

a) **Título de la investigación**

IMPACTO DE LA COYUNTURA PETROLERA INTERNACIONAL EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE (CGSJ) – EN EL QUINQUENIO 2011 a 2015 Y PRIMER TRIMESTRE DE 2016

b) **Nombre/s del/os autor/es**

Observatorio de Economía de los Recursos Naturales de la Patagonia Sur – Cra. Silvy BUCCI – Mg. Alejandro JONES y Cr. César HERRERA

c) **Universidad a la que pertenece**

Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (U.N.P.S.J.B.) – Facultad de Ciencias Económicas (F.C.E.)

d) **Email de contacto**

observatorioeconomiarrn@gmail.com

e) **Modalidad Poster o Trabajo**

Trabajo

f) **Palabras clave (4 CUATRO)**

Petróleo, gas natural, Empleo C.G.S.J., precio internacional petróleo

g) **Fundamentación/ Hipótesis**

Hay cambios en el sistema energético mundial que se están explicitando en el último quinquenio especialmente dado por los altos precios internacionales que permitieron la expansión de la explotación de petróleo y gas no convencionales, fundamentalmente en Estados Unidos (EEUU) que se transformó en el primer extractor de petróleo y gas de esquisto del mundo lo que ha generado una modificación en las relaciones de poder a nivel mundial, con una OPEP que ha disminuido su incidencia relativa en la formación del precio internacional del petróleo, el cual ha experimentado una marcada baja hacia el último trimestre del año 2015 y en los primeros meses del año en curso, por razones fuertemente vinculadas al exceso de oferta y por cuestiones geopolíticas.

La determinación del precio del petróleo supera los análisis típicos de oferta y demanda Neoclásicos y debe ser analizado multidimensionalmente (JALIFE-RAHME, 2007), de esta manera se hará referencia a un precio: económico, financiero, especulativo, desinformativo y geopolítico.

El precio económico se refiere al clásico juego de la oferta y la demanda y queda muy claro en un entorno de estabilidad que repentinamente es puesto a prueba, como sucedió con el deliberado “crack del 86” cuando EE.UU. y Arabia Saudita provocaron un dumping de sus reservas estratégicas contra la URSS (que tuvo mucho que ver con su disolución tres años más tarde). Otro ejemplo fueron las turbulencias de la década de los setenta que llevaron el precio de US\$ 2 (1971) a US\$ 39 (1979: revolución jomeinista).

El precio financiero permite observar que no es lo mismo cotizar el *oro negro* en dólares devaluados que en euros revaluados, de allí la insistencia de algunos productores en exigir su cobro en petroeuros o yuanes en lugar de petrodólares.

El precio especulativo hace referencia a que la cotización del petróleo se realiza en las dos bolsas de valores a los dos lados del Atlántico, un verdadero duopolio: New York Mercantile Exchange (NYMEX) e International Petroleum Exchange (IEP) de Londres donde poseen acciones de propiedad tanto la banca anglosajona como las petroleras transnacionales, lo cual ha creado un genuino binomio energético-bancario que promueve la venta mediante los hedge funds (fondos de cobertura de riesgo). Rusia e Irán desean romper el duopolio bursátil anglosajón mediante la creación de nuevas bolsas en sus países.

El precio del petróleo, como el de los demás commodities (Oro, plata, cobre, soja, maíz, etc.) han sido objeto de la preferencia del capital financiero internacional luego de la explosión de la burbuja inmobiliaria en EEUU y que extendió su impacto a la economía mundial.

El precio desinformativo es producto de que todo el mundo miente e inventa el monto de sus reservas, tanto estados como transnacionales privadas. De allí la necesidad de crear una “auditoría global de las reservas”.

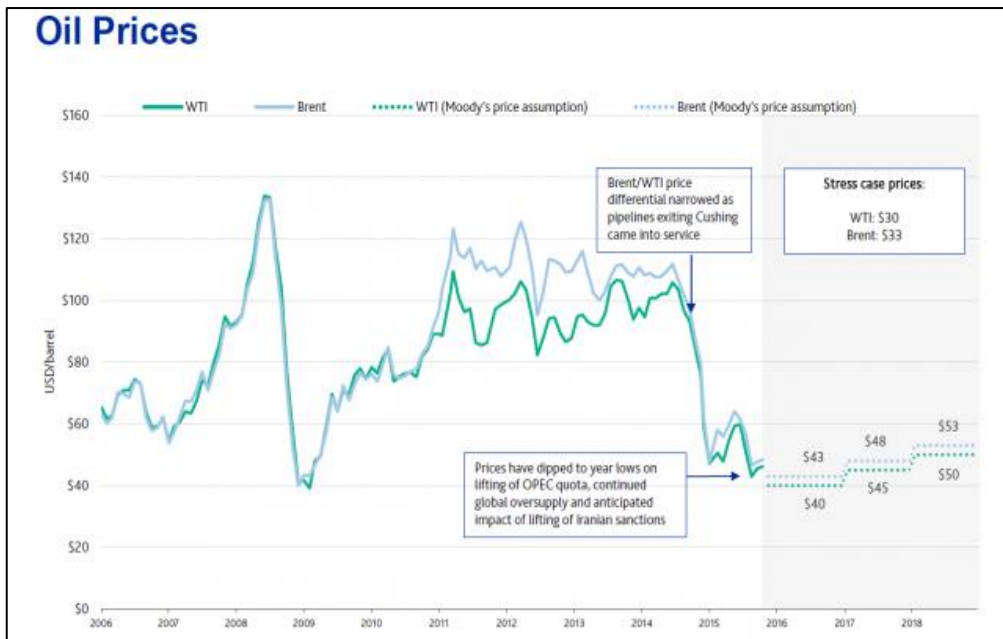
En nuestro país la Resolución Nro. 324/2006 de la entonces Secretaría de Energía de la Nación, en función de la transferencia de información realizada a las Jurisdicciones Provinciales, en cumplimiento de lo establecido en el artículo Nro. 124 de Constitución Nacional y la denominada Ley Corta, define en nuestro país la clasificación de reservas y recursos, de

las reservas comprobadas (Desarrolladas y no desarrolladas) y no comprobadas (Probables y posibles) y el régimen de presentación de las Concesionarias de Yacimientos y de organismos encargados de las auditorías. También subsisten las mismas dudas que en contexto mundial.

Y finalmente el precio geopolítico que muestra a las claras que el mundo del petróleo cambió radicalmente a partir de los atentados del 11 de septiembre. Las “guerras geoenergéticas” se escenifican primordialmente en la región donde existen las mayores reservas planetarias: el triángulo del Golfo Pérsico.

Para sostener que los precios son establecidos a voluntad por el gobierno de EEUU, habría que suponer que este último maneja las interacciones complejas en el mercado mundial, a pesar de que tiene solo el 10 u 11% de la extracción mundial y debiera tener incidencia sobre los consumidores y ramas de actividad o industrias enteras. En un juego de carteles y grandes países productores, estos tienen su propia estrategia.

Partiendo entonces de que hay una determinación multicausal del precio del petróleo, no se puede desconocer que es un indicador trascendente para determinar el nivel de actividad y más en el marco de una disminución mundial de la inversión real en un mundo con débil crecimiento del PIB, estimación de leve crecimiento de los precios futuros y una tasa en años (7 o más) de recupero de la inversión.



La estimación de precios con crecimiento leves en los próximos años genera desinversión en el sector y asimismo el inicio de un período de “recuperación de tasa de

rendimiento del capital”, propia de las crisis intrínsecas del sistema capitalista (Rapoport y Brenta, 2010).

El ciclo económico capitalista tiene incorporado endógenamente fundamentalmente en los períodos de contracción/recesión/depresión la recuperación de la rentabilidad empresarial, mejoras en la productividad y ante la inestabilidad del sector planteamientos de disminución de horas de trabajo, remuneraciones y puestos de trabajo.

El precio internacional del petróleo es una de las principales variables de referencia en la determinación de la rentabilidad empresarial y tiene su correlato en el nivel de inversión (Perforación y en recuperación secundaria) que determina el nivel de actividad y de empleo en la principal actividad de la C.G.S.J.

Asimismo el estado de situación de la economía Argentina y la inestabilidad de sus principales variables (Tasa de interés y tipo de cambio) impacta internamente en las empresas (Costos) y en los ingresos de Estados Provinciales y Municipales vía regalías.

Según Monaldi (2010), el análisis de la economía política del sector hidrocarburos debe tomar en cuenta la interacción entre factores como: 1) las características propias del sector, que lo diferencian de otras industrias, 2) la dotación de recursos en cada país, es decir, el potencial geológico, las reservas y si es importador o exportador neto de hidrocarburos; 3) las características del marco institucional y contractual, incluyendo el sistema impositivo; y 4) factores económicos tales como etapa del ciclo de inversión en que se encuentra el país, cambio tecnológico, importancia de las regalías por parte del fisco y el ciclo de precios.

h) **Objetivos**

- Explicar el impacto del contexto internacional y nacional en la extracción de hidrocarburos en la CGSJ
- Describir y relacionar las principales variables explicativas en magnitudes físicas como monetarias
- Analizar la evolución de la extracción en términos de incremento de capital financiero y natural, de empleo y estimación de costo del barril en la CGSJ.

i) **Metas**

- Relaciones entre el precio internacional y nacional del petróleo y del gas natural con las variables de inversión y empleo

- Utilización de agua potable y de formación para el sostenimiento de la actividad extractiva
- Magnitudes de la inversión en perforación, empleo y extracción
- Exponer la estructura de costos y aproximación a las magnitudes físicas de la cadena de valor

j) Metodología aplicada

Esta investigación es de carácter exploratoria/descriptiva y permite ir profundizando los informes anuales que hemos presentado en años anteriores. Se trabaja en base a información secundaria proveniente de Secretaría de Energía de la Nación, IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y del Gas), Censo Nacional Económico, Observatorio de Empleo y Dinámica Empresarial, series de datos de anuarios de BP y Agencia Internacional de Energía.

k) Desarrollo

En el trabajo se analiza la evolución de la extracción mundial por países y fundamentalmente la OPEC, EEUU y Rusia que determinan la oferta de petróleo crudo y su relación con las reservas mundiales y su distribución. Asimismo la evolución de la demanda mundial de EEUU y los BRICs, y fundamentalmente del precio internacional y la incidencia de la teoría de los 5 precios del petróleo (Económico, financiero, especulativo, geopolítico y desinformativo) en la conformación del precio actual y su evolución histórica. También se analiza el impacto de la oferta de shale oil y gas en EEUU en el incremento de la oferta mundial.

Para el caso del mercado petrolero nacional se presentan sus variables más relevantes y la incidencia en los últimos años del desarrollo de Vaca Muerta y el petróleo y gas no convencional en la Cuenca Neuquina.

El precio internacional del petróleo es la referencia más importante para las economías de Chubut y Santa Cruz, basadas en la renta de las actividades extractivas, se observa una alta correlación con el PBG provincial en el caso de Chubut y con el empleo.

La extracción de petróleo se encuentra estancada en la C.G.S.J. y se observa un incremento en el gas natural que responde a estímulos de precios internos (Cerca de U\$S 5 con respecto al precio internacional menor de 2 U\$S por millón de BTU) y se analiza la incidencia incremental de la recuperación secundaria (Introducción de agua de formación y potable en los Yacimiento en el orden de los 500 mil m³/día) y la incidencia de la inversión,

centrada fundamentalmente en los pozos perforados y obteniendo por diferencia lo apropiado a instalaciones para tratar el agua con petróleo.

A partir de información procedemos a estimar la estructura de costos de extracción, que nos permite observar la cadena de valor en la CGSJ y con el nivel de subsidios cruzados otorgados por el Gobierno Nacional y Provincial, que contribuyen al sostenimiento de la actividad y observamos el recupero de la rentabilidad empresarial vía aumento de la productividad (Disminución del empleo registrado) y un horizonte de introducción de tecnología en el mediano plazo.

Las regalías plantean efectos contrapuestos en el corto plazo, por disminución de precio en la exportación del crudo Escalante y el impacto de la devaluación en los ingresos no tributarios en las finanzas públicas provinciales y se analiza su incidencia, en el período considerado, en el presupuesto de ingresos públicos.

Hidrocarburos en el mundo

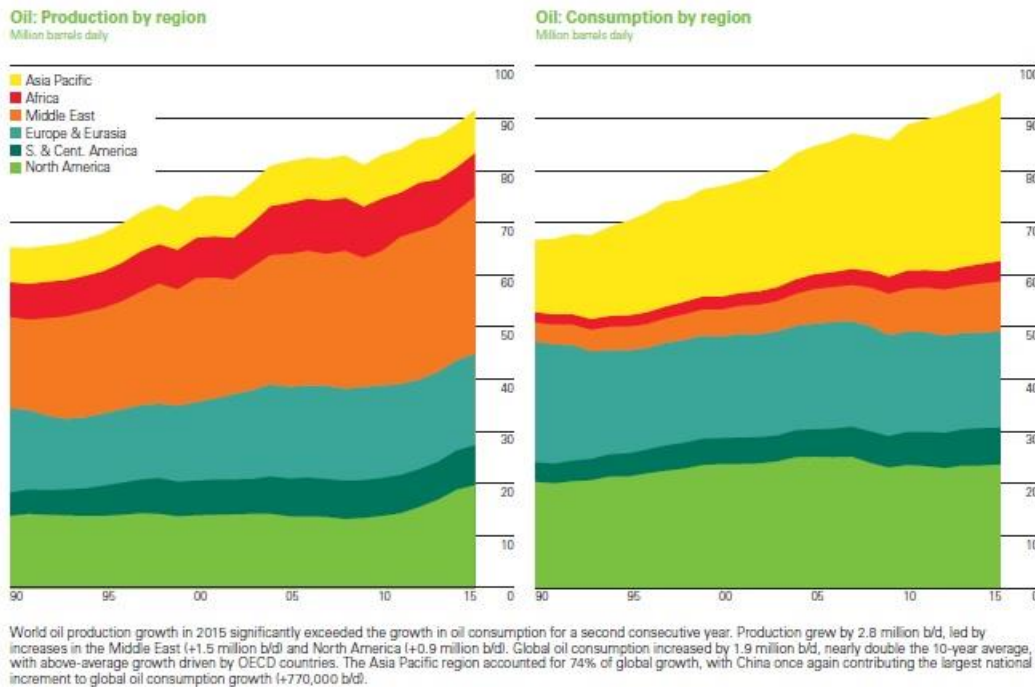
Los recursos fósiles se encuentran concentrados en un conjunto reducido de países mundiales que suministran la energía primaria en cada una de sus variantes (Petróleo, gas natural y carbón) con concentración en una docena de países del 70% de la extracción en hidrocarburos (Cuadro Nro. 1), de los cuales 6 pertenecen a la OPEP (Organización de países exportadores de petróleo), organización que incluye a 13 países y que es responsable de la extracción y venta del 41,4% del petróleo mundial e incluye : 4 africanos (Angola, Argelia, Libia y Nigeria), 2 Sudamericanos (Venezuela y Ecuador) y 6 de medio oriente (Arabia Saudita, Kuwait, Irán, Irak y Qatar, Emiratos Árabes Unidos) y 1 del sudeste asiático (Indonesia) y hay otros países que actúan como observadores de los encuentros: Rusia, México, Omán, Kazajistán, Sudán y Noruega.

La extracción para el año 2015 registra el impacto pleno de la extracción de petróleo no convencional (Shale oil) en EEUU (+8,5%), que desplaza del primer puesto a Arabia Saudita y ambos reportan el 13% individual, en el 3er puesto se encuentra La Federación Rusa con 12,4% y lejos de 4 países que participan en el orden del 4% individual (Irán, Irak, Emiratos Árabes Unidos y Canadá): 7 países reportan el 56% del total.

Asimismo las empresas asociadas a países también pueden resumirse en una veintena de empresas que cuentan con facturación, reservas y equipamiento superiores muchos países del mundo: British Petroleum (www.bp.com), Chevron Corporation (www.chevron.com), China National Petroleum (CNPC) (www.cnpc.com.cn), Conoco Phillips (www.conocophillips.com), ENI (AGIP) (www.eni.it), Exxon Mobil Corporation (www.exxon.mobil.com), Gazprom (www.gazprom.com), Royal Dutch Shell (www.shell.com), Saudi Aramco (www.saudiaramco.com), Total S.A. (www.total.com), Oxidental Petroleum Corporation (OXY) (www.oxy.com), Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS) (www2.petrobras.com.br), Repsol S.A. (www.repsol.com) y Petróleo de Venezuela S.A. (PDVSA) (www.pdvsa.com) entre las principales.

Con una complejidad de interacciones pudo EEUU imponerse a Arabia Saudita (13% de la producción mundial, y el principal exportador) y Rusia (12,4%) y pasó de extraer 7,55 millones de barriles diarios en 2010 a 11,7 millones en 2014 y 12,7 millones en 2015. En el marco de una “guerra de precios” Arabia Saudita ha aumentado su producción para ganar una cuota mayor de mercado y resiste la presión de los demás miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y si bien cuenta con reservas para soportar la baja de

precio, su presupuesto es altamente dependiente de los ingresos del petróleo. Una situación similar se registra con Rusia que aumentó su extracción en el año 2015 (Cuadro Nro. 1).



A partir del análisis de los datos de BP (<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>) encontramos una discrepancia con el análisis de la Agencia Internacional de Energía (www.iea.org), este último análisis plantea que la baja del precio se debe que la oferta supera a la demanda y está más en línea con artículos internacionales que estiman un stock flotante y una sobreproducción que empuja el precio hacia los valores actuales.

La demanda se ha reducido principalmente por la desaceleración de la economía china y la debilidad de Europa y Japón, y la fuerte caída de las economías de Brasil y Rusia que lleva entonces a que se intensifiquen las presiones competitivas por eso los grandes productores – países y empresas- están embarcados en una guerra de precios.

Concentrada la demanda en los países desarrollados y los de mayor población ¿Pudo EEUU ordenar a China (12,9% del consumo mundial) e India (4,5%) que moderaran su consumo? O ¿promover la baja de consumo de Rusia (-5,2%), Brasil (-4,2), Japón (-3,9%) o Canadá (-2,9%)?

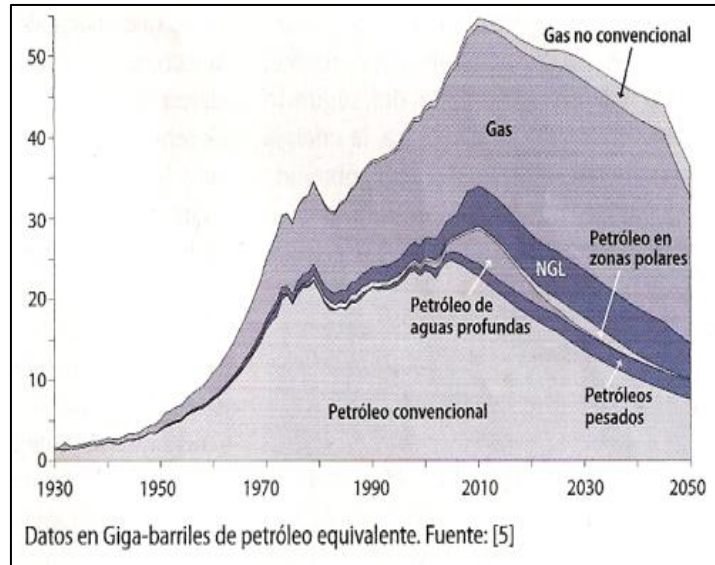
“La teoría marxista del valor puede explicar esta situación de manera relativamente sencilla: el capital solo existe a través de los muchos capitales, y la competencia es una verdadera guerra por mercados. Los gobiernos colaboran con “sus” capitales en estas guerras, incluyendo las empresas estatales de los países atrasados (que hoy son las que disponen de las mayores reservas de crudo). El capitalismo estatal no puede sustraerse de esta lógica que rige el mercado mundial”.

Es por ello que en las actuales condiciones mundiales prima el precio de mercado (Oferta y demanda) y en este mes pasado los precios del petróleo bajaron desde el máximo de 52 U\$/bl y se negocian dentro de un rango entre 40/50 U\$/bl, debido a la creciente incertidumbre de la economía global (El incremento de la demanda provino inesperadamente de la UE), de un dólar fuerte y con una mirada puesta en el descenso de la extracción e inventarios en EEUU.

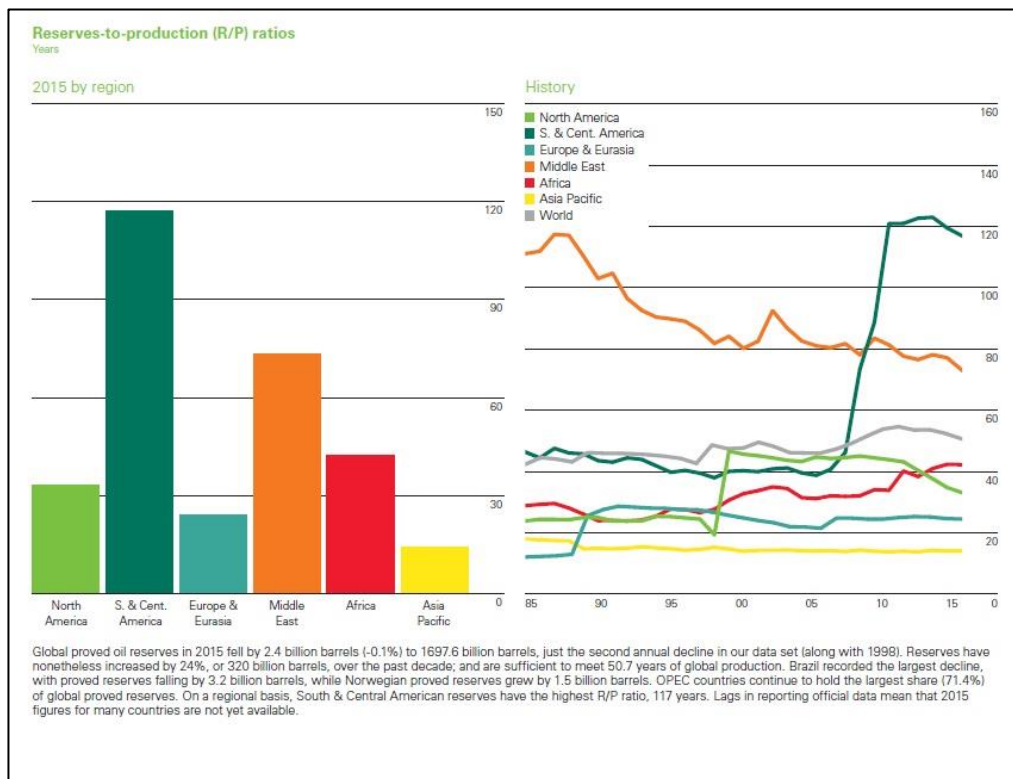
Reservas Mundiales – Ratio Reservas/ Extracción-Producción

El incremento de la explotación de petróleo crudo y fundamentalmente de gas natural de los últimos años en EEUU, debe ser analizado en el contexto más amplio del estadio de utilización de combustibles fósiles para sostener el nivel de vida de una parte de la humanidad. El peak oil convencional se produjo en ese país a mediados de 1970 junto con la explotación del petróleo y gas no convencional.

Las estimaciones sobre el pico de extracción del petróleo internacional estimadas para el quinquenio en estudio (2010-2015) marcan el inicio de un ciclo de disminución de la utilización del recurso no renovable y la necesidad de cumplimiento de los acuerdos para detener el cambio climático global (COP21 en París) y operar un cambio en la matriz energética mundial.



El ratio reservas/ producción (Extracción en nuestra concepción) nos define a Sud América (Crudos extra pesados Venezolanos y el off shore Brasileño) como el sector del mundo con mayores reservas y por ende, mas años de explotación aunque el petróleo sea no convencional que requiere de precios internacionales más altos que los 40/50 U\$S/BI actuales.



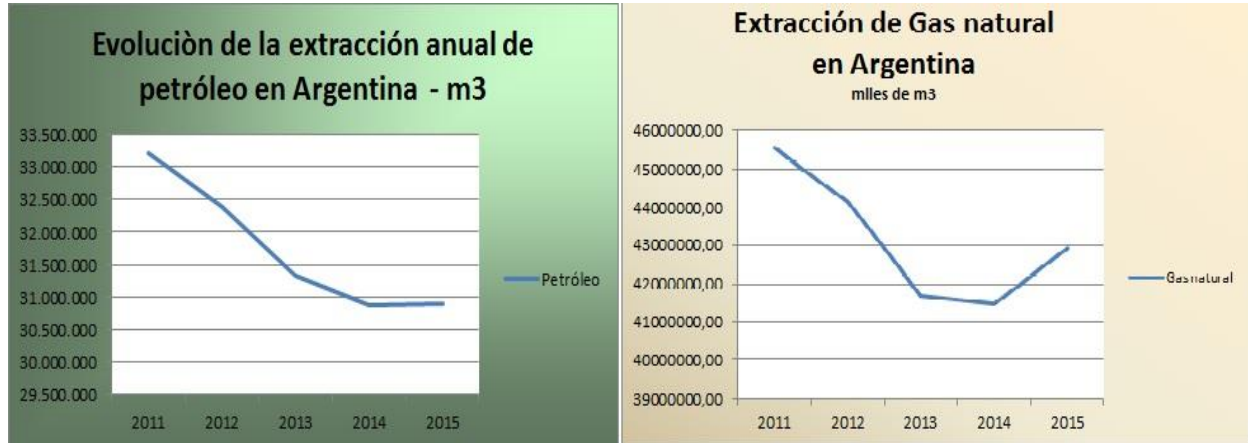
Petróleo y gas en Argentina

En nuestro país y en la Provincia del Chubut se realizaron un conjunto de transformaciones en el sector de hidrocarburos, las transformaciones estructurales de la década del 90 con la desnacionalización de YPF S.E., la apertura de la S.A. a los capitales nacionales y posterior venta a Repsol, el mercado y el precio como regulador de la actividad (Baja de precio en 1998/99 coincide con el máximo nivel de extracción petrolero), la posibilidad de liquidar divisas en el exterior y la disponibilidad para exportar los excedentes, la entrega del dominio a las Jurisdicciones Provinciales a partir de la Ley Corta, etc.

En el año 2012 se produjo la expropiación del 51% del paquete accionario de Repsol y en nuestra Provincia en Diciembre de ese año la Ley Provincial de Hidrocarburos, asimismo se modificó la vieja Ley de Hidrocarburos Nro. 17.319/67 y se promulgó la Ley Nro. 27.007/14 (<http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/235000-239999/237401/norma.htm>) y desde allí se desarrolla una política que denominamos “mixta”, con la posibilidad de regulación relativa del sector en sus fases de extracción, transporte , transformación y comercialización por parte de YPF S.A. y la consolidación de medidas provenientes de la etapa neoliberal: Se facilita la exportación de crudo y la libre disponibilidad de las divisas, se amplían los plazos de concesión, se concede un status especial a la concesión para explotación de hidrocarburos no convencionales, se limita el porcentual a pagar por regalías y otros gravámenes a la producción -independientemente de cuál sea la autoridad concedente- y se contemplan reducciones a las regalías en el caso de explotación con técnicas especiales (estimulación - ‘fracking’-, producción terciaria, petróleos extra pesados, offshore) ya que en su decreto reglamentario se estableció la creación de una Comisión Nacional para control de las inversiones.

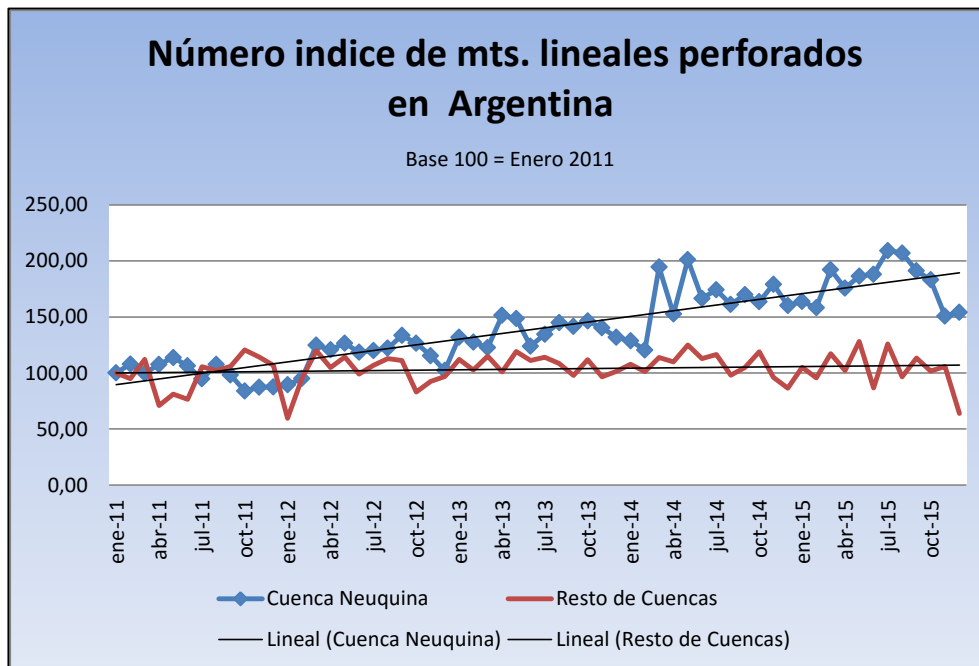
En ese marco se procedió a rubricar el acuerdo YPF-Chevron para la explotación de hidrocarburos no convencionales en áreas específicas de la zona denominada “Vaca Muerta” y se concentra la actividad de perforación en el desarrollo de la misma a partir del primer trimestre del año 2012

Se observa un cambio de tendencia con leves incrementos en la extracción de petróleo y gas natural, donde se completaron hasta el año 2104 16 años de descenso consecutivo en la extracción de petróleo y en gas natural 9 años consecutivos.



Fuente: Elaboración propia en base a datos del Sistema SESCO

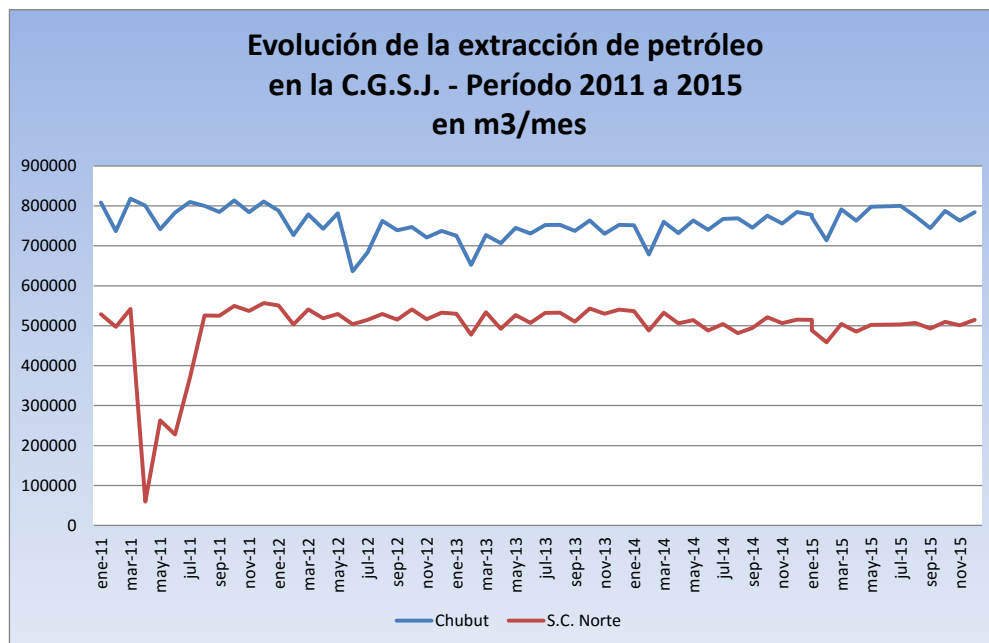
Otro aspecto a analizar es que el cambio de tendencia tiene que ver con el esfuerzo exploratorio y de explotación que se ha realizado en la Cuenca Neuquina, donde estuvo situado el eje de la inversión nacional. Tomando como base=100 el mes de enero de 2011, se puede observar la tendencia de la perforación de todos los tipos de pozos (Exploración, servicio, explotación y Avanzada). En el resto de las Cuencas (Incluye nuestra CGSJ) la tendencia es levemente creciente en el período analizado y en la Cuenca Neuquina se registra en Junio y Julio de 2015 el doble de metros lineales perforados respecto de la base.



La Cuenca del Golfo San Jorge

El nivel de extracción en la CGSJ se ha mantenido estable en el quinquenio siendo superior a los 15,25 millones de metros cúbicos/año, cifra que representa el 49,36% de la extracción anual de Argentina. La misma se ha incrementado levemente (+ 0,91%) respecto del año 2014, donde se extrajeron 15,11 millones de m³ / año.

La evolución en el quinquenio se ve influida en los años 2011 y 2012 por la conflictividad laboral y social previa a la expropiación del paquete accionario de YPF S.A. a Repsol, lo que repercute en la extracción de SCN (Abril 2011) y en menor medida en Chubut (Toma de Yacimiento de PAE en Junio de 2012) cuyos efectos determinaron un período de 2 años para llegar a niveles de extracción registrados en el año 2011. Desde 2013 en adelante la extracción registró una leve recomposición en Chubut (750.000 m³/mes) y se ha mantenido estable en SCN (500.000 m³/mes).



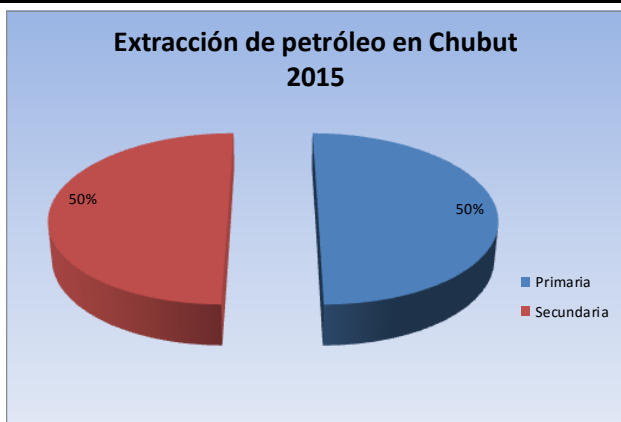
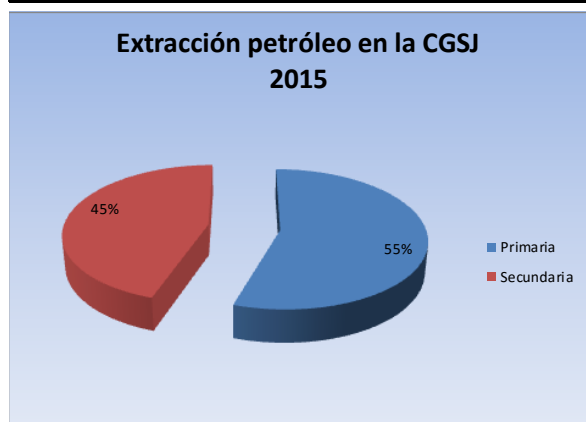
Asimismo se registra un incremento (+3,9%) de la extracción petróleo en la CGSJ , donde el proveniente de extracción directa registra una disminución (-6,91%) con respecto al año 2011 y el obtenido a través de recuperación secundaria se incrementó un 10,1% y se observa una disminución en el rendimientos, ya que la inyección de agua aumentó un 18,2% pasando de 160 millones de m³ anuales a 182 millones de m³. Se registran 3,6 m³ de petróleo

por cada 100 m3 de agua inyectada en el año 2015 y en el año 2011 el ratio era de 3,9 m3 de petróleo por cada 100 m3.

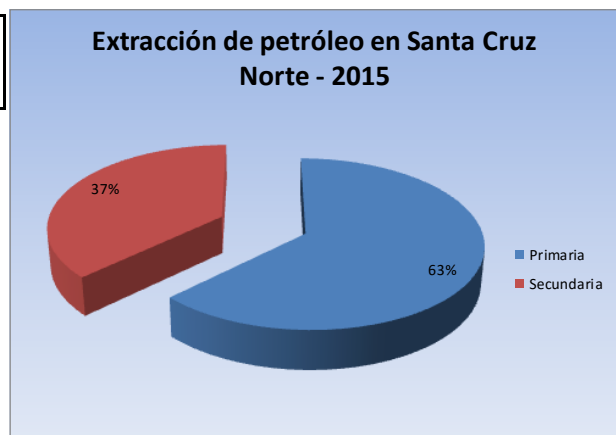
Asimismo el rendimiento de la recuperación secundaria está estancado en Chubut con un +2,6% cuando el incremento de la inyección alcanzó a un 11,7% y el nivel de extracción llega al 50% del total anual mediante esta modalidad, de crudo Escalante.

En SCN el incremento en la utilización de agua paso de 45 millones de m3/año a los actuales 60 millones de m3/año, registrando un incremento del 34,5% y se tradujo en una extracción + 29,9% y el porcentaje alcanza al 40% del crudo Cañadón Seco.

Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) - Año 2015 Extracción primaria : Mas 4,38% - Secundaria: Menos 3,04% Inyección anual: 189,2 millones de m3 - por día: 518 mil m3	Chubut sur (CGSJ) - Año 2015 Extracción primaria : Mas 9,72% - Secundaria: Menos 3,48% Inyección anual: 127,8 millones de m3 - por día: 350 mil m3
---	---



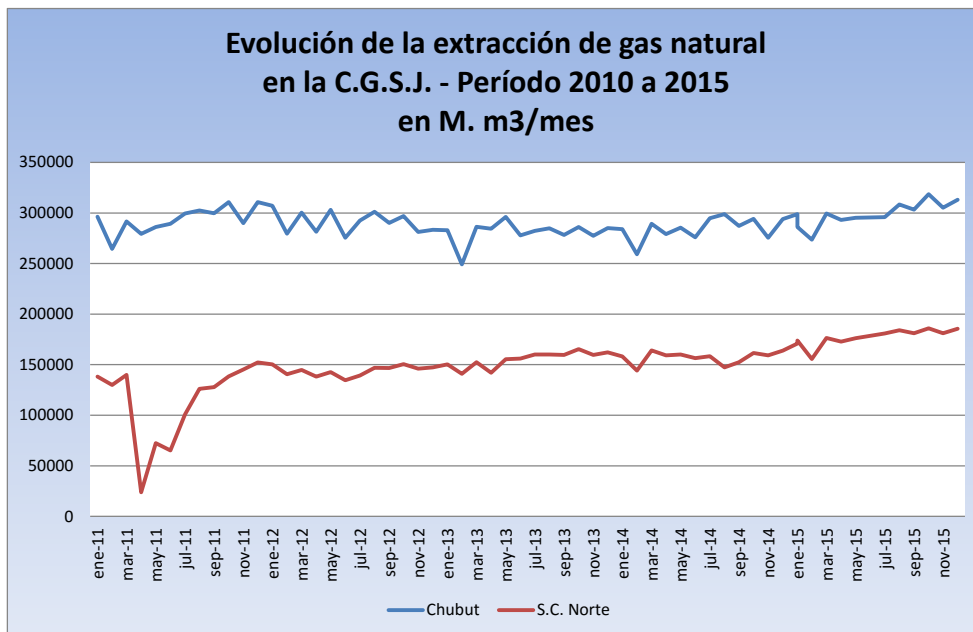
Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) - Año 2015 Extracción primaria : -1,54% - Secundaria: Menos 2,11% Inyección anual: 61,4 millones de m3 - por día: 168 mil m3



Fuente: Observatorio de RRNN de la Patagonia Sur - UNPSJB - FCE

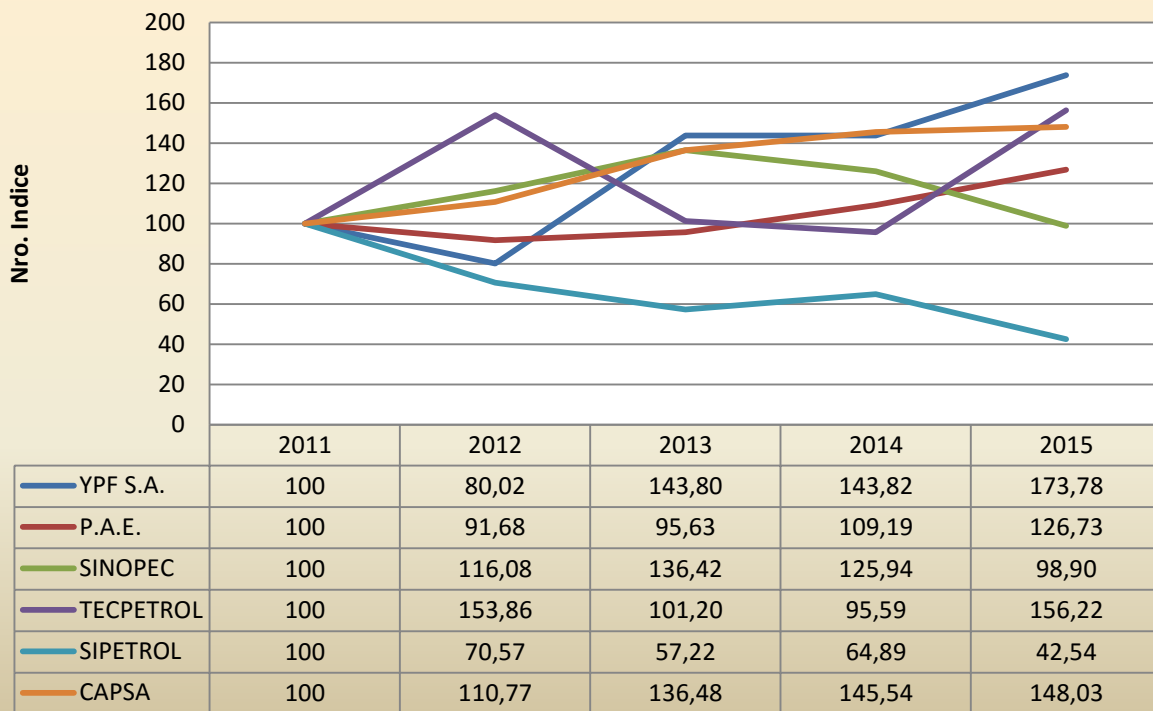
En Gas Natural la CGSJ representa el 12,78%, siendo la tercera detrás de la Cuenca Neuquina (57,4%) y la Austral (22,1%). El incremento comparado 2015 con 2014 fue de 7,8%.

La extracción en el Sur de Chubut recuperó el nivel de 3.500 millones de m3 y registra un incremento del 2% respecto de año 2011 y 5% respecto al año 2014. En cambio en SCN se incrementó la extracción de gas natural en un 56,2%, monto que surge al comparar un año en que la extracción decayó notablemente por los conflictos gremiales y sociales (Si lo comparamos con 2012 el incremento es del 22,3%). En la comparativa 2015/2014 el incremento fue del 12,7% y el volumen físico es superior a los 2.100 millones de m3 / año.



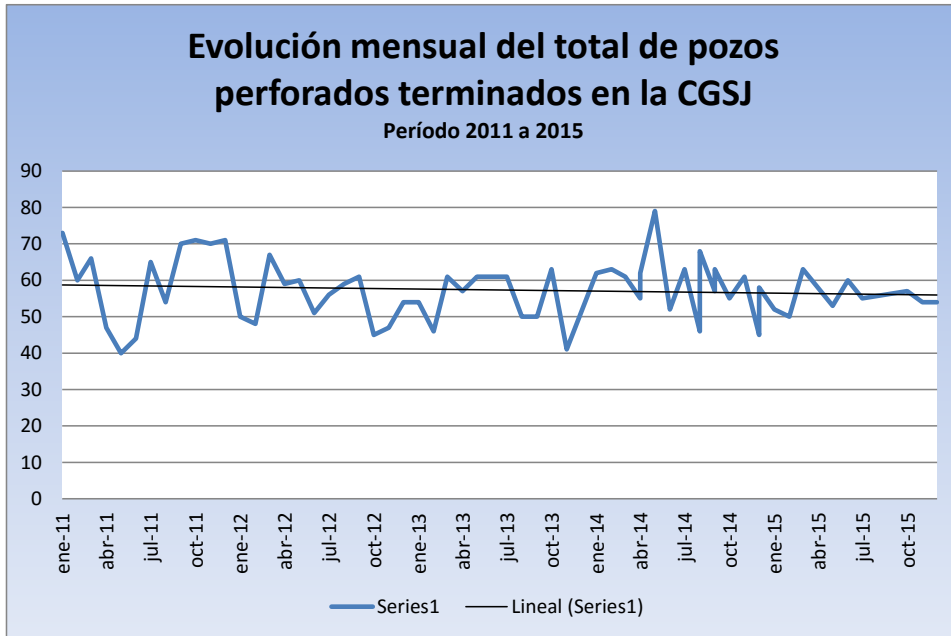
La inversión en la CGSJ está dada por la Perforación y por las instalaciones de recuperación secundaria. En este caso analizamos las 6 principales empresas con sus inversiones efectuadas (2011 a 2014) y comprometidas (2015). Se observa un nivel incremental donde la disminución del año 2012 de inversión de P.A.E. fue compensada por YPF S.A. parcialmente y el resto de los años es muy superior, lo que determina que esta compañía detente el primer lugar en la extracción de petróleo desde el año 2013 a 2015 con una diferencia de 2 puntos porcentuales con respecto a P.A.E y entre las 2 suman 65 m3 con respecto a los 100 m3 de referencia.

Evolución de la Inversión en la C.G.S.J.

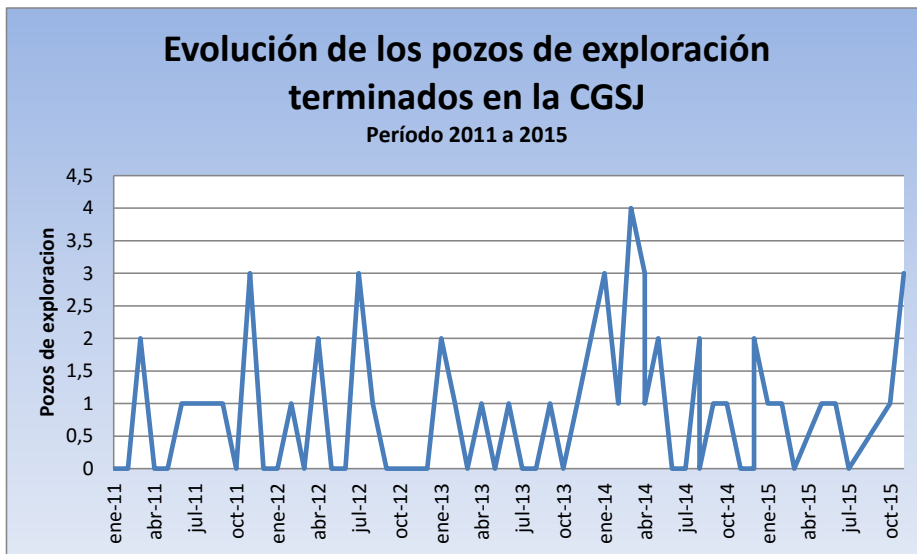


Solo CAPSA registra un indicador que crece permanentemente en el período con U\$D 67 millones y ENAP SIPETROL caídas permanentes con un promedio de U\$D 35 millones. Las principales concesionarias YPF S.A. con 1.000 millones de U\$D y PAE con 900 millones de U\$D registran los vaivenes comentados y por último SINOPEC promedia U\$D 351 millones y Tecpetrol U\$D 103 millones.

La principal inversión medible (Se encuentra la información disponible) que registran las compañías es la perforación de pozos y en el quinquenio se registra un promedio de 57 pozos promedio perforados mensualmente (De todas las categorías), cuya discriminación es: Pozos de exploración (1), de avanzada (2), de servicios (5) y de explotación (49). El promedio anual está cercano a los 688 pozos terminados /año de los cuales 600 al año corresponden a pozos explotación.

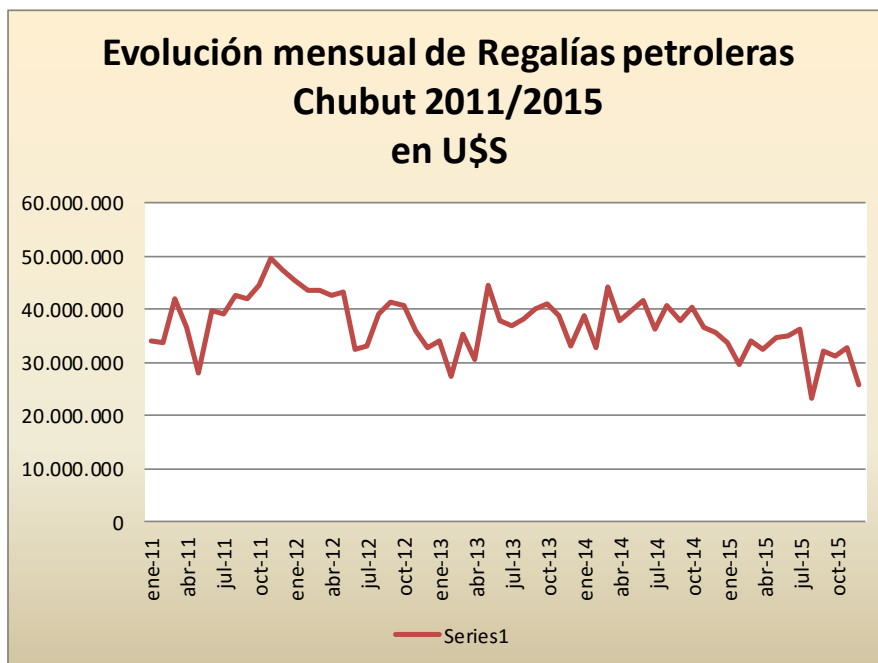


Los pozos totales perforados terminados registran una tendencia lineal levemente negativa en el período.

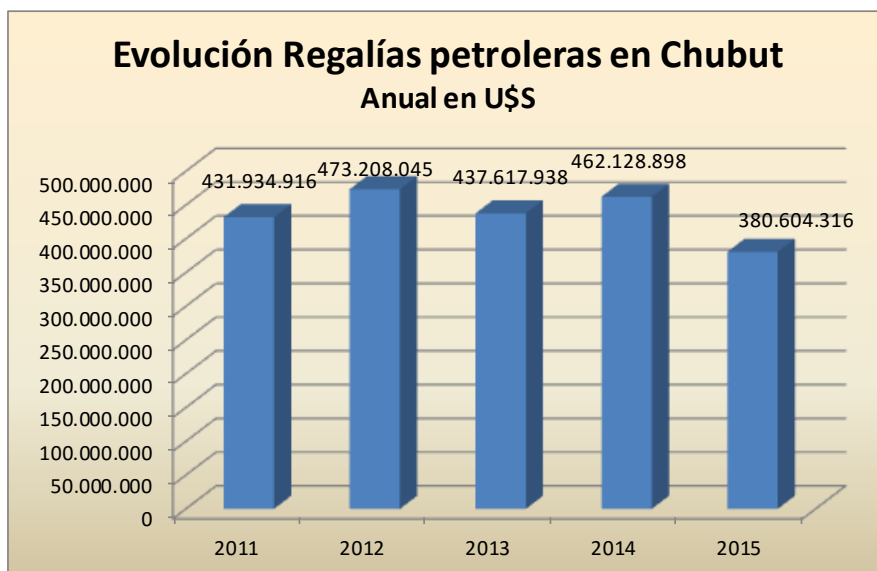


Es muy bajo el promedio de pozos de exploración declarados y los aumentos están relacionados con la renegociación de contratos de concesión.

Un tema no menor para las cuentas públicas son las regalías entendidas como compensación sobre la utilización de recursos no renovables de propiedad pública, las mismas registran en Chubut una disminución medidas en U\$, producto de una disminución de las cantidades exportadas y del precio externo del crudo Escalante.

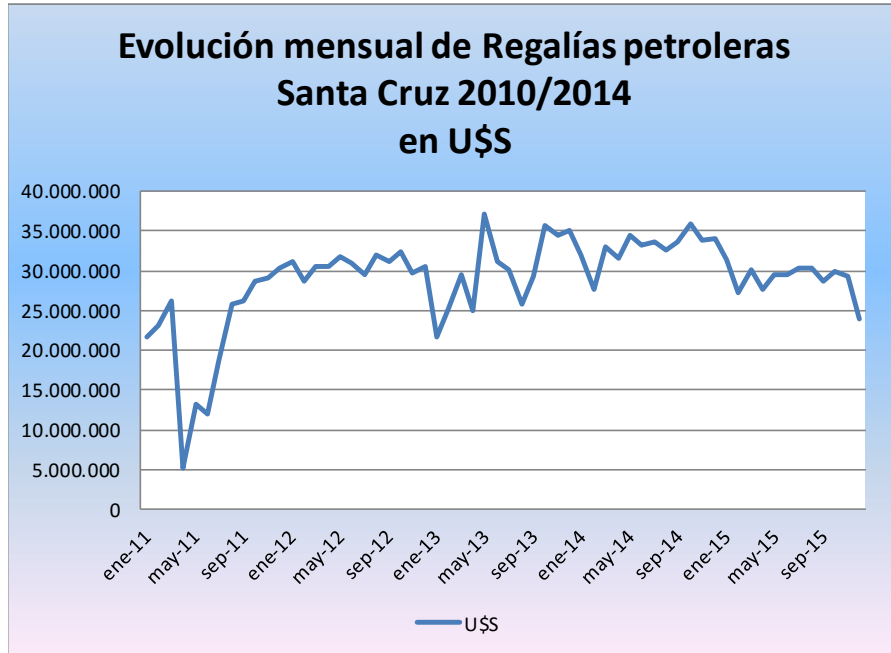


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación

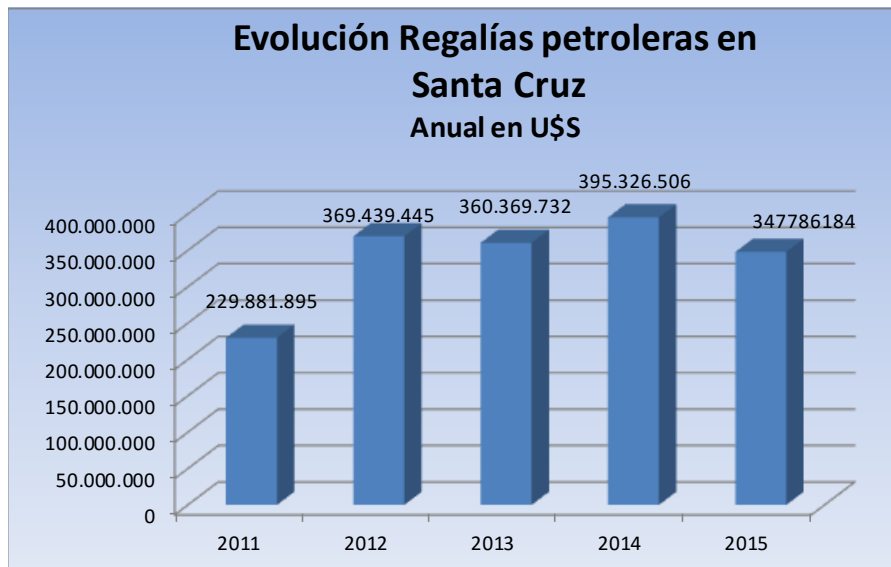


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación

En Santa Cruz la situación es muy distinta, cabe aclarar que la Provincia recibe una contribución de la Cuenca Austral y de SCN, con una fuerte caída producto de la conflictividad en la zona norte de abril de 2011 y luego una recuperación desde 2012 hasta finales de 2015.



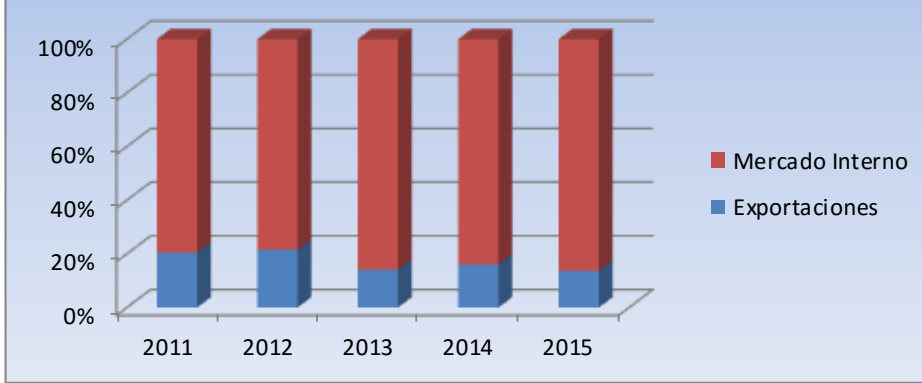
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de la Nación

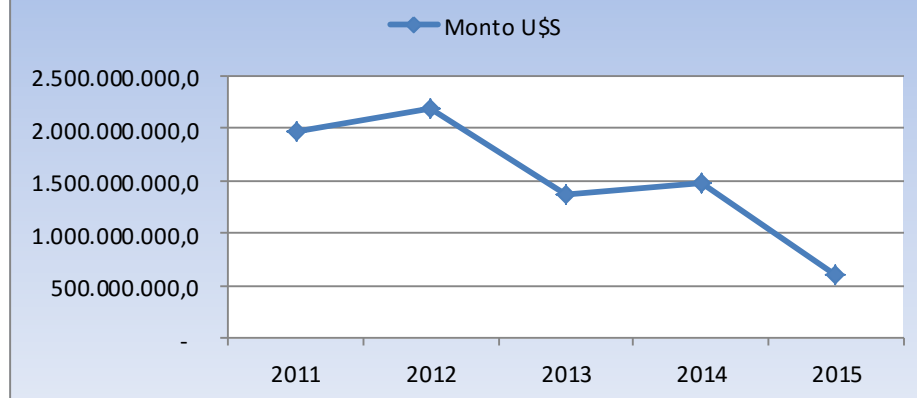
En lo referente a las exportaciones, se observa una caída producto de la disminución del precio internacional y por la integración vertical de PAE, que determinó una introducción mayor hacia el mercado interno.

Evolución de envíos al mercado interno y externo de petróleo crudo CGSJ



Fuente: Elaboración propia en base a datos Sist. SESCO SEN

Evolución monto de exportaciones CGSJ



Fuente: Elaboración propia en base a datos Sist. SESCO SEN

Las reservas, este cuadro determina la importancia de la CGSJ en el total del país en petróleo comprobadas (67%), probables (70%) y posibles (57%) y mucho menores en Gas Natural.

Reservas y recursos Petróleo y Gas Natural

CUENCA, PROVINCIA, CONCESIÓN Y YACIMIENTO	RESERVAS						RECURSOS	
	COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		PET (Mm3)	GAS (MMm3)
	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)	PET (Mm3)	GAS (MMm3)		
TOTAL PCIA. DE CHUBUT	166.983	33.570	60.857	12.417	36.461	7.845	7.072	990
TOTAL C.G.S.JORGE (STA.CRUZ)	88.347	14.416	34.239	5.929	18.741	4.110	14.051	2.837
TOTAL CUENCA G. SAN JORGE	255.330	47.987	95.096	18.346	55.202	11.955	21.124	3.827
	67%	14%	70%	12%	57%	8%	15%	2%
TOTAL PAIS 2014	380.028	332.217	135.100	149.562	96.173	145.084	141.308	221.215
TOTAL PAIS 2013	370.374	328.260	132.287	142.011	91.101	135.033	147.589	214.391
DIFERENCIA (volumen)	9.653	3.958	2.813	7.551	5.071	10.051	-6.280	6.824
DIFERENCIA (porcentaje)	2,6	1,2	2,1	5,3	5,6	7,4	-4,3	3,2

Fuente: Secretaria de Energía

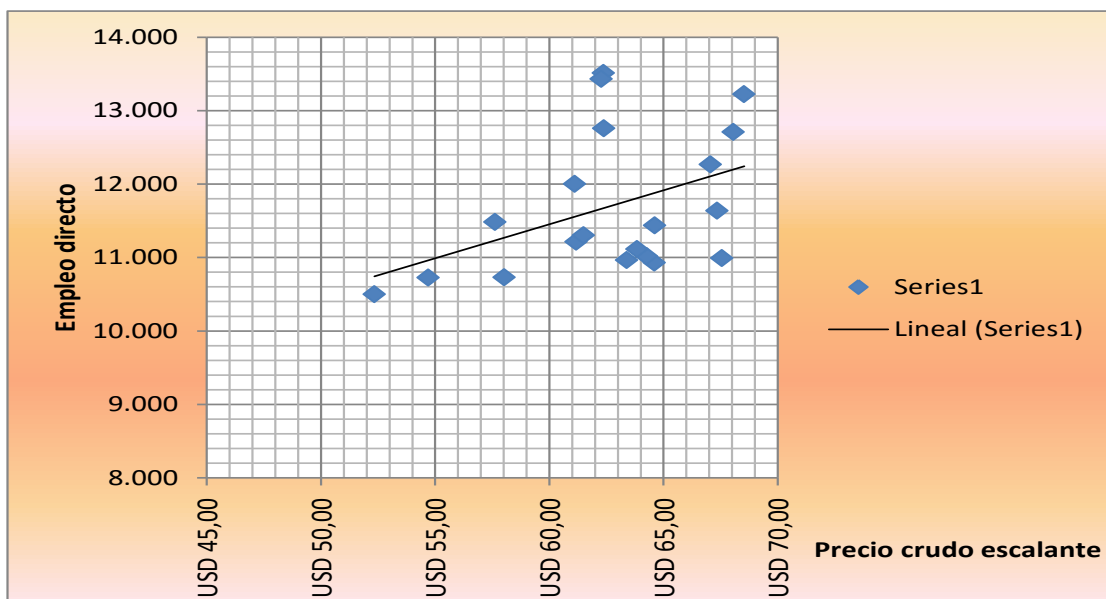
En años el ratio reservas/extracción en petróleo crudo llega a 17 años y en gas natural a 8 años tomando las reservas comprobadas.

La extracción de hidrocarburos en Chubut (CGSJ): la interrelación de variables físicas.

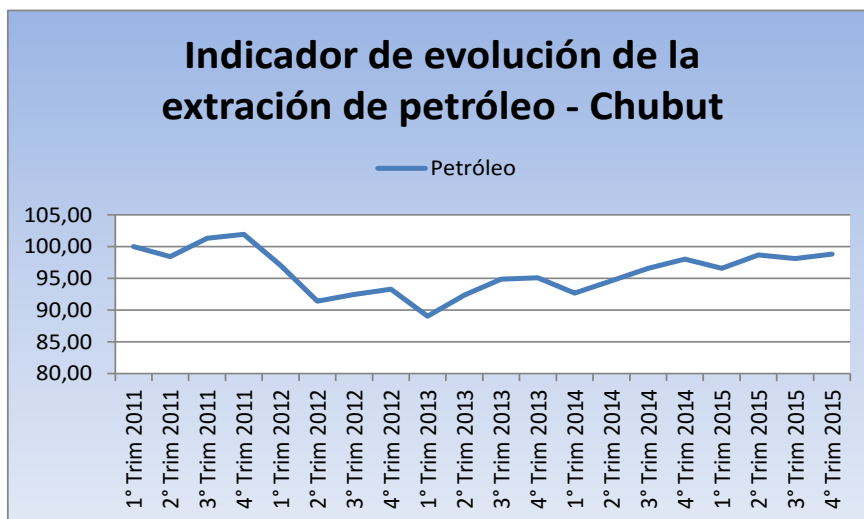
Las variables físicas a relacionar a los efectos de poder comprender las interrelaciones más significativas en la explotación de hidrocarburos son las siguientes:

Variables físicas	Unidad de medida	Medición
Extracción de petróleo y gas natural	Boe (Barril oil equivalence) o Bep (Barril equivalente de petróleo)	Resultado del esfuerzo humano (físico/financiero) y natural
Empleo directo	Nro. De puestos de trabajo	Capacidad de trabajo puesta a disposición de las empresas
Productividad física del trabajo	Extracción trimestral por puesto de empleo	Extracción en Bep / Puestos de trabajo directo
Inyección de agua	M3 de agua de formación y potable p/extracción	Utilización de RRNN en la extracción 2daria.
Mts. Lineales de perforación	Mts. Lineales	Explicitación del capital financiero (Inversión)

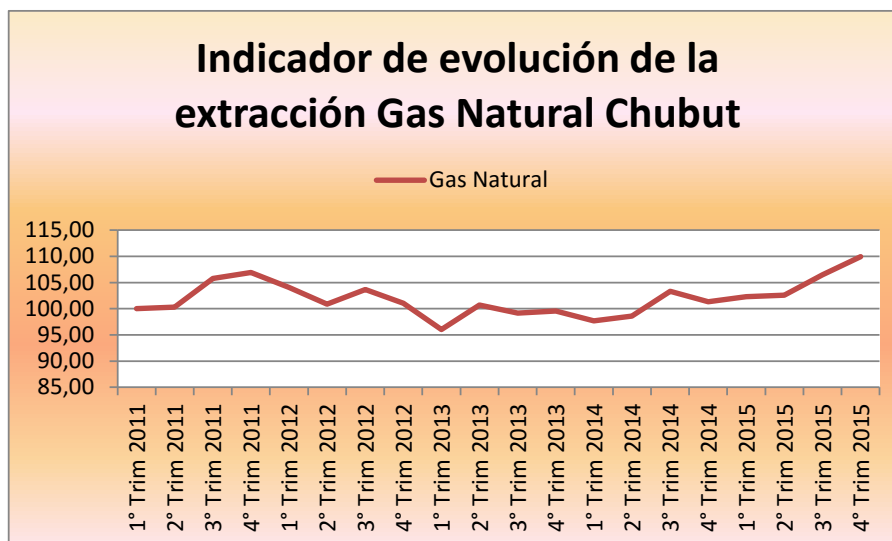
Hemos analizado la relación entre el precio internacional del petróleo, determinada como variable relevante y significativa y el nivel de actividad en la región, tema que estamos investigando en otro espacio y podemos decir que existe una relación positiva entre ambas variables: A medida que el precio aumenta el empleo también lo hace.



La extracción de petróleo en el período analizado se ha mantenido en niveles menores a enero de 2011 que hemos tomado como año base, las causas están reflejadas en el tópicos que analiza la extracción, una importante baja producto de la toma del yacimiento de Cerro Dragón en Junio de 2012 redujo los volúmenes extraídos produciéndose luego una lenta recuperación.



En el gas natural presenta una tendencia similar a la del petróleo y desde el 4to. trimestre de 2014 se incrementa la extracción debido a mejoras en los precios nacionales.

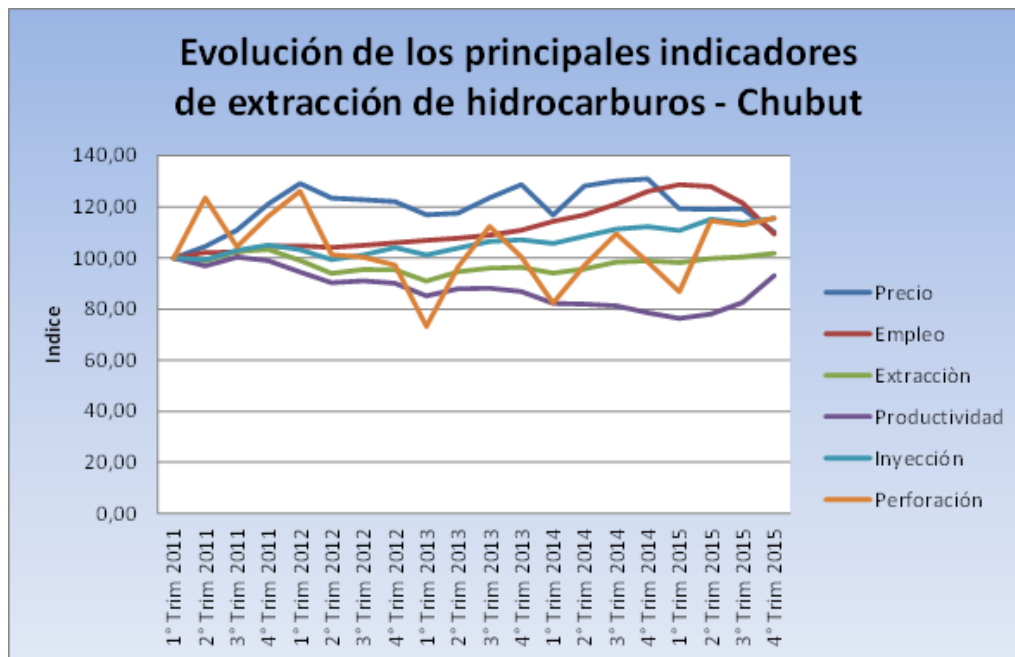


Para integrar el cuadro de unidades físicas realizamos una conversión de m³ de gas natural a barriles equivalentes de petróleo (Bep) en razón de 1.000 m³ de gas natural = 6.730 Boe. La nueva medida es la seleccionada para explicitar la extracción de Bep en Chubut.

Evolución de las principales indicadores en Chubut (CGSJ)

	Precio Escalante	Empleo Directo	Extracción Boe (Barriles)	Productividad Trabajo(EP/ED)	Inyección agua (m3)	Perforación Mts lineales
1° Trim 2011	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
2° Trim 2011	104,51	102,14	98,92	96,85	99,36	123,48
3° Trim 2011	110,87	102,20	102,53	100,32	103,02	104,35
4° Trim 2011	121,13	104,44	103,28	98,89	104,98	116,28
1° Trim 2012	129,09	104,67	98,94	94,53	103,18	126,07
2° Trim 2012	123,44	104,10	93,97	90,27	99,31	101,23
3° Trim 2012	122,79	104,92	95,47	90,99	101,17	100,28
4° Trim 2012	121,98	105,85	95,39	90,12	104,09	97,14
1° Trim 2013	116,89	106,80	90,92	85,13	101,11	73,22
2° Trim 2013	117,52	107,66	94,62	87,89	103,87	96,58
3° Trim 2013	123,47	108,93	96,03	88,16	106,40	112,33
4° Trim 2013	128,68	110,84	96,28	86,86	107,02	100,40
1° Trim 2014	116,76	114,30	94,03	82,27	105,62	82,37
2° Trim 2014	128,14	116,82	95,68	81,91	108,41	97,07
3° Trim 2014	130,05	121,04	98,39	81,29	111,22	109,46
4° Trim 2014	130,94	125,95	98,92	78,54	112,22	98,42
1° Trim 2015	119,17	128,68	98,13	76,26	110,67	86,77
2° Trim 2015	119,00	127,91	99,74	77,97	115,17	114,46
3° Trim 2015	119,21	121,52	100,36	82,59	113,77	112,90
4° Trim 2015	110,10	109,37	101,80	93,08	115,45	115,51

Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO WEB y Estadísticas Laborales



La productividad del trabajo fue decreciente en todo el período y se ha incrementado en los últimos 2 trimestres debido a la disminución de personal directo en la actividad y el sostenimiento de un leve incremento en los Bep extraídos en la zona sur de Chubut. Sus trayectorias asemejan a pinzas y en otra propuesta de investigación analizamos los factores institucionales que determinan su alza, además de los factores como el precio internacional y el nivel de inversión.

“Los tres segmentos del Complejo PyG (*Upstream, Midstream y Downstream*) son marcadamente Capital Intensivos, donde los requisitos de mano de obra cumplen un rol relativamente menor dentro de la estructura productiva y de costos de las empresas. No obstante, se tratan de los asalariados mejor remunerados del país. En realidad, como en toda actividad extractiva, la productividad del trabajo va a ser muy variable y está fuertemente condicionada por la disponibilidad de Recursos Naturales”. (Mansilla, 2013: 8)

En el caso de este trabajo se ha utilizado como indicador de productividad la productividad media del trabajo (extracción/ empleo directo), otros autores como Espinasa (2007) plantea como indicador de productividad la relación Producción/ reservas, cuanto más alta es la relación más intensa es la explotación y alta la productividad por unidad de reservas. En el caso de Ecuador el autor relaciona la baja productividad con la utilización al límite de la capacidad de transporte de los oleoductos (cuello de botella de transporte) y la baja intensidad de explotación de los yacimientos más productivos (explotados por la empresa estatal Petroecuador) y alta intensidad de explotación de los que son de menor productividad (explotados por empresas privadas). La intensidad de la explotación se deriva de los gastos de inversión y operación y se traduce en el número de pozos perforados y en operación.

La serie metros lineales perforados tiene un desfase de un trimestre, debido a que se perfora y terminan los pozos en aproximadamente 1 mes para colocarlos en producción y registrar la extracción, esta relación es registrada por un coeficiente alto 0,67 de correlación. Esta es una aseveración que coincide con la realidad, la baja productividad física por pozo en la CGSJ (6 m³/día) determina la necesidad de perforar permanentemente en el orden de los 600 pozos/año de explotación.

La inyección de agua de formación y potable determinante en la recuperación secundaria y la perforación en metros lineales tienen una performance similar al final del

período analizado, un incremento del 15%, aunque con trayectorias diferentes: La inyección de agua siempre a tasas positivas crecientes y en cambio la perforación con muchas oscilaciones y con una trayectoria similar a la extracción medida en Bep.

La inyección de agua, el mayor empleo hasta el último trimestre de 2015 y la inversión en perforación, todo se a incrementado según las variables físicas elegidas y no así la extracción de hidrocarburos convencionales, que se ha mantenido estable en el período.

Una evaluación de la rentabilidad empresarial puede darnos una clave del porqué con el bajo rendimiento en términos físicos de la productividad del trabajo y de la productividad física de los pozos perforados, la actividad se mantuvo en los últimos años y ahora en un contexto nacional de recesión y de declinación de la actividad a nivel internacional.

Otro aspecto a analizar es que el precio internacional es una referencia importante del nivel de actividad en la CGSJ y Argentina en particular e impacta más cuando se acerca verdaderamente al costo de extracción y reposición, como en el año 1.998 y en esta crisis la presión de precios se utiliza para sostener una rentabilidad promedio (y en algunos nichos muy superior) de las empresas de capitales internacionales y nacionales.

Los subsidios (Nacionales y provinciales) que apuntalan la cadena de valor permiten ganancias supernormales en los actores empresariales más potentes en la región, que se ven disminuidas por la potencia de los gremios de base y jerárquicos en la discusión de la renta petrolera. Y aun así la actividad ha perdido dinamismo en este primer trimestre de 2016 reforzando la relación de productividad creciente y a partir de ella la toma de ganancias empresariales. Ello va a profundizar la implicancia de la innovación tecnológica para reducir el rezago o retraso en la introducción de técnicas sustitutivas de mano de obra en la región.

El Corto Plazo: Primer cuatrimestre de 2016

La evolución tan dinámica de los acontecimientos derivados de la guerra de precios internacional, cuyos impactos son visibles a nivel regional nos ha comprometido en el seguimiento de las variables que forman parte del trabajo en el quinquenio en el 1er. Cuatrimestre del año 2016.

El precio interno del petróleo se sostuvo a nivel interno en el orden de los U\$D 54 dólares el barril o U\$D 345,2 el m3 para el crudo Escalante, determina que es posible la estabilidad de corto plazo en la inversión y el empleo, el costo estimado de extracción total promedio en la CGSJ está en los 25 U\$D (Fuente Petrominera S.E.), sin embargo estos datos esenciales no se encuentran disponibles en los organismos de contralor del Estado Provincial, como lo es el Ministerio de Hidrocarburos.

El mensaje de descenso abrupto de la extracción de petróleo y gas natural, transmitido por los medios de comunicación social no se verifica en la realidad y para ello adoptamos un modelo de realizado por Instituto Argentino de Energía (IAE) Gral Mosconi y lo aplicamos a nuestra CGSJ, con el seguimiento de la extracción mensual y acumulada de igual periodo que publicamos regularmente.

Extracción de Petroleo CGSJ

Concepto	Periodo	m3	m3/día	Mini Graficos
Extracción Mensual	abr-16	1.206.748	40224,9	
Extracción Mensual	abr-15	1.248.117	41603,9	
Diferencia	%	-3,31%		
Extracción acumulada	May-15 a Abr-16	15.157.094	41526,3	
Extracción acumulada	May-14 a Abr-15	15.135.157	41466,2	
Diferencia	%	0,14%		

Chubut

Concepto	Periodo	m3	m3/día	Mini Graficos
Extracción Mensual	abr-16	728.713	24290,4	
Extracción Mensual	abr-15	762.932	25431,1	
Diferencia	%	-4,49%		
Extracción acumulada	May-15 a Abr-16	9.191.210	25181,4	
Extracción acumulada	May-14 a Abr-15	9.147.689	25062,2	
Diferencia	%	0,5%		

Santa Cruz Norte

Concepto	Periodo	m3	m3/día	Mini Graficos
Extracción Mensual	abr-16	478.035	15934,5	
Extracción Mensual	abr-15	485.185	16172,8	
Diferencia	%	-1,47%		
Extracción acumulada	May-15 a Abr-16	5.965.884	16344,9	
Extracción acumulada	May-14 a Abr-15	5.987.468	16404,0	
Diferencia	%	-0,4%		

Fuente: Elaboración propia en base a datos ME - SECO WEB

Aquí podemos observar que la extracción de petróleo mensual tiene leves diferencias negativas con respecto a los mismos meses del año anterior y el acumulado todavía se mantiene estable.

En el caso del gas natural la mejora del precio interno hace que la tendencia en la extracción continúe creciendo.

Gas natural en Mm3

CGSJ	Enero	Febrero	Marzo	Total	%
1 trim 2016	496.141	455.898	485.463	1.437.501	4,56%
1 trim 2015	469.748	429.172	475.896	1.374.816	
Chubut	Enero	Febrero	Marzo	Total	%
1 trim 2016	308.587	284.057	299.331	891.975	2,30%
1 trim 2015	298.940	273.554	299.425	871.919	
Santa Cruz Norte	Enero	Febrero	Marzo	Total	%
1 trim 2016	187.554	171.841	186.131	545.526	8,48%
1 trim 2015	170.808	155.618	176.471	502.897	

Fuente: Elaboración propia en base a datos ME - SECO WEB

Asimismo se registra una disminución muy fuerte en la inversión en perforación de pozos, producto de la presión empresarial para cobrar las acreencias de los denominados planes "petróleo plus" y "gas plus" y en busca de recuperar la productividad del trabajo, gestionan nuevas pautas de trabajo con los gremios del sector, mientras se registran "acuerdos de parte" registrados en la Sub Secretaría de Trabajo de la Provincia del Chubut en un número superior a los 600 y otra parte en acuerdos privados, lo que supone la disminución de más de 1.500 puestos de trabajo formales.

La situación determina una disminución en la inversión propuesta para el 1er. Semestre de 2016 en el orden de los -400 millones de US\$, lo que repercutió vía efecto multiplicador en la propia actividad y en las actividades conexas.

Perforación pozos terminados CGSJ

Meses de enero a Mayo

2016	2015	Dif.	Promedio	Dif.
156	250	-38%	236,875	-34%
6	5	20%	18,75	-68%
4	4	0%	5,25	-24%
8	21	-62%	19,625	-59%
174	280	-38%	280,5	-38%

Fuente: Elab. Propia en Base a datos SESCO WEB



I) Conclusiones

- El precio internacional del petróleo es la variable más relevante y registra una alta correlación positiva tanto con el empleo como con el PBG provincial (en este caso con desfase temporal), aunque esta relación está fuertemente apuntalada por la política de precios internos y externos (Exportaciones de crudo Escalante y Cañadón Seco) que permite limitando o activando el sostenimiento de la actividad en la CGSJ.
- Los subsidios que apuntalan la cadena de valor y que permiten ganancias supernormales en los actores empresariales más potentes en la región, que se ven disminuidas por la potencia de los gremios de base y jerárquicos en la discusión de la renta petrolera. Y aun así la actividad ha perdido dinamismo en este primer trimestre de 2016 reforzando la relación de productividad creciente y a partir de ella la toma de ganancias empresariales.
- La actividad petrolera muestra un estancamiento en el ritmo de extracción con una inyección creciente de agua, mayor cantidad de personal e inversiones sobre la media de la CGSJ, y resta profundizar sobre la implicancia de la innovación tecnológica el rezago o retraso en la introducción de técnicas sustitutivas de mano de obra en la

región. El mejoramiento de la política de precios, muy por encima del precio internacional, muestra un incremento en la extracción del gas natural en la región.

- La explotación petrolera tiene algunas características particulares que afectan su productividad, según Manzano (2014) los aumentos en la producción están vinculados a aumentos importantes en inversión, por lo tanto es fundamental para conocer el desempeño del sector analizar la inversión del sector el cual tiene algunas particularidades por un lado es extremadamente capital intensivo, además la inversión se concentra fuertemente al comienzo del proyecto; es específico y se requiere un período largo de recupero de la inversión. Además el sector es sensible a las reglas institucionales que lo rodean (Estado, Sindicatos).
- En el *Upstream* del sector hidrocarburos, la productividad está fuertemente vinculada con los recursos naturales y las estructuras geológicas resultando que tanto la naturaleza como la escala son importantes restricciones para la productividad. (Mansilla, 2013)..
- Para analizar el desempeño del sector es necesario considerar factores geológicos (condiciones geomorfológicas en este caso propias de la CGSJ); factores legales e institucionales; factores propios que caracterizan el funcionamiento del sector (rentas altas, altos costos hundidos, alto riesgo implicado en las inversiones, precio internacional volátil) y factores económicos (precio, inversión, tecnología, productividad).
- Durante el año en curso (2016) se registra una profundización de la destrucción de empleo, a partir de la disminución de la perforación de pozos de explotación y del mantenimiento en el corto plazo de la extracción de petróleo y gas natural. El sostenimiento del precio interno no ha redundado en el mantenimiento de la actividad .

m) Bibliografía

Espinasa, R. (2007), Causas de la baja productividad del sector petrolero y cómo superarlas: El caso de Ecuador. Banco Interamericano de Desarrollo. Serie de Notas Económicas y Sectoriales.

Jalife – Rahme A. (2007), Energía y poder - Los precios del petróleo. Clacso. Argentina

Mansilla D. (resp.) (2013), Análisis de Diagnóstico tecnológico sectorial. Petróleo y gas. Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva. Argentina.

Manzano O. (2014), Auge y caída de la productividad petrolera, en SIC 761 / enero-febrero 2014

Monaldi, F. (2010), La Economía Política del Petróleo y el Gas en América Latina en. *Working Paper* nº 9, Julio de 2010.

Rapoport M. y Brenta N. (2010), Las grandes crisis del capitalismo contemporáneo, Buenos Aires, Editorial Le Monde Diplomatique - Capital Intelectual.

Cuadro Nro. 1 – Extracción mundial de hidrocarburos en el quinquenio 2001 a 2015

Extracción de petróleo							Cambios	2015
							2015 contra	%
Nro.	Millones de barriles día	2011	2012	2013	2014	2015	2014	del total
1	US	7853	8883	10059	11723	12704	8,5%	13,0%
2	Saudi Arabia	11144	11635	11393	11505	12014	4,6%	13,0%
3	Russian Federation	10518	10639	10779	10838	10980	1,2%	12,4%
4	Canada	3515	3740	4000	4278	4385	2,8%	4,9%
5	Iraq	2801	3116	3141	3285	4031	22,9%	4,5%
6	Iran	4466	3814	3611	3736	3920	4,5%	4,2%
7	United Arab Emirates	3320	3403	3640	3685	3902	5,3%	4,0%
8	Kuwait	2915	3171	3134	3120	3096	-1,1%	3,4%
9	Venezuela	2758	2701	2678	2685	2626	-2,1%	3,1%
10	Brazil	2193	2149	2114	2346	2527	7,9%	3,0%
11	Mexico	2942	2912	2876	2785	2588	-7,0%	2,9%
23	Argentina	649	652	643	636	637	0,1%	0,7%
	Resto países (33)	29023	29403	28524	28213	28262	0,2%	30,8%
Total Mundial		84097	86218	86591	88834	91670	3,2%	100,0%
	OPEC	36061	37536	36621	36652	38226	4,2%	41,4%
	Non-OPEC	48035	48682	49970	52182	53445	2,4%	58,6%

Gas Natural							Cambios	2015
							2015 contra	%
Nro.	Billones de m3/día	2011	2012	2013	2014	2015	2014	del total
1	US	648,5	680,5	685,4	728,5	767,3	5,4%	22,0%
2	Russian Federation	607,0	592,3	604,7	581,7	573,3	-1,5%	16,1%
3	Iran	159,9	166,2	166,8	182,0	192,5	5,7%	5,4%
4	Qatar	145,3	157,0	177,6	174,1	181,4	4,2%	5,1%
5	Canada	159,7	155,7	156,1	162,0	163,5	0,9%	4,6%
6	China	109,0	111,8	122,2	131,6	138,0	4,8%	3,9%
7	Norway	101,3	114,7	108,7	108,8	117,2	7,7%	3,3%
8	Saudi Arabia	92,3	99,3	100,0	102,4	106,4	4,0%	3,0%
9	Algeria	82,7	81,5	82,4	83,3	83,0	-0,4%	2,3%
10	Indonesia	81,5	77,1	76,5	75,3	75,0	-0,3%	2,1%
11	Turkmenistan	59,5	62,3	62,3	69,3	72,4	4,5%	2,0%
24	Argentina	38,8	37,7	35,5	35,5	36,5	2,9%	1,0%
	Resto países (42)	1015	1026	1032	1029	1032	0,3%	29,0%
Total World		3299,9	3362,6	3410,7	3463,2	3538,6	2,2%	100,0%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de BP

Cuadro Nro. 2 : Extracción de petróleo y gas natural en la CGSJ en el quinquenio 2011 a 2015

Extracción petróleo en la CGSJ

En Metros cúbicos

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gral.
2015	1.291.947	1.172.182	1.295.747	1.248.117	1.299.678	1.260.061	1.302.936	1.281.241	1.237.419	1.297.254	1.264.371	1.298.963	15.249.916
2014	1.288.442	1.166.271	1.292.951	1.237.783	1.278.110	1.227.698	1.271.761	1.250.164	1.240.108	1.296.622	1.262.713	1.299.988	15.112.612
2013	1.255.262	1.129.364	1.260.992	1.199.189	1.271.613	1.237.942	1.284.014	1.285.274	1.247.433	1.306.612	1.260.478	1.292.800	15.030.971
2012	1.338.570	1.230.292	1.320.003	1.261.171	1.311.020	1.139.854	1.197.905	1.292.077	1.254.494	1.287.981	1.237.000	1.269.664	15.140.031
2011	1.337.225	1.233.565	1.359.975	859.957	1.004.988	1.010.807	1.179.322	1.325.800	1.309.760	1.362.946	1.321.354	1.367.973	14.673.673
.15/14	0,27%	0,51%	0,22%	0,83%	1,69%	2,64%	2,45%	2,49%	-0,22%	0,05%	0,13%	-0,08%	0,91%

Extracción en Chubut

En Metros cúbicos

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gral.
2015	777.480	713.637	791.486	762.932	797.716	771.324	799.867	774.013	744.573	787.462	763.081	784.437	9.268.006
2014	751.663	678.127	760.477	731.731	763.712	739.995	767.547	769.009	745.468	775.433	756.057	784.934	9.024.154
2013	725.169	652.057	727.104	706.972	745.181	730.978	752.043	752.650	737.160	763.505	730.495	752.608	8.775.922
2012	787.849	726.928	778.863	742.677	781.660	636.178	683.176	762.462	739.196	747.076	720.707	737.121	8.843.891
2011	808.118	736.558	818.143	800.548	741.939	783.125	809.735	799.943	784.756	813.589	784.100	811.174	9.941.729
.15/14	3,43%	5,24%	4,08%	4,26%	4,45%	4,23%	4,21%	0,65%	-0,12%	1,55%	0,93%	-0,06%	2,70%

Extracción en Santa Cruz Norte

En Metros cúbicos

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gral.
2015	514.467	458.545	504.261	485.185	501.963	488.737	503.069	507.228	492.845	509.792	501.290	514.527	5.981.910
2014	536.779	488.144	532.473	506.052	514.398	487.703	504.214	481.155	494.640	521.189	506.656	515.054	6.088.457
2013	530.093	477.307	533.888	492.216	526.432	506.964	531.970	532.624	510.273	543.107	529.983	540.192	6.255.049
2012	550.721	503.364	541.140	518.494	529.360	503.677	514.730	529.616	515.298	540.906	516.292	532.543	6.296.140
2011	529.106	497.007	541.832	59.409	263.049	227.682	369.587	525.857	525.004	549.358	537.254	556.800	5.181.944
.15/14	-4,16%	-6,06%	-5,30%	-4,12%	-2,42%	0,21%	-0,23%	5,42%	-0,36%	-2,19%	-1,06%	-0,10%	-1,75%

Fuente: Elaboración propia en base a datos Sist. SESCO SEN

Extracción de Gas natural en la CGSJ

En Miles de Metros cúbicos (Mm3)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gral.
2015	469.748	429.172	475.896	466.020	471.257	459.944	476.627	492.570	484.441	504.604	486.380	498.586	5.715.245
2014	442.012	403.243	453.500	438.263	445.480	432.433	453.053	446.183	439.486	455.784	434.504	457.935	5.301.876
2013	433.189	390.126	438.621	426.355	451.461	433.706	442.333	444.887	437.826	451.376	437.139	447.095	5.234.116
2012	457.341	419.971	445.185	419.568	445.707	409.981	431.760	448.078	436.694	447.443	427.208	430.517	5.219.453
2011	434.486	394.395	431.435	303.310	358.490	354.323	400.353	428.666	427.497	448.990	435.004	462.957	4.879.907
.15/14	6,27%	6,43%	4,94%	6,33%	5,79%	6,36%	5,20%	10,40%	10,23%	10,71%	11,94%	8,88%	7,80%

Fuente: Elaboración propia en base a datos Sist. SESCO SEN

Extracción en Chubut

En Miles de Metros cúbicos

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gral.
2015	298.940	273.554	299.425	293.194	295.156	286.082	295.833	308.461	303.376	318.656	305.252	313.063	3.590.992
2014	283.898	259.113	289.350	279.146	285.402	276.018	294.762	298.809	287.184	294.270	275.385	293.994	3.417.329
2013	282.833	249.231	286.285	284.385	296.162	277.793	282.255	284.861	278.214	286.025	277.444	284.984	3.370.473
2012	307.142	279.446	300.337	281.387	303.128	275.406	292.533	301.208	290.074	296.888	281.155	283.308	3.492.012
2011	296.230	264.539	291.537	279.405	286.083	289.228	299.494	302.507	299.701	310.641	289.898	310.768	3.520.030
.15/14	5,30%	5,57%	3,48%	5,03%	3,42%	3,65%	0,36%	3,23%	5,64%	8,29%	10,85%	6,49%	5,08%

Extracción en Santa Cruz Norte

En Miles de Metros cúbicos

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total Gral.
2015	170.808	155.618	176.471	172.825	176.102	173.862	180.795	184.108	181.064	185.948	181.128	185.523	2.124.253
2014	158.115	144.130	164.150	159.117	160.079	156.415	158.291	147.375	152.302	161.514	159.119	163.941	1.884.548
2013	150.356	140.895	152.336	141.971	155.299	155.912	160.078	160.027	159.612	165.351	159.695	162.111	1.863.643
2012	150.199	140.525	144.848	138.181	142.579	134.575	139.227	146.869	146.620	150.555	146.052	147.209	1.727.441
2011	138.256	129.855	139.899	23.905	72.407	65.095	100.859	126.159	127.796	138.349	145.106	152.189	1.359.877
.15/14	8,03%	7,97%	7,51%	8,62%	10,01%	11,15%	14,22%	24,93%	18,89%	15,13%	13,83%	13,16%	12,72%

Fuente: Elaboración propia en base a datos Sist. SESCO SEN

Cuadro Nro. 2 : Evolución del precio interno del Crudo Escalante en el quinquenio 2011 a 2015

TIPO DE HIDROCARBURO: ESCALANTE

PRECIOS DE VENTA AL MERCADO INTERNO PONDERADOS POR VOLUMEN DE VENTAS

PERÍODO	PRECIO (U\$S/M3)	PRECIO (U\$S/BI)	PERÍODO	PRECIO (U\$S/M3)	PRECIO (U\$S/BI)
ene-11	322,27	51,24	nov-14	429,01	68,22
feb-11	330,52	52,56	dic-14	431,36	68,59
mar-11	334,96	53,26	ene-15	396,39	63,03
abr-11	338,09	53,76	feb-15	390,43	62,08
may-11	343,62	54,64	mar-15	389,42	61,92
jun-11	350,35	55,71	abr-15	389,63	61,95
jul-11	358,11	56,94	may-15	389,89	62,00
ago-11	363,58	57,81	jun-15	395,73	62,92
sep-11	373,29	59,36	jul-15	396,32	63,02
oct-11	383,81	61,03	ago-15	396,18	63,00
nov-11	398,16	63,31	sep-15	384,90	61,20
dic-11	414,79	65,96	oct-15	383,80	61,03
ene-12	424,52	67,50	nov-15	383,80	61,03
feb-12	428,89	68,20	dic-15	319,75	50,84
mar-12	426,01	67,74	ene-16	345,39	54,92
abr-12	410,48	65,27	feb-16	345,32	54,91
may-12	407,37	64,77	mar-16	345,18	54,89
jun-12	401,71	63,87	abr-16	345,29	54,90
jul-12	399,37	63,50	may-16	345,35	54,91
ago-12	401,92	63,91	jun-16	345,23	54,89
sep-12	410,91	65,34			
oct-12	406,09	64,57			
nov-12	400,83	63,73			
dic-12	397,25	63,17			
ene-13	381,33	60,64			
feb-13	386,97	61,53			
mar-13	386,13	61,40			
abr-13	388,03	61,70			
may-13	389,21	61,89			
jun-13	408,51	64,96			
jul-13	400,88	63,74			
ago-13	408,02	64,88			
sep-13	410,51	65,27			
oct-13	423,66	67,37			
nov-13	429,88	68,35			
dic-13	424,47	67,49			
ene-14	379,90	60,41			
feb-14	372,45	59,22			
mar-14	400,78	63,73			
abr-14	406,52	64,64			
may-14	429,84	68,35			
jun-14	430,81	68,50			
jul-14	431,23	68,57			
ago-14	432,02	68,69			
sep-14	428,33	68,11			
oct-14	432,74	68,81			

Notas:

-) Los precios correspondientes al mercado interno incluyen las transferencias sin precio