



## INFORME EJECUTIVO DE AUDITORÍA INTERNA

### I. OBJETO

Verificar las actuaciones efectuadas en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y el funcionamiento de los controles internos aplicables en el período 2015 en el ámbito de la Ex Secretaría de Energía y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (CPyCEPNIH) disuelta mediante el Decreto N°272/2015 de fecha 29 de diciembre de 2015.

### II. OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES

1) No se obtuvo evidencia del convenio específico firmado con la UNSAM por servicios de asistencia técnica en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.

Recomendación:

*Se sugiere reforzar las medidas de control en relación con el seguimiento de los convenios firmados con la Universidad, así como proceder al registro y resguardo adecuado de los mismos. Ello, con el fin de facilitar el control del cumplimiento de los compromisos asumidos por el Organismo así como la debida rendición de cuentas por los honorarios percibidos.*

2) De acuerdo a lo definido en el reglamento del Programa, se asignaron a la UNSAM funciones de auditoría, seguimiento y control de las pautas fijadas en el Reglamento siendo el organismo parte interviniente del procedimiento de cálculo de la compensación.

Recomendación:

*Se sugiere implementar un mecanismo de control del procedimiento del programa que sea efectuado por un Organismo o Área dentro de la Secretaría que no intervenga en la operatoria del procedimiento a auditar.*



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



3) No se obtuvo evidencia en los expedientes incluidos en la muestra, de la emisión por parte de la Universidad de los informes mensuales de cálculo de acuerdo a lo definido por la Res. CPyCEPNIH 03/2013. Tampoco se visualizaron en los expedientes recaídos en la muestra, Informes de revisión de precios emitidos por la UNSAM en el periodo 2015.

Recomendación:

*Se sugiere reforzar las medidas de control acerca del cumplimiento de las pautas fijadas para las partes en los convenios firmados, y en caso de incumplimiento de las obligaciones encarar acciones para el acatamiento del Convenio o la rescisión del mismo.*

4) La Comisión aprobó los Proyectos presentados por las empresas beneficiarias con sujeción a la revisión de los precios base declarados. No se obtuvo evidencia de la posterior verificación de los precios aprobados.

Recomendación:

*Se sugiere para el caso de continuar con los parámetros fijados en cada Proyecto por la Ex Comisión efectuar una revisión de los precios base señalados.*

5) El proyecto de la empresa ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. fue aprobado con sujeción a observaciones efectuadas por la Secretaría de Energía que luego no fueron tenidas en cuenta para el cálculo de la compensación.

Recomendación:

*Se sugiere definir el criterio a considerar en relación con el apartado del Proyecto referido en la observación respecto de la empresa ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.*

6) Falta de definición en relación a la metodología de compra y venta entre empresas.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



Recomendación:

*Se sugiere precisar el criterio a considerar con relación a la compra y venta de gas entre empresas, y en caso de considerarse su implementación adoptar mecanismos de seguimiento y control al respecto.*

**7) Falta de actualización del procedimiento a ser aplicado para el Programa objeto de la auditoría tras la disolución de la Comisión por Decreto 272/2015.**

Recomendación:

*Se sugiere proceder a la actualización de los procedimientos establecidos en las Resoluciones aprobadas por la Ex Comisión con relación al programa objeto de la auditoría.*

**8) No se obtuvo evidencia de la presentación del proyecto de la empresa Compañía Hidrocarburo No Convencional S.R.L., como parte del proyecto de la Compañía YFP S.A.**

Recomendación:

*Se sugiere implementar medidas tendientes al cumplimiento de las pautas fijadas en el Programa respecto de la presentación de nuevos proyectos.*

**9) De la vista de los antecedentes de la Resolución de la Comisión Nro 168/2015, no se expone de forma manifiesta el ajuste efectuado por la aplicación del Reglamento de Adquisiciones y Cesiones (Res. 123/2015).**

Recomendación:

*Se sugiere la revisión y seguimiento respecto del Reglamento de adquisiciones, ventas y cesiones de Áreas, Derechos y Participación en el marco del Programa.*



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



10) Se observan distintos criterios de presentación de la documentación por parte de las empresas beneficiarias en relación con las facturas.

Recomendación:

*Se sugiere implementar las formalidades que deban cumplir las empresas, en la presentación de la documentación, a fin de demostrar lo declarado. Esta recomendación persigue la finalidad de facilitar la posterior revisión y control agilizando los tiempos de revisión.*

11) No se obtuvo evidencia de la existencia de informes técnicos de aprobación de las tasas de declino incluidas en los proyectos presentados por las empresas beneficiarias.

Recomendación:

*Se sugiere reunir los antecedentes técnicos que respaldan las aprobaciones efectuadas en el marco del programa objeto de la Auditoría.*

### III. CONCLUSIÓN

En función del relevamiento efectuado acerca del cumplimiento del Reglamento y bases del Programa objeto de la auditoría puede señalarse como resultado de la revisión la presencia de falencias de control interno susceptibles a ser subsanadas en lo que respecta al período restante de vigencia del Programa siguiendo las recomendaciones incluidas en el presente informe.

  
CDOR. VÍCTOR RAÚL PALACIOS  
Auditor Interno Titular  
Ministerio de Energía y Minería



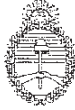
Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna

"2016 - Año del Bicentenario de la Declaración de la Independencia Nacional"



## INFORME DE AUDITORÍA INTERNA N° 06/2016

"Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas  
Natural."



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna

"2016 - "Año del Bicentenario de la Declaración de la Independencia Nacional"



## ÍNDICE

I	Objeto.....	3
II	Alcance.....	3
III	Limitaciones al alcance.....	6
IV	Aclaraciones Previas.....	6
V	Marco de Referencia.....	7
VI	Observaciones.....	12
VII	Conclusión.....	23
VIII	Anexo I. Glosario.....	24
IX	Anexo II. Informe Técnico.....	26



## INFORME DE AUDITORIA INTERNA

### I. OBJETO

Verificar las actuaciones efectuadas en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural y el funcionamiento de los controles internos aplicables en el período 2015 en el ámbito de la Ex Secretaría de Energía y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas (CPyCEPNIH) disuelta mediante el Decreto N°272/2015 de fecha 29 de diciembre de 2015.

### II. ALCANCE

Las tareas de campo se desarrollaron desde el 07 de marzo hasta el 21 de abril del corriente año. El período auditado corresponde al período 2015. La revisión se desarrolló de acuerdo con las Normas de Auditoría Interna Gubernamental aplicándose los siguientes procedimientos:

- Recopilación y Análisis de la normativa vigente.
- Relevamiento de los procedimientos y cotejo con documentación de respaldo.
- Entrevistas con personal de la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos dependiente de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.

Mediante Nota UAI N° 20/2016 de fecha 10 de marzo del corriente año, se solicitó:

- El universo de empresas beneficiarias del Programa.
- Los proyectos presentados por cada empresa.
- Los montos mensuales de las compensaciones determinados para cada empresa beneficiaria por la Secretaría de Energía.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



- Los montos transferidos en el período 2015 a las empresas en el marco del Programa.
- Información acerca de la Unidad de Seguimiento y Control.
- Volúmenes declarados mensualmente por empresa de inyección de gas natural validados por ENARGAS como Unidad de Seguimiento de Gestión Técnico Operativa del Programa.
- Informes de cálculo de la Unidad de Seguimiento y Control.
- Documentación técnica que avale volúmenes de inyección declarados.

A continuación se detallan las empresas beneficiarias del Programa:

EMPRESA	MONTO DETERMINADO DE COMPENSACIÓN PERÍODO 2015.	MONTO PAGADO PERÍODO 2015.
YPF S.A. Y CIA. DE HIDROCARBURO NO CONVENCIONAL	12.660.765.668	2.600.007.239
GRUPO PAN AMERICAN	3.416.268.473	1.508.596.169
TOTAL AUSTRAL S.A.	1.726.946.006	766.203.031
WINTERSHALL ENERGÍA S.A.	1.104.157.944	509.177.046
PETROLERA PAMPA S.A.	549.933.405	94.327.377
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	117.654.316	87.400.886
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.	121.292.466	
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	43.531.986	60.047.630
GLACCO COMPAÑÍA PETROLERA S.A.	-21.707.478	
ROCH S.A	-560.954	
<b>TOTAL</b>	<b>19.718.281.832</b>	<b>5.625.759.378</b>

Fuente: Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos dependiente de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos.





Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna

"2016 - "Año del Bicentenario de la Declaración de la Independencia No.

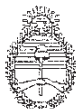


En relación con el cuadro indicado precedentemente es necesario aclarar que los montos corresponden a los informados por la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos. Tal como se menciona en el siguiente apartado, de limitaciones al alcance, no pudieron verificarse por esta Unidad los montos transferidos a cada empresa, ello en función a que los expedientes de pago no se encontraban en la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos. No obstante mediante Nota SRH N° 00641 de fecha 07 de abril del corriente, el Área solicitó al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas proceda a remitir en detalle los montos transferidos a cada empresa en el marco del presente programa.

Con respecto a los Proyectos presentados por las empresas beneficiarias del Programa se verificó que los valores de Inyección Total, Compromiso, Inyección Base y Tasa de declino aprobados en dichos proyectos sean coincidentes con los valores incluidos en la fórmula de la Planilla de Cálculo que la Ex Secretaría de Energía utilizó para determinar los montos de compensación mensuales.

Asimismo en razón al acotado plazo requerido para la presente auditoría, y con el fin de relevar el circuito del programa se seleccionó una muestra no estadística, tomando como criterio la selección de las empresas que registraron los mayores montos de compensación determinados en pesos para el período 2015. En consecuencia resultaron comprendidas las empresas YPF S.A. Y PAN AMERICAN ENERGY GROUP. Respecto de las empresas mencionadas se solicitaron los expedientes de los meses de Enero a Abril 2015 para la empresa YPF S.A. y los meses de Enero a Marzo de la empresa PAN AMERICAN ENERGY. La muestra representa un 21% del monto determinado de compensación para el período 2015.

Con relación a los Informes de Enargas, y respecto de las empresas y meses indicados en el párrafo precedente, se verificó que los volúmenes de inyección validados por dicho Organismo sean coincidentes con los utilizados para el cálculo de la compensación por la Secretaría de Energía. Esta auditoría no tuvo por objeto el análisis de los informes emitidos por Enargas, siendo que dicho Organismo dispone de auditoría interna propia y se encuentra fuera del ámbito de auditoría de esta Unidad.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



Asimismo se acompaña como Anexo II el informe técnico del Ing. Eduardo Abriata, experto en Petróleo y Gas, consultor en E&P, con un análisis del Plan Gas.

### III. LIMITACIONES AL ALCANCE

No pudieron verificarse las transferencias efectuadas a las empresas beneficiarias en el período auditado por los motivos que serán detallados en el siguiente acápite.

### IV. ACLARACIONES PREVIAS

La Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en adelante "La Comisión", fue creada por el artículo 2 del Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina aprobado como Anexo I del Decreto 1277/12. La Comisión operaba en la órbita de la entonces Secretaría De Política Económica y Planificación Del Desarrollo, del Ex Ministerio De Economía y Finanzas Públicas.

El programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural fue creado en el ámbito del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas por medio de la Resolución 01/2013 emitida por la referida Comisión. En el mes de diciembre de 2015, mediante Decreto Nro. 272/2015 la Comisión fue disuelta disponiéndose que los actos emitidos por la misma en el ejercicio de competencias asignadas por el Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera o por otras normas, conservarían su vigencia en tanto no se dispusiera lo contrario por resolución del Ministerio de Energía y Minería. Con fecha 14 de abril de 2016, el Ministro de Energía y Minería mediante Resolución N° 47/2016 delega en la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del Ministerio de Energía y Minería la implementación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural creado por Res.CPyCEPNIH 01/2013 autorizando al Señor Secretario de Recursos Hidrocarburíferos a realizar las delegaciones que estime necesarias.

Por lo expuesto, la documentación solicitada en el curso de la auditoría fue suministrada por la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos,



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



dependiente de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos dirección a la cual se trasladó parte de la documentación y antecedentes de la Comisión. No obstante, la mencionada Dirección, al momento de efectuar la presente auditoría no disponía de la información relativa a los pagos efectuados a las empresas beneficiarias. Consecuencia de ello, la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos emitió la Nota SRH N° 000641, de fecha 07 de abril del corriente año solicitando al Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas informe los pagos efectuados en el marco del Programa, información que al día 28 de abril del corriente, no había sido remitida a la Secretaría.

**Solicitud de Opinión a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos:**

Con fecha 28 de abril del corriente, mediante Nota UAI N° 49/2016, se solicitó opinión respecto de las observaciones a la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos sin haber recibido comentarios a la fecha de emisión del presente.

**V. MARCO DE REFERENCIA**

**Bases y Condiciones del Programa. Resolución CPyCEPNIH 01/2013**

Crea el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural. Las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas para ser beneficiarias del Programa debían presentar un "Proyecto de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural" el que sería evaluado y aprobado por la Comisión. El anexo de la resolución incluye las bases y condiciones del Programa.

A modo de síntesis, los proyectos presentados debían contener la siguiente información:

**Pautas para la presentación de los Proyectos según Res. CPyCEPNIH 1/2013:**

Presupuesto del Proyecto	(i) El cálculo de su Inyección Base. (ii) El período de vigencia del Proyecto, el cual no podrá superar los cinco (5) años, prorrogables a solicitud de la Empresa Beneficiaria, previa decisión de la Comisión.
--------------------------	---



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



Presupuesto del Proyecto (Cont.)	(iii) El cálculo de su Inyección Base Ajustada, para el período propuesto.
	(iv) El cálculo del Precio Base.
	(v) El cálculo del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" de los precios del Gas Natural comercializados por la empresa, establecidos para cada segmento de consumidores del mercado interno, que será utilizado para determinar la Compensación.
Compromisos de Aumento de Inyección de Gas Natural	(i) El detalle de los volúmenes totales de Gas Natural que la empresa se compromete a inyectar en el mercado interno durante el período propuesto.
	(ii) El compromiso de la empresa de compensar su imposibilidad de alcanzar los valores mínimos de Inyección Total comprometidos en su Proyecto, proponiendo metodologías de compensación (que podrán incluir, entre otros posibles, la importación del GNL o el pago al Estado Nacional de la diferencia entre el Precio de Importación del GNL previo al momento en que se registró el faltante y el Precio de la Inyección Excedente).
Asimismo se prevé que el Proyecto podrá incluir: - Compromisos de Inversión - Otras condiciones del Proyecto o deberes a asumir por la Beneficiaria.	

Actuación de la Comisión de acuerdo al marco normativo:

La Comisión debía evaluar los proyectos, considerando si a su criterio contribuían al autoabastecimiento nacional de hidrocarburos, a través del incremento en la producción gasífera y su inyección en el mercado interno. En tal sentido, si el proyecto presentado por la empresa era aprobado, la empresa era incluida como beneficiaria del Programa. En función a lo indicado en la normativa, la comisión podía llevar a cabo las auditorías y controles que fuesen necesarios a fin de corroborar el cumplimiento de las obligaciones a cargo de las Empresas Beneficiarias.

La Comisión podía dejar sin efecto un "Proyecto de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural" ante los siguientes supuestos:



- Omisión, inexactitud o falseamiento de la información provista por la empresa en el Proyecto o durante su ejecución.
- Incumplimiento de las obligaciones establecidas en el Decreto 1.277/2012 y de sus normas o actos complementarios.
- Incumplimiento por parte de la empresa de las obligaciones contraídas en el marco del presente Programa, previa intimación por un plazo no inferior a quince (15) días hábiles.
- En caso de que el Precio de Importación fuere igual o inferior al Precio de la Inyección Excedente, y siempre que dicha situación se extendiere por un plazo de al menos ciento ochenta (180) días corridos.
- En caso que los valores de los contratos de suministro o facturas de la empresa, utilizados para el cálculo mensual del promedio ponderado correspondiente a cada mes de vigencia del "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural" de los precios del Gas Natural comercializados por la empresa, utilizado para determinar la Compensación tuvieron, a criterio de la Comisión, una disminución de precios y/o cantidades injustificadas.

#### Compensación por inyección Excedente:

Las Empresas Beneficiarias del Programa reciben en compensación Siete Dólares Estadounidenses con Cincuenta Centavos por millón de BTU (7,5 USD/MMBTU), por todo el volumen que supere su Inyección Base Ajustada.

A partir de la creación del programa, el Estado se compromete a abonar mensualmente a las empresas beneficiarias una compensación que resulta de la sumatoria de:

- La diferencia que exista entre el precio de la Inyección Excedente y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Excedente.
- La diferencia que exista entre el Precio Base y el precio efectivamente percibido por la venta de la Inyección Base Ajustada



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



Vigencia de los proyectos:

Los Proyectos de aumento de la Inyección tienen una vigencia máxima de 5 años, prorrogables a solicitud de la Empresa Beneficiaria, previa decisión de la Comisión.

**Reglamento del Programa. Resolución CPyCEPNIH 03/2013**

El reglamento enumera las actuaciones correspondientes a la Comisión, la Empresa Beneficiaria, la Secretaría Administrativa de la Comisión, la Unidad de Gestión Técnico Operativa (Enargas) y la Unidad de Seguimiento y Control (UNSAM).

De acuerdo a lo indicado en el Reglamento, dentro de los 30 días del último día hábil del mes siguiente al del período bajo análisis, la empresa Beneficiaria debe presentar una Declaración Jurada de Ventas incluyendo:

- Inyección total entregada a cada segmento (a)
- Precio promedio ponderado de venta (b)
- Contratos y/o facturas comerciales correspondientes al volumen de gas natural comercializado( c)
- Demás documentación que acredite veracidad y exactitud de información suministrada. (d)

Esta información se presentaba en el período 2015 en la mesa de entradas de la Secretaría Administrativa de la Comisión, vigente en el período auditado. La Secretaría Administrativa de la Comisión debía remitir la información citada precedentemente a Enargas, a la UNSAM y a la Ex Secretaría de Energía.

Por otra parte, la Ex Secretaría de energía, con relación a los puntos previos al PIST<sup>1</sup>: debía remitir a ENARGAS, en un plazo de 10 días hábiles contados a partir del día 25 del mes siguiente al de la inyección, los resultados de las mediciones de los volúmenes de cada punto de medición de gas (PMG) instalado por cada empresa beneficiaria conforme Res. SE 318/2010.

ENARGAS (Unidad de Gestión Técnico Operativa):

<sup>1</sup> PIST: Punto de ingreso al Sistema de Transporte de Gas Natural (operado por Transportadora de Gas del Sur S.A. TGS y por Transportadora de Gas del Norte TGN). Gasoductos operados por alguna licenciataria del Servicio de Distribución regulada por ENARGAS.





Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



Respecto de la declaración de inyección total entregada a cada segmento por la empresa beneficiaria, la Unidad procede a corroborar la información de la siguiente manera:

- Respecto a los volúmenes correspondientes al PIST, en un plazo de 10 días hábiles contados a partir del día 25 del mes siguiente al de la inyección, verifica los volúmenes de inyección en los términos de la Resolución ENARGAS 716/98 y la Res. ENARGAS 1410/10.
- Respecto a los puntos previos al PIST: en un plazo de 10 días hábiles contados a partir del día 25 del mes siguiente al de la inyección, recibe de la SE (o actual Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos) los resultados de las mediciones de cada PMG.

Dentro de los diez días hábiles de recibida la información, ENARGAS debe expedirse acerca de:

- Si los volúmenes reales de inyección se corresponden con las declaraciones mensuales presentadas
- Sobre el cumplimiento o incumplimiento de cada empresa beneficiaria en el aumento de la producción.

La SE intervenía en el procedimiento de elevación de todos los informes de ENARGAS a efectos de indicar si tenían o no objeciones.

#### Cálculo de la compensación:

La Secretaría Administrativa de la Comisión enviaba una copia del informe de ENARGAS a la Secretaría de Energía y otra copia a la Unidad de Seguimiento y Control (UNSAM) para que ambos organismos procedieran a calcular la compensación y remitieran el resultado a los 15 días a la Secretaría Administrativa.

Si el cálculo de ambos organismos era coincidente, la COMISION ordenaba el pago mediante Resolución dentro de los 45 días.

En el caso que alguno de los dos organismos hubiera omitido la presentación del Informe de cálculo así como si hubieran diferencias en los informes de ambos organismos, la normativa facultaba a la COMISION a ordenar el pago



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



por el único o el menor de los montos mediante Resolución provisoria quedando sujeta la compensación a futuros ajustes que por derecho correspondan.

En el caso que hubieran diferencias, luego de ordenarse el pago por el menor monto, la Comisión debía requerir nuevamente a la SE y a la Unidad de seguimiento un pedido de revisión de los cálculos efectuados que debía ser remitido en un plazo de 15 días. En el caso que las diferencias subsistieran la Comisión podría efectuar un cálculo propio a los efectos de determinar la compensación.

Asimismo, para el caso en que se hubiere autorizado el pago sobre la base de uno sólo de los informes, la Secretaría Administrativa requería la presentación urgente al órgano faltante.

De acuerdo a lo definido en el reglamento, el monto de la compensación se abona mensualmente dentro de los 20 días de emitida la Resolución de pago, por la cantidad de pesos que resulte del cálculo de la compensación y al tipo de cambio de referencia COMU A 3500, mayorista.

#### **Reglamento de adquisiciones, ventas y cesiones. Resolución CPyCEPNIH 123/2015.**

El reglamento determina que las empresas inscriptas en el Programa que adquieran, vendan o cedan áreas, derechos o participación deben hacer una presentación en un plazo de 10 días de efectuada la operación.

El reglamento indica la metodología de dicha presentación para los distintos supuestos respecto de si las empresas cedentes o adquirentes son beneficiarias de los Programas de Inyección Excedente (Resolución 01/2013) o Inyección Reducida (Resolución 60/2013).

#### **VI. OBSERVACIONES**

- 1) No se obtuvo evidencia del convenio específico firmado con la UNSAM por servicios de asistencia técnica en el marco del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.**

El reglamento aprobado por la Resolución CPyCEPNIH N°03/2013 incluido como Anexo I en su apartado 2 detalla como parte interviniente del programa a la "Unidad de Seguimiento y Control". A continuación indica que dicha unidad





Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



será una Universidad Nacional definida por la Comisión y que la relación se instrumentará mediante Convenio de Asistencia Técnica, pudiendo utilizarse para ello uno en vigencia o generarse uno nuevo específico para el tema. La Universidad designada a tal efecto fue la Universidad General de San Martín (UNSAM).

De acuerdo a lo establecido por el apartado 4 "Metodología", inciso e.1) del antedicho reglamento, la Universidad interviene en el cálculo de la compensación, debiendo presentar un informe mensual con el resultado del mismo a la Secretaría Administrativa de la Comisión en conformidad con lo establecido en las Resoluciones CPyCEPNIH 01/2013 y 03/2013.

Se solicitó información respecto a todos los Convenios firmados con la Unidad de Seguimiento y Control (UNSAM) en el marco del Programa objeto de la auditoría.

En respuesta, se obtuvo el "Convenio Marco de Cooperación entre la Subsecretaría de Combustibles de la Secretaría de Energía y la UNSAM firmado el 15 de diciembre de 2003. La cláusula primera menciona que el convenio reviste el carácter de un amplio acuerdo de colaboración entre la Subsecretaría mencionada y la Universidad. No obstante, de acuerdo a lo indicado en la cláusula sexta las actividades acordadas entre ambos organismos serán detalladas en un documento que deberá ser formalizado en un protocolo adicional al Convenio marco.

Si bien se suministró una Addenda que hace referencia a un contrato específico firmado en el marco del Programa objeto de la auditoría firmada el 14 de abril de 2015 con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015, no fue puesto a disposición de esta Unidad el contrato específico al que hace reseña la Addenda suministrada.

**Recomendación:**

*Se sugiere reforzar las medidas de control en relación con el seguimiento de los convenios firmados con la Universidad, así como proceder al registro y resguardo adecuado de los mismos. Ello, con el fin de facilitar el control del cumplimiento de los compromisos asumidos por el Organismo así como la debida rendición de cuentas por los montos percibidos.*

- 2) **De acuerdo a lo definido en el reglamento del Programa, se asignaron a la UNSAM funciones de auditoría, seguimiento y control de las pautas fijadas en el Reglamento siendo el organismo**



**parte interviniente del procedimiento de cálculo de la compensación.**

Tal como se menciona en la observación precedente, la Universidad designada como UNIDAD DE SEGUIMIENTO Y CONTROL fue la Universidad Nacional de General San Martín. En función a lo indicado en el apartado de Metodología del Reglamento, la Universidad interviene en el cálculo de la compensación debiendo elaborar un informe en función a lo definido en el inciso e.1 del apartado 4 del citado Reglamento contemplando asimismo lo indicado en la Cláusula IV del Régimen aprobado por la Resolución 01/2013 de la Comisión.

De igual manera, se asignan a la Unidad en función a lo indicado en el apartado 8 del Reglamento, funciones de auditoría a los fines del seguimiento y control de las pautas fijadas. Se establece que la Comisión establecerá el mecanismo de auditoría y el alcance, fijándose una periodicidad anual de auditoría, no obstante se indica que la misma puede realizarse durante todo el año calendario.

Por lo expuesto, se observa la asignación de tareas de auditoría en el mismo organismo que interviene en el procedimiento del Programa.

**Recomendación:**

*Se sugiere implementar un mecanismo de control del procedimiento del programa que sea efectuado por un Organismo o Área dentro de la Secretaría que no intervenga en la operatoria del procedimiento a auditar.*

- 3) No se obtuvo evidencia en los expedientes incluidos en la muestra, de la emisión por parte de la Universidad de los informes mensuales de cálculo de acuerdo a lo definido por la Res. CPyCEPNIH 03/2013. Tampoco se visualizaron en los expedientes recaídos en la muestra, Informes de revisión de precios emitidos por la UNSAM en el período 2015.**

De la revisión de los expedientes incluidos en la muestra, y en función a lo manifestado en las Resoluciones que aprobaron los pagos emitidas por la Comisión, se observa que todos los cálculos fueron aprobados en base a la



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



presentación de un único informe efectuado por la Secretaría de Energía, omitiendo en todos los casos la UNSAM el envío del informe de cálculo.

Con relación a las revisiones de precios tampoco se obtuvo evidencia en los expedientes visualizados de la presentación de informes con el resultado de las revisiones para el período auditado. Es sustancial mencionar que una de las causales que facultan a dejar sin efecto un proyecto es el supuesto que los valores (de los contratos de suministro o facturas de las empresas) utilizados para el cálculo mensual de la compensación tuvieran una disminución de precios y/o cantidades injustificadas.

**Recomendación:**

*Se sugiere reforzar las medidas de control acerca del cumplimiento de las pautas fijadas para las partes en los convenios firmados, y en caso de incumplimiento de las obligaciones encarar acciones para el acatamiento del Convenio o la rescisión del mismo.*

- 4) La Comisión aprobó los Proyectos presentados por las empresas beneficiarias con sujeción a la revisión de los precios base declarados. No se obtuvo evidencia de la posterior verificación de los precios aprobados.**

De acuerdo a lo definido por la Resolución de la Comisión 01/2013, los proyectos presentados por las empresas beneficiarias para ser incluidos en el Programa objeto de la auditoría debían ser recibidos, evaluados y aprobados por la Comisión. Se solicitaron las resoluciones emitidas por la Comisión que aprobaron los Proyectos/Actas Acuerdos del universo de empresas beneficiarias. En todos los Proyectos, las aprobaciones fueron sujetas a condiciones señaladas en notas remitidas por la Secretaría de Energía al Secretario de Política Económica y Planificación del Desarrollo. A continuación se detallan las notas por empresa beneficiaria.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



EMPRESA BENEFICIARIA	NRO. RESOLUCIÓN COMISIÓN	
SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC.	25/2013. 02/08/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 4032 de fecha 24/07/2013.
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.	26/2013 02/02/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 4096 de fecha 26/07/2013.
PETROLERA PAMPA S.A.	27/2013 02/08/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 4097 de fecha 26/07/2013.
PETROQUÍMICA COMODORO RIVADAVIA S.A.	28/2013 02/08/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 4095 de fecha 26/07/2013.
GLACCO COMPANÍA PETROLERA S.A.	13/2013 05/07/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 3899 de fecha 16/07/2013.
ROCH S.A.	12/2013 25/07/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 3900 de fecha 16/07/2013.
WINTERSHALL ENERGIA S.A.	11/2013 25/07/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 2389 de fecha 06/05/2013.
GRUPO PAN AMERICAN	04/2013 17/04/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 1845 de fecha 12/04/2013.
TOTAL AUSTRAL S.A.	06/2013 03/06/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 2391 de fecha 06/05/2013.
YPF S.A.	05/2013 03/06/2013	Se aprueba sujeto a las condiciones de la Nota S.E. 2771 de fecha 23/05/2013.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



Las notas de la Secretaría de Energía incluían observaciones puntuales a considerar respecto de cada Proyecto y en todas ellas se informaba que los volúmenes de gas natural considerados en la propuesta de la empresa beneficiaria así como el precio base presentado serían auditados durante el transcurso del año de emisión de la nota, de manera tal de proceder en caso de corresponder a realizar los ajustes conforme los resultados arrojados por la auditoría.

No se obtuvo evidencia de la ejecución de las auditorías indicadas en las notas. Por lo expuesto, se infiere que los proyectos aprobados incluyeron valores no verificados.

**Recomendación:**

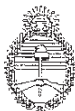
*Se sugiere para el caso de continuar con los parámetros fijados en cada Proyecto por la Ex Comisión efectuar una revisión de los precios base señalados.*

- 5) El proyecto de la empresa ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. fue aprobado con sujeción a observaciones efectuadas por la Secretaría de Energía que luego no fueron tenidas en cuenta para el cálculo de la compensación.**

El proyecto presentado por la firma ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A incluía en su "**Apartado IV Desbalances**" la mención que la inyección base ajustada y/o inyección total comprometida estaba basada en el supuesto de que durante toda la vigencia del Proyecto, ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. tuviera la libre disponibilidad de su porcentaje de participación en la producción del Área Magallanes. Sin embargo, en caso que YPF S.A. procediera a recuperar algún desbalance de Gas Natural existente entre ambas empresas, entonces la Inyección Base Ajustada y/o la Inyección Total comprometida se ajustarían en su justa incidencia".

No obstante, la aprobación del proyecto de la empresa efectuada mediante Resolución de la Comisión Nro. 26/2013 de fecha 02 de agosto de 2013 fue efectuada sujeta a las condiciones señaladas por la Secretaría de Energía en su Nota SE N° 4096. En la nota precitada se indica que con relación a lo propuesto en la "Cláusula IV Desbalances", y en la última parte del Punto 2) de





Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



la Cláusula VI-Compromisos de Inversión- del Proyecto presentado por ENAP, debe considerarse de aplicación al caso la normativa general y particular vigente.

De acuerdo a la revisión de los valores considerados para el cálculo de la compensación, se corroboró que los volúmenes tanto de inyección base ajustada como de compromiso de inversión fueron ajustados mensualmente, lo cual no se condice con lo indicado por la Resolución que aprobó el Proyecto.

**Recomendación:**

*Se sugiere definir el criterio a considerar en relación con el apartado del Proyecto referido en la observación respecto de la empresa ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.*

**6) Falta de definición en relación a la metodología de compra y venta entre empresas.**

La Res. CPyCEPNIH Nro. 03/2013 en su apartado V "Operaciones de Compra Venta de Gas" indica que quedan prohibidas las operaciones de compra y venta de gas natural entre empresas productoras de gas, que tengan por motivo alcanzar los compromisos asumidos por cada Empresa Beneficiaria en los Proyectos. Asimismo indica que para el caso que una empresa presentara como gas natural propio el gas natural producido por otra empresa productora, la Comisión suspendería el pago de las compensaciones hasta tanto deje de incumplir.

No obstante ello, a continuación la norma indicaba que si la posibilidad de adquirir gas natural de otras empresas productoras se encontrare expresamente previsto en los Proyectos, la Comisión evaluaría caso por caso que se le presente en tal sentido y lo aprobaría en tanto y en cuanto la necesidad de adquirir dicho gas natural no derivara de la imprudencia o la impericia de la empresa beneficiaria.

Por lo mencionado precedentemente, el reglamento resulta impreciso en cuanto a la metodología de compra y venta entre empresas.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



**Recomendación:**

*Se sugiere precisar el criterio a considerar con relación a la compra y venta de gas entre empresas, y en caso de considerarse su implementación adoptar mecanismos de seguimiento y control al respecto.*

**7) Falta de actualización del procedimiento a ser aplicado para el Programa objeto de la auditoría tras la disolución de la Comisión por Decreto 272/2015.**

Cabe mencionar como hechos posteriores al período de la auditoría y de acuerdo a lo indicado en el marco de referencia, tras la disolución de la Comisión por medio del Decreto Nro. 272/2015 el procedimiento que se mantuvo vigente con relación al programa (aprobado mediante la Resolución Nro. 03/2013 de la Comisión) no refleja la operatoria aplicada después del 31 de diciembre de 2015 y hasta la fecha de emisión del presente informe, en tanto se han modificado las partes intervinientes del mismo.

**Recomendación:**

*Se sugiere proceder a la actualización de los procedimientos establecidos en las Resoluciones aprobadas por la Ex Comisión con relación al programa objeto de la auditoría.*

**8) No se obtuvo evidencia de la presentación del proyecto de la empresa Compañía Hidrocarburo No Convencional S.R.L, como parte del proyecto de la Compañía YFP S.A.**

Mediante la Resolución Nro. 188/2015, de fecha 23 de Septiembre de 2015, la Comisión aprobó la solicitud y presentación de YPF de las siguientes cesiones:

- Cesión del 100% de los derechos de explotación respecto del Área Puesto Cortadera a favor de la empresa GAS Y PETRÓLEO DEL NEUQUEN S.A. En función a que esta empresa no se encontraba inscripta en el programa, consecuentemente debía aplicarse el apartado III del Anexo aprobado mediante la Resolución 123/15 de la Comisión.



- Cesión del 50% de la producción de los pozos del Área Rincón del Mangrullo a la empresa PETROLERA PAMPA S.A., los cuales al momento de la cesión eran 100% propiedad de YPF S.A. En función a que ambas empresas se encontraban inscriptas al programa debía aplicarse el Apartado I del Anexo aprobado mediante la Resolución 123/15 de la Comisión.

Cabe mencionar que la Resolución 123/15 establecía la metodología de presentación mediante la cual se modificarían los valores de Inyección Comprometida e Inyección Base Ajustada presentados por la Empresa vendedora o cedente. Si bien la Comisión a través de un informe técnico detalla los valores presentados por la empresa, no menciona como conformó el valor que fue restado a la inyección comprometida y a la inyección base ajustada, discriminando los valores de las dos cesiones y la incorporación de Compañía de Hidrocarburo No Convencional.

Asimismo la Resolución 188/2015 de la Comisión incorporaba al Proyecto de Aumento de la inyección de YPF S.A. a la empresa COMPAÑÍA DE HIDROCARBURO NO CONVENCIONAL S.R.L. No se obtuvo evidencia de la presentación efectuada por la citada empresa en conformidad con las demás presentaciones efectuadas en el marco del Programa.

**Recomendación:**

*Se sugiere implementar medidas tendientes al cumplimiento de las pautas fijadas en la normativa respecto de la presentación de nuevos proyectos.*

- 9) ***De la vista de los antecedentes de la Resolución de la Comisión Nro 168/2015, no se expone de forma manifiesta el ajuste efectuado por la aplicación del Reglamento de Adquisiciones y Cesiones (Res. 123/2015).***

El apartado I del Reglamento aprobado por la Resolución 123/2015, establece que si la empresa vendedora o cedente se encuentra inscripta en el Programa y la empresa adquiriente o cesionaria también se





Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



encontrara inscrita, ambas empresas deben efectuar una presentación informando:

- a) Inyección total del o área/s involucrada para el período correspondiente al cálculo de la Inyección Base de la empresa vendedora o cedente.
- b) Inyección del ó las áreas involucradas para el mes inmediatamente anterior a la venta, según la evolución que haya tenido hasta dicho mes la Inyección Base Ajustada de la empresa vendedora y/o cedente.
- c) Inyección total del o las áreas involucradas para el mes inmediatamente anterior a la venta y/o cesión.

El Reglamento indica que la empresa vendedora o cedente restará del volumen de Inyección Comprometida del mes anterior a la venta o cesión el volumen del punto c) y restará del volumen de inyección base ajustada del mes anterior a la venta o cesión, el menor de los volúmenes entre b) y c). A su vez la empresa adquiriente o cesionaria sumará a su volumen de Inyección Comprometida y su volumen de Inyección Base Ajustada para el mes anterior a la adquisición o cesión, los mismos volúmenes que la empresa vendedora o cedente reste de sus propios parámetros.

Según se mencionó en la observación 8, YPF cedió el 50% de la producción de los pozos del Área Rincón del Mangrullo a la empresa PETROLERA PAMPA S.A., los cuales al momento de la cesión eran 100% propiedad de YPF S.A. En función a que ambas empresas se encontraban inscritas al programa debía aplicarse el Apartado I del Anexo aprobado mediante la Resolución 123/15 de la Comisión.

Consecuencia de la aplicación de la Resolución 123/15, la Comisión aprueba la Resolución 168/2015 modificando sólo la inyección comprometida de la empresa, citando como fuente los valores presentados por la empresa. De acuerdo a lo manifestado por la Comisión en el informe, no se efectuaron modificaciones en la inyección base ajustada por no encontrarse el área en producción al momento de la presentación del Proyecto de YPF S.A en el año 2013. De esta forma, siendo el ítem b) presentado por la empresa igual a 0 se resolvió no modificar la base ajustada de la empresa. Cabe mencionar la falta de definición en el reglamento en relación con la aplicación del Punto I,



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



respecto a áreas que al momento de la presentación del Proyecto por parte de la empresa cedente no se encontraban en producción.

Asimismo tal como se señala en la observación anterior, el informe de la Comisión respecto de YPF S.A. como empresa cedente no pormenorizó cómo se conformaron los valores que fueron restados a la inyección comprometida y la inyección base ajustada, de manera tal de verificar que el valor restado en la empresa cedente sea igual al valor sumado en la empresa adquiriente en función a lo definido en el Reglamento.

**Recomendación:**

*Se sugiere la revisión y seguimiento respecto del Reglamento de adquisiciones, ventas y cesiones de Áreas, Derechos y Participación en el marco del Programa.*

**10) Se observan distintos criterios de presentación de la documentación por parte de las empresas beneficiarias en relación con las facturas.**

Del análisis de los expedientes mensuales de las empresas incluidas en la muestra se corroboró que la presentación de las facturas no se efectúa manteniendo un criterio uniforme de exposición. La empresa PAE, a diferencia de la empresa YPF S.A. presenta un cuadro síntesis por cliente y número de factura que facilita el posterior análisis y control de la documentación.

**Recomendación:**

*Se sugiere implementar las formalidades que deban cumplir las empresas, en la presentación de la documentación, a fin de demostrar lo declarado. Esta recomendación persigue la finalidad de facilitar la posterior revisión y control agilizando los tiempos de revisión.*



**11) No se obtuvo evidencia de la existencia de informes técnicos de aprobación de las tasas de declino incluidas en los proyectos presentados por las empresas beneficiarias.**

En función a lo indicado en las "Bases y Condiciones del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, la inyección base declarada al inicio del Proyecto es ajustada por una tasa de declino sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.


No se visualizó informe técnico así como tampoco referencia específica de la aprobación con relación a las tasas de declino presentadas. Asimismo en algunos proyectos no se informa tasa sino que se detallan los valores de inyección para cada período, lo cual no se condice con lo indicado por la normativa.

**Recomendación:**

*Se sugiere reunir los antecedentes técnicos que respaldan las aprobaciones efectuadas en el marco del programa objeto de la Auditoría.*

**VII. CONCLUSIÓN**

En función del relevamiento efectuado acerca del cumplimiento del Reglamento y bases del Programa objeto de la auditoría puede señalarse como resultado de la revisión la presencia de falencias de control interno susceptibles a ser subsanadas en lo que respecta al período restante de vigencia del Programa siguiendo las recomendaciones incluidas en el presente informe.

  
CDOR. VÍCTOR RAÚL PALACIOS  
Auditor Interno Titular  
Ministerio de Energía y Minería



## VIII. Anexo I

### Glosario (de acuerdo a las definiciones Res. CPyCEPNIH 01/2013):

**Inyección total:** es la suma de la Inyección Base más la Inyección Excedente. Representa la totalidad del gas natural inyectado por parte de una empresa Beneficiaria, para consumos del mercado interno en:

- Algún punto de ingreso al Sistema de Transporte Arg. de gas natural (PIST) operado por Transportadora de Gas del Sur SA y Transportadora de Gas del Norte SA gasoductos operados por alguna licenciataria del Servicio de distribución regulada por ENARGAS).
- Previo al PIST, el gas natural inyectado por parte de una empresa para consumos del mercado interno que tengan medición fiscal aprobada por la SE y Enargas

**Inyección Base:** son los volúmenes teóricos propuestos como puntos de partida en los proyectos. Se utiliza esta base con ajustes para determinar la inyección excedente.

**Inyección Base Ajustada:** es la inyección base ajustada por una tasa de declino que es calculada por cada empresa beneficiaria en MMm3/d, la misma está sujeta a verificación y aprobación de la Comisión.

**Inyección Excedente** es el gas natural inyectado por la empresa beneficiaria en cada mes de vigencia del Programa, por encima de la Inyección Base Ajustada, para su comercialización en el mercado interno.

**Precio Base:** es el precio promedio ponderado correspondiente al año 2012 de los precios del Gas Natural establecido para cada segmento de consumidores, conforme al detalle que calcule cada empresa en el proyecto, sujeto a verificación y aprobación de la Comisión.



Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna



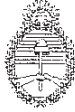
**Precio de la Inyección Excedente** se calcula para todas las Empresas Beneficiarias en Siete Dólares Estadounidenses con Cincuenta Centavos por millón de BTU<sup>2</sup> (7,5 USD/MMBTU).

**Gas Natural:** se define como cualquier hidrocarburo o mezcla de hidrocarburos en estado gaseoso consistente predominantemente en metano de un poder calórico de 9.300 kilocalorías, cumpliendo con la Res. 259/2008 de ENARGAS.

**PIST:** Punto de ingreso al Sistema de Transporte Argentino de Gas Natural (Operado por Transportadora de Gas del Sur S.A. y por Transportadora de Gas del Norte S.A.)

---

<sup>2</sup> **BTU:** medida de la energía en la que se mide el gas (siglas en inglés traducidas "Unidades Térmicas Británicas"). Un BTU es una unidad de calor, es la energía requerida para levantar la temperatura de una libra de agua por un grado Fahrenheit. La salida de la mayoría de los sistemas de calefacción se mide en BTUs.

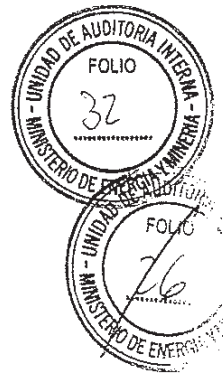


Ministerio de Energía y Minería  
Unidad de Auditoría Interna

"2016 - Año del Bicentenario de la Declaración de la Independencia Nacional"



## IX. ANEXO II INFORME TÉCNICO



## MINISTERIO DE MINERIA Y ENERGIA DE LA NACION

### Análisis inicial del Plan Gas (2008-2016)

#### Objetivos planteados para el trabajo:

- Revisar y confrontar desde el punto de vista de los reservorios, los volúmenes de producción básicos iniciales, y los volúmenes incrementales asociados a probables inversiones extraordinarias
- Revisar los volúmenes facturados por las Cias. y estimar probables errores significativos en los mismos

#### BASAMENTO CONCEPTUALES DE LOS PLANES

##### Proyectos que incluían:

- Exploratorios para Gas Convencional
- Desarrollo de Gas No Convencional (Tight Gas)
- Reactivación de Yacimientos No Productivos

##### Consideraciones:

- Tenían que ser rentables (TIR entre 10 y 15, orientativo)
- Tenían que ampliar el Horizonte de Reservas
- Requisitos de instalaciones y operativos adecuados para la venta de Gas Plus

##### Algunas situaciones importantes:

- 2008-2011, se firmaron Contratos del Plan Gas Plus original, válidos hasta el 2013. A partir de ahí aparecen los Planes Gas I y II (Gas excedente – Inyección reducida – Sin Inyección) con tasas promocionales adicionales a las reales de declino de hasta un 15% a efectos de los cálculos de los montos a abonar a las Cias.
- Creación de la Unidad de Seguimiento y Control de los Proyectos (USyC) asignada a la UNSAM con poderes amplios para revisar y aprobar los proyectos, los resultados de los mismos, y controlar e informar el cumplimiento de los requisitos para los pagos





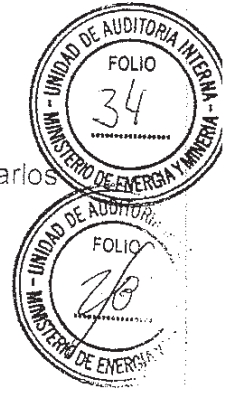
- En el período 2008-2012, se produjo un 11% más de gas que lo previsto por las curvas básicas, debido a la actividad adicional de las Cias. Apache, Total, PAE, Pluspetrol, y otras.
- En dicho período 2008-2012, YPF tuvo presencia casi nula en los Planes, apareciendo hacia fines del 2013 con el Plan Gas I.
- Recordar que el proceso de "nacionalización" de YPF y la asunción del Ing. Galuccio fueron en el 2012
- Tener presente que los análisis técnicos de producciones, reservas, etc., se hacen por Cia. operadora. En cambio los volúmenes a reconocer para el pago consideran las participaciones (% del WI) de cada Cia. en las distintas Areas, sean operadas ó no
- Ejemplo de trabajos período 2008-2012:

CIA	NO.	Área	Descripción	Producción	Estado
YPF	001	CUEVA MARINA EL ESTRECHO	CAYÓN DE LA ZORRA	14682000	En prod.
			APAYAN NORTE	700000	En prod.
			APAYAN SUDOESTE	700000	En prod.
			LOS CARPINES BASE I	1460000	En prod.
YPF	001	CUEVA MARINA EL ESTRECHO	VEGA DE LOS RIOS	1460000	En prod.
			LOS CARPINES BASE I	1460000	En prod.
			PROYECTO FREELINE	1460000	En prod.
			PROYECTO MULLA-ANCO	1460000	En prod.
			PROYECTO SHERMAN	1460000	En prod.
YPF	001	CUEVA MARINA EL ESTRECHO	PROYECTO PUNTA BARRA	1460000	En prod.
			PROYECTO PUNTA BARRA	1460000	En prod.

- Período 2013-2016
  - Las Cias. operadoras, excepto YPF, presentaron curvas básicas, pronósticos de producción, y cumplimientos razonables, por lo cual, y asumiendo que los cálculos de pago están bien realizados, correspondería abonarles la totalidad de los certificados presentados.
  - La excepción sería YPF, que presentaría las siguientes anomalías, en algunos casos generales y en otros puntuales, sujeto a reconsideración parcial si se pudiese acceder a las presentaciones técnico-económicas de dicha Cia. :
    1. Declinaciones de las producciones básicas superiores a las verificables con las producciones históricas
    2. Inclusión de Proyectos de Shale Gas no rentables
    3. No cumplimiento de incrementar los Horizontes de Reservas de gas
    4. Escasa actividad exploratoria para gas convencional
    5. Baja cantidad de Pozos de Avanzada
  - Solamente el punto 1 de las anomalías de YPF (volúmenes aparentemente erróneos), podría significar un ajuste en menos de los montos a pagar del orden de los 180 a 200 MM u\$s (a Dic. 2015), lo cual se corresponde con un desfase volumétrico de la básica de aproximadamente un 6%.

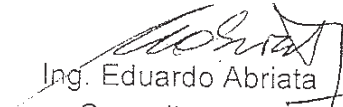


- El resto de los puntos 2 a 5 no es factible evaluarlos económicamente por falta de información de detalle



### PROPUESTA

- Enfocar los esfuerzos de auditoría hacia la Cia. YPF
- Solicitar a la UNSAM y/o a YPF la totalidad de los informes técnicos que avalan los volúmenes de gas presentados
- Analizar dichos informes
- Reconsiderar la relación con la UNSAM ante la aparente falta masiva de los informes mencionados
- Generar, de ser necesario, un equipo de trabajo para analizar específicamente el caso YPF
- Realizar las interconsultas legales correspondientes

  
Ing. Eduardo Abriata  
Consultor en E&P

