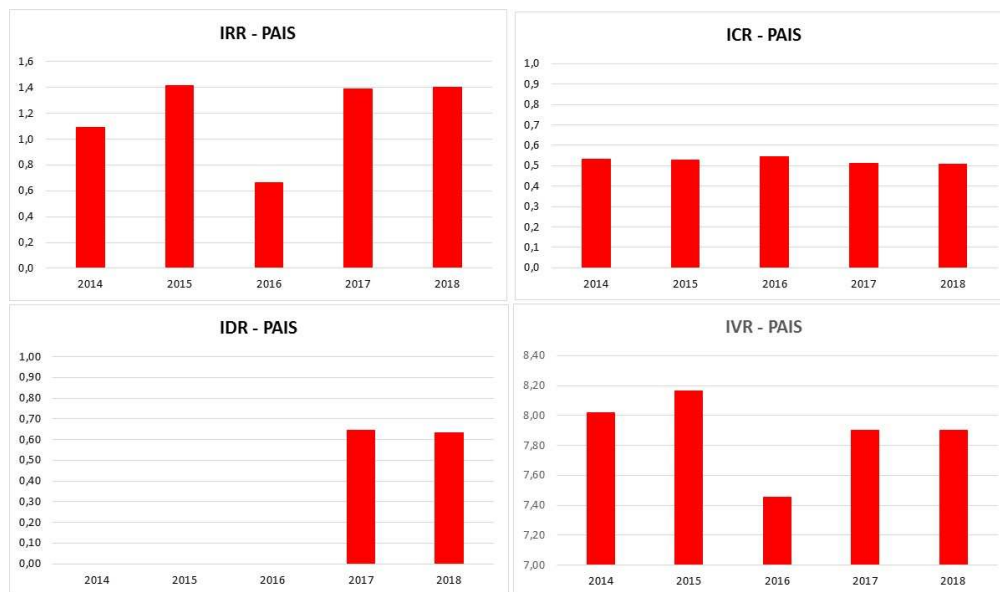
El IDR se mantiene igual al año 2017 en un valor de 0,6.

Finalmente, se puede observar una ligera disminución en el IVR que disminuye de 9,9 a 9,1 años.

## Gas Natural

A nivel país, durante 2018, los principales indicadores de gestión de reservas se mantuvieron en un nivel relativamente constante, confirmando la reversión de la tendencia que se había observado en 2017.

En el grupo de gráficos 29 se muestran los principales indicadores de reservas a nivel país:



Gráficos 29 – Evolución de indicadores de reservas de gas a nivel país

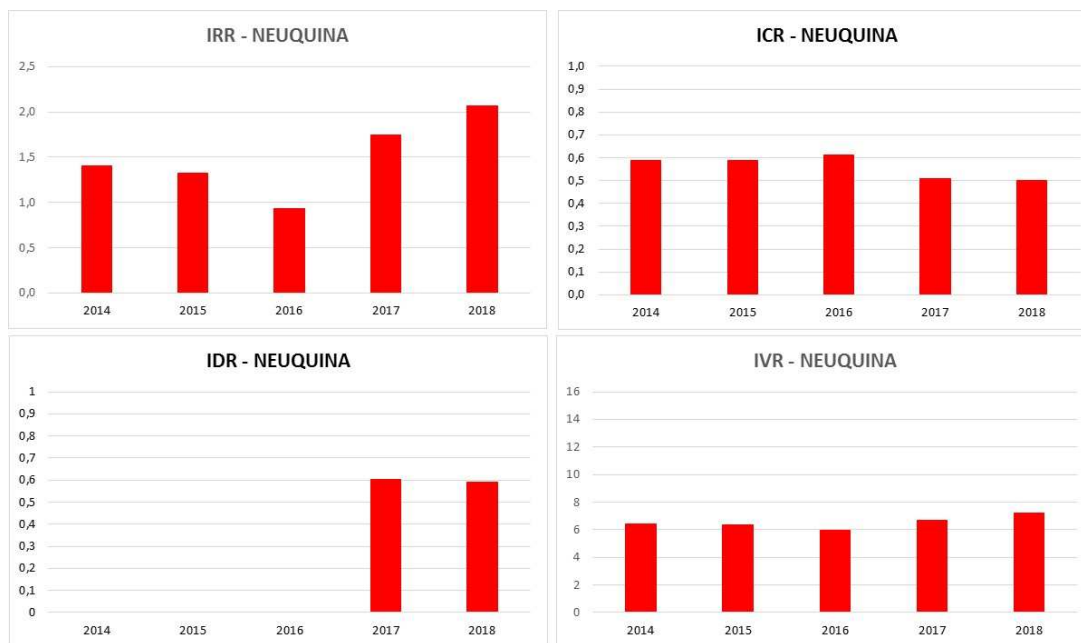
El IRR se mantuvo en un nivel de 1,4, al igual que durante 2017. Esto se debe al incremento de las reservas comprobadas, principalmente por el desarrollo del gas de yacimientos no convencionales, que acompañó el aumento que se pudo observar en la producción durante 2018.

El ICR continúa en el orden de 0,5 al igual que los años anteriores, y el IVR continúa en el orden de los 8 años, con una variación insignificante respecto de 2017.

El IDR sigue evidenciando una mayor proporción de reservas desarrolladas por sobre las no desarrolladas en cuanto a reservas comprobadas, con una ligera disminución del índice durante 2018.



En el grupo de gráficos 30 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Neuquina:



Gráficos 30 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Neuquina

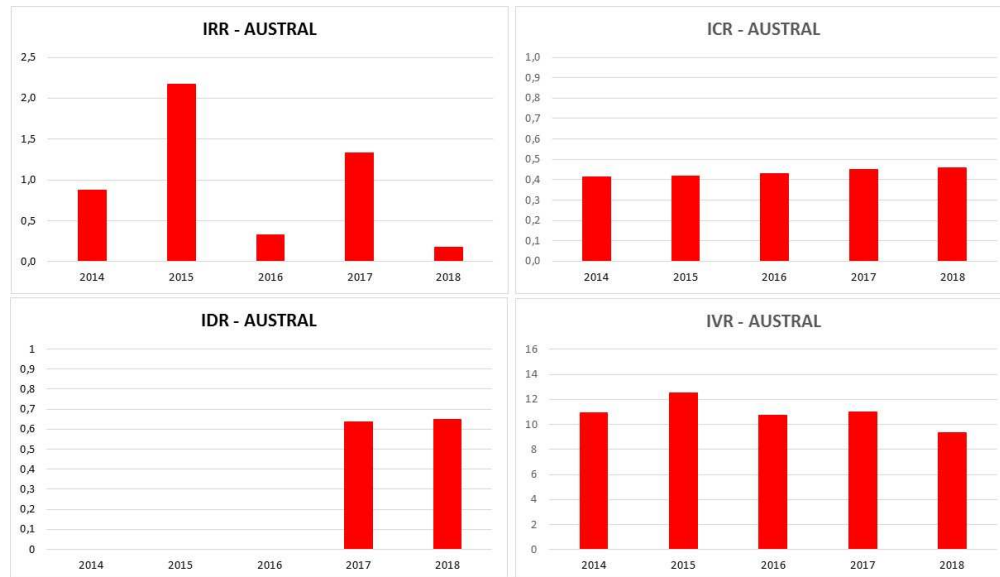
En la cuenca Neuquina y a partir del crecimiento de la actividad no convencional, continúa la tendencia creciente en el IRR que supera el valor de 2, y que desde 2016 revierte la tendencia decreciente que experimentaba la cuenca.

Este hecho también explica la tendencia descendente del ICR, ya que, a partir del desarrollo de los proyectos piloto, se empiezan a generar una cantidad de reservas probables y posibles que superan en proporción a las reservas comprobadas.

A partir del IDR se puede observar que el 60% de las reservas comprobadas son desarrolladas, valor que se mantiene con respecto a la proporción de 2017.

El IVR también se incrementa en el último año, manteniendo la tendencia que desde 2016 lleva el valor de 6 años a un nivel superior a los 7 años en 2018.

En el grupo de gráficos 31 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Austral:



Gráficos 31 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Austral

En la Cuenca Austral, el IRR en el 2018 experimenta una marcada disminución, retornando a los niveles que mostraba en el año 2016. La tendencia en los últimos años es variable pero claramente decreciente desde el pico de 2015. Esto estaría indicando la depleción de los yacimientos con la consecuente disminución de las reservas, lo que requiere incorporar nuevos proyectos para revertir la situación. En 2018 se produjo la mayor cantidad de gas de esta cuenca desde 2013 y las reservas comprobadas disminuyeron en 2018, respecto del año anterior, lo que explica la caída tan abrupta de este índice.

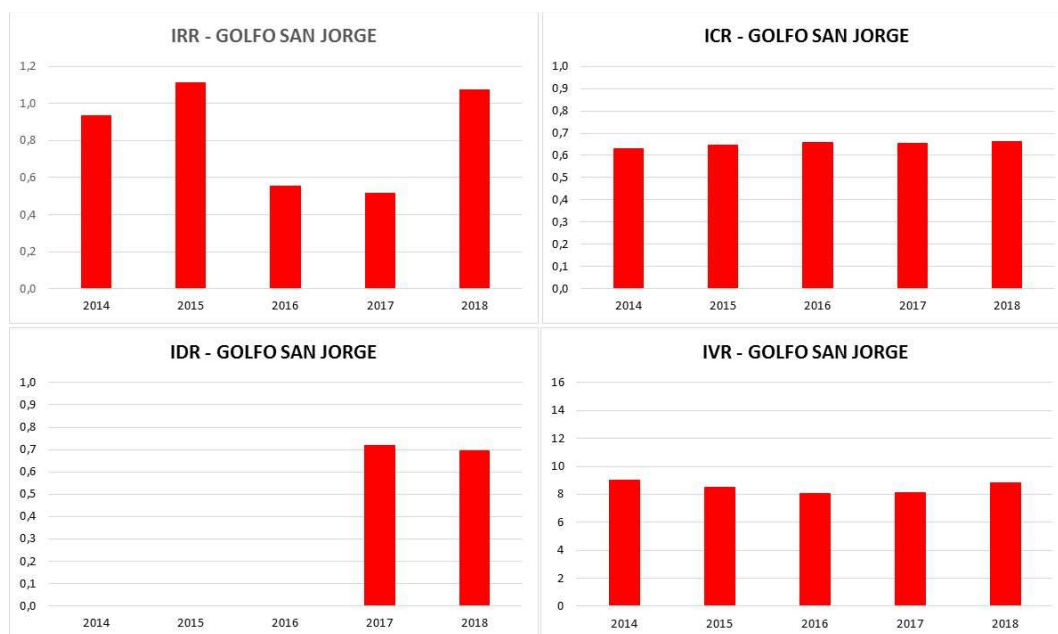
El ICR continúa la tendencia ligeramente creciente, pero sin alcanzar aún el valor de 0,5. Esto indica que continúan predominando las reservas no comprobadas como proporción del total de las reservas.

A partir del valor del IDR, se puede observar que las reservas desarrolladas representan casi 2/3 de las reservas comprobadas totales.

En cuanto al IVR, y a partir de lo previamente explicado (caída de reservas y aumento de producción) se pasa de un valor de 11 años en 2017 a un valor superior a 9 años en 2018. Esto indica, nuevamente, que el nivel de generación de nuevas reservas no es suficiente y se debe incrementar la actividad en la cuenca.

## Reporte anual de Reservas - 2018

En el grupo de gráficos 32 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Golfo San Jorge:



Gráficos 32 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Golfo San Jorge

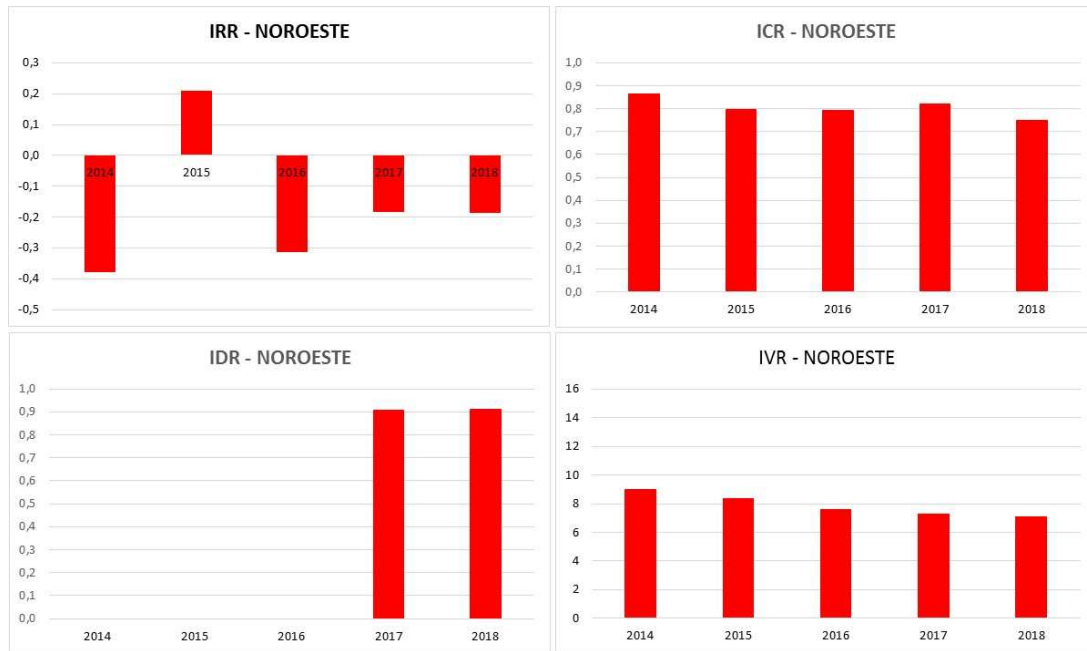
En la cuenca del Golfo San Jorge el IRR alcanza un valor de 1,1 para el gas, revirtiendo la tendencia declinante de los últimos 3 años. El valor mayor a 1 se genera a partir de la incorporación de nuevas reservas en algunos proyectos, y en mayor proporción a la producción durante 2018.

El ICR se mantiene constante, al igual que durante todo el período de análisis.

El IDR se encuentra en el orden de 0,7, ligeramente menor al valor de 2017, debido al incremento en las reservas comprobadas no desarrolladas.

Por último, se observa un leve incremento en el IVR que pasa de 8 a 9 años entre 2017 y 2018.

En el grupo de gráficos 33 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Noroeste:



Gráficos 33 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Noroeste

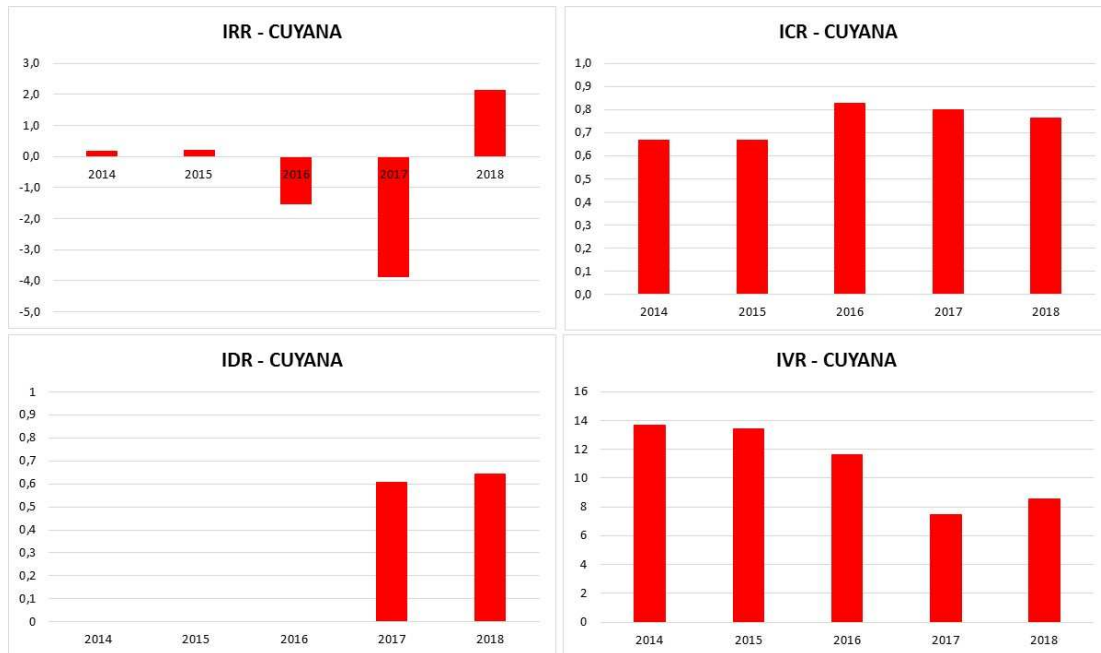
En la cuenca del Noroeste el IRR es negativo en 2018, al igual que en los dos años anteriores, lo que implica que las reservas se están consumiendo y no se incorporan nuevos proyectos.

El ICR muestra una ligera baja, pero se mantiene aún en el valor de 0,75 lo que implica que no se estarían desarrollando suficientes reservas no comprobadas para asegurar la reposición futura.

Este efecto también se observa en el valor elevado del IDR, que permanece en 0,9 indicando que la mayoría de las reservas proviene de reservas desarrolladas y no se están gestando nuevas reservas que permitan la reposición de las mismas.

El IVR continúa su tendencia descendente, ante la falta de generación de nuevas reservas pasando de 9 a 7 años en el período analizado.

En el grupo de gráficos 34 se muestran los principales indicadores de reservas para la cuenca Cuyana:



Gráficos 34 – Evolución de indicadores de reservas de gas para la cuenca Cuyana

En la cuenca Cuyana, es de importancia remarcar que las reservas de gas comprobadas representan únicamente el 0,1% de las reservas comprobadas de gas del país y pequeñas variaciones en un campo, ya sea en sus reservas como en su producción, afectan considerablemente los valores finales de los indicadores aquí propuestos.

El IRR es mayor a 2 para el 2018, lo que permitió revertir la tendencia decreciente que se observaba desde 2014. Las reservas comprobadas desarrolladas incorporadas en el año 2018 crecieron, luego de la baja significativa que se había producido en 2017.

El ICR presentó una ligera baja y continúa en el orden de 0,8 lo que implica que no se están generando nuevas reservas no comprobadas y el IDR sigue en el orden del 0,6.

Finalmente, el IVR presenta una ligera alza superando los 8 años y revirtiendo la tendencia decreciente que se observaba desde 2014.

## Listado de siglas y abreviaturas

FC: Fin de la Concesión

FVU: Fin de la vida útil del yacimiento

GNL: Gas Natural Licuado

ICR: Índice de comprobación de reservas

IDR: Índice de comprobación de reservas

IRR: Índice de reposición de reservas

IVR: Índice de vida de reserva

m3: metros cúbicos

Mm3: miles de metros cúbicos

MMm3: millones de metros cúbicos

BTU: British Thermal Unit

SE: Secretaria de Energía

SPE: Society of Petroleum Engineers

WPC: World Petroleum Council

P1: Reservas comprobadas

P2: Reservas probables

P3: Reservas posibles

3P: Reservas comprobadas + probables + posibles

2P: Reservas comprobadas + probables



Secretaría de Gobierno de Energía  
Ministerio de Hacienda  
Presidencia de la Nación