

NO COPIA

Sofia Beretevide

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

enap sipetrol

METODOLOGIA DEL CÁLCULO DE RESERVAS:

Reservas Comprobadas Desarrolladas en Producción de Petróleo y Gas:

La Concesión posee reservas de petróleo comprobadas desarrolladas en producción; para el del cálculo de reservas y pronóstico de producción, se utilizó un modelo integrado de reservorios construido con las herramientas de Petroleum Experts donde el reservorio se modela por balance de materia con MBAL, los pozos con Prosper y la red de superficie con GAP.

La Concesión posee reservas de gas comprobadas desarrolladas en producción de gas libre y de gas disuelto. Para el cálculo de reservas, se tomó como referencia un escenario de producción bruta de gas a la máxima capacidad de compresión (2,4 MM m³/d), de manera tal que éste último valor se tomó constante para el simulador

La construcción del modelo se basó en cuatro etapas principales:

Etapas I: Modelado reservorio (Mbal).

Etapas II: Modelado de Pozos (Prosper).

Etapas III: Modelado Superficie (Gap).

Etapas IV: Generación de pronóstico de producción.-

En la Etapa I se tomaron las volumetrías resultantes del modelo estático y se construyó un modelo de múltiples tanques interconectados para simular el gradiente de presión entre plataformas. En esta etapa se utilizó el software de balance de materiales MBAL de Petroleum Experts.

La historia de producción, petróleo – agua – gas, se carga a nivel pozo, mientras los valores de presiones estáticas históricas se ingresan a nivel tanque; posteriormente se ingresaron las propiedades PVT a los fines del iniciar el ajuste histórico.

Respetando las volumetrías in situ obtenidas del modelo estático, se procedió a realizar una simulación calibrando las transmisibilidades entre tanques de manera de lograr ajustar la historia de presiones para los volúmenes históricos producidos

En la Etapa II se construyeron con el Software Prosper los modelos de pozo, bajo el concepto de análisis nodal, para evaluar la performance de los pozos, realizar análisis de sensibilidad y diseño de sistemas artificiales de producción.

Utilizando los datos del control de producción y la presión estática obtenida del modelo de balance de masa se ajusta el índice de productividad de los pozos para obtener el ajuste por medio de correlaciones de flujo multi-fásico.



R'



UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



EXACTAS I

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Fisco de Tierra del Fuego A. e. I. A. S. U.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

En la Etapa III se utilizó GAP para construir la red de superficie e integrar el reservorio y los pozos en el sistema; se puede utilizar para realizar pronósticos de producción bajo distintos escenarios.

En el modelo se ingresaron las restricciones actuales de producción: máxima capacidad de compresión de gas en plataforma AM-2 y AM-3, presión de operación en BRM (Batería de Recepción Magallanes): 78 Kg/cm², máximos diámetros de orificios de pozos (1 pulgada) y diámetros y longitudes de líneas de conducción.

En la Etapa IV se generó el pronóstico de producción de gas y petróleo. Se simuló la red considerando la totalidad de los pozos en condiciones operativas y las restricciones actuales de producción. Cabe destacar que el yacimiento cuenta con más de 50 pozos en condiciones de producir, pero que por limitaciones de compresión normalmente producen entre 20 y 25 pozos. Este modelo integrado permite ir abriendo los pozos a medida que se va generando capacidad disponible de compresión siempre respetando la capacidad máxima de 2.4 MMm³/d. La apertura de pozos es por GOR priorizando la producción de petróleo, es decir prioriza desde menor a mayor GOR

El gas disuelto se calculó aplicando a la previsión de petróleo por la relación gas-petróleo 90 m³/m³.

Reservas Comprobadas No Desarrolladas y Probables de Petróleo y Gas:

Las reservas en estas categorías corresponden al proyecto de incrementar la capacidad de compresión actual de 2,4 MM m³/d a 4 MMm³/d, posibilitando de esta forma acelerar la producción de petróleo y gas mediante la apertura de un mayor número de pozos.

Los pronósticos de producción se generaron mediante el modelo integrado de reservorio anteriormente descrito.

El proyecto contempla el tendido de un gasoducto de 12" desde AM2 – BRM (Batería de Recepción Magallanes) que transportará la producción de gas de los pozos pertenecientes a la plataforma AM1 y los pozos de media presión de la plataforma AM2 hasta la planta de Recepción Magallanes. Además, se contempla la capacidad de compresión de 2.4 MMm³/d sobre las plataformas AM2 y AM3.

Con esta arquitectura, se mantiene el gasoducto actual de 10" de AM2 – BRM para transportar el gas del resto de las plataformas, y el oleoducto de 8" AM3 – BRM transportara la producción de petróleo y agua de todo el campo.

En BRM se montaría una planta de tratamiento y compresión de 1.6 MMm³/d de capacidad y con una presión de succión del orden de los 4 Kg/cm² y una presión de descarga suficiente como para entregar el gas al Gasoducto General San Martín previo tratamiento del mismo.

R/



UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



EXACTAS I

ES COPIA

[Handwritten signature]

GOB. DE TIERRA DEL FUEGO, ANTIARTIDA E ISLAS C.
FOLIO
120
HNS 0247

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I. A. G.



enap sipetrol

El proyecto se encuentra en una etapa de Ingeniería Básica con un cronograma de ejecución cuya fecha estimada de puesta en marcha es para mediados del año 2017. Si bien se cuenta con un modelo de reservorio ajustado con la historia, se define categorizar el 50% de la producción asociada al proyecto como reservas probadas no desarrolladas y el resto en la categoría de reservas probables.

La decisión de re-categorizar el volumen de hidrocarburo asociado al proyecto en etapas, se basa en que se corrobore la producción asociada al mismo y se ajuste con lo pronosticado. Por otra parte, se puede contemplar posibles desvíos que se puedan generar en la etapa de ejecución del proyecto por ejemplo, por efectos climáticos, respecto a lo planificado que terminarían impactando en la puesta en marcha.

La Compañía indica que la fecha de puesta en marcha es más concreta que la indicada en la certificación anterior, porque ya se han realizado las licitaciones de los servicios y materiales requeridos (barcos para tendido de ducto, modificaciones en plataformas, caños, compresores, módulos, etc.). Ello permite aplicar el concepto enumerado en la definición de reservas del SPE (ver adjunto I) en lo referido a reservas comprobadas y puntualmente en su punto 4 que establece que podrán considerarse reservas probadas "cuando hubiera seguridad razonable de que las zonas serán desarrolladas"

Reservas Posibles:

La Compañía no presenta reservas de este tipo para el yacimiento.

Recursos Contingentes:

Se presenta como recursos contingentes de petróleo y gas disuelto al proyecto de reparaciones de pozos con el fin de optimizar la recuperación de petróleo. Estas reparaciones tienen asociadas reservas de petróleo y no de gas libre, debido a que la producción de gas se encuentra limitada por la capacidad del sistema de captación (hay pozos cerrados en reserva de gas), por lo tanto aumentar el potencial de gas con reparaciones no incrementaría la producción de gas. Las reservas de gas asociadas a este proyecto comienzan a contabilizar a partir del año 2017, momento que hay capacidad de compresión disponible.

Este proyecto se incluye como recurso contingente, dada la evaluación económica negativa del mismo.

PERFORACION AÑO 2015 Y FUTURA:

No hubo actividad de perforación durante el año 2015. No se prevé actividad de perforación futura.

Cronograma de Trabajo

En el Anexo III se presenta la planilla normalizada (SEN, 2009) con el cronograma de trabajos previstos.

[Handwritten signature]



UBA
Universidad de Buenos Aires



EXACTAS!

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires

Poder Legislativo
FOLIO
122
Nº
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
122
Nº
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
122
Nº
Secretaría Legislativa

ES COPIA



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Proy. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



Conciliación de Reservas

En el anexo III se encuentra la planilla normalizada (SEN, 2009) de conciliación de reservas entre las calculadas actualmente (Dic 2015) y las de Dic 2014

Tabla de POIS/GOIS

En el anexo III se encuentra la planilla normalizada (SEN 2009) de volúmenes de petróleo in situ.

Evaluación Económica

Se verificaron los flujos de caja realizados por el Operador de las previsiones de producción de petróleo y de gas en cada categoría de reservas a los fines de determinar la comercialidad de las mismas.

En el Anexo IV se presentan los pronósticos de producción y los cálculos económicos correspondientes. Los precios, costos, montos de inversiones y demás parámetros e hipótesis de cálculo fueron suministrados por el Operador, sin verificarse por estos consultores, aunque sí se analizó su razonabilidad.

Las evaluaciones económicas fueron realizadas con el único propósito de verificar el requisito de la economía establecido por las definiciones de reservas y no con el objeto de determinar sus valores de mercado.



UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



EXACTAS

COPIA

[Handwritten signature]

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría ~~Geológica~~
Agencia de Recaudación ~~Magallanes~~ **enap sipetrol**
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Anexo I
Definiciones de Reservas (SPE-WPC,
1997) y de recursos (SPE-WPC-AAPG,
2001

[Handwritten mark]



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



Sofia Beretervide
Coordinadora Secretaría Gral.
Agencia de Pesca y Acuicultura
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



RESERVAS

DEFINICIONES DE RESERVAS ^[1]

El directorio de la Society of Petroleum Engineers (SPE) aprobó recientemente la revisión de definiciones de reservas presentada por su Comité de Reservas de Petróleo y Gas. Las revisiones de las definiciones realizadas por los "grupos de trabajo" de la SPE y del World Petroleum Congress (WPC) son el resultado de muchos años de colaboración entre sus miembros, con participación de otras organizaciones y compañías y profesionales independientes.

La SPE y el WPC enfatizan que estas nuevas definiciones intentan establecer guías generales normalizadas para la clasificación de reservas, que permitan una mejor comparación de las cantidades, sobre una base de aplicación mundial. Las definiciones, con la excepción de partes del preámbulo, se presentan a continuación.

PREÁMBULO

La terminología usada para clasificar los hidrocarburos ^[2] y sus varias categorías de reservas han sido objeto de prolongado estudio y discusión durante muchos años. Los intentos de normalizar la terminología de reservas comenzaron a mediados de los años 1930 cuando el American Petroleum Institute (API) estudió la clasificación de hidrocarburos y las definiciones de varias categorías de reservas. Desde entonces, la evolución de la tecnología ha brindado métodos de ingeniería más precisos para determinar reservas y se ha intensificado la necesidad de mantener una nomenclatura mejorada para lograr consistencia entre los profesionales que trabajan con la terminología de reservas.

La SPE y el WPC, trabajando totalmente por separado, produjeron juegos similares de definiciones de reservas de hidrocarburos para acumulaciones conocidas, que fueron presentadas en el inicio de 1987. Éstas se convirtieron en las normas preferidas para la clasificación de reservas en toda la industria. Poco tiempo después, ambas organizaciones se dieron cuenta que las dos clasificaciones podrían ser combinadas en un solo juego de definiciones que pudiera ser utilizado por toda la industria, a nivel mundial.

Los contactos entre representantes las dos organizaciones comenzaron en 1987, poco tiempo después de la publicación de ambos juegos de definiciones. Durante el Congreso Mundial del Petróleo en junio de 1994, se reconoció que, mientras que cualquier revisión de las definiciones existentes requeriría la aprobación de las respectivas juntas directivas, el esfuerzo por establecer una nomenclatura mundial debería ser intensificado. Una nomenclatura común mejoraría las oportunidades de su aceptación y plantearía una postura común y única sobre esta cuestión técnica y profesional, esencial frente a la industria internacional del petróleo.

[1] Traducción Libre de la Publicación "SPE/WPC Reserves Definitions Approved" - JPT, mayo 1997, 527- 528
Gentileza de VyP.

[2] Referidos generalmente como "Petroleum" en la terminología inglesa. En la Argentina se utiliza el término "hidrocarburos" para hacer referencia a una mezcla de hidrocarburos propiamente dichos y otros compuestos no hidrocarbonados que se encuentran naturalmente como líquidos (petróleo) y/o gases.

Como un primer paso en el proceso, ambas organizaciones emitieron una declaración conjunta, estableciendo un extenso abanico de principios sobre los que deberían basarse las



UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



EXACTAS I

BO GOPIA

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
enap sipetrol
Agencia de Recaudación, Fomento y Asesoría Fiscal
A.S. de los Recursos Naturales, S.A.

definiciones y estimaciones de reservas. Los directores de la SPE y el WPC establecieron un grupo de trabajo para desarrollar un sistema común de definiciones, basadas en aquella declaración de principios.

Se realizó un esfuerzo consciente para mantener la terminología recomendada lo más parecida posible a la común y corriente, con el objeto de minimizar el impacto sobre los volúmenes previamente informados y los cambios requeridos para producir una amplia aceptación. La terminología propuesta no intenta ser un sistema preciso de definiciones y procedimientos de evaluación que satisfagan todas las situaciones; debido a las múltiples formas de ocurrencia de los hidrocarburos, el amplio rango de características, la incertidumbre asociada con el contexto geológico y la constante evolución de las técnicas de evaluación, no resulta práctico contar con un sistema preciso de clasificación. Además, la complejidad requerida por un sistema preciso podría desvirtuar el entendimiento de aquellos que trabajan en temas relacionados con los hidrocarburos. Como resultado, las definiciones recomendadas no representan un cambio mayor respecto de las definiciones existentes de la SPE y el WPC, que se han convertido en norma en toda la industria. Se espera que la terminología recomendada integre los dos de definiciones y se logre mayor consistencia en la información de datos de reservas en toda la industria internacional.

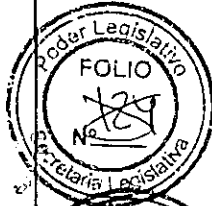
Las reservas determinadas bajo estas definiciones descansan en la integridad, habilidad y el juicio del evaluador y son afectadas por la complejidad geológica, el estado del desarrollo, el grado de agotamiento de los reservorios, y la cantidad de datos disponibles. El uso de estas definiciones debería intensificar la distinción entre las distintas categorías y dotar de mayor consistencia al informe de reservas.

DEFINICIONES

Reservas son aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas a partir de una determinada fecha. Toda estimación de reservas tiene algún grado de incertidumbre; ésta depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de la estimación y de la interpretación de esos datos. El grado relativo de incertidumbre puede llevar a ubicar las reservas en una de dos categorías principales: probadas o no probadas (comprobadas y no comprobadas). Las reservas no probadas tienen menor certeza de ser recuperadas que las reservas probadas y pueden luego ser sub-categorizadas como reservas probables y posibles, para denotar la progresiva y creciente incertidumbre de su recuperabilidad.

El intento de la SPE y el WPC de aprobar una clasificación con categorías adicionales más allá de las reservas probadas (comprobadas) es para facilitar la consistencia entre los profesionales que utilizan tales términos. Al presentar estas definiciones, ninguna de estas dos organizaciones recomienda que las reservas categorizadas como no probadas sean divulgadas públicamente; esto queda a criterio de las compañías y los países interesados en realizarla.

La estimación de reservas se hace en condiciones de incertidumbre. El método de estimación se denomina determinístico, cuando la mejor y única estimación de reservas se realiza sobre la base de datos conocidos de geología, ingeniería y económicos. El método de estimación se denomina probabilístico cuando se utilizan los datos de geología, ingeniería y económicos para generar un rango de estimaciones y sus probabilidades asociadas. La identificación de reservas como probadas, probables y posibles ha sido el método de clasificación más frecuente y otorga una indicación de la probabilidad de recuperación. Por causa de las diferencias potenciales en las incertidumbres, se debe tener especial precaución al sumar reservas de diferentes categorías.



R




UBA
Universidad de Buenos Aires



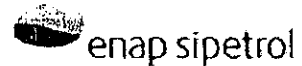
EXACTAS!

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires

ES 0011


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



Las estimaciones de reservas serán generalmente revisadas, a medida que se disponga de nueva información de geología e ingeniería o cuando cambien las condiciones económicas. Las reservas no deben incluir cantidades de hidrocarburos retenidos como inventario y pueden ser disminuidas por utilización o pérdidas de proceso, si ello fuera requerido para informes financieros.

Las reservas pueden provenir de la energía natural o mediante métodos de recuperación asistida. Los métodos de recuperación asistida incluyen todos aquellos empleados con el objetivo de complementar la energía natural o alterar las fuerzas naturales en el reservorio, a fin de incrementar la recuperación final. Ejemplos de estos métodos son: mantenimiento de presión, reciclado, inyección de agua, métodos térmicos, métodos químicos y desplazamiento de fluidos miscibles e inmiscibles. Con la tecnología en evolución permanente, en el futuro podrán desarrollarse otros métodos de recuperación asistida.

Reservas Probadas (Comprobadas)

Reservas probadas son aquellas cantidades de hidrocarburos que, con certeza razonable derivada del análisis de datos geológicos y de ingeniería, se estima que serán comercialmente recuperables de reservorios conocidos, a partir de una determinada fecha, bajo las condiciones económicas, métodos de operación y legislación vigentes a dicha fecha. Las reservas probadas pueden ser categorizadas como desarrolladas y no desarrolladas.

Si se usan métodos determinísticos, el término certeza razonable intenta expresar el alto grado de confianza de que las cantidades serán efectivamente recuperadas. Si se usan métodos probabilísticos, deberá haber por lo menos una probabilidad del 90% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o excedan lo estimado.

Al establecer las condiciones económicas actuales, deben incluirse los precios relevantes e históricos de los hidrocarburos y los costos asociados, y se pueden considerar promedios de períodos que estén en línea con el propósito para el que se efectúa la estimación de reservas, las obligaciones contractuales, los procedimientos corporativos y la legislación relacionada con la información de dichas reservas.

En general, se consideran reservas probadas (o comprobadas) si la producibilidad comercial del reservorio es avalada por producción real o ensayos de formación. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades reales de reservas de petróleo y no sólo a la productividad del pozo o reservorio. En ciertos casos, las reservas probadas pueden ser asignadas sobre la base de perfiles de pozos y/o análisis de testigos que indiquen que en dicho reservorio hay presencia de hidrocarburos y es análogo a otros reservorios dentro de la misma área y que estén en producción, o cuya capacidad de producción hubiera sido probada mediante ensayos de formación.

El área del reservorio considerada como probada incluye: (1) el área delimitada por perforación y definida por el contacto entre fluidos, si fuera el caso, y (2) las porciones del reservorio no atravesadas que, sobre la base de datos disponibles de geología e ingeniería, pudieran razonablemente juzgarse como comercialmente productivas. En ausencia de información del contacto entre fluidos, el límite probado con hidrocarburos es el definido por el nivel inferior con hidrocarburos comprobados, salvo que alguna otra información definitiva de geología, de ingeniería o de comportamiento de producción indicara lo contrario.

Las reservas pueden clasificarse como probadas si las instalaciones de superficie para su procesamiento y transporte al mercado estuvieran en operación al momento de la estimación o si hubiera una expectativa razonable de que ello ocurra. Las reservas correspondientes a pozos ubicados en zonas no desarrolladas pueden clasificarse como probadas no desarrolladas

24





UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires

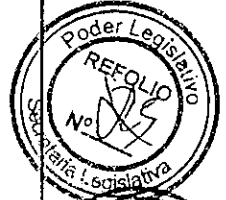
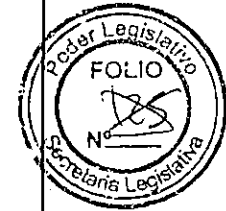


EXACTAS!

[Handwritten signature]

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sonia Beretervide
Coord. de Secretaría
Agencia de Recaudación FISCAL
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S. **enap sipetrol**



en las siguientes condiciones: (1) cuando dichos pozos se encuentren en la zona adyacente inmediata de pozos con producción comercial demostrada en la formación objetivo, (2) cuando hubiera seguridad razonable de que la zona de dichos pozos estuviera dentro de los límites productivos conocidos comprobados de la formación objetivo, (3) cuando los pozos cumplieran con la reglamentación vigente sobre distanciamiento entre pozos, y (4) cuando hubiera seguridad razonable de que las zonas serán desarrolladas. Las reservas de otras regiones se categorizan como probadas no desarrolladas sólo allí donde la interpretación de los datos geológicos y de ingeniería de los pozos indicara con razonable certeza que la formación objetivo tiene continuidad lateral y contiene hidrocarburos comercialmente recuperables en regiones situadas más allá de los pozos inmediatos.

Las reservas a recuperar por métodos ya establecidos de recuperación asistida pueden ser incluidas en la categoría de probadas cuando: (1) se contara con un ensayo exitoso de algún proyecto piloto o con la respuesta favorable de un proyecto en marcha en el mismo reservorio, o en uno análogo donde las propiedades de la roca y de los fluidos avalaran el análisis en base al cual se elaboró el proyecto, y (2) que sea razonablemente seguro que el proyecto se implementará. Las reservas a recuperar por aquellos métodos de recuperación asistida cuya aplicación comercial deba ser establecida por sucesivas aplicaciones exitosas serán incluidas en la categoría de probadas solamente: (1) después de una respuesta favorable de producción del reservorio estudiado, ya sea (a) por un proyecto piloto representativo o (b) por un proyecto en marcha cuya respuesta avalara el análisis en que se basó el proyecto, y (2) si fuera razonablemente seguro que el proyecto será implementado.

Reservas No Probadas

Las reservas no probadas se basan en datos de geología y/o ingeniería, similares a los usados para la estimación de reservas probadas, pero existen incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o legales que excluyen a estas reservas de la categoría de probadas. Las reservas no probadas pueden ser clasificadas como reservas probables y reservas posibles.

Las reservas no probadas pueden ser estimadas suponiendo condiciones económicas futuras diferentes de las vigentes al momento de la estimación. El efecto de mejoras futuras de las condiciones económicas y de los desarrollos tecnológicos pueden ser expresados poniendo cantidades apropiadas de reservas en las categorías de probables y posibles.

Reservas Probables

Son aquellas reservas no probadas que, de acuerdo a lo que sugieren los análisis de datos geológicos o de ingeniería, son más factibles de ser recuperables que de no serlo. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan la suma de las reservas estimadas como probadas más las probables.

En general, las reservas probables pueden incluir: (1) aquellas que se prevé verificar por medio de la perforación convencional de pozos de avanzada en zonas para las cuales el control del subsuelo no es todavía suficiente como para categorizar a las reservas como probadas, (2) aquellas reservas de formaciones que parecen ser productivas en base a las características de perfiles de pozo, pero que carecen de ensayos de testigos o ensayos definitivos y que además no son análogas a las que producen en los reservorios probados del área, (3) los incrementos de reservas atribuibles a perforaciones de relleno (*in fill*) que podrían categorizarse como probadas si las reglamentaciones existentes permitieran un menor distanciamiento entre

[Handwritten mark]



UBA
Universidad de Buenos Aires



EXACTAS!

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coordinadora General
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego Ant. e I. A. G.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



pozos a la fecha de la estimación, (4) reservas atribuibles a métodos de recuperación asistida cuyo éxito comercial ha sido comprobado en forma reiterada, cuando (a) exista el plan para un proyecto piloto, aunque todavía no esté en operación, y (b) cuando las características de roca, fluidos y reservorio parecieran favorables para aplicación comercial, (5) reservas provenientes de una zona de la formación que pareciera estar separada del área probada por fallas, en donde la interpretación geológica indica que se halla estructuralmente más alta que el área probada, (6) reservas atribuibles a futuras reparaciones, tratamientos, retratamientos, cambio de equipamiento u otros procedimientos mecánicos, cuando los mismos no hubieran sido probados con éxito en pozos con comportamiento similar en reservorios análogos, y (7) incrementos de reservas en reservorios probados, donde una interpretación alternativa del desempeño o de los datos volumétricos indicaran un número de reservas mayor que las que puedan asignarse a la categoría de probadas.

Reservas Posibles

Las reservas posibles son aquellas reservas no probadas que, según lo sugieren los análisis de datos geológicos y de ingeniería, son menos factibles de ser recuperables que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos un 10% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualen o excedan la suma de las reservas estimadas como probadas más las probables más las posibles. En general, las reservas posibles pueden incluir: (1) aquellas reservas que, basadas en interpretaciones geológicas, posiblemente existan más allá de áreas categorizadas como probables, (2) aquellas reservas en formaciones que aparentan contener hidrocarburos, según lo indicado por perfiles y análisis de testigos, que pudieran no ser productivos en caudales o cantidades comerciales, (3) incrementos de reservas atribuidas a perforaciones de relleno (*in fill*) sujetas a incertidumbres técnicas, (4) las reservas atribuidas a métodos de recuperación asistida cuando (a) existe el plan para un proyecto o proyecto piloto pero no está en operación, y (b) cuando las características de roca, fluido y reservorio son tales que existe duda razonable de que el proyecto sea comercial, y (5) las reservas en una zona de la formación que pareciera estar separada del área probada por fallas, y que la interpretación geológica indica que se halla estructuralmente más baja en relación con el área probada.

Categorías de Estado de Desarrollo de las Reservas

Las categorías de estado de desarrollo de las reservas definen el estado de desarrollo y de producción de pozos y reservorios.

Desarrolladas

Las reservas desarrolladas son las que se espera recuperar de pozos existentes, incluyendo las de intervalos sin terminación (detrás de la cañería de entubación o detrás del casing). Las reservas por recuperación asistida se consideran desarrolladas solamente después de la instalación del equipamiento necesario o cuando los costos para ello son relativamente menores. Las reservas desarrolladas pueden ser sub-categorizadas como reservas en producción y reservas que no están producción.

26

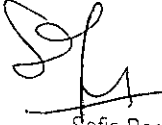


UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires




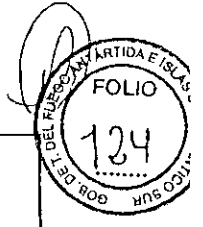
EXACTAS

NO COPIA 

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sofía Deretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación FISCAL
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 enap sipetrol


FOLIO
124

Reservas en producción: son las que se espera recuperar de intervalos terminados que están abiertos y en producción a la fecha de la estimación. Las reservas de recuperación asistida solamente se consideran en producción luego de que el proyecto de recuperación asistida estuviera en operación.

Reservas que no están en producción: incluyen las reservas en pozos cerrados (que podrían producirse de abrirse los pozos) y las que están detrás del casing. Las reservas en pozos cerrados son las que se espera recuperar de (1) intervalos terminados abiertos a la fecha de la estimación pero que no comenzaron a producir, (2) pozos cerrados en razón de condiciones de mercado o conexión a ductos, o de (3) pozos que no pueden producir por razones mecánicas. Las reservas detrás del casing son las que se espera recuperar de otros reservorios de pozos existentes, los que requieren trabajos adicionales de terminación o futuras determinaciones previo a su puesta en producción.

Reservas no Desarrolladas

Las reservas no desarrolladas son las que se espera recuperar: (1) de nuevos pozos o de extensiones no perforadas, (2) de profundizaciones de pozos existentes a un reservorio diferente o (3) como consecuencia de un gasto relativamente importante para (a) la determinación de un pozo existente o (b) para las instalaciones de producción y transporte, tanto para proyectos de desarrollo primario como para los de recuperación asistida.

b) RECURSO

Históricamente, se ha denominado recurso a aquellas cantidades de hidrocarburos inicialmente in situ en el yacimiento. Sin embargo, algunos usuarios consideran recurso sólo a la porción de hidrocarburos recuperable. En estas definiciones, la totalidad del hidrocarburo existente en el yacimiento antes de comenzada su explotación se denomina "Hidrocarburo Original In Situ", mientras que las porciones recuperables reciben el nombre de Reserva, Recurso Contingente o Recurso Prospectivo, según corresponda.

Reserva: cantidades de hidrocarburos que se estiman económicamente recuperables, a partir de la fecha, de acumulaciones conocidas.

Recurso Contingente: cantidades de hidrocarburos que, a una fecha determinada, se estiman potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas pero que, hoy, no resultan comercialmente recuperables.

Recurso Prospectivo: cantidades de hidrocarburos que, a una fecha dada, se estiman potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.


FOLIO
126
Nº


REFOLIO
Nº


REFOLIO
Nº 126



ES COPIA



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
PROV. de Tierra del Fuego Ant. e Islas

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



Anexo II
Tablas 8, 8 bis, 9 y 9 bis (SEN) y
Complementarias



UBA
Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



EXACTAS I

Sonia Beretervide

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sonia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuego
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.
enap sipetrol

REPÚBLICA ARGENTINA
TIERRA DEL FUEGO, ANTIARTIDA E ISLAS
FOLIO
125
ROD 2008
ANS 007

ANEXO II
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

Planilla n° 8 - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN

En Miles de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Sta. Cruz *	Área Magallanes	Área Magallanes	10947	8633	2314	0	0	0	2314	305	0	258

* : La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

Planilla n° 9 - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN

En Millones de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable	
			Gas Libre			Gas Disuelto						Total Remanente
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Sta. Cruz *	Área Magallanes	Área Magallanes	20186	11235	8950	989	780	209	9159	2201	0	23

* : La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

[Signature]

Poder Legislativo
FOLIO
N° 125
Secretaría Legislativa

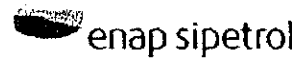
Poder Legislativo
REFOLIO
N° 125
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
N° 125
Secretaría Legislativa

ES COPIA

Sofia Beretevide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoína
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
 Concesión: Magallanes



ANEXO II
 Provincia: Santa Cruz
 Concesión: Magallanes

Planilla n° 8 (bis) - Resolución 319/93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
 HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Miles de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable							
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente					
Sta. Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	10947	8633	2314	0	0	0	2314	305	0	258	

*: La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

Planilla n° 9 (bis) - Resolución 319/93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
 HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Millones de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Sta. Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	20186	11235	8950	989	780	209	9159	2201	0	23

*: La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.



UBA
 Universidad de Buenos Aires

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires



EXACTAS!

NO COPIA

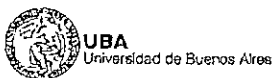
Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sonia Beretervide
Coord. de Secretarías Grales
Agencia de Recaudación FISCAL
PROV. DE TIERRAS DEL FUERTE A. E. I.A.S.

enap sipetrol



Anexo III
Tabla de Datos Generales
Tabla de Cronogramas de Trabajo
Tabla de Conciliación de Reservas
Tabla de POIS y GOIS



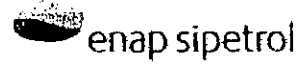
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



ES COPIA

Sofía Befetervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Pfer. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



ANEXO III
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

DATOS GENERALES

Titulares y participaciones: ENAP Sipetrol Argentina S.A., 50%
YPF, 50%

Operador: ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Fecha de finalización concesión: 01/12/2027

YACIMIENTO	
Total de Pozos Perforados:	86
Total Actual de Pozos Productivos:	56
Total de Pozos Inyectores Activos:	
Formación Productiva	
Litología (*)	Areniscas
Tipo de Yacimiento (1)	Petróleo Saturado con casquete de gas
Mecanismo de Drenaje (2)	Expansión casquete de gas y gas disuelto con moderado empuje de agua al sur
Profundidad Promedio (mbbp)	1580
Porosidad Promedio (%)	22
Permeabilidad Promedio (md)	250
SW Promedio (%)	45
Espesor Útil Promedio (m)	16
Superficie Reservas Comprobadas (Km2)	32,35
Boi	1,301
Bgi	0,00711
GOR Actual	2500
Metodología de Cálculo de Reservas	Análisis declinatorio por plataforma para petróleo y modelo integrado de reservorio para gas

- (*) Ejemplo: Areniscas Lacustres Someras
(1) Ejemplo: Petróleo Saturado
(2) Ejemplo: Gas Disuelto - Secundaria



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires

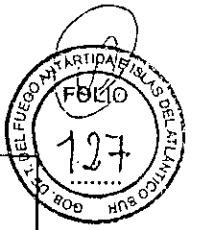


127 00714

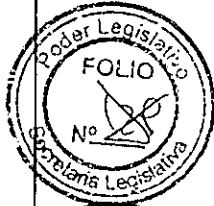
Sofia Beretervide

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
 Concesión: Magallanes

Sofia Beretervide
 Coord. de Secretar. **enap sipetrol**
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

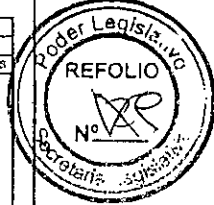


ANEXO III (Continuación)
 Provincia: Santa Cruz
 Concesión: Magallanes



CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

AÑO	RESERVA COMPROBADA				RESERVA PROBABLE				RESERVA POSIBLE			
	PERFORACIÓN		REPARACIÓN		PERFORACIÓN		REPARACIÓN		PERFORACIÓN		REPARACIÓN	
	PRODUCTORES	INYECTORES	PRODUCTORES	INYECTORES	PRODUCTORES	INYECTORES	PRODUCTORES	INYECTORES	PRODUCTORES	INYECTORES	PRODUCTORES	INYECTORES



* En cada columna va el número de pozos correspondiente

POIS: Petróleo original "in situ"
 GOIS: Gas original "in situ"
 FR: Factor de recuperación actu

YACIMIENTO	RESERVORIO	COMPROBADAS				PROBABLES				POSIBLES			
		POIS (MMm3)	FR %	GOIS (MMm3)	FR %	POIS (MMm3)	FR %	GOIS (MMm3)	FR %	POIS (MMm3)	FR %	GOIS (MMm3)	FR %
Area Magallanes	Springhill	50,504	17,1	25971	46,3								

Sofia



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Regulación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.G.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



ANEXO III (Con nuación)
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

CONCILIACION DE RESERVAS A FIN DE LA CONCESION

	COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		RECURSOS	
	PETRÓLEO* (Mm³)	GAS (MMm³)	PETRÓLEO* (Mm³)	GAS (MMm³)	PETRÓLEO* (Mm³)	GAS (MMm³)	PETRÓLEO (Mm³)	GAS (MMm³)
Certificación al 2014	2271	7671	788	4636			258	23
Producción del último año	258	797						
Remanente	2014	6874	788	4636			258	23
INCORPORACIONES								
Proyectos del último año								
Proyectos futuros								
Revisiones	300	2288						
Otros								
DESINCORPORACIONES								
Proyectos del último año								
Proyectos futuros								
Revisiones			-483	-2435			0	0
Otros								
Certificación al 2015	2314	9159	305	2201			258	23
	300	2.288	-483	-2.435	0	0	0	0
DIFERENCIA C/ AÑO ANTERIOR	13.2%	29.8%	-81%	-53%	0%	0%	0%	0%

* PETRÓLEO incluye condensado

Nota: % de Diferencia = 100 * [(Certificación al 2009 - Remanente) / Remanente]

La variación de reservas probadas y probables se da por recategorizar el 50% del volumen de hidrocarburo asociado al proyecto de compresión de PR a PND, al contar con mayor precisión respecto a la puesta en marcha del proyecto, y al atraso de la PEM desde 2016 al 2017

CONCILIACION DE RESERVAS A FIN DE LA VIDA UTIL

	COMPROBADAS		PROBABLES		POSIBLES		RECURSOS	
	PETRÓLEO* (Mm³)	GAS (MMm³)	PETRÓLEO* (Mm³)	GAS (MMm³)	PETRÓLEO* (Mm³)	GAS (MMm³)	PETRÓLEO (Mm³)	GAS (MMm³)
Certificación al 2014	2480	8392	788	4721			258	23
Producción del último año	258	797	0	0				
Remanente	2222	7595	788	4721			258	23
INCORPORACIONES								
Proyectos del último año								
Proyectos futuros								
Revisiones	92	1565					0	0
Otros								
DESINCORPORACIONES								
Proyectos del último año								
Proyectos futuros								
Revisiones			-461	-2520				
Otros								
Certificación al 2015	2314	9159	305	2201	0	0	258	23
	92	1.565	-461	-2.520	0	0	0	0
DIFERENCIA C/ AÑO ANTERIOR	3.7%	19%	-60%	-53%	0%	0%	0%	0%

* PETRÓLEO incluye condensado

Nota: % de Diferencia = 100 * [(Certificación al 2010 - Remanente) / Remanente]

La variación se da por efectos combinados de:

- 1- Recategorización del 50% del volumen de hidrocarburo asociado al proyecto de compresión de PR a PND, al contar con mayor precisión respecto a la puesta en marcha del proyecto
- 2- Reducción del año de corte de flujo de fondo desde el año 2029 a 2027



UBA
Universidad de Buenos Aires



EXACTAS

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires

COPIA

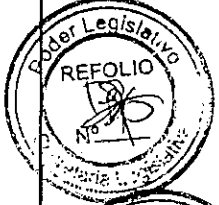
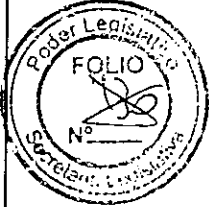
[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. G.

enap sipetrol



Anexo IV
*Pronósticos de Producciones, Ingresos, Egresos
y Flujos de Caja, por Tipo de Reserva (Probada,
Probables y Posibles)*

[Handwritten mark]



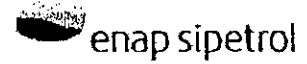
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Pje. de Tierra del Fuego Av. e 1.A.8.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



ANEXO IV
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

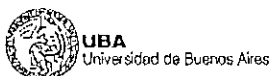
ECONOMICO. RESERVA 1 P. FIN CONCESION.

INVERSIONES MUS\$/AÑO							
AÑO	BATERIAS Y PLANTAS	LINEAS DE CONDUCCION	PERFORACION	REPARACIONES	INSTALACIONES COSTA AFUERA	OTROS	TOTAL AÑO
2016						18,922	18,922
2017						23,830	23,830
2018						40,725	40,725
2019						26,800	26,800
2020						15,470	15,470
2021						15,605	15,605
2022						18,130	18,130
2023						12,965	12,965
2024						12,895	12,895
2025						6,360	6,360
2026						1,780	1,780
2027						1,200	1,200
2028	92,500						92,500

(*) Baterías y Plantas: MUS\$ 92.500 de abandono de instalaciones en 2028

GASTOS MUS\$/AÑO											
AÑO	COSTOS FUOS	COSTO PRODUCCION DE GAS	COSTO ADMINISTRATIVO	SEGUROS	HELICOPTEROS + REMOLCADORES	SERVICIO DE MANTENIMIENTO	SERVICIO DE SUIVINE	COMUNICACIONES & TI	OBRAS Y REPARACIONES	GASTOS DE TRANSPORTE ALMACENAJE Y EXBARQUE	TOTAL AÑO
2016	26,760	3,544	6,851	6,819	15,295	27,274	450	422	5,260	16,651	109,332
2017	26,760	2,502	6,851	6,819	15,295	22,334	488	345	4,311	16,995	103,040
2018	26,760	3,188	6,851	6,819	15,295	24,383	475	377	4,709	20,520	109,360
2019	26,760	3,153	6,851	6,819	15,295	24,365	474	375	4,624	20,316	109,000
2020	26,760	3,076	6,851	6,819	15,295	23,675	470	366	4,572	19,280	107,180
2021	26,760	2,935	6,851	6,819	15,295	22,587	467	345	4,382	17,392	103,822
2022	26,760	2,790	6,851	6,819	15,295	21,469	454	332	4,146	15,451	100,372
2023	26,760	2,635	6,851	6,819	15,295	20,277	445	314	3,919	13,375	96,692
2024	26,760	2,521	6,851	6,819	15,295	19,401	439	300	3,747	11,851	93,593
2025	26,760	2,427	6,851	6,819	15,295	14,680	434	289	3,608	10,597	91,763
2026	26,760	2,369	6,851	6,819	15,295	14,163	430	281	3,508	9,700	90,178
2027	26,760	2,283	6,851	6,819	15,295	17,573	428	272	3,334	8,670	88,244

AÑO	PETROLEO Mm3	PRECIO NETO PETROLEO US\$/m3	VENTA GAS Mm3 @ 9300 Kcal	PRECIO GAS US\$/m3	VENTAS TOTALES MUS\$	INVERSIONES MUS\$	REGALIAS MUS\$	GASTOS OPERATIVOS Y ADMINISTR. MUS\$	INGRESOS BRUTOS MUS\$	FLUJO NETO SIN IMPUESTOS MUS\$	FLUJO NETO MUS\$	FLUJOS ACUMULADOS MUS\$
2016	232.8	409.0	822.06	0.13	205,919.5	18,922	38,652.0	108,352.5	617.8	77,645.3	46,345.5	46,345.5
2017	230.1	409.0	845.13	0.13	207,819.8	23,830	39,965.1	103,040.1	823.5	80,949.7	49,381.1	95,766.6
2018	256.3	409.0	1046.48	0.13	245,655.4	40,725	36,602.7	109,362.0	737.0	95,567.7	58,228.0	153,934.6
2019	246.7	409.0	1043.64	0.13	241,322.0	26,800	35,957.0	108,999.9	724.0	105,522.1	64,841.1	222,775.8
2020	227.3	409.0	998.32	0.13	227,266.5	15,470	33,865.0	107,179.6	681.9	104,639.0	79,091.1	292,666.9
2021	295.7	409.0	899.49	0.13	285,184.5	15,605	30,572.0	103,821.6	615.5	85,754.8	54,907.3	347,434.1
2022	191.2	409.0	789.81	0.13	184,497.8	18,130	27,490.2	100,372.2	553.5	65,995.6	37,951.9	385,386.1
2023	171.9	409.0	676.99	0.13	161,392.9	12,965	24,047.5	96,692.2	484.2	51,735.6	27,203.9	412,590.0
2024	158.6	409.0	593.04	0.13	144,688.1	12,895	21,598.5	93,989.2	434.1	37,803.9	15,811.3	428,401.3
2025	142.8	409.0	529.66	0.13	129,573.3	6,360	19,306.4	91,784.8	383.7	31,448.7	11,753.8	440,154.8
2026	132.6	409.0	482.51	0.13	119,144.9	1,780	17,732.6	80,174.7	357.4	27,180.2	9,080.2	449,235.0
2027	118.0	409.0	431.79	0.13	106,372.1	1,200	15,649.4	88,346.5	319.1	16,823.6	655.0	449,890.1
2028					0.0	92,500	0.0	0.0	0.0	-92,500.0	-92,500.0	357,390.1



Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
 Concesión: Magallanes

Sofía Beretervide
 Copia de Secretaria Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoña
 Prov. de Tierra del Fuego, A. G. I. A. S. enap sipetrol

SECRETARÍA DE FISCALÍA
 FOLIO
 129
 N° 808 H16 001

ANEXO IV (Continuación)
 Provincia: Santa Cruz
 Concesión: Magallanes

ECONOMICO. RESERVA 2 P. FIN CONCESION.

INVERSIONES MUS\$/AÑO							
AÑO	BATERIAS Y PLANTAS	LINEAS DE CONDUCCION	PERFORACION	REPARACIONES	INSTALACIONES COSTA AFUERA	OTROS	TOTAL AÑO
2016	68,832				103,248	18,922	191,002
2017	93,529				96,447	23,830	213,806
2018						40,725	40,725
2019						28,800	28,800
2020						15,470	15,470
2021						15,605	15,605
2022						18,130	18,130
2023						12,965	12,965
2024						12,895	12,895
2025						6,360	6,360
2026						1,780	1,780
2027						1,200	1,200
2028	92,500						92,500

(*) Baterías y Plantas: MUS\$ 92.500 de abandono de Instalaciones en 2028

GASTOS MUS\$/AÑO											
AÑO	COSTOS FIJOS	COSTO PRODUCCION DE GAS	COSTO ADMINISTRATIVO	SEGUROS	HELICOPTEROS + REMOLCADORES	SERVICIO DE MANTENIMIENTO	SERVICIO DE SUMINISTRO	COMUNICACION S & TI	OBRAS Y REPARACIONES	GASTOS DE TRANSPORTE, ALMACENAJE Y EMBARQUE	TOTAL AÑO
2016	26,766	3,344	8,851	6,819	15,295	27,278	456	422	5,254	18,851	109,352
2017	26,766	3,072	8,851	6,819	15,295	23,644	476	368	4,566	19,234	107,047
2018	26,766	3,645	8,851	6,819	15,295	28,852	581	434	5,417	26,955	170,064
2019	26,766	3,821	8,851	6,819	15,295	27,871	582	431	5,383	26,596	170,176
2020	26,766	3,536	8,851	6,819	15,295	27,235	496	421	5,256	25,445	158,180
2021	26,766	3,327	8,851	6,819	15,295	25,607	484	326	4,915	22,651	153,411
2022	26,766	3,086	8,851	6,819	15,295	23,742	476	387	4,588	19,415	107,482
2023	26,766	2,864	8,851	6,819	15,295	22,048	458	341	4,258	16,454	102,151
2024	26,766	2,897	8,851	6,819	15,295	20,754	449	321	4,028	14,206	98,185
2025	26,766	2,556	8,851	6,819	15,295	19,671	441	304	3,799	12,226	94,426
2026	26,766	2,442	8,851	6,819	15,295	18,294	438	291	3,630	10,755	92,114
2027	26,766	2,236	8,851	6,819	15,295	17,376	426	274	3,472	9,375	88,591

AÑO	PETROLIO (m³)	PRECIO NETO PETROLIO (US\$/m³)	VENTA GAS (m³) @ \$300 (m³)	PRECIO GAS (US\$/m³)	VENTAS TOTALES (MUS\$)	INVERSIONES (MUS\$)	REGALIAS (MUS\$)	GASTOS OPERATIVOS Y ADMINISTR. (MUS\$)	INGRESOS BRUTOS (MUS\$)	FLUJO NETO SIN IMPUESTOS (MUS\$)	FLUJO NETO (MUS\$)	FLUJOS ACUMULADOS (MUS\$)
2016	232.8	409.0	822.66	0.13	265,919.5	131,002	30,892.0	109,352.5	617.8	-94,435.2	-125,735.0	-125,735.0
2017	246.2	409.0	974.49	0.13	231,844.9	213,805	34,544.9	107,081.8	695.5	-89,042.9	-124,283.3	-250,018.3
2018	315.7	409.0	1359.88	0.13	316,665.4	40,725	47,183.1	128,684.2	954.0	155,256.2	107,123.1	-142,695.2
2019	301.6	409.0	1329.22	0.13	310,448.8	28,800	48,136.1	126,125.7	934.1	163,115.1	115,938.9	-26,506.3
2020	278.3	409.0	1340.13	0.13	294,161.0	15,470	43,820.0	118,103.2	832.5	168,567.8	115,875.3	28,959.0
2021	249.7	409.0	1190.70	0.13	262,335.4	15,605	39,820.0	113,141.2	787.0	133,589.2	93,714.2	102,683.2
2022	223.6	409.0	1070.35	0.13	227,393.1	18,130	33,881.6	107,402.0	682.2	101,861.1	67,297.3	249,980.6
2023	201.8	409.0	843.06	0.13	155,987.4	12,965	29,202.1	102,151.1	568.0	60,871.2	51,091.2	301,051.8
2024	175.3	409.0	728.73	0.13	163,497.0	12,895	25,255.1	98,164.7	503.5	58,491.3	32,673.8	333,725.5
2025	149.8	409.0	632.64	0.13	146,399.8	6,360	21,813.4	84,820.0	439.2	45,218.7	22,956.1	356,781.7
2026	132.7	409.0	552.74	0.13	128,671.6	1,780	15,172.1	92,115.7	366.0	34,775.9	15,217.9	371,999.5
2027	111.8	409.0	483.74	0.13	110,822.3	1,200	16,512.5	89,597.4	332.5	20,824.8	3,179.8	375,699.4
2028					0.0	92,500	0.0	0.0	0.0	-92,500.0	-92,500.0	282,599.4

Poder Legislativo
 FOLIO
 N° 31
 Secretaria Legislativa

Poder Legislativo
 REFOLIO
 N° 31
 Secretaria Legislativa

Poder Legislativo
 REFOLIO
 N° 31
 Secretaria Legislativa

R-



UBA
 Universidad de Buenos Aires



EXACTAS

Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires

ES COPY

Sofia Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fueguina
 Provincia de Tierra del Fuego A. G. N.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
 Concesión: Magallanes



ANEXO IV (Continuación)
 Provincia: Santa Cruz
 Concesión: Magallanes

ECONOMICO. RESERVA 1 P. FIN VIDA UTIL.

INVERSIONES MUSS/AÑO							
AÑO	BATERIAS Y PLANTAS	LINEAS DE CONDUCCION	PERFORACION	REPARACIONES	INSTALACIONES COSTA AFUERA	OTROS	TOTAL AÑO
2016						18,922	18,922
2017						23,830	23,830
2018						40,725	40,725
2019						26,800	26,800
2020						15,470	15,470
2021						15,605	15,605
2022						18,130	18,130
2023						12,965	12,965
2024						12,895	12,895
2025						6,380	6,380
2026						1,780	1,780
2027						1,200	1,200
2028						0	0
2029						0	0
2030						0	0
2031						0	0
2032						0	0
2033						0	0
2034						0	0
2035						0	0
2036						0	0
2037						0	0
2038						0	0
2039						0	0
2040						0	0
2041						0	0
2042						0	0
2043						0	0
2044						0	0
2045						0	0
2046						0	0
2047						0	0

(*) Baterías y Plantas: MUSS 92,500 de abandono de instalaciones

AP

Sonia Beretervide

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

enap sipetrol

ANEXO IV (Continuación)
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

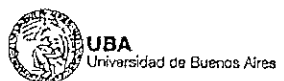
ECONOMICO. RESERVA 1 P. FIN VIDA UTIL.

AÑO	GASTOS MUSS/AÑO											TOTAL AÑO
	COSTOS FIJOS	COSTO PRODUCCIÓN DE GAS	COSTO ADMINISTRATIVO	SEGUROS	HELICÓPTEROS + REMOLCADORES	SERVICIO DE MANTENIMIENTO	SERVICIO DE SUKLINE	COMUNICACIONES S. Y T. I.	OTRAS Y REPARACIONES	GASTOS DE TRANSPORTE, ALMACENAJE Y EMBARQUE		
2016	26.764	3.544	6.851	6.819	15.295	27.278	450	422	5.268	16.631	109.352	
2017	26.766	3.507	6.851	6.815	15.295	22.334	460	345	4.315	16.835	103.699	
2018	26.762	3.162	6.851	6.819	15.295	24.383	475	377	4.705	20.520	109.383	
2019	26.768	3.157	6.851	6.815	15.295	24.265	474	375	4.686	20.318	109.090	
2020	26.768	3.078	6.851	6.815	15.295	23.675	470	368	4.872	19.290	107.140	
2021	26.769	2.932	6.851	6.819	15.295	22.587	462	349	4.262	17.396	103.822	
2022	26.766	2.790	6.851	6.815	15.295	21.469	454	332	4.146	15.451	100.212	
2023	26.766	2.635	6.851	6.819	15.295	20.277	445	314	3.816	13.375	96.632	
2024	26.768	2.521	6.851	6.815	15.295	19.401	435	300	3.747	11.853	91.765	
2025	26.766	2.427	6.851	6.819	15.295	18.689	434	289	3.608	10.587	87.639	
2026	26.766	2.350	6.851	6.815	15.295	18.185	430	281	3.502	9.700	83.178	
2027	26.768	2.281	6.851	6.819	15.295	17.870	426	272	3.394	8.870	79.349	
2028	26.768	2.214	6.851	6.815	15.295	17.560	423	264	3.291	7.749	75.715	
2029	26.766	2.168	6.851	6.815	15.295	16.286	419	259	3.235	7.239	72.339	
2030	26.766	2.160	6.851	6.819	15.295	16.424	418	257	3.211	7.919	68.420	
2031	26.766	2.097	6.851	6.815	15.295	15.141	416	250	3.117	6.178	63.430	
2032	26.766	2.056	6.851	6.819	15.295	15.043	414	245	3.042	4.923	58.677	
2033	26.768	2.041	6.851	6.819	15.295	16.764	413	244	3.060	5.666	63.699	
2034	26.766	2.003	6.851	6.819	15.295	16.419	410	238	2.916	5.585	62.735	
2035	26.766	1.976	6.851	6.815	15.295	15.210	409	235	2.832	4.559	61.793	
2036	26.766	1.950	6.851	6.815	15.295	15.667	408	233	2.814	4.345	61.057	
2037	26.766	1.942	6.851	6.819	15.295	14.944	407	231	2.896	4.095	60.677	
2038	26.766	1.924	6.851	6.815	15.295	14.812	406	229	2.861	3.895	60.295	
2039	26.768	1.908	6.851	6.819	15.295	14.695	405	227	2.837	3.650	59.444	
2040	26.766	1.894	6.851	6.819	15.295	14.578	404	225	2.815	3.455	58.100	
2041	26.766	1.872	6.851	6.819	15.295	14.420	403	223	2.767	3.280	56.844	

AÑO	PETROLEO Mm3	PRECIO NETO PETROLEO US\$/m3	VENTA GAS MMm3 @ 1000 kcal	PRECIO GAS US\$/m3	VENTAS TOTALES MUSS	INVERSIONES MUSS	REGALIAS MUSS	GASTOS OPERATIVOS Y ADMINISTR. MUSS	INGRESOS BRUTOS MUSS	FLUJO NETO SIN IMPUESTOS MUSS	FLUJO NETO MUSS	FLUJOS ACUMULADOS MUSS
2016	232.8	489.0	422.69	0.13	205.918.5	18.922	30.832.0	109.352.0	617.8	77.845.3	48.345.5	46.345.5
2017	230.1	489.0	645.13	0.12	207.619.8	23.800	30.965.1	103.040.1	623.5	20.949.7	49.361.1	95.706.6
2018	246.7	489.0	1040.64	0.13	245.655.4	48.725	34.852.7	109.362.6	737.0	95.567.7	58.228.0	153.934.6
2019	246.7	489.0	1043.64	0.13	241.322.0	26.000	35.967.6	108.999.9	724.0	108.522.1	60.841.1	222.775.7
2020	227.3	489.0	999.32	0.13	222.268.8	15.416	35.268.8	107.319.5	681.9	104.835.0	70.091.1	292.666.8
2021	204.7	489.0	899.49	0.13	209.161.5	15.705	30.372.0	103.821.6	615.3	85.784.6	37.991.0	347.434.7
2022	191.2	489.0	789.61	0.13	184.497.8	18.130	27.490.7	100.372.2	552.5	65.995.6	27.209.5	368.266.1
2023	171.9	489.0	676.99	0.12	161.392.9	12.965	24.647.5	96.692.2	484.2	51.235.0	15.235.0	383.501.1
2024	168.6	489.0	593.04	0.13	144.828.1	12.955	21.558.5	93.959.2	434.1	37.803.9	15.811.3	399.312.4
2025	142.8	489.0	522.46	0.12	120.573.0	6.280	19.206.4	91.764.6	328.7	31.448.7	11.751.8	411.064.2
2026	132.6	489.0	482.51	0.13	119.144.9	1.700	17.752.6	90.174.7	357.4	27.195.2	9.084.2	420.148.4
2027	118.0	489.0	431.79	0.13	106.372.1	1.200	15.249.4	88.346.5	319.1	16.823.8	6.55.0	426.693.4
2028	101.1	489.0	390.57	0.13	93.599.0	0	13.592.4	86.714.5	281.7	7.154.5	-7.078.7	429.614.7
2029	90.3	489.0	369.58	0.13	86.589.2	0	12.201.8	85.810.5	252.8	776.3	-12.353.3	437.261.4
2030	85.8	489.0	358.94	0.13	83.788.0	0	12.484.4	85.420.4	244.4	-1.632.4	-14.986.2	432.275.2
2031	79.6	489.0	312.48	0.13	74.612.7	0	11.317.3	83.529.5	223.8	-9.316.8	-20.658.0	431.617.2
2032	69.2	489.0	280.16	0.13	67.368.0	0	10.037.8	83.099.1	202.1	-15.841.1	-25.881.0	430.736.2
2033	61.1	489.0	200.91	0.13	63.671.6	0	9.510.9	82.734.9	191.0	-10.893.0	-20.571.7	430.165.5
2034	58.9	489.0	227.03	0.13	57.448.9	0	8.599.6	81.702.6	172.3	-24.255.7	-28.387.6	429.777.9
2035	49.8	489.0	240.18	0.13	52.688.9	0	7.847.7	81.097.0	158.0	-28.386.1	-36.393.6	429.404.3
2036	43.3	489.0	233.23	0.13	49.113.9	0	6.879.6	80.235.5	130.5	-34.062.1	-41.080.5	429.024.8
2037	40.4	489.0	220.36	0.13	46.173.4	0	6.454.2	79.827.3	120.0	-26.399.5	-42.324.0	428.635.3
2038	37.5	489.0	208.23	0.13	43.518.4	0	6.039.7	79.445.0	122.8	-20.514.4	-44.735.6	428.250.7
2039	35.2	489.0	197.25	0.13	40.930.6	0	5.703.0	79.099.8	116.2	-40.381.6	-49.256.6	427.869.1
2040	33.2	489.0	186.94	0.12	38.718.2	0	5.338.3	78.647.8	107.5	-43.820.6	-54.077.2	427.481.9
2041	30.6	489.0	173.21	0.13	35.827.2	0	5.338.3	78.647.8	107.5	-43.820.6	-54.077.2	427.481.9

FOLIO 130
Poder Legislativo
REFOLIO 32
SECRETARIA LEGISLATIVA

AP/



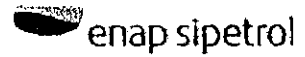
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



ES COPIA

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I.A.B.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes



ANEXO IV (Continuación)
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

ECONOMICO. RESERVA 2.P. FIN VIDA UTIL.

INVERSIONES MUS#AÑO							
AÑO	BATERIAS Y PLANTAS	LINEAS DE CONDUCCION	PERFORACION	REPARACIONES	INSTALACIONES COSTA AFUERA	OTROS	TOTAL AÑO
2016	68,832				103,248	18,922	191,002
2017	93,529				96,447	23,830	213,806
2018						40,725	40,725
2019						26,800	26,800
2020						15,470	15,470
2021						16,605	16,605
2022						18,130	18,130
2023						12,365	12,365
2024						12,895	12,895
2025						6,360	6,360
2026						1,780	1,780
2027						1,200	1,200
2028							0
2029							0
2030							0
2031							0
2032							0
2033							0
2034							0
2035							0
2036							0
2037							0
2038							0
2039							0
2040							0
2041							0
2042							0
2043							0
2044							0
2045							0
2046							0
2047							0

(1) Baterías y Plantas; MUS\$ 92.500 de abandono de instalaciones



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



SJ

Sonia Beretovide
Cooda de Secretarías
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.
enap sipetrol

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

ANEXO IV (Continuación)
Provincia: Santa Cruz
Concesión: Magallanes

ECONOMICO. RESERVA 2 P. FIN VIDA UTIL.

AÑO	COSTOS FUGOS	GASTOS MUYSS/US										TOTAL AÑO
		COSTO PRODUCCIÓN DE GAS	COSTO ADMINISTRATIVO	SEGUROS	HELICOPTEROS + REMOLCADORES	SERVICIO DE MANTENIMIENTO	SERVICIO DE SUMIN. DE	COMUNICACIONES S & TI	OBRAS Y REPARACIONES	GASTOS DE TRANSPORTE, ALMACENAJE Y EMBALAJE		
2016	28,768	3,541	6,851	6,819	15,295	27,270	455	422	5,263	16,651	109,332	
2017	28,768	3,672	6,851	6,819	15,295	22,844	470	360	4,566	19,231	107,882	
2018	28,768	3,643	6,851	6,819	15,295	28,952	501	434	5,417	26,808	120,684	
2019	28,768	3,521	6,851	6,819	15,295	27,871	501	431	5,381	26,590	120,126	
2020	28,768	3,520	6,851	6,819	15,295	27,213	491	421	5,251	25,449	118,100	
2021	28,768	3,327	6,851	6,819	15,295	25,697	484	399	4,945	22,631	113,141	
2022	28,768	3,866	6,851	6,819	15,295	23,748	470	367	4,636	19,412	107,407	
2023	28,768	2,864	6,851	6,819	15,295	22,042	458	341	4,258	18,454	102,161	
2024	28,768	2,897	6,851	6,819	15,295	20,754	449	321	4,090	14,200	95,155	
2025	28,768	2,556	6,851	6,819	15,295	19,670	441	304	3,791	12,321	94,870	
2026	28,768	2,442	6,851	6,819	15,295	18,794	435	291	3,639	10,792	92,116	
2027	28,768	2,335	6,851	6,819	15,295	17,978	428	278	3,472	9,372	89,697	
2028	28,768	2,244	6,851	6,819	15,295	17,273	424	267	3,334	8,145	87,423	
2029	28,768	2,171	6,851	6,819	15,295	16,705	420	256	3,228	7,161	85,671	
2030	28,768	2,110	6,851	6,819	15,295	16,308	417	250	3,149	6,482	84,444	
2031	28,768	2,055	6,851	6,819	15,295	15,959	414	246	3,076	5,751	83,177	
2032	28,768	2,022	6,851	6,819	15,295	15,665	411	241	3,006	5,170	82,151	
2033	28,768	1,992	6,851	6,819	15,295	15,418	408	236	2,932	4,697	81,284	
2034	28,768	1,965	6,851	6,819	15,295	15,204	406	232	2,900	4,289	80,455	
2035	28,768	1,941	6,851	6,819	15,295	15,018	404	229	2,855	3,918	79,739	
2036	28,768	1,918	6,851	6,819	15,295	14,854	404	227	2,820	3,587	79,069	
2037	28,768	1,898	6,851	6,819	15,295	14,709	403	225	2,772	3,291	78,416	
2038	28,768	1,880	6,851	6,819	15,295	14,580	402	223	2,746	2,997	77,902	
2039	28,768	1,863	6,851	6,819	15,295	14,466	402	222	2,723	2,820	77,600	
2040	28,768	1,848	6,851	6,819	15,295	14,365	402	218	2,703	2,667	77,313	
2041	28,768	1,834	6,851	6,819	15,295	14,274	400	216	2,685	2,528	77,026	
2042	28,768	1,821	6,851	6,819	15,295	14,194	400	215	2,668	2,396	76,744	

AÑO	PETROLEO M/m3	PRECIO NETO PETROLEO US\$/m3	VENTA GAS M/m3 @ 9300 ccent	PRECIO GAS US\$/m3	VENTAS TOTALES MUSS	INVERSIONES MUSS	REGALIAS MUSS	GASTOS OPERATIVOS Y ADMINST. MUSS	INGRESOS BRUTOS MUSS	FLUJO NETO SIN IMPUESTOS MUSS	FLUJO NETO MUSS	FLUJOS ACUMULADOS MUSS
2016	232.8	409.0	822.68	0.13	265,913.5	181,602	26,682.0	103,352.1	617.2	-94,435.2	+125,735.0	-125,735.0
2017	248.2	409.0	974.49	0.13	231,844.9	213,808	24,544.9	107,681.8	635.6	-69,042.9	+124,293.3	-250,018.2
2018	311.7	409.0	1393.85	0.13	318,665.4	40,725	47,183.1	120,454.2	950.0	155,258.2	+107,123.1	-142,695.2
2019	301.0	409.0	1389.32	0.13	310,040.8	28,600	46,189.3	120,125.7	900.1	163,115.1	+115,828.9	-28,608.2
2020	278.3	409.0	1340.13	0.13	294,161.0	15,479	43,830.0	118,103.2	822.5	160,587.2	+115,875.3	83,969.0
2021	249.7	409.0	1190.70	0.13	252,335.4	15,605	39,683.0	113,141.2	787.0	133,529.2	+93,714.2	+182,683.2
2022	223.6	409.0	1010.35	0.13	227,193.1	18,130	33,631.6	107,402.0	582.2	105,251.1	+67,297.3	+249,980.5
2023	201.6	409.0	843.06	0.13	195,587.4	12,055	29,102.1	102,151.1	588.0	80,871.2	+51,091.2	+301,661.7
2024	175.3	409.0	725.73	0.13	170,497.0	12,055	25,255.1	95,164.7	505.5	58,487.3	+30,673.8	+333,335.5
2025	149.8	409.0	632.84	0.13	146,286.0	6,300	21,813.4	84,820.1	435.2	45,210.7	+22,969.1	+356,701.2
2026	132.7	409.0	552.74	0.13	126,671.6	1,760	18,172.1	82,115.7	306.0	34,775.9	+15,217.9	+371,919.5
2027	111.8	409.0	483.74	0.13	110,822.3	1,200	16,512.5	83,897.4	332.5	20,824.8	+3,179.8	+375,099.4
2028	93.3	409.0	424.66	0.13	95,287.8	0	14,197.9	87,423.0	285.9	7,664.6	-8,618.3	+368,481.1
2029	80.7	409.0	374.51	0.13	83,405.1	0	12,427.4	85,671.2	260.2	-2,266.0	-14,543.6	+353,937.5
2030	73.2	409.0	337.66	0.13	75,420.0	0	11,237.6	84,430.6	226.7	-9,023.5	-25,497.3	+328,040.2
2031	67.6	409.0	297.08	0.13	67,714.7	0	10,069.5	83,172.0	203.1	-15,457.3	-35,750.0	+302,289.2
2032	62.2	409.0	265.62	0.13	61,200.0	0	9,133.8	82,151.4	183.5	-20,859.6	-30,108.4	+272,181.2
2033	56.1	409.0	241.69	0.13	55,453.8	0	8,263.4	81,283.7	166.4	-25,824.9	-34,254.7	+242,676.6
2034	50.3	409.0	217.74	0.13	49,878.7	0	7,431.0	80,455.1	149.6	-30,578.6	-38,159.9	+204,718.6
2035	44.1	409.0	185.35	0.13	44,737.0	0	6,585.0	79,733.8	134.2	-35,911.8	-41,071.8	+162,514.0
2036	37.4	409.0	173.23	0.13	38,694.5	0	5,795.3	78,997.6	116.7	-40,813.0	-43,825.0	+118,923.0
2037	33.8	409.0	161.38	0.13	33,274.4	0	5,203.8	78,415.0	105.6	-42,668.1	-45,885.5	+68,703.3
2038	30.9	409.0	149.26	0.13	32,744.4	0	4,678.8	78,192.1	98.2	-45,258.8	-49,238.8	+18,407.6
2039	27.5	409.0	139.19	0.13	30,036.1	0	4,475.8	77,630.3	90.1	-47,531.2	-52,157.2	+33,889.6
2040	25.5	409.0	130.22	0.13	27,953.1	0	4,195.0	77,312.7	83.9	-49,359.6	-53,608.3	+81,293.1
2041	24.1	409.0	121.35	0.13	28,172.1	0	3,899.6	77,925.0	78.5	-50,853.7	-54,831.0	+14,120.0
2042									0			0



R/



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



NO SOLA

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Resol. SH 59/10

Art. 2) inciso i)

Tres (3) últimos Balances aprobados.

Se adjuntan en paquete separado los tres últimos Balances aprobados de YPF S.A.

EL GOBIERNO



Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Resol. SH 59/10

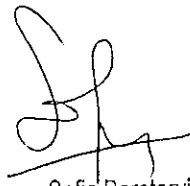
Art. 2) inciso j)

Información sobre reparaciones de pozos con referencia circunstanciada a los trabajos realizados.

N/A, no se realizaron reparaciones de pozos en el período considerado.



LC 3371A



Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

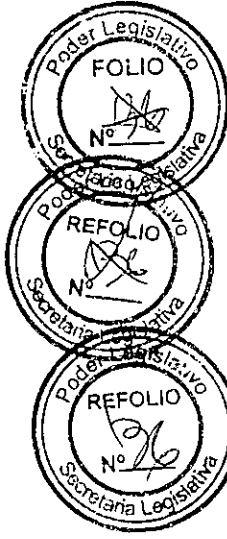


Resol. SH 59/10


Art. 2) inciso k)

Información de nuevos yacimientos o nuevos horizontes productivos hallados.

N/A, no se incorporaron nuevos yacimientos u horizontes productivos.



LU 507/11


Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.





Resol. SH 59/10

Art. 2) inciso l)

Descripción de los trabajos de procesamiento de información sísmica y de cualquier otra proyección realizados.

N/A, no se realizaron reprocesamientos sísmicos sobre los registros 3D realizados.



ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



HIDROCARBUROS

Ley 27.007

Ley N° 17.319. **Modificación.**

Sancionada: Octubre 29 de 2014

Promulgada: Octubre 30 de 2014

El Senado y Cámara de Diputados
de la Nación Argentina
reunidos en Congreso, etc.
sancionan con fuerza de

Ley:

Título I

Modificaciones a la ley 17.319



ARTICULO 1° — Sustitúyese el artículo 23 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 23: Los plazos de los permisos de exploración serán fijados en cada licitación por la Autoridad de Aplicación, de acuerdo al objetivo de la exploración, según el siguiente detalle:

Plazo Básico:

Exploración con objetivo convencional:

1er. período hasta tres (3) años.

2do. período hasta tres (3) años.

Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Exploración con objetivo no convencional:

1er. período hasta cuatro (4) años.

2do. período hasta cuatro (4) años.

Período de prórroga: hasta cinco (5) años.

Para las exploraciones en la plataforma continental y en el mar territorial cada uno de los períodos del Plazo Básico de exploración con objetivo convencional podrá incrementarse en un (1) año.

La prórroga prevista en este artículo es facultativa para el permisionario que haya cumplido con la inversión y las restantes obligaciones a su cargo.

La transformación parcial del área del permiso de exploración en concesión de explotación realizada antes del vencimiento del Plazo Básico del permiso, conforme a lo establecido en el artículo 22, autoriza a adicionar al plazo de la concesión el lapso no transcurrido del permiso de exploración, excluido el término de la prórroga.

En cualquier momento el permisionario podrá renunciar a toda o parte del área cubierta por el permiso de exploración, sin perjuicio de las obligaciones prescriptas en el artículo 20.

ARTICULO 2° — Sustitúyese el artículo 25 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 25: Los permisos de exploración abarcarán áreas cuya superficie no exceda de cien (100) unidades. Los que se otorguen sobre la plataforma continental no superarán las ciento cincuenta (150) unidades.

ARTICULO 3° — Sustitúyese el artículo 26 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

COPIA

Dra. María Verónica Luna
Dir. Genl. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarburos

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Artículo 26: Al finalizar el primer período del Plazo Básico el permisionario decidirá si continúa explorando en el área, o si la revierte totalmente al Estado. El permisionario podrá mantener toda el área originalmente otorgada, siempre que haya dado buen cumplimiento a las obligaciones emergentes del permiso.

Al término del Plazo Básico el permisionario restituirá el total del área, salvo si ejercitara el derecho de utilizar el período de prórroga, en cuyo caso dicha restitución quedará limitada al cincuenta por ciento (50%) del área remanente antes del vencimiento del segundo período del Plazo Básico.



ARTICULO 4° — Sustitúyese el artículo 27 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 27: La concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el artículo 35.

Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la Autoridad de Aplicación una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos previstos en el artículo 22 o en el artículo 27 bis, según corresponda.



ARTICULO 5° — Incorpórase como artículo 27 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 27 bis: Entiéndese por Explotación No Convencional de Hidrocarburos la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos mediante técnicas de estimulación no convencionales aplicadas en yacimientos ubicados en formaciones geológicas de rocas esquistoso o pizarra (shale gas o shale oil), areniscas compactas (tight sands, tight gas, tight oil), capas de carbón (coal bed methane) y/o caracterizados, en general, por la presencia de rocas de baja permeabilidad. El concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos y el otorgamiento de una nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. La Autoridad de Aplicación nacional o provincial, según corresponda, decidirá en el plazo de sesenta (60) días y su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35.

Los titulares de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional, siempre que se demostrare fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo del plan piloto previsto en el párrafo precedente.

La concesión correspondiente al área oportunamente concesionada y no afectada a la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, debiendo la Autoridad Concedente readecuar el título respectivo a la extensión resultante de la subdivisión. Queda establecido que la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos deberá tener como objetivo principal la Explotación No Convencional de Hidrocarburos. No obstante ello, el titular de la misma podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, en el marco del dispuesto en el artículo 30 y concordantes de la presente ley.

COPIA

Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarburos

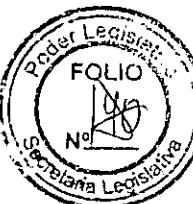
COPIA

Sofía Beretevide
Cónsul de Secretaría Gral.
Agencia de Regulación Fuegoquina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ARTICULO 6° — Incorpórase como artículo 27 ter de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 27 ter: Aquellos proyectos de Producción Terciaria, Petróleos Extra Pesados y Costa Afuera que por su productividad, ubicación y demás características técnicas y económicas desfavorables, y que sean aprobados por la Autoridad de Aplicación y por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, podrán ser pasibles de una reducción de regalías de hasta el cincuenta por ciento (50%) por parte de la Autoridad de Aplicación provincial o nacional, según corresponda. Se consideran Proyectos de Producción Terciaria aquellos proyectos de producción en que se apliquen técnicas de recuperación mejorada del petróleo (Enhanced Oil Recovery —EOR— o Improved Oil Recovery —IOR—). Se consideran proyectos de Petróleo Extra Pesado aquellos que requieran tratamiento especial (calidad de crudo inferior a 16 grados API y con viscosidad a temperatura de reservorio superior a los 1000 centipois).



ARTICULO 7° — Sustitúyese el artículo 29 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 29: Las concesiones de explotación serán otorgadas, según corresponda, por el Poder Ejecutivo nacional o provincial a las personas físicas o jurídicas que ejerciten el derecho acordado por el artículo 17 cumpliendo las formalidades consignadas en el artículo 22.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, podrá además otorgar concesiones de explotación sobre zonas probadas a quienes reúnan los requisitos y observen los procedimientos especificados por la Sección 5 del presente Título.

Esta modalidad de concesión no implica en modo alguno garantizar la existencia en tales áreas de hidrocarburos comercialmente explotables.

El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, asimismo otorgará Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos de acuerdo a los requisitos dispuestos por los artículos 27 y 27 bis.

ARTICULO 8° — Sustitúyese el artículo 34 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 34: El área máxima de una nueva concesión de explotación que sea otorgada a partir de la vigencia del presente y que no provenga de un permiso de exploración, será de doscientos cincuenta kilómetros cuadrados (250 km²).

ARTICULO 9° — Sustitúyese el artículo 35 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 35: De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:

- a) Concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco (25) años.
- b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un Período de Plan Piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento de iniciarse la concesión.
- c) Concesión de Explotación con la plataforma continental y en el mar territorial: treinta (30) años.

COPIA

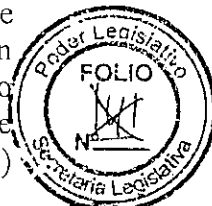
Dra. María Verónica Luján
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarburos

COPIA

Sofía Beretervide
Copia de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Proy. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.



Los titulares de las concesiones de explotación (ya sea que a la fecha de inicio de vigencia de la presente modificación hayan sido o no prorrogadas) y siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión, podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas.



La respectiva solicitud deberá presentarse con una antelación no menor a un (1) año al vencimiento de la concesión.



Queda establecido que aquellas concesiones de explotación que a la fecha de sanción de la presente ley hayan sido previamente prorrogadas se regirán hasta el agotamiento de los plazos de dichas prórrogas por los términos y condiciones existentes. Una vez agotados dichos plazos de prórroga, los titulares de las concesiones de explotación, podrán solicitar nuevas prórrogas, debiendo dar cumplimiento a las condiciones de prórroga establecidas en la presente ley.



ARTICULO 10. — Sustitúyese el artículo 41 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 41: Las concesiones a que se refiere la presente sección serán otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a aquellos otorgados para las concesiones de explotación vinculadas a las concesiones de transporte. Vencidos dichos plazos, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial según corresponda sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho.

ARTICULO 11. — Sustitúyese el artículo 45 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 45: Sin perjuicio de lo dispuesto por el artículo 27 bis, los permisos y concesiones regulados por esta ley serán adjudicados mediante licitaciones en las cuales podrá presentar ofertas cualquier persona física o jurídica que reúna las condiciones establecidas en el artículo 5° y cumpla los requisitos exigidos en esta sección.

Las concesiones que resulten de la aplicación de los artículos 29, párrafo primero y 40, segundo párrafo, serán adjudicadas conforme a los procedimientos establecidos en el Título II de la presente ley.

ARTICULO 12. — Sustitúyese el artículo 47 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente:


Artículo 47: Dispuesto el llamado a licitación en cualquiera de los procedimientos considerados por el artículo 46, la Autoridad de Aplicación confeccionará el pliego respectivo, en base al Pliego Modelo, elaborado entre las Autoridades de Aplicación de las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación, el que consignará a título ilustrativo y con mención de su origen, las informaciones disponibles concernientes a la presentación de propuestas.

Asimismo, el pliego contendrá las condiciones y garantías a que deberán ajustarse las ofertas y enunciará las bases fundamentales que se tendrán en consideración para valorar la conveniencia de las propuestas, tales como el importe y los plazos de las inversiones en obras y trabajos que se comprometan. El llamado a licitación deberá difundirse durante no menos de diez (10) días en los lugares y por medios nacionales e internacionales que se consideren idóneos para asegurar su más amplio conocimiento, buscando la mayor concurrencia posible, debiéndose incluir entre éstos, necesariamente, el Boletín Oficial. Las publicaciones se efectuarán con una anticipación mínima de sesenta (60) días al indicado para el comienzo de recepción de ofertas.

COPIA

Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarb.

ES COPIA


Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ARTICULO 13. — Sustitúyese el artículo 48 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 48: La Autoridad de Aplicación estudiará todas las propuestas y podrá requerir de aquellos oferentes que hayan presentado las de mayor interés, las mejoras que considere necesarias para alcanzar condiciones satisfactorias. La adjudicación recaerá en el oferente que haya presentado la oferta más conveniente que a criterio debidamente fundado del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, en particular proponga la mayor inversión o actividad exploratoria.

Es atribución del Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, rechazar todas las ofertas presentadas o adjudicar al único oferente en la licitación.

ARTICULO 14. — Incorpórase al Título II de la ley 17.319 y sus modificatorias la Sección VII "Canon y Regalías", que comprenderá los artículos 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64 y 65, y sustitúyense los artículos 57 y 58 de la ley 17.319 y sus modificatorias por los siguientes textos:

Artículo 57: El titular de un permiso de exploración pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción, conforme a la siguiente escala:

a) Plazo Básico:

1er. Período: doscientos cincuenta pesos (\$ 250).

2do. Período: mil pesos (\$ 1.000).

b) Prórroga:

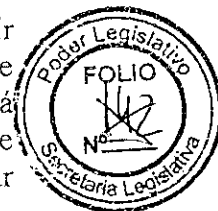
Durante el primer año de su vigencia abonará por adelantado la suma de diecisiete mil quinientos pesos (\$ 17.500) por Km² o fracción, incrementándose dicho monto en el veinticinco por ciento (25%) anual acumulativo. El importe que deba ser abonado por este concepto correspondiente al segundo Período del Plazo Básico y al Período de Prórroga podrá reajustarse compensándolo con las inversiones efectivamente realizadas en la exploración dentro del área correspondiente, hasta la concurrencia de un canon mínimo equivalente al diez por ciento (10%) del canon que corresponda en función del período por Km² que será abonado en todos los casos.

Artículo 58: El concesionario de explotación pagará anualmente y por adelantado un canon por cada kilómetro cuadrado o fracción abarcado por el área de pesos cuatro mil quinientos (\$ 4.500).


ARTICULO 15. — Incorpórase como artículo 58 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 58 bis: La Autoridad de Aplicación podrá establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

Para los casos de realización de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación podrá establecer el pago de un bono de explotación cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos al final del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos



COPIA


Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Estudios Jurídicos

COPIA

[Handwritten signature]

Sonia Beretervide
Copla. de Secretaria Gral.



hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.

ARTICULO 16. — Sustitúyese el artículo 59 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 59: El concesionario de explotación pagará mensualmente al Concedente, en concepto de regalía sobre el producido de los hidrocarburos líquidos extraídos en boca de pozo, un porcentaje del doce por ciento (12%). Idéntico porcentaje del valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados, pagará mensualmente la producción de gas natural, en concepto de regalía. Para el pago de esta regalía el valor del gas será fijado conforme al procedimiento indicado para el petróleo crudo en el artículo 61. El pago en especie de esta regalía sólo procederá cuando se asegure al concesionario una recepción de permanencia razonable.



En ambos casos el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda como autoridades concedentes, podrá reducir la misma hasta el cinco por ciento (5%) teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos. Asimismo, en caso de prórroga, corresponderá el pago de una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) respecto de la regalía aplicable al momento de la primera prórroga y hasta un máximo total de dieciocho por ciento (18%) de regalía para las siguientes prórrogas.



En los casos de las concesiones de explotación referidas en el último párrafo del artículo 35, corresponderá el pago de una regalía total que no podrá superar el dieciocho por ciento (18%).

Por la realización de las actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, a las que se hace referencia en el artículo 27 bis de la presente ley, a partir del vencimiento del período de vigencia de la concesión oportunamente otorgada y dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación podrá fijar asimismo una regalía adicional de hasta tres por ciento (3%) respecto de la regalía vigente hasta un máximo de dieciocho por ciento (18%) según corresponda conforme al mecanismo establecido en el artículo 35.

Las alícuotas de regalías previstas en el presente artículo serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos que percibirán las jurisdicciones titulares del dominio de los hidrocarburos en su carácter de Concedentes.

ARTICULO 17. — Sustitúyese el artículo 61 de la ley 17.319 y sus modificatorias, por el siguiente texto:

Artículo 61: El pago en efectivo de la regalía se efectuará conforme al valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que será declarado mensualmente por el permisionario y/o concesionario, restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c) apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial. Cuando la Autoridad de Aplicación considere que el precio de venta informado por el permisionario y/o concesionario no refleja el precio real de mercado, deberá formular las objeciones que considere pertinente.

ARTICULO 18. — Incorpórase como artículo 91 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, el siguiente:

Artículo 91 bis: Las provincias y el Estado nacional, cada uno con relación a la exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de su dominio, no establecerán en el futuro nuevas áreas reservadas a favor de entidades o empresas públicas o con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica. Respecto de las áreas que a la fecha hayan sido reservadas por las autoridades Concedentes en favor de

COPIA

[Handwritten signature]
Dra. María Verónica Luna
Dr. Gral. Legal y Técnica



entidades o empresas provinciales con participación estatal, cualquiera fuera su forma jurídica, pero que a la fecha no cuenten con contratos de asociación con terceros, se podrán realizar esquemas asociativos, en los cuales la participación de dichas entidades o empresas provinciales durante la etapa de desarrollo será proporcional a las inversiones comprometidas y que efectivamente sean realizadas por ellas.

Título II

Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos

ARTICULO 19. — El Estado nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto 929/13, a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (US\$ 250.000.000) calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto.

Los beneficios previstos en dicho decreto se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.

El porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios previstos en los artículos 6° y 7° de dicho decreto, será el siguiente:

- a) Explotación Convencional: veinte por ciento (20%).
- b) Explotación No Convencional: veinte por ciento (20%).
- c) Explotación costa afuera: sesenta por ciento (60%).

Quedarán comprendidos dentro del inciso c) precedente, aquellos proyectos de explotación costa afuera en los cuales la perforación de pozos sea realizada en locaciones donde la distancia entre el lecho marino y la superficie, medida en la ubicación del pozo, en promedio entre la alta y la baja marea supere los 90 metros. Todo otro proyecto de explotación costa afuera que no reúna dichos requisitos, quedará enmarcado dentro de los incisos a) o b) según corresponda.

ARTICULO 20. — Las condiciones para el acceso al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos previstas en el artículo 19, regirán a partir de la entrada en vigencia de la presente ley, reconociéndose a los Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos aprobados con anterioridad, los compromisos de inversión y los beneficios promocionales comprometidos al momento de su aprobación.

ARTICULO 21. — En el marco de los Proyectos de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos que sean aprobados en el futuro por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, referidos en el artículo 19 de la presente ley, se establecen los siguientes aportes a las provincias productoras en los que se desarrolle el proyecto de inversión:

- a) Dos coma cinco por ciento (2,5%) del monto de inversión inicial del proyecto, dirigido a Responsabilidad Social Empresaria, a ser aportado por las empresas.
- b) Un monto a ser determinado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras, a ser aportado por el Estado nacional.

ARTICULO 22. — Los bienes de capital e insumos que resulten imprescindibles para la ejecución de los Planes de Inversión de las empresas inscriptas en el Registro Nacional



COPIA

Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarburos

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

de Inversiones Hidrocarburíferas, ya sean importados por tales empresas o por quienes acrediten ser prestadoras de servicios de ellas, tributarán los derechos de importación indicados en el decreto 927/13 o normas que lo sustituyan. Dicha lista podrá ampliarse a otros productos estratégicos.

Título III

Disposiciones Complementarias y Transitorias

ARTICULO 23. — El Estado nacional y los Estados provinciales, de conformidad con lo previsto por el artículo 41 de la Constitución Nacional, propenderán al establecimiento de una legislación ambiental uniforme, la que tendrá como objetivo prioritario aplicar las mejores prácticas de gestión ambiental a las tareas de exploración, explotación y/o transporte de hidrocarburos a fin de lograr el desarrollo de la actividad con un adecuado cuidado del ambiente.

ARTICULO 24. — El Estado nacional y los Estados provinciales propiciarán la adopción de un tratamiento fiscal uniforme que promueva las actividades hidrocarburíferas previstas en la presente ley a desarrollarse en sus respectivos territorios.

ARTICULO 25. — El Poder Ejecutivo nacional a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas administrará el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural creado por la resolución 1/13 y el “Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida” creado por la resolución 60/13, en ambos casos de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y los planes que con el propósito de estimular la producción excedente de gas natural establezca en el futuro.

ARTICULO 26. — Las Autoridades de Aplicación del ámbito nacional y provincial según correspondiere, la Secretaría de Energía de la Nación y la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, promoverán la unificación de los procedimientos y registros tendientes al cumplimiento de sus respectivas competencias y el intercambio de información con dicho propósito y con el cumplimiento de los objetivos de autoabastecimiento previstos en la ley 26.741.

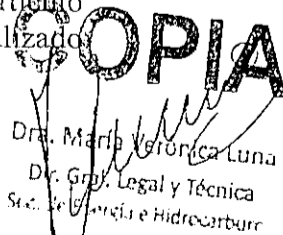
ARTICULO 27. — Derógase el artículo 62 de la ley 17.319 y sus modificatorias.

ARTICULO 28. — El Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, como autoridad Concedente, podrá reducir hasta el veinticinco por ciento (25%) el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto, en favor de empresas que soliciten una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos del artículo 27 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de la presente ley.

ARTICULO 29. — Las autoridades de aplicación de las provincias y la Secretaría de Energía de la Nación confeccionarán dentro de los ciento ochenta (180) días a contar desde el inicio de vigencia de la presente ley el Pliego Modelo establecido en el artículo 47 de la ley 17.319 y sus modificatorias, el que podrá ser revisado y actualizado.

ES COPIA

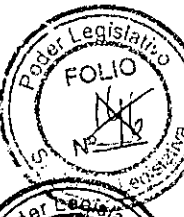

Sofía Befetervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

COPIA

Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarburos





periódicamente según la oportunidad y conveniencia de las licitaciones. Dicho Pliego Modelo contemplará los términos y condiciones generales aplicables a las licitaciones, incluyendo entre otras, las garantías a las que deberán ajustarse las ofertas, el alcance de las inversiones y los ingresos que eventualmente pudieran corresponder a las respectivas Autoridades Concedentes. Asimismo el Pliego Modelo contendrá las condiciones especiales aplicables a adjudicaciones cuyo objeto sea la exploración y/o explotación convencional de hidrocarburos, explotación no convencional, costa afuera, petróleo extra pesados, exploración en áreas de frontera y demás situaciones que puedan ser contempladas por dichas autoridades de aplicación.



ARTICULO 30. — Derógase el artículo 2° de la ley 25.943, quedando a tal efecto revertidos y transferidos todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos de las áreas costa afuera nacionales a la Secretaría de Energía de la Nación, respecto de los cuales no existan contratos de asociación suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943. Exceptúase de dicha reversión a los permisos de exploración o concesiones de explotación existentes a la entrada en vigencia de la presente ley que hayan sido otorgados con anterioridad a la ley 25.943.

Autorízase al Poder Ejecutivo nacional a negociar de mutuo acuerdo, en un plazo de seis (6) meses, con los titulares de contratos de asociación que hayan sido suscriptos con Energía Argentina Sociedad Anónima en el marco de la ley 25.943, la reconversión de dichos contratos asociativos a permisos de exploración o concesiones de explotación de la ley 17.319 y sus modificatorias, según corresponda.

ARTICULO 31. — Cuando a la fecha de entrada en vigencia de esta ley alguna provincia ya hubiera iniciado el proceso de prórroga a que refiere el artículo 35 de la ley 17.319 y sus modificatorias, respecto de concesiones otorgadas por el Estado nacional, y siempre que dicho proceso hubiera establecido ciertas condiciones precedentes en función de la voluntad de dicha provincia y del concesionario respectivo y de las leyes vigentes, dicha provincia dispondrá de un plazo de noventa (90) días para concluir el proceso de prórroga mediante el dictado de los actos administrativos necesarios a cargo del Poder Ejecutivo provincial. Las prórrogas así determinadas tendrán posteriormente el tratamiento que prevé el artículo 35 de la ley 17.319 y sus modificatorias.

ARTICULO 32. — Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional.


DADA EN LA SALA DE SESIONES DEL CONGRESO ARGENTINO, EN BUENOS AIRES, A LOS VEINTINUEVE DIAS DEL MES DE OCTUBRE DEL AÑO DOS MIL CATORCE.

— REGISTRADO BAJO EL N° 27.007 —

AMADO BOUDOU. — JULIAN A. DOMINGUEZ. — Lucas Chedrese. — Juan H. Estrada.

COPIA
 Dra. María Verónica Luna
 Dir. Gral. Legal y Técnica
 Sec. de Energía e Hidrocarburos

ES COPIA

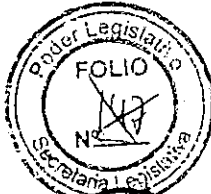

 Sofia Beretovide
 Coord. de Secretarías
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur
República Argentina
SECRETARIA DE HIDROCARBUROS

ES COPIA

Sofía Beretervide
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



RIO GRANDE, 30 de abril de 2010.-

VISTO: El expediente N° 3979-SH/10 y el Decreto Provincial N° 512/10; y

CONSIDERANDO:

Que corresponde regular el procedimiento a aplicar a los efectos de la prórroga de las concesiones de explotación de hidrocarburos existentes en la Provincia.

Que el suscripto se encuentra facultado para dictar el presente acto administrativo en virtud de lo establecido por las Leyes Nacionales Nos. 17.319 y 26.197, Ley Provincial N° 752, Artículos 2° y 19° y el Decreto Provincial N° 3599/07.

Por ello,

EL SECRETARIO DE HIDROCARBUROS
RESUELVE

ARTICULO 1º: Convócase a las empresas titulares de derechos en las concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Gobierno Nacional, que actúan en la jurisdicción de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártica e Islas del Atlántico Sur, interesadas en prorrogar el plazo original de las mismas, en el marco del art. 35 de la ley 17.319, para efectuar su presentación (la "Presentación"), por ante el Registro creado por el Decreto Provincial N° 512/2010 (el "Registro"), dentro del término de treinta (30) días a partir de la publicación de la presente en el Boletín Oficial.

ARTICULO 2º: A los efectos de acreditar el buen cumplimiento de las obligaciones emergentes de la concesión y aportar información necesaria a los efectos de analizar el pedido de prórroga, la Presentación, que tendrá carácter de declaración jurada, deberá estar acompañada por la siguiente documentación:

- a) Denominación completa del Área o de las Áreas, como asimismo el nombre del operador y su correspondiente habilitación.
- b) Personería del presentante.
- c) Denominación del o de los concesionarios, y/o del o de los titulares de los derechos de explotación sobre el Área o las Áreas de la que se trate. Si se tratase de más de un titular por concesión, los interesados deberán unificar personería.
- d) Norma legal de adjudicación de la concesión, y de los sucesivos cambios de titularidad y las constancias que acrediten su trámite por ante la Secretaría de Energía de la Nación y/o la Autoridad de Aplicación provincial, individualizando los trámites administrativos.
- e) Mensura del Área o de las Áreas, discriminando los lotes de explotación y remanentes.
- f) Memoria descriptiva del historial de la concesión que deberá contener como mínimo la siguiente información:

[Handwritten signature]

"Las Islas Malvinas, Georgias y Sándwich del Sur, son y serán Argentinas"

**COPIA FIEL
DEL ORIGINAL**

[Handwritten signature]
Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Sec. de Energía e Hidrocarburos

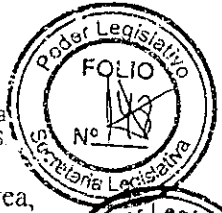


ES COPIA



Provincia de Tierra del Fuego, Antártida
e Islas del Atlántico Sur
República Argentina
SECRETARIA DE HIDROCARBUROS

Sofía Beretevide
Geod. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoquina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



1. Inversiones y su descripción física, discriminadas por Área, yacimiento y rubro, durante los últimos diez años, debiendo desagregarse en:
 - 1.1 Pozos perforados y su estado actual.
 - 1.2 Construcción de oleoductos, gasoductos y poliductos, incluyendo planos, capacidad disponible, pruebas y/o certificaciones de integridad.
 - 1.3 Construcción de baterías, instalaciones auxiliares y caminos.
 - 1.4 Situación de los pasivos ambientales.
 2. Programas de desarrollo geofísico ejecutados en la concesión expresando las unidades en kilómetros cuadrados.
 3. Personal empleado en la operación de cada Área, en los últimos cinco años discriminado en personal radicado en la Provincia y no radicado.
- g) Plan de inversiones anuales para el período restante de la concesión y el de su eventual extensión por diez (10) años.
- h) Estimación de reservas hasta el término de la concesión actual y hasta el límite económico de los yacimientos.
- i) Tres (3) últimos Balances aprobados.
- j) Información sobre reparaciones de pozos con referencia circunstanciada a los trabajos realizados.
- k) Información de nuevos yacimientos o nuevos horizontes productivos hallados.
- l) Descripción de los trabajos de procesamiento de información sísmica y de cualquier otra proyección realizados.

La información de los incisos j), k) y l), deberá referirse a los últimos diez años. La documentación que no sea original deberá acompañarse en copia certificada. En caso de que sobre el Área de la que se trate, exista concurrencia de empresas titulares de derechos, la información societaria se presentará por cada una de las empresas.

ARTÍCULO 3º: Las presentaciones deberán realizarse por ante la Secretaría de Estado de Hidrocarburos de la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, sita en Pedro Giachino N° 7050, (V9420) Río Grande, Tierra del Fuego, Tel/Fax (02964) 443040/444398, y deberá incluir la constitución de domicilio del presentante en la ciudad de Río Grande.

ARTÍCULO 4º: Una vez analizadas las presentaciones, la Secretaría requerirá la asistencia técnica de profesionales que designe una Universidad Nacional especializada en hidrocarburos, a quien se contratará al efecto, los que, a costa de los aspirantes a prorrogar concesiones, procederán a: 1) Evaluar las auditorías de reservas de los últimos diez años; 2) Auditar la información requerida en el art. 2º incs. e), f), h), i), j), k) y l).

ARTÍCULO 5º: Con el resultado de los estudios técnicos, se procederá a citar a la empresa peticionante en su domicilio constituido, a los efectos de iniciar una ronda de conversaciones tendientes a establecer las condiciones de la eventual prórroga de la concesión.

"Las Islas Malvinas, Georgias y Sándwich del Sur, son y serán Argentinas"

COPIA FIEL

Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica



Provincia de Tierra del Fuego, Antártida
e Islas del Atlántico Sur
República Argentina
SECRETARIA DE HIDROCARBUROS

ES COPIA

[Signature]
Sofía Barettervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ARTÍCULO 6º: En caso de que a criterio de esta Secretaría procediera la prórroga del plazo de la concesión, se elevará el proyecto respectivo al Poder Ejecutivo para su consideración.

ARTÍCULO 7º: Comunicar, dar al Boletín Oficial de la Provincia y archivar.

RESOLUCIÓN SEC. HID. Nº 59/2010



G.T.F.

[Signature]
Eduardo H. D'ANDREA
Secretario de Hidrocarburos

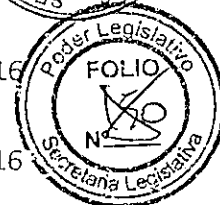
**COPIA FIEL
DEL ORIGINAL**

[Signature]
Dra. María Verónica Luna
Dir. Gral. Legal y Técnica
Stca. de Energía e Hidrocarburos



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Buenos Aires, 12 de Octubre de 2016
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S



Nota DAE Nro. 257/16

Al Secretario de Energía e Hidrocarburos de la
Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur
Sr Omar Daniel Nogar
Ex Campamento YPF Casa 7283
9420 Rio Grande
Tierra Del Fuego
Argentina
Presente

ING 1102

SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
La Recepción de los Expedientes de la
Recomendación de la Comisión de Energía
18 OCT 2016
Firma: Hora: 10:25

Ref. Extensión de Concesión de Explotación sobre el Área Magallanes

De nuestra consideración,

Continuando el expediente 14096 SH 2016 "S/ PRORROGA DE CONCESION DE EXPLOTACION CMA AREA MAGALLANES", que continúa las acciones del expediente 11748-SH/10 iniciado siguiendo lo establecido en Decreto Provincial 512/10, la Resolución SEH 59/10 y la Resolución SEH 8/11, me dirijo a Usted en representación de YPF S.A. (en adelante "YPF"), titular de la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el Área Magallanes (en adelante "la Concesión Magallanes" o "la Concesión") otorgada a YPF en virtud de lo dispuesto en el artículo 4° de la ley Nacional N° 24.145 (Anexo IB F) punto 2), cuyas medidas, linderos y superficie fueron delimitados en la Resolución de la Secretaría de Energía de la Nación N° 57/90 a fin de tramitar la extensión de la Concesión Magallanes de acuerdo a lo estipulado por la Ley Nacional 17.319 modificada por la Ley Nacional 27.007.

Por la presente, es nuestro deseo hacerle llegar al Sr Secretario, información adicional y/o complementaria a la que le remitiéramos mediante nuestra nota DAE Nro. 191/16 de fecha 5 de Agosto de 2016, para lo cual y acompañando la presente nota, le enviamos una carpeta y CD que contiene la siguiente información:

YPF S.A.
Macacha Güemes 515
C1106BKK Buenos Aires, Argentina

ES COPIA



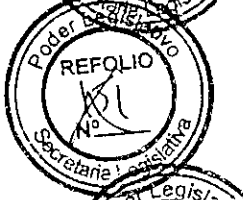
Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A.I.A.S.



1. Construcción de oleoductos, gasoductos y poliductos, incluyendo capacidad disponible, pruebas y/o certificaciones de integridad. La información incluida es:
 - a. Archivo: 632-J-6098_0.pdf (Disposición de Ductos de Cuenca Austral)
 - b. Archivo: 632-J-6098-TAB_0.pdf (Tabla de características actualizada correspondiente a esquema de ductos de Cuenca Austral 632-J-6098_0.pdf)
 - c. Archivo: Capacidades Ductos AM (Set. 2016).pdf (Diagrama de flujo de ductos principales con los fluidos procesados, caudales y presiones operacionales).
 - d. Carpeta: Reportes pruebas hidráulicas e inspecciones inteligentes. Esta carpeta contiene el historial de reportes de integridad y pruebas hidráulicas realizados entre los años 2009 y 2015. En total se envían 44 trabajos realizados con sus documentos respaldatorios.
2. Construcciones auxiliares y caminos. En el período 2006-2015, se realizaron tareas de adecuación de helipuerto de BRM y obras civiles en campamento BRM (módulos habitacionales). La información incluida es:
 - a. Archivo: MEMORIA DESCRIPTIVA HELIPUERTO BRM.
 - b. Archivo: MEMORIA DESCRIPTIVA ILUMINACION HELIPUERTO BRM.
 - c. Archivo: 50714-MGA-OFI-AQ-C-004-A (Layout de módulos oficina y habitacionales incorporados)
3. Plan de inversiones anuales para el periodo restante de la concesión y el de su eventual extensión por diez (10) años. Las inversiones principales a realizar son las relacionadas con el denominado Proyecto Incremental Área Magallanes (en adelante "PIAM"). La información incluida es:
 - a. Archivo: Informe de las Alternativas Evaluadas y la Alternativa Seleccionada.pdf (FID del proyecto al momento de la sanción del mismo en Setiembre de 2015)
 - b. Archivo: FORECAST PIAM (JUL16).pdf (Evolución del flujo de caja sin IVA real actualizado a Julio 2016 y proyectado hasta fecha de puesta en marcha).



Sofía Beretervide
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prev. de Tierra del Fuego A. S. I. A. S.



4. Certificación de reservas al 31-12-2015. La información incluida es:
 - a. Archivo: Magallanes - Reporte de reservas al 31-12-2015 - Tierra del Fuego.pdf (Informe de trabajos realizados por el certificador Sr Daniel Pérez sobre las reservas al 31 de Diciembre de 2015 correspondientes jurisdicción de la Provincia de Tierra del Fuego)
5. Inversiones realizadas 2005-2015. La información incluida es:
 - a. Archivo: DDJJ Inversiones 2005_2015_SEN.pdf (Reportes entregados a SEN con firma de Apoderado de Enap Sipetrol Argentina S.A Sr Nicolás Hack)
 - b. Archivo: Esc_1298_Apoderado NHack.pdf (Poder conferido a Sr. Nicolás Hack).
6. Certificaciones de reservas 2005-2015. La información incluida, se compone de 11 (once) archivos cada uno de los cuales corresponde a la certificación anual de reservas presentadas a SEN con firma de Apoderado de Enap Sipetrol Argentina S.A Sr Daniel Pérez Simón. El poder de esta persona, es el mismo referido anteriormente para el Sr Nicolás Hack.

Sin otro particular, saludo a Usted Atentamente.

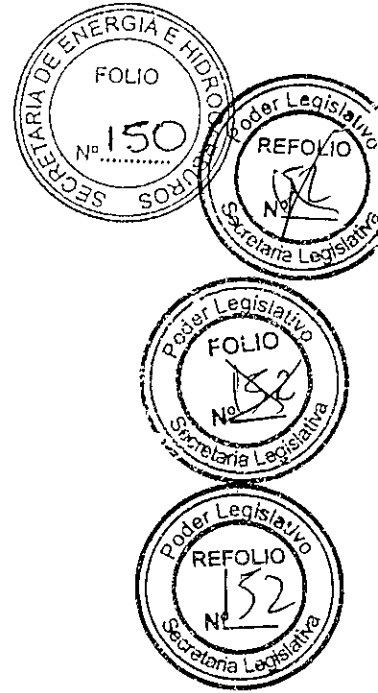
Alieia Schutz
Alieia SCHUTZ
Apoderada YPF S.A

[Handwritten mark]



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.



CONCESION AREA MAGALLANES
YPF S.A.

Solicitud de Extensión
Provincia de Tierra del Fuego e Islas del Atlántico Sur

Información adicional y/o complementaria a la remitida mediante nota DAE Nro.
191/16 de fecha 5 de Agosto de 2016

Octubre de 2016

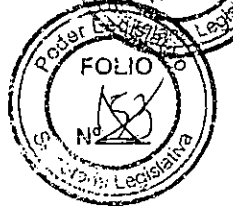
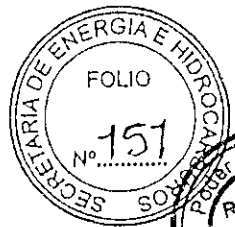
ES COPIA



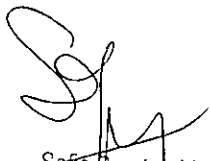
CONTENIDO

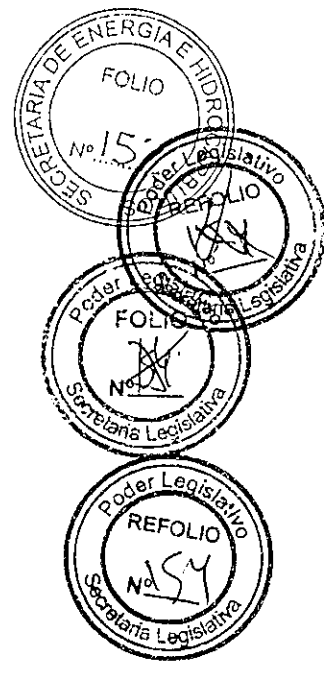
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

- ANEXO 1 - Plan de inversiones
- ANEXO 2 - Certificación de reservas al 31-12-2015
- ANEXO 3 - Inversiones realizadas 2005-2015
- ANEXO 4 - Certificaciones de reservas 2005-2015
- CD conteniendo toda la información indicada en la Nota DAE N° 257/16

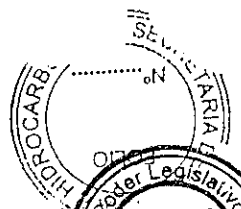
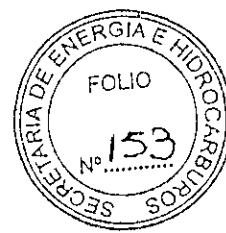




ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ANEXO I



 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 1 De: 70
	14/08/2015	Rev:

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.

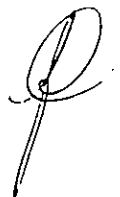
ES COPIA



Sofía Bertrán de
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.


PROYECTO INCREMENTAL ÁREA MAGALLANES (PIAM)

INFORME DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS Y LA ALTERNATIVA SELECCIONADA



ES COPIA

Sofía Barretovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.B.

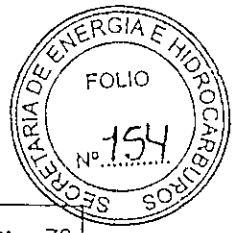
 YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 2 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

INDICE

INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES	4
OBJETIVO DEL PIAM	9
SITUACIÓN ACTUAL	9
INFORMACIÓN DE DESARROLLO (geología y reservorios)	11
ETAPA EVALUACIÓN DE IDEAS	15
ALTERNATIVAS ESTUDIADAS	15
ETAPA CONCEPTUAL	19
Caso AM-3-BRM (YPF)	19
Caso Base (AM-2-BRM)	22
DESCRIPCIÓN DEL CASO BASE MULTIFÁSICO	26
Ingeniería de Subsuelo	26
Ingeniería de Superficie Onshore	26
Ingeniería de Offshore	27
HAZID	28
Pronósticos de Producción	29
Indicadores Económicos	31
Inversiones	33
Costos	35
DESCRIPCIÓN DEL CASO MIXTO	38
Ingeniería de Subsuelo	38
Ingeniería de Superficie Onshore	39



ES COPIA *[Handwritten signature]*



Sofia Boratenvide

	91514-BUE-BUE-PP-G-002 <small>Agencia de Recaudación Faguina Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.</small>	Pág: 3 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.

Ingeniería Offshore 40

HAZID 41

Pronóstico de Producción 42

Indicadores Económicos 43

Inversiones 45

Costos 47

COMPARATIVA DE ALTERNATIVAS CONCEPTUALES ANALIZADAS 50

 Resumen Comparativo entre Casos 50

 Riesgos Identificados/Oportunidades 52

PLAN DE TRABAJO 55

ASPECTOS AMBIENTALES 56

ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO 57

 Panel de Oferentes 61

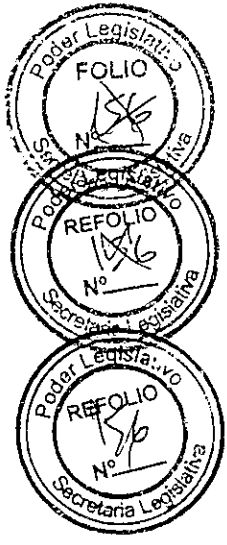
 Criterios Evaluación de Ofertas 62

ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA DE ALTERNATIVA SELECCIONADA 64

 Indicadores Económicos 64

CONCLUSIONES 67



ANEXOS 70



[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 4 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

INTRODUCCIÓN Y GENERALIDADES

La UTE Área Magallanes (AM) constituida por YPF S.A. (YPF) y Enap Sipetrol Argentina S.A. (ESA) ha decidido realizar el Proyecto Incremental Área Magallanes (PIAM) que contempla la reconfiguración de las instalaciones onshore y offshore con el propósito de aumentar la producción de gas y líquidos asociados.

ESA en su carácter de Representante y Operador del Área AM está desarrollando el PIAM. Se emite el presente informe a los efectos de poner a disposición de la UTE AM información relevante del proyecto.

El Área Magallanes (AM) se encuentra ubicada en la desembocadura atlántica del Estrecho de Magallanes. Comprende parte del sector sur oriental de la Cuenca Austral limitando hacia el norte con la ex Área CAM-3, ahora E2 (Energía Argentina S.A.- Enap Sipetrol Argentina S.A. - YPF S.A. Unión Transitoria de Empresas E2), hacia el oeste con el Área CAM 2/A SUR (Enap Sipetrol Argentina S.A. – YPF S.A. Unión Transitoria de Empresas CAM 2/A Sur) y hacia el sur con el Área Aries (Total Austral S.A.). La misma abarca una superficie de 370 km².



ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.

Agencia de Recaudación Fiscala
Energía y Petróleo S.A.S.



	91514-BUE-BUER-PPG-002	Pág: 5 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

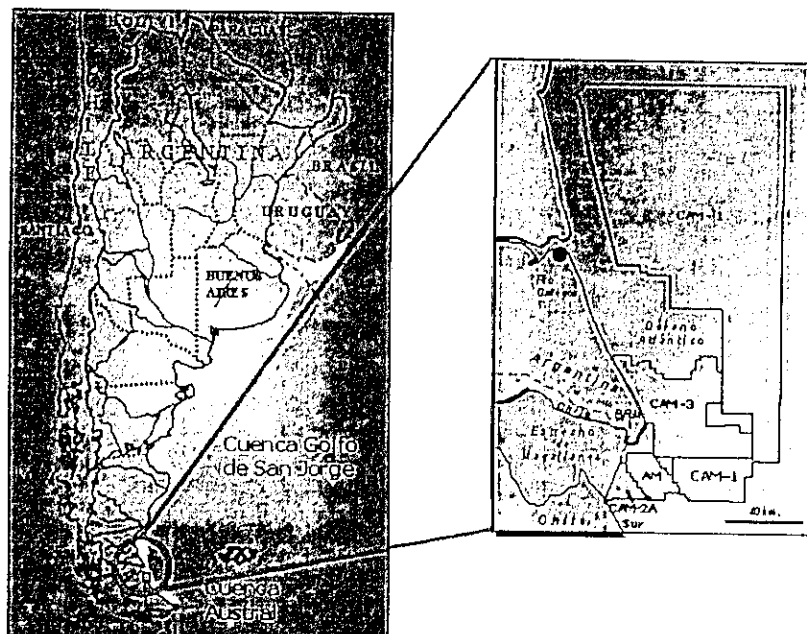
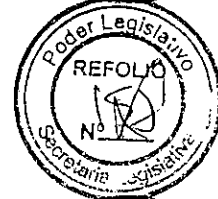


Figura 1. Localización Área Magallanes



AM fue adjudicada en el año 1991 a la UTE formada por las ahora denominadas YPF S.A. y Enap Sipetrol Argentina S.A., actuando ésta última como Operador. El yacimiento comenzó su explotación comercial en 1994 y, con cinco plataformas de producción de petróleo y gas, constituye actualmente el Área con mayor cantidad de plataformas offshore operadas de la Argentina.

Año Adjudicación a UTE	1991
Año de inicio Explotación	1994
Tipo de estructura	Paleoalto de Basamento en borde pasivo de Hemigraben
Tipo de Trampa	Estructural y Mixto
Formación Productiva	Springhill
OIP (Gm3) / OOIP (MMm3)	25/50
Pozos en extracción efectiva	20
Producción Diaria	Gas: 2,4 MMSCMD / Oil: 780 m ³ /d

Tabla 1. Resumen Área Magallanes

ES COPIA

Sofia Beretervide
Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 6 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

La dotación de personal de AM asciende a 95 propios y 300 pertenecientes a Empresas Contratistas.

Por medio de una red de ductos submarinos envía la producción de gas y petróleo a la Bateria Recepción Magallanes (BRM) ubicada en las proximidades de Cabo Vírgenes, el punto más austral del territorio continental argentino.

Desde las instalaciones de recepción onshore en BRM, el gas es enviado a la Planta de acondicionamiento de Faro Vírgenes (FV) de propiedad de la empresa ArPetrol, para luego ser inyectada en el Gasoducto General San Martín (GGSM). Asimismo el crudo tratado en BRM es evacuado mediante un ducto hasta la Unidad Lact y desde este punto hasta la terminal de Punta Loyola por medio de oleoductos operados por la empresa CGC.

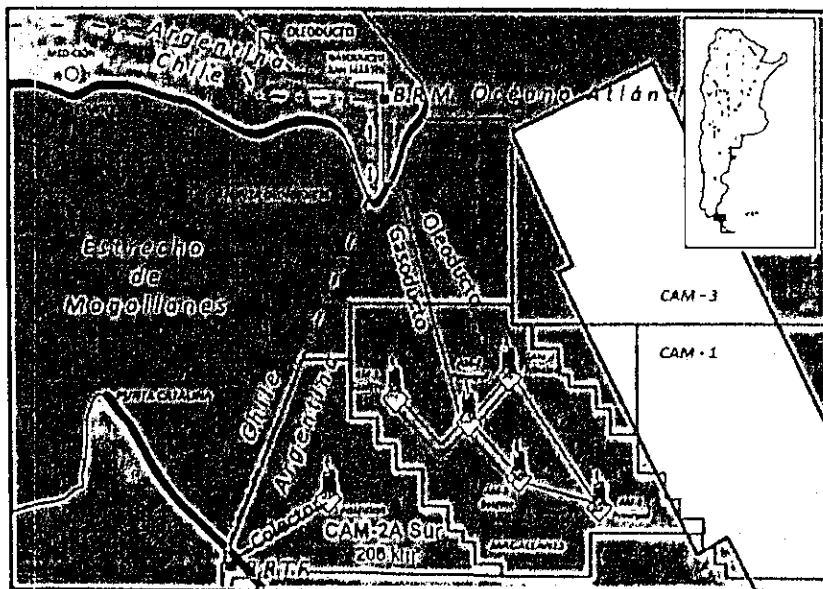
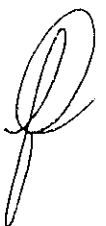
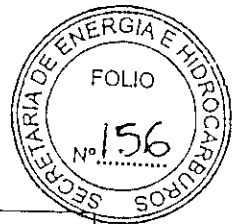


Fig 2 Esquema actual AM



ES COPIA

SJM



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral

Agencia de Recaudación Fueguina
P. de FUEA. e I.A.S.

	91514-BUEBUEBP G 002	Pág: 7 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



Dado que la producción local de gas natural en Argentina no logró acompañar la creciente demanda interna sino que al contrario, registra una tendencia negativa a lo largo de los últimos años; se ha vuelto imprescindible el diseño de políticas de estado que estimulen la inversión permitiendo en el corto plazo incrementar la producción y en el largo plazo ampliar el horizonte de reservas. En ese contexto, el gobierno implementó a principios de 2013 el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (Plan Gas de 7.50) a fin de revertir la tendencia deficitaria actual y procurar al autoabastecimiento.

Con este escenario planteado y considerando: i) la fuerte incidencia del gas natural en la matriz energética argentina; ii) el potencial del yacimiento Área Magallanes en gas natural; iii) la extensión de la Concesión de Explotación del Área Magallanes jurisdicción Santa Cruz y las negociaciones con Estado Nacional y Tierra del Fuego y iv) la prórroga del Contrato de UTE AM; las Partes decidieron conjuntamente analizar opciones que permitan incrementar la producción de gas natural, optimizando así la rentabilidad del yacimiento.

Con el propósito de aumentar la producción las Partes acordaron oportunamente realizar cambios en la configuración de los sistemas de producción existentes, ampliación de capacidad de las instalaciones y adecuaciones tanto en BRM como en offshore. Ver Anexo I: Acuerdo de Prorroga de Extensión UTE AM.


Asimismo es importante señalar que resulta de máxima prioridad, la definición de acciones respecto del ducto Cóndor/Loyola para asegurar la logística de evacuación de la producción del crudo y por ende no afectar el gas asociado.

La prestación del servicio de transporte de crudo es crítico para toda operación. Si a ello le sumamos que el mismo depende de un tercero, con elevados costos y graves problemas de

P

ES COPIA

[Handwritten Signature]
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 8 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

integridad del ducto principal (Cóndor-Loyola) y sus instalaciones (Planta Cóndor), la situación se torna aún más crítica.

Actualmente existen crecientes restricciones de bombeo que afectan producción y/o rentabilidad, las cuales son parcialmente mitigadas con exportaciones parciales a Enap Magallanes, con dificultades en la obtención de autorizaciones gubernamentales en Argentina y propias limitaciones logísticas de recepción y transporte en Chile.

Es por ello que resulta imperativo tener resuelto a la brevedad el sistema de transporte hacia la terminal de Punta Loyola, para asegurar un servicio irrestricto, eficiente y con operación propia, a fin de garantizar no sólo la evacuación de la producción de PIAM sino de la totalidad del Área. Esto necesitará de diversas tareas conjuntas a realizar por las Partes, en especial de YPF como futuro Concesionario de Transporte, que se traduce en gestiones ante autoridades y concesionarios del sistema de transporte actual y la realización de los trabajos vinculados al reemplazo del ducto existente.

Asimismo y a fin de sustentar los ingresos por venta y por planes de estímulo del Proyecto PIAM, se asume el ingreso ininterrumpido al Sistema de Transporte de la totalidad de la producción de gas natural disponible, partiendo de la premisa de que los miembros de la UTE AM cuentan con mercado y transporte en firme suficiente para garantizar las nominaciones diarias máximas de acuerdo a sus porcentaje de participación en la UTE.

El proyecto se desarrolla bajo un esquema metodológico realizando los estudios de Ingeniería necesarios en procura de la progresiva disminución de incertidumbres y riesgos, tanto técnicos como económicos.

[Handwritten Signature]

ES COPIA



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.

	Agencia de Recaudación Fueguina Prev. de Fer. BUE-RPAG-002 91514-BUE-BUE-RPAG-002	Pág: 9 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.



OBJETIVO DEL PIAM

Incrementar la producción de gas de AM con sus líquidos asociados, de su máximo actual de alrededor de 2,4 MMSCMD a aproximadamente 4,0 MMSCMD, con un plateau inicial cercano a 3 años declinando en los años subsiguientes, asegurando la Integridad Operacional con seguridad sobre las personas, el ambiente y las instalaciones.

SITUACIÓN ACTUAL

En la plataforma AM-6 hay equipos que separan los líquidos del gas. Los líquidos son enviados a AM-3 y el gas separado es enviado hacia AM-5. En AM-6 también existe un separador que opera a alta presión y separa el gas para ser utilizado como Gas Lift. El gas derivado de AM-6 se une con la producción de Líquido y gas de AM-5 y AM-1, para luego dirigirse la producción total hacia AM-2. En forma independiente, la producción de líquido y gas de AM-1 también se dirige hacia AM-2. En AM-2 hay dos separadores, un separador opera a media presión 46-60 kg/cm2 y el otro separador opera a baja presión 7-10 kg/cm2. La producción que proviene de AM-1, AM-5 y AM-6 actualmente ingresa al separador de baja presión. Los líquidos separados en AM-2 son transportados a AM-3 donde se une con la producción de líquidos de AM-6 y AM-3 para ser finalmente transportados desde AM-3 hacia el separador de líquidos en BRM. El gas separado en el separador de baja presión de AM-2 se comprime de 7-10 kg/cm2 a 85-90 kg/cm2 y se une a la producción de gas que proviene de la plataforma AM-3 y que fuera comprimido desde media presión 50 kg/cm2 a 90 kg/cm2 y se dirigen por del gasoducto de 10" hacia BRM. El caudal de gas de media presión de AM-2 y AM-1 ingresan a los separadores de media de AM-2, para luego ser enviados a AM-3 para comprimir hasta 85-90 kg/cm2 y luego retornar a AM-2 para su envío a BRM.

Algunas de las restricciones actuales de producción son:

ES COPIA

Sofía Bertrando
Coord. de Seguridad Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 10 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

- Máxima capacidad de compresión de gas en plataforma AM-2: 1,2 MMSCMD (2 compresores de 600 MSCMD)
- Máxima capacidad de compresión de gas en plataforma AM-3: 1,25 MMSCMD (1 compresor Saturno de 850 MSCMD y otro Norwalk de 400 MSCMD)
- Presión de operación en BRM: 73 -78 Kg/cm² aprox.
- Máximos diámetros de orificios de pozos: 1 pulgada

Las producciones de gas y líquido que provienen de las plataformas AM-2 y AM-3 respectivamente ingresan a BRM donde se realiza la separación de petróleo y agua. El petróleo es acumulado en Tanques y posteriormente bombeado hacia Punta Loyola, mientras que el agua luego de un proceso de acondicionamiento es vertida al mar. En cuanto al gas, no se le realiza ningún tratamiento especial, de manera que con sus riquezas es enviado a la Planta de Faro Vírgenes, donde se trata y recuperan entre 15-18 m³ de gasolina por millón de m³ de gas, y luego se inyecta al gasoducto General San Martín.

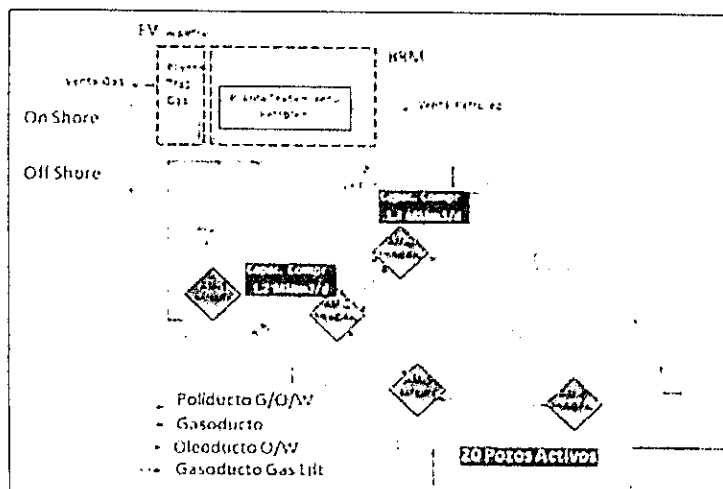


Figura 3. Esquema General Área Magallanes

Ver en Anexo II los esquemas actuales de producción de AM.

ES COPIA



Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.

	91514-BUE-BUE-PP-G-002 <small>Plan de Incentivos Económicos</small>	Pág: 11 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.



INFORMACIÓN DE DESARROLLO (geología y reservorios)

Para la generación de pronósticos de producción, se utilizó el modelo integrado de producción construido con las herramientas de Petroleum Experts (Mbal – Prosper – Gap) para analizar los pronósticos de producción de los diferentes escenarios de desarrollo y explotación. Este tipo de herramienta de modelación permite evaluar la interacción entre reservorio, pozos y red de superficie.

Etapas de construcción del modelo:

Etapa I: Modelado del reservorio (Mbal). Ajuste y validación

Se tomaron las volumetrías resultantes del modelo Estático construido bajo la plataforma petrel y se construyó un modelo de múltiples tanques interconectados para simular el gradiente de presión entre plataformas. En esta etapa se utilizó el software de balance de materiales MBAL de Petroleum Experts.

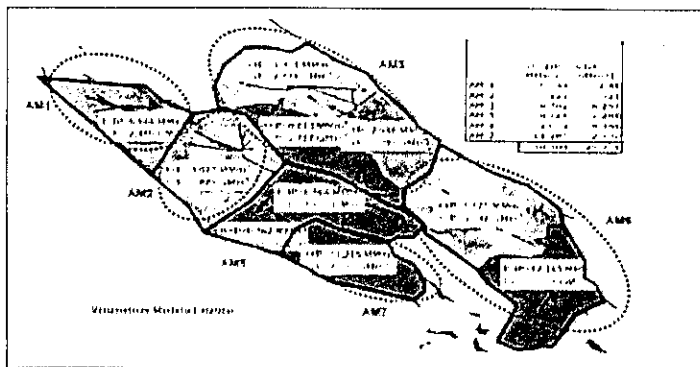




Figura 4. Polígonos de volumetrías Modelo Estático

La historia de producción, Petróleo – Agua – Gas, se carga a nivel pozo, mientras que los valores de presiones estáticas históricas se ingresan a nivel tanque. Finalmente se ingresan las propiedades PVT para comenzar con el ajuste histórico. Respetando las volumetrías in situ obtenidas del modelo estático, se procedió a realizar una simulación calibrando las

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prev. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 12 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

transmisibilidades entre tanques de manera de lograr ajustar la historia de presiones para los volúmenes históricos producidos.

Etapas II: Modelado de pozos (Prosper). Ajuste y validación

Los modelos de pozos se construyeron con el Software Prosper, bajo el concepto de análisis nodal, para evaluar la performance de los pozos y realizar análisis de sensibilidad y diseño de sistemas artificiales de producción. La performance de los pozos puede ser evaluada analizando:

- Gráfico de solución del sistema, intersección curva VPL e IPR,
- Curva de performance del pozo (Caudal de gas versus presión en boca de pozo o Gas Lift)

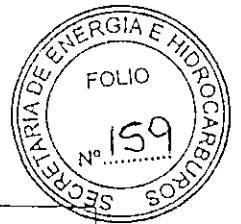
Para crear los modelos de pozos se cargó en Prosper la siguiente información:

- Datos de PVT (es la misma información que se utilizó en MBAL)
- Perfil de desviación de los pozos
- Equipamiento de fondo (longitud de tubing, diámetro interno, restricciones, casing, orificio GL)
- Datos de ensayo de pozo (presión en boca de pozo, caudal de líquido, GOR, temperatura en boca de pozo, corte de agua, presión de reservorio obtenida del modelo de balance de masa).

Utilizando los datos del control de producción y la presión estática obtenida de modelo de balance de masa se ajusta el índice de productividad de los pozos para obtener el ajuste por medio de correlaciones de flujo multifásico.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.



enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 13 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. -- YPF S.A.		

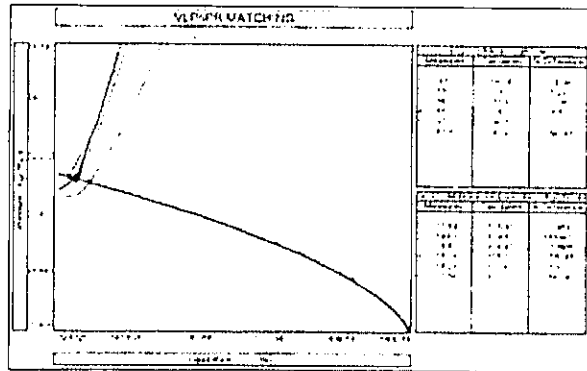
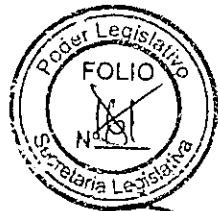


Figura 5. VLP/IPR



Etapa III: Modelado de superficie (GAP). Ajuste y validación

GAP es usado para construir la red de superficie e integrar el reservorio con los pozos en el sistema.



Es importante destacar las limitaciones relacionadas a la metodología de cálculo empleada;

- Modelo de reservorio: El modelo de balance de masa es cero-dimensional, por lo que para predecir la evolución de las fases es necesario ajustar curvas de flujo fraccional al agua y gas que provienen de la historia de producción. Mediante la hipótesis de cero dimensiones, se asume que todos los puntos del reservorio están a una única presión, y que es la presión promedio del yacimiento definida a una profundidad de referencia determinada. Esto implica que no se consideran efectos que involucran dimensiones (segregación gravitacional) ni efectos de capilaridad. Los gradientes de presiones areales no son contemplados por esta metodología dado que se considera el tanque como un todo. Tampoco se resuelven problemas donde resulte imposible postular homogeneidad.

Esta técnica no considera conificaciones de agua o gas, que dependen del contacto gas-petróleo y petróleo-agua con respecto a la profundidad de los punzados y del caudal de extracción. Para pronósticos de producción de largo plazo (mayores a 10 años) está

ES COPIA

Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 14 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

metodología puede mostrar desviaciones y requiere de una continua re-calibración (history matching) a medida que se disponga de nuevos datos medidos en el yacimiento.

- **Módulo de Pozos:** Se ajustaron los modelos de pozo con controles de producción de rutina, y dado que no se cuenta con mediciones de presiones dinámicas de fondo, se utilizaron correlaciones para lograr el ajuste de las curvas IPR y VLP. Estos modelos permiten lograr el ajuste de las curvas IPR y VLP de cada pozo dentro de un rango de presiones en boca cercano a la de los controles. El modelo asume que el índice de productividad de los pozos permanece constante en el tiempo. En caso de observar una variación del índice de productividad en el tiempo se debería evaluar la incidencia del mismo y si es necesario incorporarlo al modelo.
- **Módulo de Superficie:** Las presiones en superficie están modeladas en el Software GAP mediante la utilización de correlaciones. Se destaca que las presiones de Succión de los compresores están modeladas mediante la aplicación de un delta de Presión y no utilizando las curvas de performance de los mismos.

En el mes de Julio de 2015 se realizó una auditoria externa que concluyó en la razonabilidad de la metodología empleada.



El estudio "*Reserves and Resources Audit of the Magallanes Field*", fue encargado a la empresa Gaffney, Cline & Associates. Ver Anexo III. Copia del mismo fue enviada a YPF con fecha 31/07/ 2015.



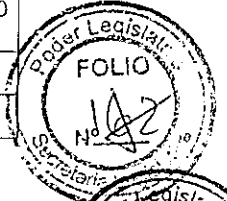
ES COPIA



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral

 enap sipetrol 	91574-BUE-BUE-PP-G-002 <small>Agenzia de Fomento de Fiequias Planta de Tronca del Fuego A. e T.A.S.</small>	Pág: 15 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.



ETAPA EVALUACIÓN DE IDEAS

ALTERNATIVAS ESTUDIADAS

Durante una etapa inicial de evaluación de ideas, se desarrollaron estudios buscando identificar y dimensionar las alternativas que incrementaban producción de gas en el yacimiento.

En este marco se origina el estudio llamado "Incremento y Optimización de Producción Área Magallanes"

Como parte de este estudio se define avanzar con el análisis de las siguientes alternativas:



1. Situación Actual (sin cambios en la operación)
2. Derivación gasoducto Playa – Planta Faro Vírgenes.
3. Compresión en Batería Recepción Magallanes (BRM).
4. Incremento capacidad de compresión en plataforma AM-2.
5. Disminución Presión de succión de los compresores en plataforma AM-3.
6. Procesamiento de Gas en BRM.
7. Procesamiento de gas en Planta Cóndor de Petrobras.

Derivación gasoducto Playa – Planta Faro Vírgenes

Se estudió la factibilidad de incrementar la producción de gas del área sin alterar la capacidad de compresión actual de 2,4 MMSCMD de gas. Para esto, se evaluó reducir la presión a la descarga de la compresión de AM-2 mediante el remplazo de los gasoductos existentes desde Playa a BRM y de BRM a Planta de Faro Vírgenes por un único gasoducto de 10".

ES COPIA

Sofía Beretónide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 16 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Del análisis realizado, se concluye que este escenario no genera aisladamente un incremental de producción respecto al escenario actual.

Compresión en Batería Recepción Magallanes (BRM)

Se contempló la instalación de una planta de compresión en BRM para disminuir la presión de operación del gasoducto AM-2-BRM manteniendo la presión de inyección al gasoducto Gral. San Martín.

Se calcularon en forma general las características de equipos (compresión) necesarios y apertura de pozos en AM-2.

Los análisis arrojaron un caudal máximo de producción de 2,8 / 2,9 MMSCMD. Este incremento de producción se mantendría por un lapso estimado de 1 año aproximadamente.

Incremento capacidad de compresión en plataforma AM-2

Se analizó en este caso, la instalación de un compresor adicional en AM-2, lo que incrementaría la producción de la plataforma a 1,8 MMSCMD.

Disminución Presión de succión en compresores de la plataforma AM-3

Se evaluó el potencial de los pozos de AM-3 en el caso que fuera posible disminuir la presión de succión de los compresores. El análisis que se realizó, no contempló un incremento en la capacidad de compresión actual de la plataforma (1.2 MMSCMD).

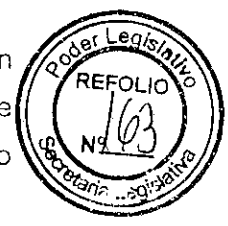
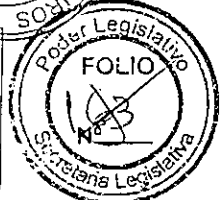
Se estimó que la reducción de la presión de cabeza de los pozos permitiría mantenerlos en fluencia durante un mayor tiempo llegando al año 2026.

ES COPIA

Sofía Geretervide
Coord. de Secretaría Gral.



enap sipetrol YPF	Agencia de Recaudación Faguina 91574 BUE BUER RP C-002	Pág: 17 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



Procesamiento de gas en Bateria Recepción Magallanes (BRM)

Se estudió a nivel general la factibilidad de instalar una planta Turbo Expander para procesar el gas del Yacimiento y obtener los líquidos asociados para su comercialización.

El escenario consideró que la producción total de gas del área (2,4 MMSCMD), es tratada en BRM y luego inyectada al gasoducto general San Martín, sin pasar previamente por la planta de FV. Bajo este esquema no se presenta aumento de la producción de gas, respecto al escenario actual.

Procesamiento de Gas en Planta Cóndor de Petrobras

Esta alternativa, estudió la factibilidad de derivar el gas del Yacimiento a Planta Cóndor para su procesamiento y obtención de licuables para su comercialización.

Se analizaron las capacidades de compresión de Planta Cóndor y las presiones que se obtuvieron en AM-2. Como resultado, se obtuvo que este escenario no tiene asociado un incremento de producción de petróleo ni gas respecto al caso actual. El incremental de producción se da en la recuperación de gasolina y LPG asociada al procesamiento en Cóndor.

Conclusiones Técnicas de los análisis:

Los escenarios de incremento de capacidad de compresión en AM-2 y reducción de presión de succión en AM-3 son los que tienen asociados mayores incrementos de reservas de Petróleo, Gasolina y Gas.

Posterior al análisis técnico, y considerando una estimación de CAPEX (Clase V), se realizaron las evaluaciones económicas de cada uno de los escenarios estudiados.

P

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 18 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Escenarios evaluados a Tasa 12%

	I	II	III	IV	V	VI	VII
Corte económico para Depreciación	2026	2026	2026	2026	2026	2026	2026
CAPEX VAN MMUSD (100%)	152,57	152,90	156,82	163,93	169,03	165,78	212,71
VAN MMUSD (100%)	0	0,27	4,90	115,55	143,73	31,05	09,04
IVAN	0%	82%	79%	1017%	873%	-255%	110%

Tabla 2, Análisis Económicos Estudios Optimización



Las principales conclusiones y recomendaciones de las evaluaciones económicas son:

Los análisis se realizan en una etapa de evaluación de ideas sobre la factibilidad económica de cada uno de los casos considerando un escenario base con extensión de concesiones a partir de 2016. Se evaluaron en forma individual e independiente cada uno de los proyectos, sin complementarse.

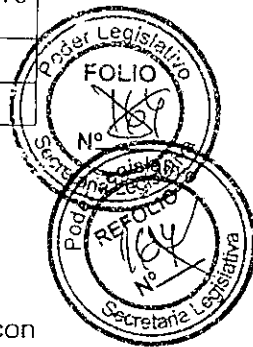
Dado que los casos III, IV y V agregarían mayor valor respecto del caso actual se recomendaba avanzar con el estudio de los mismos (Incremento capacidad de compresión en AM-2 y reducción presión de succión en AM-3), cuya integración permitiría alcanzar una producción de gas de 3 MMSCMD.

En TCM del 15 de Julio 2013, se presentaron los estudios realizados a YPF.



 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 19 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. -- YPF S.A.



ETAPA CONCEPTUAL

Caso AM-3-BRM (YPF)

En los primeros días de Noviembre 2013, se realiza una reunión técnica entre YPF y ESA con el objeto de tener una visión común del desarrollo de AM. En dicha reunión YPF presenta otras alternativas y brinda detalles de un caso preliminarmente superador, Caso AM-3-BRM, con plateau de aproximadamente 4 MMSCMD.

En este punto las Partes integrantes de la UTE definen no avanzar con el desarrollo de las alternativas evaluadas en la etapa anterior, sino proseguir con el estudio del caso AM-3-BRM.

Dicha alternativa considera las siguientes características: plateau de producción de 4 MMSCMD de gas, por alrededor de 4 años, con compresión en tierra, tendido de un poliducto de 24" AM-3 – BRM y no se podrá emplear la planta actual de tratamiento de gas de Faro Vírgenes.

(Ver presentación de YPF en Anexo IV).

Se avanza en el análisis de esta alternativa con las siguientes consideraciones generales, acordadas en la UTE:

Caudal total de gas: 4 MMSCMD

Caudal de gas en AM-2: 2.4 MMSCMD

Caudal de gas en AM-3: 1.6 MMSCMD


Caudal incremental de gas: 1.6 MMSCMD

Ubicación de nuevas facilities: On-shore (BRM). Planta compresora de 4 MMSCMD

Pozos adicionales: 24

Características generales de plantas nuevas



ES COPIA


Sofia Beretovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 20 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Presión media en cabeza de pozos productores: 10 kg/cm²

Presión al ingreso de PTG nueva (BRM): 4 kg/cm²

Presión de impulsión de PTG nueva (BRM): Acorde a requerimiento de TGS en PM-312 (*)

Caudal nominal de PTG nueva (BRM): 4 MMSCMD

Características generales de ductos a incorporar

Ducto marino de 24" de diámetro entre AM-3 y BRM (25 Km)

Con fecha 29/11/13 se recibe de YPF la estimación de inversiones asociada a este Caso, que ascendía a 166,5 MMUSD. Considerando las reservas incrementales respecto del integrado (entre IV y V) que tiene asociada una producción de 3 MMSCMD y similar nivel de inversiones, se definió avanzar con el estudio para determinar la factibilidad técnica y económica del caso propuesto por YPF.

Ingeniería de Subsuelo Caso AM-3-BRM (YPF)

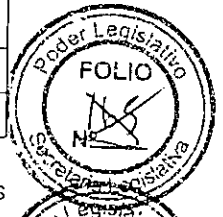
Se inician los estudios con la realización de un Flow Assurance (FA) de ductos submarinos, cuyos resultados están detallados en el Anexo V.

El objetivo del FA es el de asegurar que la producción de fluidos de reservorio sea transportada en forma eficiente, económica y segura hacia las plantas de tratamiento ubicadas en tierra por medio de la red ductos existentes y a instalar.

El alcance del análisis del FA comprende estudios de sensibilidad respecto a la presión de operación del slug catcher, de estabilidad del régimen de flujo, de comportamiento térmico (probabilidad de deposición de parafinas, formación de hidratos y requerimientos de aislación).



	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 21 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



La configuración inicial estudiada es Poliducto de 24" AM-3-BRM (se considera que los ductos AM-2-BRM y AM-3-BRM actuales, quedan fuera de servicio).

De este estudio, se obtuvieron los siguientes resultados de presiones en cada plataforma:

Esquema nuevo ducto AM3-BRM

Presión en plataforma (bara)				
AM1	AM2	AM3	AM5	AM6
32,8	29,0	14,8	32,5	78,9

Tabla 3. Resultados Flow Assurance AM-3-BRM

Se observa que las presiones en las plataformas son elevadas (ej. 80 bara en AM6).


Con estas contrapresiones no es viable producir 4 MMSCMD, lo que implica que la alternativa AM-3-BRM no es técnicamente factible, por lo tanto, no se avanza a la etapa de evaluación económica del mismo.



Estos resultados fueron compartidos en reunión técnica (TCM) entre ESA e YPF mantenida el 15/08/2014. Ver Actas de reunión y presentaciones en Anexo VII.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 22 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A.		

Caso Base (AM-2-BRM)

Ante ésta situación presentada por el Caso de la alternativa AM-3-BRM, se plantea modificar la configuración, considerando:

- Separar en AM6, enviar los líquidos a la plataforma AM-3 y el gas a la plataforma AM5.
- Para bajar la contrapresión generada en AM1, plataforma con mayor aporte de caudal de gas, y aumentar el Plateau, se opta por enviar la producción desde AM-2 a BRM por medio de una línea nueva de 24".

Considerando este nuevo esquema, se desarrolla un Flow Assurance para determinar la viabilidad técnica. Los resultados detallados se encuentran en el Anexo IV.

En resumen, se obtiene:

Esquema nuevo ducto AM2-BRM

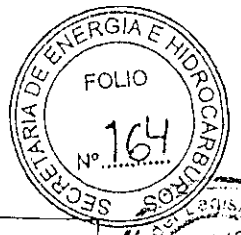
Presión en plataforma (bara)				
AM1	AM2	AM3	AM5	AM6
25,1	17,0	23,8	21,9	32,0

Tabla 4. Resultados Flow Assurance AM-2

Estos nuevos resultados de FA muestran que las presiones disminuyeron, pudiendo así mantener un Plateau de 4MMSCMD por 38 meses. Con este dato, se define avanzar con el análisis de opciones considerando el tendido del nuevo ducto desde la plataforma AM-2.

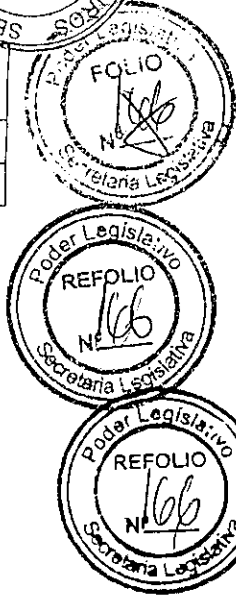
Para preseleccionar el mejor esquema de producción para este Caso, se hace un análisis de catorce posibles esquemas desde el punto de vista de Reservorios, Ingeniería, Operaciones, revisando y profundizando aquellos escenarios que son técnicamente factibles. De este análisis se obtienen los siguientes resultados que fueron presentados y revisados en distintas reuniones mantenidas con YPF:





	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 23 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.



Separación en	Casos	Plateau gas		Presión Plataforma (kg/cm ²)		Descripción
		Producción	Mezclas	AM2	AM3	
Sin separación offshore	AM-3_BRM	4 MMSCMD	33	36	18	Compresión onshore 4 kg/cm ² de succión. Ducto nuevo de 24" AM-3_BRM (poliducto)
AM-6	AM-2_BRM	4 MMSCMD	38	18	23	Compresión onshore 4 kg/cm ² de succión. Ducto nuevo de 24" AM-2_BRM (poliducto), con separación en AM6
AM-2, AM-3 y AM-6	Gasoducto 24"	4 MMSCMD	40	11	18	Compresión onshore 4 kg/cm ² de succión. Ducto nuevo de 24" AM-2_BRM (gasoducto)
	Gasoducto 24" _c_ 4	4 MMSCMD	42	11	13	Compresión onshore 4 kg/cm ² de succión. Ducto nuevo de 24" AM-2_BRM (gasoducto) Líquido de AM-1, AM-2 y AM-5 es enviado a AM-3 por ducto existente de 4"
	Gasoducto 24" + Gasoducto 10"	4 MMSCMD	41	10	17	Compresión onshore 4 kg/cm ² de succión. Ducto nuevo de 24" AM-2_BRM (gasoducto) Se utiliza también ducto de 10" AM-2_BRM
	Gasoducto 24" + Gasoducto 10" + Ducto 4"	4 MMSCMD	43	10	13	Compresión onshore 4 kg/cm ² de succión. Ducto nuevo de 24" AM-2_BRM (gasoducto) Se utiliza también ducto de 10" AM-2_BRM Líquido de AM-1; AM-2 y AM-5 es enviado a AM-3 por ducto existente de 4"

Tabla 5. Resumen Opciones Evaluadas Técnicamente

Dada su factibilidad técnica y su cumplimiento con los parámetros de producción requeridos, se avanza con análisis de Flow Assurance de las dos opciones técnicamente viables seleccionadas resaltadas en la tabla 6:

- AM-2-BRM Poliducto (Multifásico)
- AM-2-BRM Gasoducto

Caso Base: AM-2-BRM Multifásico

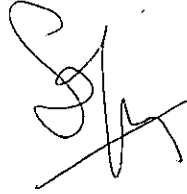
Se realizaron simulaciones y sensibilidades de diámetro de ductos y presiones de operación de Slug Catcher.

Se compararon y validaron las correlaciones entre los modelos IPM y OLGA.



ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 24 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Se evaluó la estabilidad del sistema para producciones menores de 1,5 MMSCMD de gas, observando inestabilidad de flujo posterior a los 8 a 10 años de su puesta en operación, en base a lo cual se plantea el análisis de nuevas opciones.

Caso Base AM-2-BRM Gasoducto (separación en plataformas)

Ante la posibilidad de inestabilidad de flujo en el poliducto de 24" y con el fin de optimizar la producción se opta por plantear escenarios con separación en las plataformas AM-2 y AM-3.

Se mejoran las presiones de operación de las plataformas, mejorando Plateau de producción.

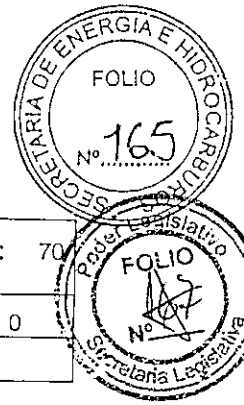
Con los resultados obtenidos se estudian, tanto técnica como económicamente, las siguientes opciones:

- Escenarios Separación (gasoducto 24" y gasoducto 20")
- Escenario Multifásico (poliducto 24")

A partir de los análisis técnicos se decide descartar el Escenario Separación ducto 24" debido a que por inestabilidad en el flujo no es posible continuar con la producción luego del año 2025. En el caso de Separación 20" dicha situación no aparece hasta el año 2029 lo que permite recuperar mayor cantidad de reservas con inversiones similares. Por lo tanto, se decide avanzar con la evaluación económica de los casos "Separación ducto 20" y "Multifásico poliducto 24".

Siendo técnicamente factibles ambas opciones, se realizan las evaluaciones económicas con la información disponible a Noviembre de 2014 (estimación de costos Clase V).





enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 25 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.

Escenarios AM2-BRM evaluados a Tasa 12%

	Escenario gasoducto AM2-BRM 20" Separación en plataformas	Escenario ducto multifásico AM2-BRM 24"
CAPEX VA (MMUSD)	476,30	439,40
VAN MMUSD (100%)	282,28	299,46
IVAN	59%	68%
Comentarios	Se considera producción hasta 2029 (Inclusive) por razones técnicas	N/A



Tabla 6. Análisis Económico Opciones Viables de Caso Base (Compresión en Tierra)


Nota: el VAN fue calculado considerando premisas económicas a la fecha de Nov. 2014, por lo que estos indicadores no son comparables con evaluaciones realizadas a posteriori.

La diferencia en CAPEX entre las opciones, viene dada principalmente por las adecuaciones que deben hacerse en el Top Side en el caso que se decida separar en plataformas. De la revisión de los indicadores económicos, y considerando la incertidumbre asociada a la estimación de CAPEX a esa fecha, se define incluir, como primer paso de la Ingeniería Conceptual a desarrollar, la realización de un análisis comparativo entre los siguientes escenarios:

- Escenario ducto multifásico AM-2-BRM 24"
- Escenario gasoducto AM-2-BRM 20" (con separación en plataformas)



En el mes de febrero de 2015 se realiza un Taller de Selección de Caso, con la participación de un equipo multidisciplinario y con aplicación de una matriz de evaluación, se analizan conceptualmente las principales variables y factibilidad técnica de ambos escenarios, mostrando como mejor opción el tendido del ducto multifásico de 24". De esta manera se completa el desarrollo de la Ingeniería Conceptual del Caso Base multifásico, que fue terminada a fines de Abril de 2015. Ver Anexo VI: Case Selection Report.

ES COPIA


Sofia Beretavide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. c. I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 26 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

DESCRIPCIÓN DEL CASO BASE MULTIFÁSICO

Los resultados del escenario con ducto multifásico de 24", obtenidos de la Ingeniería Conceptual se describen a continuación:

Ingeniería de Subsuelo

Se realiza un estudio de Flow Assurance para verificar datos de este Caso Base y desarrollar la ingeniería conceptual correspondiente. Los resultados detallados de este estudio se encuentran en el Anexo V.

Ingeniería de Superficie Onshore

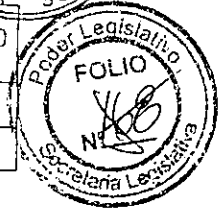
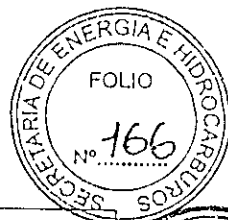
La principal característica consiste en que la totalidad de la producción de gas sería comprimida en tierra (4 MMSCMD) y se consideraban nuevas instalaciones para el tratamiento de toda la producción del gas, eliminando la necesidad de depender de terceras partes.



En BRM se instalarán un nuevo slug catcher, una estación de compresión y una planta de control Dew Point y de deshidratación de gas. Estas nuevas instalaciones están dimensionadas para el manejo de la totalidad de la producción de gas (4 MMSCMD).

A la llegada en la costa se realizaran las obras de "shore approach" para la estabilización del ducto submarino, estudiando a nivel conceptual distintas tecnologías. En tierra, el nuevo ducto pasará a través de un cruce dirigido bajo los dos ramales del Gasoducto Gral. San Martín, para proseguir hasta BRM, debido a las restricciones de espacio entre el GGSM y el gasoducto de la UTE.

El detalle de las consideraciones Onshore se encuentra en el Anexo VIII.





 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 27 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.

Ingeniería de Offshore

No se consideran modificaciones mayores a realizar sobre las plataformas AM-1, AM-5, y AM-6. La producción incremental no demandará ajustes sobre equipos o tuberías actuales en estas plataformas.

Las instalaciones de compresión y tratamiento de gas existentes en AM-3 serán desactivadas, pero preservadas para uso futuro. Se mantienen el resto de las instalaciones actuales sobre esta plataforma.


Para transportar la corriente incremental de gas se instalará un nuevo ducto multifásico de 24", con aislamiento térmico para evitar la producción de hidratos, desde AM-2 hasta BRM.

En Plataforma AM-2, las instalaciones de separación, compresión de gas y las unidades de deshidratación serán conservadas únicamente para las necesidades de operaciones de gas lift.

Los ductos existentes (Gas y Petróleo de diámetros de 10" y 8" respectivamente), serán preservados, para su posterior uso hacia el año 2027, cuando aparecen factores de inestabilidad de flujo asociados a la declinación de caudal.

El detalle de las consideraciones Offshore se encuentra en el Anexo VIII.

ES COPIA


 Sofia Bereteryide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoína
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
PJov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 28 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

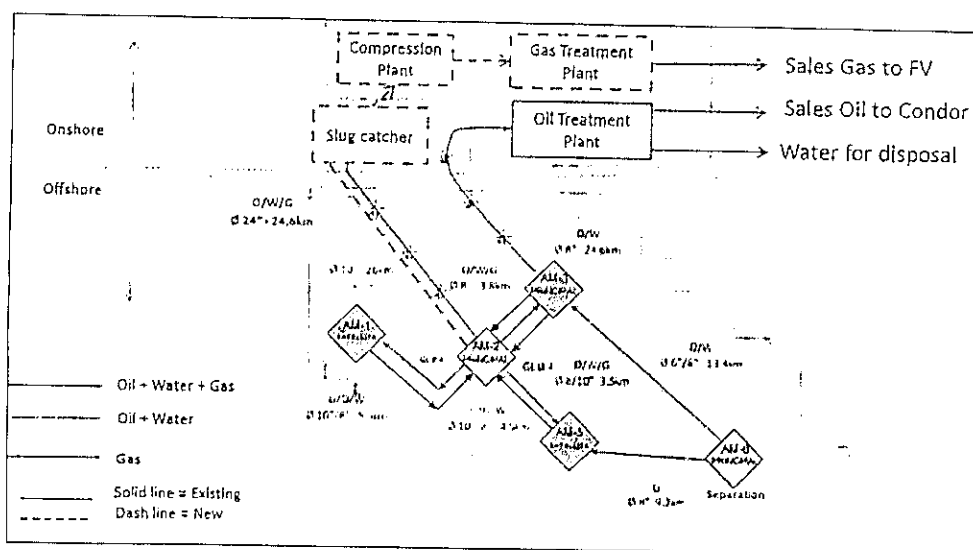


Figura 7. Esquema Caso Base


HAZID

Entre los días 17 al 19 de Marzo de 2015 se realizaron los estudios HAZID y BowTie del Caso Base Multifásico de PIAM.

Con la participación de un equipo multidisciplinario de ESA, de empresas de Ingeniería Conceptual del Caso Base, las actividades fueron coordinadas por una empresa especialista en estudios de éste tipo.

Los principales objetivos de los estudios HAZID son el de identificar y evaluar los peligros que puedan afectar a la seguridad de las personas, ambiente, la integridad de las instalaciones, a la propiedad y a la reputación.



 YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 29 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



Una vez realizado el estudio HAZID, se hizo un estudio BowTie para todos aquellos Peligros mayores, empleando el software BowTie XP de la compañía CGE Risk.



El objetivo de los estudios BowTie es la identificación de los controles aplicados por ESA en el Proyecto PIAM, para controlar todos los escenarios accidentales creíbles, que pueden resultar en Peligros de Accidentes Mayores.



Se han analizado un total de 6 HAZIDs, entre los que figuran:

- Manifold en Plataforma.
- Ducto (Tramo submarino y terrestre).
- Slugcatcher.
- Sección de gas (compresión y tratamiento de gas).
- Tratamiento de condensado.

Las acciones / recomendaciones obtenidas así como el estudio completo se encuentran en el Anexo X.

Pronósticos de Producción

Se presenta el pronóstico de producción del Caso Base. El mismo fue estimado en base a lo descrito en el capítulo "Información de desarrollo (geología y reservorios)" y se le aplicó el downtime asociado, que se describe seguidamente.



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA



Sofia Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fueguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 30 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

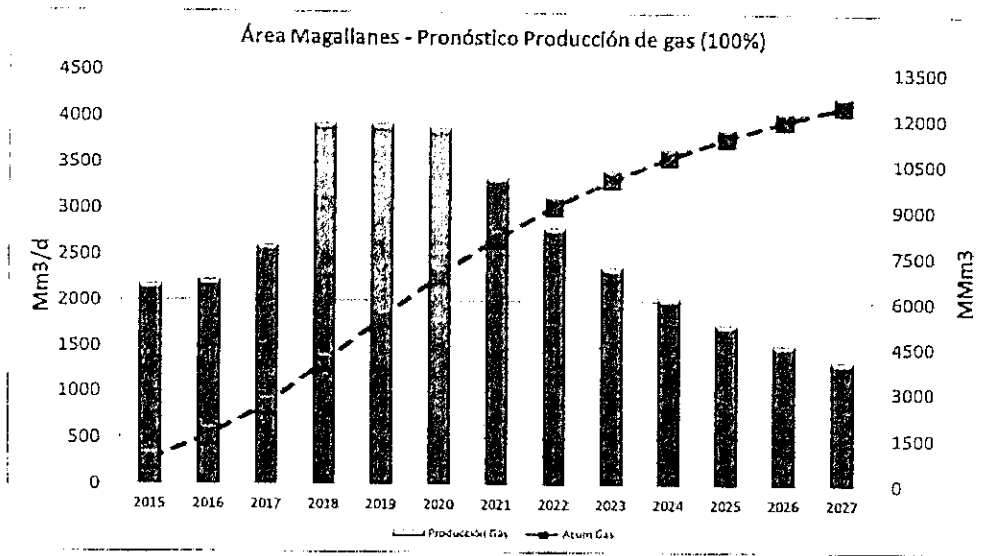


Figura 6. Pronóstico de Producción de gas AM

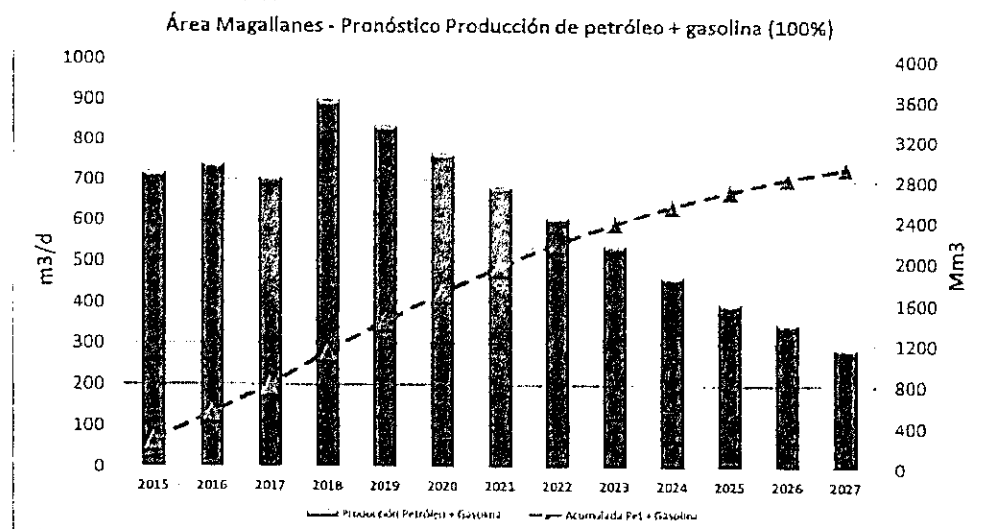
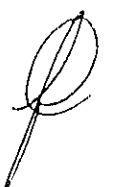
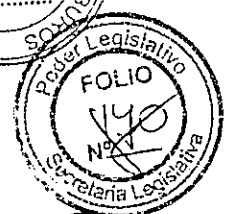
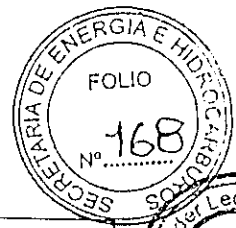




Figura 7. Pronóstico de Producción de petróleo + gasolina AM





 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 31 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Downtime Asociado

Se analiza el downtime de intervenciones y Puesta en Marcha con las siguientes premisas generales:

- Se estiman en total 68 días de parada, de los cuales 55 días son de corte total de la producción del yacimiento
- Se consideran para el cálculo, las actividades identificadas en la ingeniería conceptual desarrollada
- Se considera modificación / adecuación de Piping sobre plataformas AM1 / AM5 / AM6, afectando parcialmente la producción del yacimiento
- La intervención de AM-3 implica parada de AM-2 por condiciones de seguridad
- La intervención de AM-2 implica corte total de la producción del yacimiento

Intervención	Inicio Plan	Fin Plan	Duración Plan
AM1 / AM5 / AM6	28/05/2017	09/06/2017	13
AM3	10/06/2017	05/07/2017	26
AM2	06/07/2017	03/08/2017	29
TOTAL	28/05/2017	03/08/2017	68


Tabla 7. Premisas Downtime

Indicadores Económicos

Bases de Precios

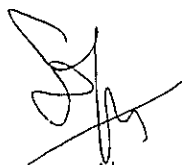
- Gas: En lo que respecta a precios de gas del proyecto se realizaron las siguientes consideraciones:
 - Se renueva el Acuerdo de Inyección Incremental entre el Gobierno Argentino y los productores adheridos a dicho acuerdo en el año 2018 por cinco años, tomado como curva base la misma del año 2016 y con un precio base, igual al promedio de venta del 2017.
 - Los precios de venta y las ponderaciones a los distintos segmentos de demanda surgen de las proyecciones realizadas por un consultor.

ES COPIA



 Sofia Beretevide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ES COPIA



Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prer. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 32 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

- o Segmento de Mercado: Se mantienen los % que se entregan a cada segmento independientemente del incremento de la producción generado por PIAM.

A continuación se expone tabla y gráfico con producciones diarias a venta y precios utilizados para determinar el precio promedio ponderado al que se venderá el gas:

	Gener.		GNC		Res.Com.		Ind.		PPP	Prod.base	Valoriz.base	Prod.inc.	Valoriz.in com.	PPP	Prod.total
	Pond.	usd/ mmbtu	Pond.	usd/ mmbtu	Pond.	usd/ mmbtu	Pond.	usd/ mmbtu	mmbtu	Mm3/d	usd/mmbtu	Mm3/d	tu	usd/mmbtu	Mm3/d
2015	30%	4,00	7%	3,60	35%	2,00	28%	4,20	3,33	1.600,00	2,30	641,42	7,50	3,79	2.241,42
2016	30%	4,00	7%	3,60	35%	2,00	28%	4,20	3,33	1.520,00	2,30	770,42	7,50	4,05	2.290,42
2017 - 15	30%	4,00	7%	3,60	35%	2,00	28%	4,20	3,33	1.444,00	2,30	305,23	7,50	3,21	1.749,23
2017 - 25	30%	4,40	7%	4,40	35%	3,00	28%	4,40	3,91	1.444,00	2,30	2.154,81	7,50	5,41	3.598,81
2018	30%	4,80	7%	4,60	35%	4,60	28%	4,60	4,66	1.520,00	3,43	2.516,28	7,50	5,93	4.036,28
2019	30%	5,30	7%	5,00	35%	5,00	28%	5,00	5,09	1.444,00	3,33	2.589,13	7,50	6,01	4.031,13
2020	30%	5,80	7%	5,30	35%	5,30	28%	5,30	5,45	1.371,80	3,33	2.616,92	7,50	6,07	3.988,72
2021	30%	6,40	7%	5,60	35%	5,60	28%	5,60	5,84	1.303,21	3,33	2.138,20	7,50	5,92	3.441,41
2022	30%	7,00	7%	5,80	35%	5,80	28%	5,80	6,16	1.238,05	3,33	1.651,40	7,50	5,71	2.889,45
2023	30%	7,40	7%	6,10	35%	6,10	28%	6,10	6,49	1.176,15		1.275,10		6,49	2.451,25
2024	30%	7,70	7%	6,30	35%	6,30	28%	6,30	6,72	1.117,34		982,17		6,72	2.099,51
2025	30%	8,10	7%	6,50	35%	6,50	28%	6,50	6,98	1.061,47		744,88		6,98	1.806,35
2026	30%	8,50	7%	6,70	35%	6,70	28%	6,70	7,24	1.008,40		567,27		7,24	1.575,67
2027	30%	8,50	7%	6,90	35%	6,90	28%	6,90	7,38	957,98		427,21		7,38	1.385,19

Tabla 7. Producción diaria de gas y determinación de Precio Promedio Ponderado

- **Petróleo:**
 - o Los precios del crudo en el mercado local se rigen por referencias internacionales.
 - o Argentina necesitará importar crudos livianos (bonny light, forcados, etc).
 - o Medanita se valoriza a import parity crudos livianos similares.
 - o El ICE Brent escala 3%/año a partir de 2023.
 - o El descuento del crudo María Inés mercado local respecto del Medanita se mantiene fijo en -4 usd/bbl.
 - o El crudo María Inés tendrá siempre destino local.

A continuación se adjunta gráfico con la proyección de precios utilizada:





enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 33 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

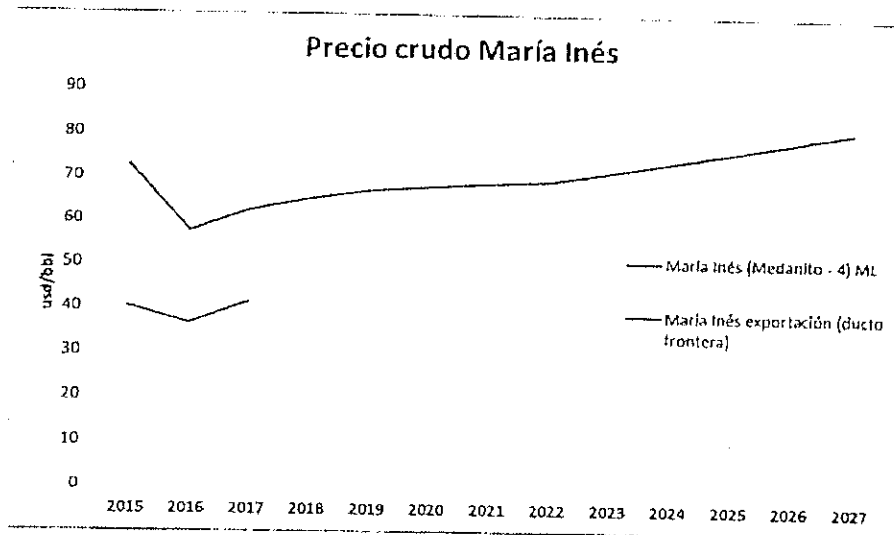


Figura 8. Precio Crudo María Inés

• **Impuestos:**

- Impuesto a la Renta: 35%
- Regalías: 14.9%
- Impuesto a los Ingresos Brutos: 0.525% (3.5% sobre base imponible 20%)
- Impuesto a los débitos: 0.6%
- Impuesto a los créditos: 0.4%
- Canon Superficial: 294 MUSD/año

Inversiones

Los CAPEX asociados al PIAM Caso Base, que surgen de un estimado de costos Clase IV, ascienden a 468 MMUSD al 100% de participación. Ver información en Anexo VIII.

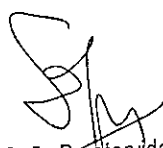
Por otro lado, deben adicionarse las inversiones asociadas al tendido de un nuevo oleoducto que permita asegurar la evacuación del crudo del Área Magallanes. Dichos CAPEX se estiman en 30 MMUSD al 100% de participación.


ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 34 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

En la tabla y gráfico siguientes se presenta la apertura de éste monto:

Trampa de líquidos	
Planta Ajuste Punto de Rocío	113
Compresión	
Trabajos de enlace terrestre - marino	27
Ducto submarino	148
Modificaciones en plataformas	48
Servicios de Ingeniería, Procura y Construcción	32
Compra y actualización de Faro Virgen	
Ingeniería Conceptual/Básica	2
Gerencia de Proyecto Mandante	7
Contingencia e Imprevistos	30
TOTAL ANTES DE IMPUESTOS	408
Impuesto Beneficiarios del Exterior	61
Subtotal	468
Ducto Cóndor-Loyola	30
Total	498

Tabla 8, Estimación de Inversión

En cuanto a Iniciativas Operacionales el proyecto contempla actividades relacionadas con integridad, mantenimiento y otros conceptos por 208 MMUSD al 100% de participación según la siguiente distribución:

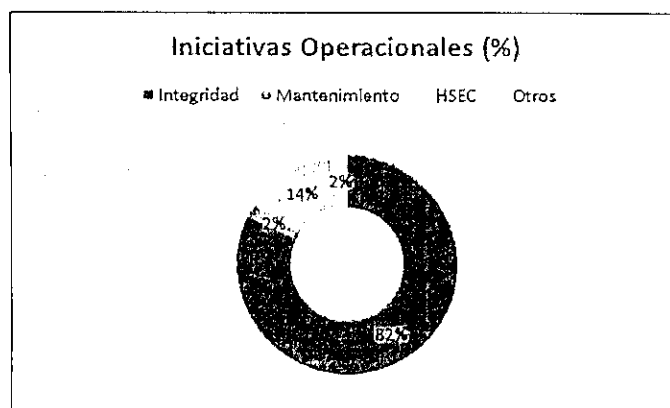
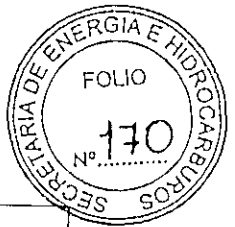


Figura 9, Distribución % Iniciativas Operacionales por categoría





	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 35 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



La integridad de ductos (gasoductos, oleoductos, poliductos, risers y flexibles) demanda el mayor esfuerzo económico, seguido de la integridad de instalaciones de producción (estructura plataformas, equipos, grúas y otros) y del mantenimiento de equipos (compresores, generadores, bombas, etc.) y otros como por ejemplo upgrade de sistemas de protección, telemetría y reacondicionamiento de módulos habitacionales de las plataformas.

Costos

Costos Operativos: Se estima un total hasta el año 2027 de 1.158 MMUSD al 100% de participación. Para mayor detalle ver Anexo IX

Costos Logísticos: Se considera un costo de transporte, almacenamiento y embarque de crudo de 25.85 USD/m3 hasta el año 2017 inclusive, a partir del año 2018 estará operando el nuevo ducto que facilitará la evacuación del crudo de Área Magallanes a Punta Loyola para su comercialización, por lo cual el costo logístico descenderá a 6.70 US\$/m3 (corresponde a almacenamiento y embarque). También se asumen reparaciones, para poder operar en condiciones seguras hasta el año 2018, en el ducto actual por 4.9 MMUSD que serán trasladadas a la UTE Área Magallanes como costo adicional a la tarifa a pagar en 3 años.

Gastos Generales y Administrativos: Los Gastos Generales y Administrativos se exponen en el siguiente gráfico:

ES COPIA

Sofia Beretervide
Cabe de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 36 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

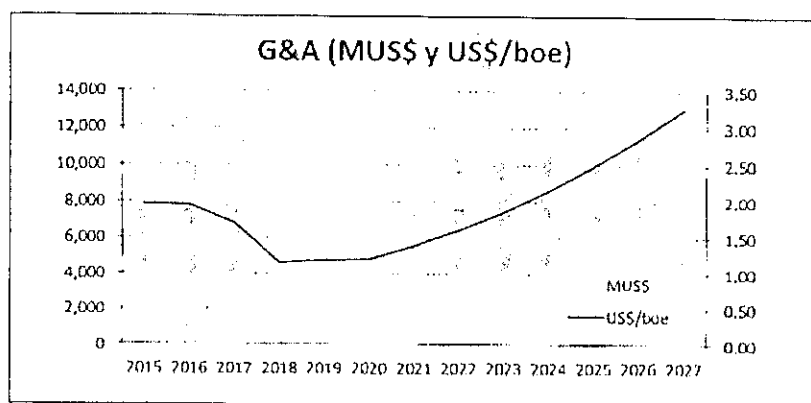
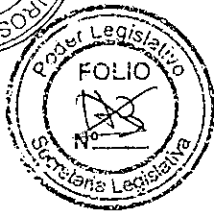


Figura 10. Gastos Generales y Administrativos

- *Abandono de las Instalaciones:*
 - o Se considera que el abandono de Área Magallanes demandará 200 MMUSD al 100% de participación. Éste monto contempla el abandono de pozos, instalaciones costa afuera (plataformas, ductos, etc.) e instalaciones en tierra (Batería de Recepción Magallanes, ductos, etc.).
 - o A los efectos de la evaluación se asume el abandono de Área Magallanes en el año 2027.
- *Resultados de la Evaluación Económica:*
 - o Indicadores Económicos del proyecto PIAM Caso Base Multifásico:
 - TIR = 28%
 - VAN (@12%) = 184 MMUSD

A continuación se presenta flujo de fondos anual y acumulado del proyecto PIAM:



enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 37 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

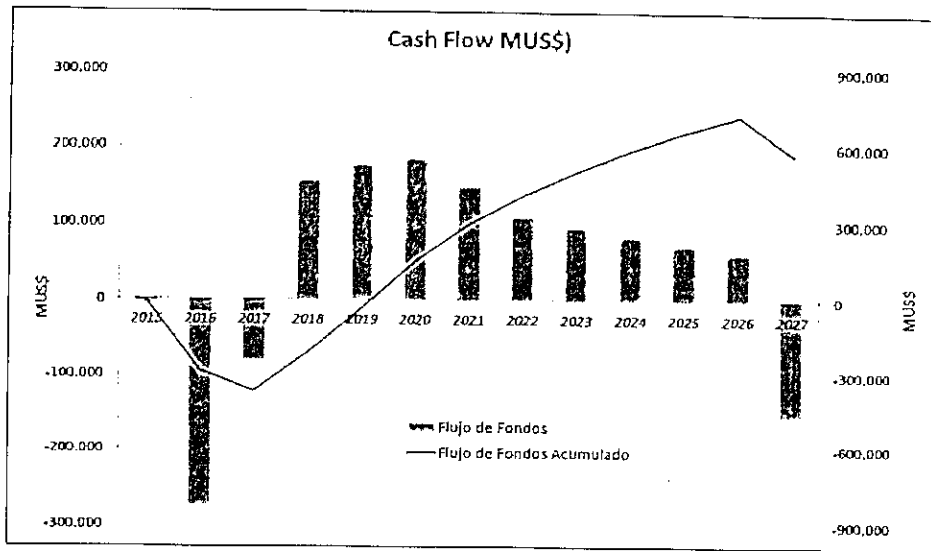


Figura 11. Cash Flow

El siguiente gráfico expone el perfil VAN del proyecto:

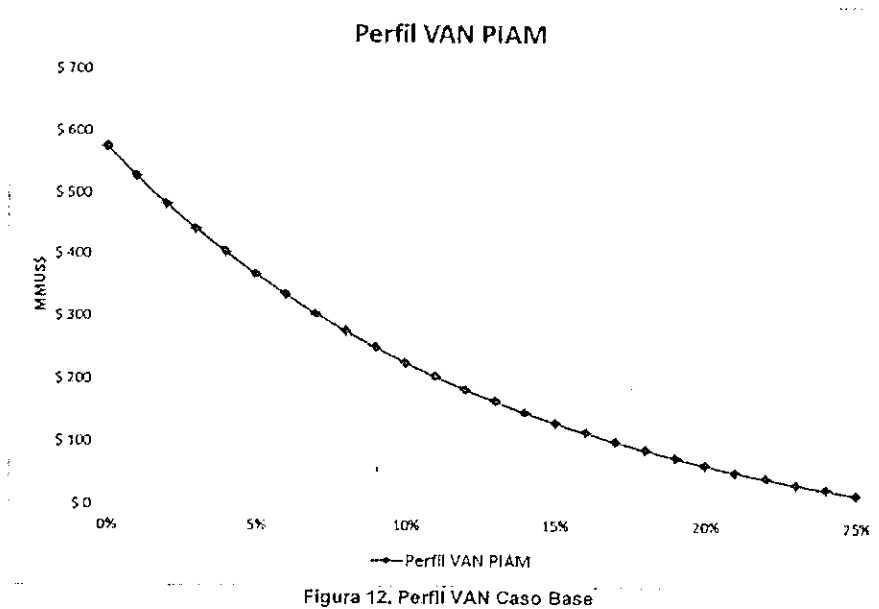


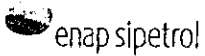

Figura 12. Perfil VAN Caso Base

ES COPIA

Sofía Benetervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 38 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

DESCRIPCIÓN DEL CASO MIXTO

Durante el desarrollo de la Ingeniería Conceptual del Caso Base, los resultados de FA indicaron inestabilidad de flujo, que implicaba volver al esquema de compresión offshore luego de transcurrido un tiempo de entre 8 a 10 años de la PEM de PIAM, con la consecuente necesidad de intervención y modificación en el top side. En función de ello se visualiza una alternativa de compresión mixta (onshore y offshore) y tendido de un ducto de menor diámetro, entre 12 y 14", que podría evitar los problemas de inestabilidad de flujo identificados en el Caso Base y optimizar el CAPEX asociado.

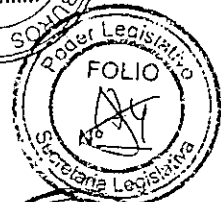
Los resultados de la visualización de esta nueva alternativa (Caso Mixto) son tratados en conjunto en la UTE en fecha 06/03/2015 y se define avanzar con la definición de su factibilidad técnica, continuando en paralelo con el Caso Base hasta verificar esto último, para posteriormente desarrollar la ingeniería conceptual.

Una vez establecida la factibilidad técnica/económica del Caso Mixto, lo que se revisa en Reunión Técnica realizada por la Partes con fecha 27 de Mayo 2015 y reuniones posteriores, se define avanzar con la Ingeniería Conceptual y Básica del mismo, en concordancia con lo establecido en el Anexo II del Proyecto Incremental. La Ingeniería Conceptual finalizó la segunda semana de Junio 2015.

Ingeniería de Subsuelo

Se realiza estudio de Flow Assurance para verificar datos de este caso y desarrollar la Ingeniería Conceptual correspondiente. Los resultados detallados de este estudio se encuentran en el Anexo V.

En líneas generales el Caso Mixto, tiene las siguientes características:



	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 39 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Ingeniería de Superficie Onshore

Se instalará (como una corriente separada) un nuevo sistema de transporte de 14". En tierra se construirá un sistema de compresión y tratamiento de la producción incremental (1,6 MMSCMD), manteniendo la compresión actual en plataformas (2,4 MMSCMD).

En tierra, esta nueva disposición objeto del Caso Mixto considera la utilización de las instalaciones de la Planta Faro Vírgenes (FV) para el tratamiento de la producción de 2,4 MMSCMD, previendo realizar un revamping general para el mantenimiento de la capacidad actual de tratamiento y extensión de la vida útil de las unidades de procesos, equipos e instalaciones. En tal sentido, la utilización de dicha instalación traería aparejado una serie de oportunidades que impactan positivamente en el valor del proyecto a la vez que disminuyen considerablemente riesgos de entrega en el tratamiento de gas durante la etapa de ejecución del mismo (Ver Anexo XI: Adquisición de Activos ArPetrol).


Se simplifica el sistema de transporte de gas, eliminando los tramos de ductos que van desde el shore-approach (sector playa) hacia BRM y que continúa hasta la Planta FV, pasando a conducir directamente el gas producido en plataformas hasta dicha instalación, que es operada actualmente por la empresa ArPetrol. Dicha alternativa, si bien había sido analizada oportunamente (Ver Etapa Evaluación de Ideas, Alternativa 2), no era económicamente atractiva cuando era evaluada en forma aislada. Sin embargo, al compartir recursos e integrarla al resto de las actividades del proyecto logra mejorar sensiblemente su relación costo beneficio.



A la llegada en la costa se realizarán las obras de "shore approach" para la estabilización del ducto submarino. Posteriormente, en tierra, el nuevo ducto pasará a través de un cruce por debajo de los dos ramales del Gasoducto Gral. San Martín.

ES COPIA

Sofía Baretovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA


Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 40 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Con respecto a la corriente de gas incremental se instalarán nuevos slug-catchers y separadores de entrada, una Planta de ajuste del punto de rocío con capacidad para 1,6 MMSCMD y una batería de compresores onshore para mover el fluido proveniente desde AM-2, pasarlo por la planta de ajuste e inyectar el gas tratado al gasoducto Gral. San Martín.

El detalle de las consideraciones Onshore se encuentra en el Anexo VIII

Ingeniería Offshore

Los líquidos asociados al aumento de producción serán separados en plataforma y centralizados en AM-3, y desde ésta conducidos a BRM a través de las instalaciones existentes.

En la plataforma AM-3, se incluye como adecuación el reemplazo del sistema de compresión existente (Norwalk y Saturno) por un nuevo compresor de dos etapas (Centauro). Este cambio se genera como consecuencia de la disminución de presión de los pozos de 50 kg/cm²g a 22 kg/cm²g. En caso que se mantuviesen los equipos actuales de compresión y con el mayor diferencial de presión que deben manejar los compresores de 22 kg/cm²g a 90 kg/cm²g, se presentaría una considerable disminución de la producción. Razón por la cual luego de realizar los análisis técnicos, se define esta solución para lograr la producción de 1,2 MMSCMD en AM-3.

Para transportar la corriente incremental de 1,6 MMSCMD se instalará un nuevo colector en AM-2 desde donde partirá un nuevo gasoducto de 14" en "baja presión" (esto es, sin compresión en plataforma) hasta la costa. Las principales adecuaciones en ésta plataforma consisten en la instalación de dos separadores bifásicos para la corriente de producción



SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
 FOLIO
 N° 173

Poder Legislativo
 FOLIO
 N° 173
 Secretaria Legislativa

Poder Legislativo
 REFOLIO
 N° 173
 Secretaria Legislativa

Poder Legislativo
 REFOLIO
 N° 173
 Secretaria Legislativa

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 41 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

incremental de 1,6 MMSCMD. Se instalará un sistema de dosificación e inyección de MEG en la corriente de gas previo a su ingreso al nuevo ducto submarino.

El detalle de las consideraciones Offshore se encuentra en el Anexo VIII.

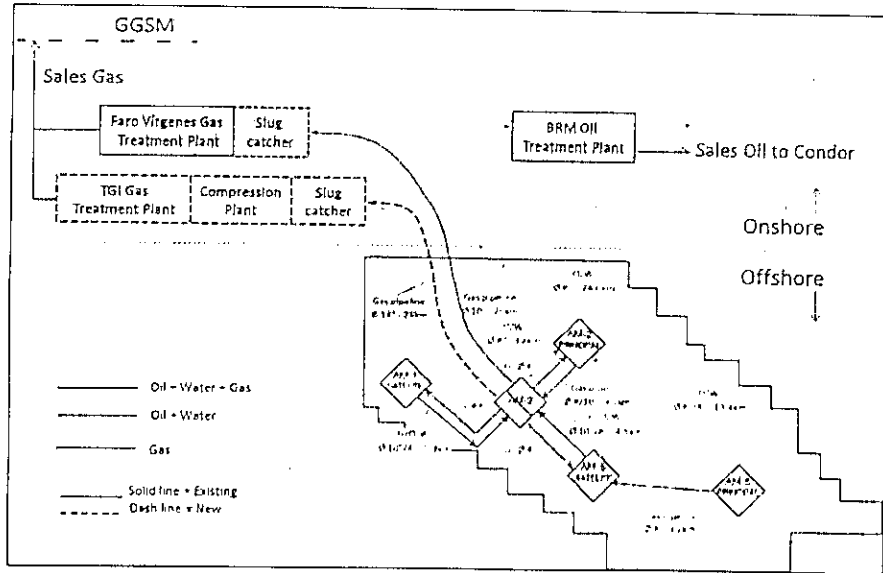


Figura 15. Esquema Caso Mixto


HAZID


El estudio Hazid del Caso Mixto está programado realizarse entre los días 18, 19 y 20 de Agosto de 2015. Para asegurar consistencia entre los Casos, el trabajo ha sido encargado a la misma empresa que participó en el estudio de Hazid del Caso Base. Oportunamente se compartirá un informe con los principales resultados.

ES COPIA

Sofia Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recuperación Fueguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.G.

ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 42 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Pronóstico de Producción

Se presenta gráfico con el pronóstico de producción del Caso Mixto. El mismo fue estimado en base a lo descrito en el capítulo "Información de desarrollo (geología y reservorios)" y se le aplicó el downtime asociado, que se describe seguidamente.

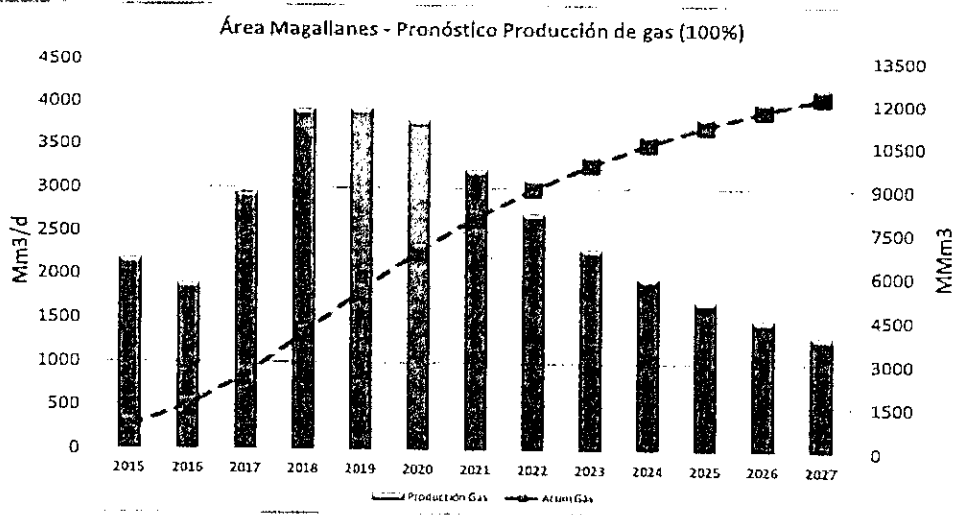


Figura 13. Pronóstico de producción de gas AM

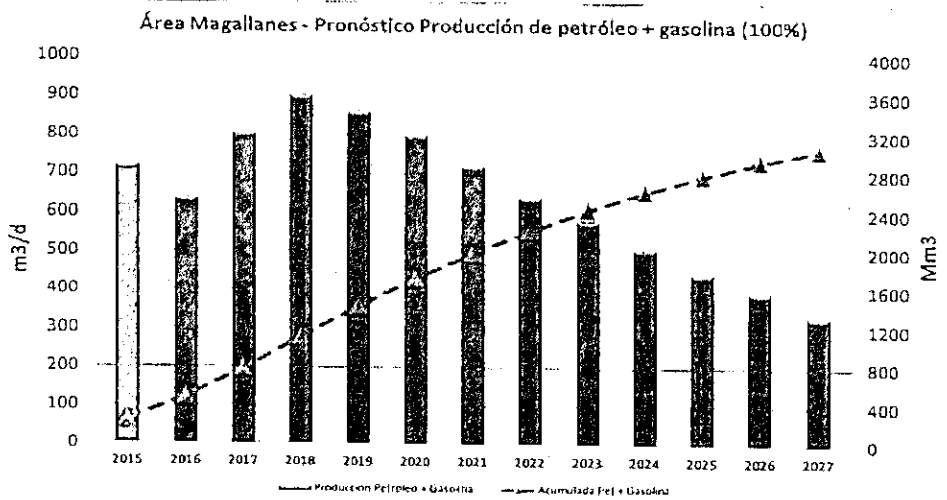
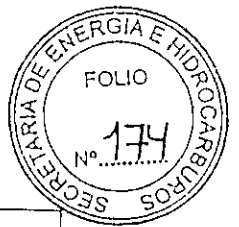


Figura 14. Pronóstico de producción de petróleo + gasolina AM





	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 43 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



Downtime Asociado

Se analiza el downtime de intervenciones y Puesta en Marcha con las siguientes premisas generales:

Se estiman en total 65 días de paro, de los cuales el 100% es con corte total de la producción del yacimiento

- Se consideran para el cálculo, las actividades identificadas en la ingeniería conceptual desarrollada
- Las adecuaciones a realizar sobre plataformas AM1 / AM5 / AM6, no afectan producción, por lo que no se consideran para este cálculo
- La intervención de AM-2 implica corte del 100% de la producción del yacimiento
- La intervención de AM-3 implica parada de AM-2 por condiciones de seguridad

Intervención	Inicio Plan	Fin Plan	Duración Plan
AM2	07/11/2016	03/12/2016	26
AM3	04/12/2016	12/01/2017	39
TOTAL	07/11/2016	12/01/2017	65

Tabla 9. Premisas Downtime

Indicadores Económicos

Bases de Precios

- Gas: En lo que respecta a precios de gas del proyecto se realizaron las siguientes consideraciones:
 - Se renueva el Acuerdo de Inyección Incremental entre el Gobierno Argentino y los productores adheridos a dicho acuerdo en el año 2018 por cinco años, tomado como curva base la misma del año 2016 y con un precio base, igual al promedio de venta del 2017.
 - Los precios de venta y las ponderaciones a los distintos segmentos de demanda surgen de las proyecciones realizadas por un consultor.

ES COPIA

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recuperación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretevide
 Coord. de Secretarías
 Agencia de Recursos
 Pcia. de Tierra del Fuego A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 44 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

- o Segmento de Mercado: Se mantienen los % que se entregan a cada segmento independientemente del incremento de la producción generado por PIAM.

A continuación se presenta tabla y gráfico con producciones diarias a venta y precios utilizados para determinar el precio promedio ponderado al que se venderá el gas:

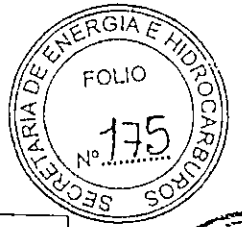
	Gener.		GNC		Res.Com.		Ind.		PPP	Prod.base	Valoris.base	Prod.Inc.	Valoris.Inc.	PPP	Prod.total
	Pond.	usd/mmbtu	Pond.	usd/mmbtu	Pond.	usd/mmbtu	Pond.	usd/mmbtu							
2015	30%	4,00	7%	3,60	35%	2,00	28%	4,20	3,33	1.600,00	2,30	641,42	7,50	3,79	2.241,42
2016	30%	4,00	7%	3,60	35%	2,00	28%	4,20	3,33	1.520,00	2,30	770,42	7,50	4,05	2.290,42
2017 - 15	30%	4,00	7%	3,60	35%	2,00	28%	4,20	3,33	1.444,00	2,30	540,59	7,50	3,72	1.984,59
2017 - 25	30%	4,40	7%	4,40	35%	3,00	28%	4,40	3,91	1.444,00	2,30	2.639,03	7,50	5,66	4.083,03
2018	30%	4,80	7%	4,60	35%	4,60	28%	4,60	4,66	1.520,00	3,33	2.501,92	7,50	5,92	4.021,92
2019	30%	5,30	7%	5,00	35%	5,00	28%	5,00	5,09	1.444,00	3,33	2.593,18	7,50	6,01	4.037,18
2020	30%	5,80	7%	5,30	35%	5,30	28%	5,30	5,45	1.371,80	3,33	2.528,83	7,50	6,03	3.900,63
2021	30%	6,40	7%	5,60	35%	5,60	28%	5,60	5,84	1.303,21	3,33	2.001,49	7,50	5,85	3.304,70
2022	30%	7,00	7%	5,80	35%	5,80	28%	5,80	6,16	1.258,05	3,33	1.651,99	7,50	5,65	2.789,94
2023	30%	7,40	7%	6,10	35%	6,10	28%	6,10	6,49	1.176,15		1.186,83		6,49	2.362,97
2024	30%	7,70	7%	6,30	35%	6,30	28%	6,30	6,72	1.117,34		914,49		6,72	2.031,83
2025	30%	8,10	7%	6,50	35%	6,50	28%	6,50	6,98	1.061,47		704,57		6,98	1.766,04
2026	30%	8,50	7%	6,70	35%	6,70	28%	6,70	7,24	1.008,40		534,46		7,24	1.542,86
2027	30%	8,50	7%	6,90	35%	6,90	28%	6,90	7,38	957,98		401,32		7,38	1.359,30

Tabla 10. Producción diaria de gas y determinación de Precio Promedio Ponderado

• **Petróleo:**

- o Los precios del crudo en el mercado local se rigen por referencias internacionales.
- o Argentina necesitará importar crudos livianos (bonny light, forcados, etc).
- o Medanita se valoriza a import parity crudos livianos similares.
- o El ICE Brent escala 3%/año a partir de 2023.
- o El descuento del crudo María Inés mercado local respecto del Medanita se mantiene fijo en -4 USD/bbl.
- o El crudo María Inés tendrá siempre destino local.

A continuación se presenta gráfico con la proyección de precios utilizada:



enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 45 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

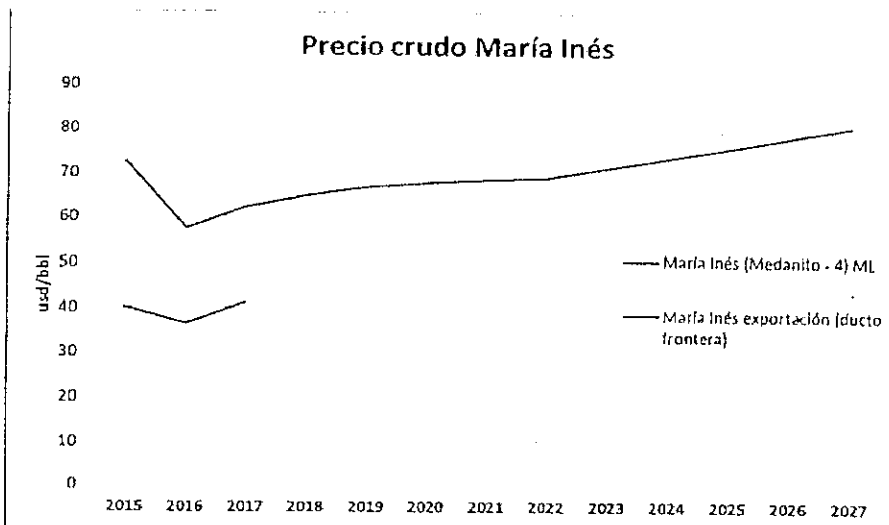
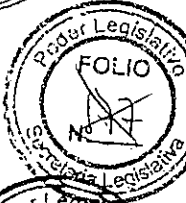


Figura 15. Precio crudo María Inés

• **Impuestos:**

- Impuesto a la Renta: 35%
- Regalías: 14.9%
- Impuesto a los Ingresos Brutos: 0.525% (3.5% sobre base imponible 20%)
- Impuesto a los débitos: 0.6%
- Impuesto a los créditos: 0.4%
- Canon Superficial: 294 MUSD/año

Inversiones

Los CAPEX asociados al PIAM Caso Mixto, que surgen de un estimado de costos Clase IV, ascienden a 361 MMUSD al 100% de participación. Para más detalle ver información en Anexo VIII.



Por otro lado, deben adicionarse las inversiones asociadas al tendido de un nuevo oleoducto que permita asegurar la evacuación del crudo del Área Magallanes. Dichos CAPEX se estiman en 30 MMUSD al 100% de participación.

ES COPIA

Sofía Beratervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 46 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

En la tabla y gráfico siguientes se puede apreciar la apertura de éste monto:

Trampa de líquidos	8
Planta Ajuste Punto de Rocío	
Compresión	120
Trabajos de enlace terrestre - marino	20
Ducto submarino	73
Modificaciones en plataformas	60
Servicios de Ingeniería, Procura y Construcción	26
Compra y actualización de Faro Virgen	
Ingeniería Conceptual/Básica	2
Gerencia de Proyecto Mandante	10
Contingencia e Imprevistos	12
TOTAL ANTES DE IMPUESTOS	331
Impuesto Beneficiarios del Exterior	30
Subtotal	361
Ducto Cóndor-Loyola	30
Total	391

Tabla 11. Estimación de CAPEX Caso Mixto

En cuanto a Iniciativas Operacionales el proyecto contempla actividades relacionadas con integridad, mantenimiento y otros conceptos por 208 MMUSD al 100% de participación según la siguiente distribución:





enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 47 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.

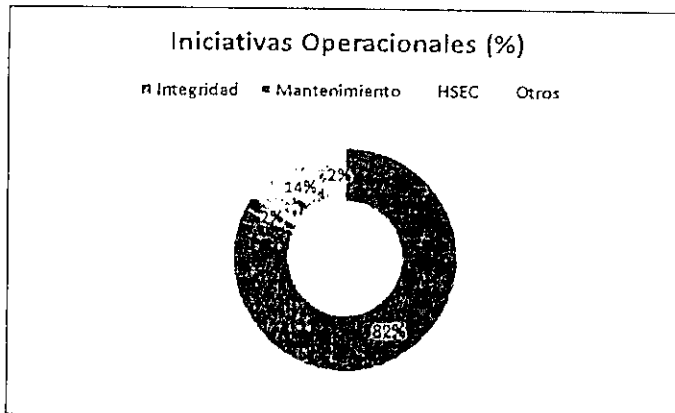


Figura 16. Distribución % Iniciativas Operacionales por categoría



La integridad de ductos (gasoductos, oleoductos, poliductos, risers y flexibles) demanda el mayor esfuerzo económico, seguido de la integridad de instalaciones de producción (estructura plataformas, equipos, grúas y otros) y del mantenimiento de equipos (compresores, generadores, bombas, etc.) y otros como por ejemplo upgrade de sistemas de protección, telemetría y reacondicionamiento de módulos habitacionales de las plataformas.

Costos

Costos Operativos: Se estima un total hasta el año 2027 de 1.184 MMUSD al 100% de participación. Para mayor detalle ver Anexo IX.

Costos Logísticos: Se considera un costo de transporte, almacenamiento y embarque de crudo de 25.85 USD/m³ hasta el año 2017 inclusive, a partir del año 2018 estará operando el nuevo ducto que facilitará la evacuación del crudo de Área Magallanes a Punta Loyola para su comercialización, por lo cual el costo logístico descenderá a 6.70 USD/m³ (corresponde a almacenamiento y embarque). También se asumen reparaciones, para poder operar en

ES COPIA

Sofia Spertervide
Coord de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 48 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. -- YPF S.A.		

condiciones seguras hasta el año 2018, en el ducto actual por 4.9 MMUSD que serán trasladadas a la UTE Área Magallanes como costo adicional a la tarifa a pagar en 3 años.

Gastos Generales y Administrativos: Los Gastos Generales y Administrativos se exponen en el siguiente gráfico:

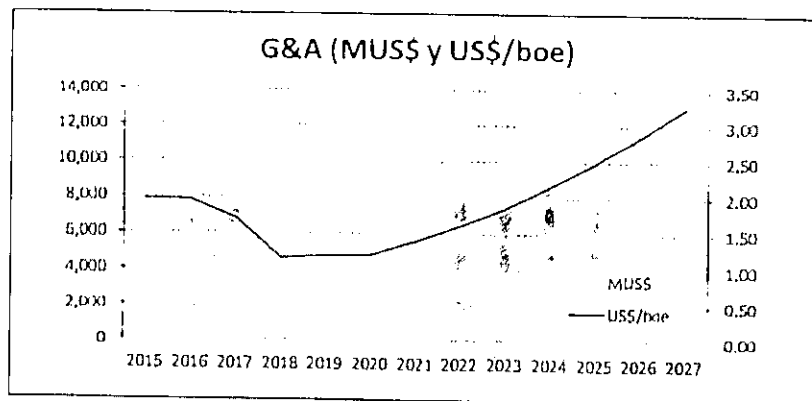


Figura 17. Gastos Generales y de Administración

Abandono de las Instalaciones:

- Se considera que el abandono de Área Magallanes demandará 200 MMUSD al 100% de participación. Éste monto contempla el abandono de pozos, instalaciones costa afuera (plataformas, ductos, etc.) e instalaciones en tierra (Batería de Recepción Magallanes, ductos, etc.).
- A los efectos de la evaluación se asume el abandono de Área Magallanes en el año 2027.

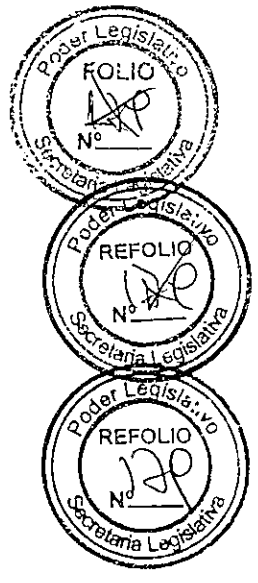
Resultados de la Evaluación Económica:

- Indicadores Económicos del proyecto PIAM Caso Mixto:
 - TIR = 42%
 - VAN (@12%) = 259 MMUSD

P



	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 49 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



A continuación se presenta flujo de fondos anual y acumulado del proyecto PIAM:

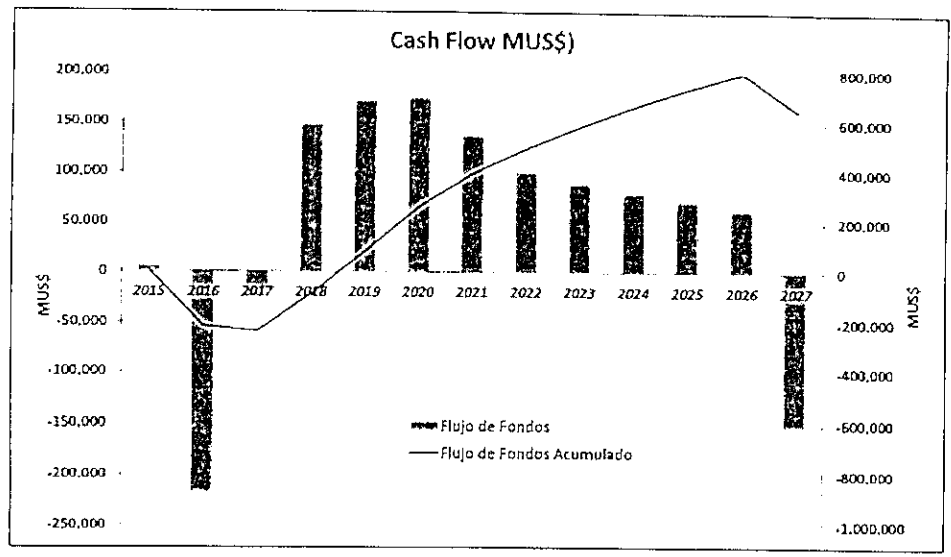


Figura 18, Cash Flow

El siguiente gráfico expone el perfil VAN del proyecto:

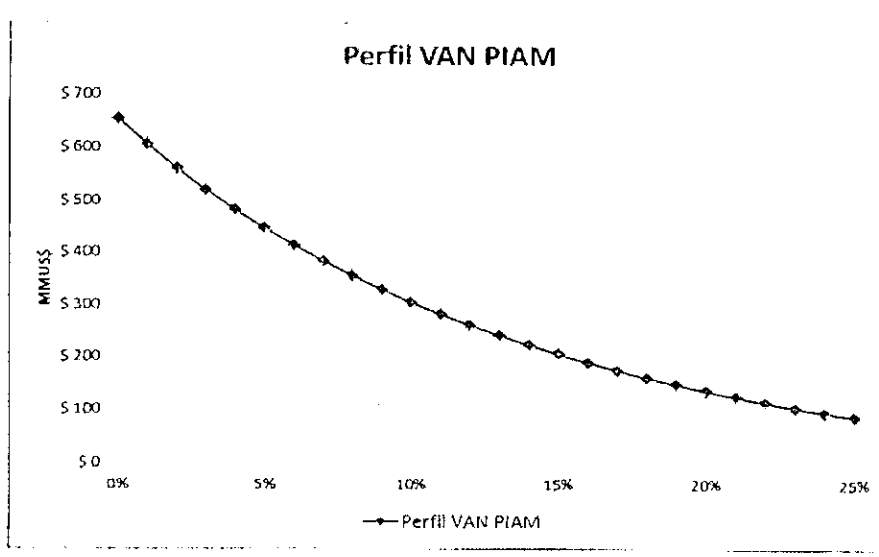



Figura 19, Perfil VAN Caso Mixto

ES COPIA

[Handwritten Signature]
 Sonia Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.B.

ES COPIA

Sofía Bereteny de
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 50 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. -- YPF S.A.		

COMPARATIVA DE ALTERNATIVAS CONCEPTUALES ANALIZADAS

(Casos Base y Mixto)

La siguiente tabla muestra los principales datos técnicos obtenidos y analizados durante los estudios conceptuales para ambos casos. Ver Resumen Conceptual Casos Base y Mixto en Anexo VIII.

		Caso Base	Caso Mixto	Observaciones
Perfil de Producción	Caudal de Diseño (MMSCMD)	4	4	
	Plataeu (Meses)	36	32	
	Reservas (Gm3) @2027	10,8	10,6	
	Caudal @2027 (MMSCMD)	1,3	1,2	
Configuración de Yacimiento	Compresión Offshore (MMSCMD)	4	2,5	
	Compresión Onshore (MMSCMD)	4	1,6	
	Tratamiento de Gas (MMSCMD)	4	4 (*)	(*) Considera uso Planta de FV (2-3) y Planta nueva para el tratamiento de E.E.
	Sistema Regeneración MEG	NO	SI	
Flow Assurance	Inestabilidad	SI (@2027)	NO	
	Formación de Hidratos	SI	SI	
	Método de Tratamiento	Calentamiento + Aislación	MEG	
Top Side Mods	AM2	Riser + Trampa 24"	Riser + Trampa 24" + Sep	
	AM3	Mods Menores	Comp + URG + Sep	
Tendido Offshore	Diámetro Aislación	24"	24"	
	Piggy Back Line	NO	NO (*)	(*) Sistema de Inyección de MEG, almacenado en reservorios en AM2
	Capacidad del Medio de Tendido	Elevada	Media	(*) Capacidad distribuida de la línea de tendido de 8 pulgadas (2000000)
Shore Approach	Tecnologías	Trenching / Microtunneling (*)	Trenching / Pilotes (*)	(*) Tecnología por experiencia básica
	Complejidad	Alta	Media	

Tabla 12. Resumen Técnico de Casos

Resumen Comparativo entre Casos

Luego de analizar los aspectos técnicos, económicos y de producción del proyecto, se construyó una tabla comparativa cualitativa analizando las ventajas y beneficios de ambos casos, así como el impacto de cada variable.

La matriz tiene en cuenta distintos factores agrupados en dos áreas principales: Construcción y Operación. El análisis está estructurado de la siguiente forma:

Los factores en que el Caso Mixto posee ventajas respecto del Caso Base, se identifican con un círculo de color verde.



	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 51 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Los factores en que el Caso Base posee ventajas respecto del Caso Mixto, se identifican con un círculo de color rojo.

Los factores en que la diferencia entre ambos Casos es mínima, se identifican con un círculo de color amarillo.

- El Caso Mixto supera en beneficios al Caso Base
- La diferencia entre ambos casos es mínima (variación dentro del 10%)
- El Caso Base supera en beneficios al Caso Mixto

Etapa	Factores Analizados	Caso Base	Caso Mixto	Comparativo Mixto vs Base	Impacto en:
Construcción	CAPEX	Estimación Clase IV MIA USD 468	Estimación Clase IV. MM USD 360	●	Capex
	Constructibilidad de Ductos Offshore	Se requiere Barcoza de gran envergadura y altas capacidades de tensión para tendido de ducto de 24"	Diámetro de 14" amplia en el mercado las opciones de Barcozas de tendido	●	Capex Plazo
	Constructibilidad de Ductos Onshore	El ducto de 24" hacia BRM implica mayor complejidad de obra y equipos especiales para el trayecto terrestre dada la congestión de ductos existentes	Ducto de 14" hacia Planta de FV permite usar equipos estándar de movimiento de suelos y tendido de tubos	●	Capex Plazo
	Constructibilidad de Instalaciones Onshore	Adecuación de instalaciones en BRM, construcción de planta compresora y de tratamiento de gas para la totalidad de la producción de gas del yacimiento (4 MMSCMD)	Se requiere sala revamping de las instalaciones para el manejo de la producción actual. Se optimizan instalaciones de compresión y tratamiento para el manejo de la producción incremental (1.6 MMSCMD)	●	Capex Plazo
	Complejidad Shore Approach	El diámetro del ducto (24") requiere tecnología con altas capacidades	El diámetro de 14" permite empleo de tecnologías más convencionales	●	Capex Plazo
	Modificaciones Top Side	Se requieren modificaciones menores sobre las plataformas en los primeros años. A partir de la inestabilidad de flujo se requiere volver a compresión offshore con sus consecuentes adecuaciones. En AM2 se contempla la instalación de Riser de 24"	Se reemplazan compresores actuales de AM3 por nuevo compresor. Se requiere instalación de separadores e instalación de Riser de 14" en AM2	●	Capex Plazo
	Operación de Gas	Dependencia de terceros para el tratamiento de gas durante el período de Obra (Convivencia con Arpetral durante 2 años). La UTE es el único cliente de Arpetral	Operación en Planta Provia	●	Producción
	Plazos	El cronograma está supeditado a disponibilidad de Barcoza para el tendido de ducto de 24". Los LI marcan también el camino crítico	Dada la mayor disponibilidad de Barcozas de tendido, el cronograma optimiza sus plazos. El camino crítico queda asociado a Long Lead Items	●	Plazo
Operación	OPEX	La inestabilidad operativa hasta 2027 requiere preservar equipos de compresión actuales para reactivar con el declino de la curva de producción.	Se requieren vuelos a plataformas para O&M de compresión offshore. Se requiere inyección de MEG	●	OPEX
	Down Time	Se requiere mantenimiento de sistema de compresión onshore	Se requiere mantenimiento de sistema de compresión offshore (Complejidad logística)	●	Producción
	Integridad Instalaciones Onshore	La construcción de nuevas facilidades para el total de producción, implica un menor costo de inspección y mantenimiento	Se mantienen instalaciones de tratamiento existentes, por lo que deben considerarse costos de inspección y mantenimiento	●	OPEX
	Integridad de Ductos	Se requiere verificar la integridad de ductos actuales, para su reactivación al momento de declino de la curva de producción (2027)	Se requieren actividades de inspección, mantenimiento e integridad para ductos existentes, que siguen en operación	●	OPEX
	Complejidad	No se tiene experiencia en el manejo de ductos multifásicos de larga distancia. Mayor probabilidad de generación de hidratos en paros y/o reinicios de producción	Se contempla tendido de gasducto de condiciones de proceso similares al actual (10" AM2-BRM)	●	OPEX HSE
Conclusión General	De acuerdo al análisis de las variables mencionadas se considera que el Caso Mixto presenta mayores beneficios que el Caso Base, contemplando que ambos casos tienen similares Plateaus y niveles de reservas recuperables @2027		●		


Tabla 13. Comparativa de Casos

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 52 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. -- YPF S.A.		

Riesgos Identificados/Oportunidades

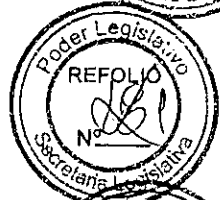
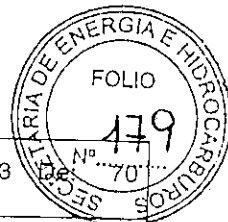
La identificación de riesgos y oportunidades es un proceso continuo en el marco del desarrollo del Proyecto, que se sustenta en el análisis sistemático y constituye un soporte para la toma de decisiones en las distintas etapas.

En la tabla siguiente se listan los principales riesgos y oportunidades identificados en la etapa actual de PIAM, dimensionando de forma cualitativa los impactos y beneficios de cada uno.

Riesgo	Impacto	Mitigación
No obtener extensiones de concesión del Área	Avanzar con el proyecto sin certeza de renovación. Posibles Costos Hundidos.	El Concesionario gestiona las extensiones ante Nación y YDF antes del FID
Continuar con dependencia de terceros para el tratamiento de gas	Costos de operación y disponibilidad de producción de gas.	Adquisición de Arpetrol. Gestión para lograr acuerdo comercial.
No disponer de capacidad de transporte en GGSM	Imposibilidad para entregar el Gas del PIAM	Gestiones comerciales de cada una de las Partes integrantes de la UTE AM
Continuar con dependencia de terceros para evacuación de crudo	Imposibilidad para transportar petróleo del proyecto. Problemas de integridad para transporte de producción actual de Petróleo.	En proceso de negociaciones y acuerdos para reversión de concesión / tendido de nuevo ducto Cóndor Loyola
Restricciones para contar con mano de obra especializada local, que permita concretar la ejecución del proyecto	Incremento en los plazos. Incumplimiento de las metas establecidas	Negociación temprana de excepciones con las autoridades, en caso de requerir contrataciones internacionales. Tipo contrato EPC (Cost + Fee). Gestiones con sindicatos
No disponer de equipos de tendido ductos offshore	Incremento en los plazos	Priorizar escenarios que impliquen tendido de ductos con menor diámetro (Mayor oferta mercado de barcos flendetubos)
Tener condiciones adversas de viento y marea (offshore)	Retrasos y mayores costos por stand by	Utilizar factores de estadística climática, para minimizar desvíos en el proyecto. Programar con holguras
Plazos de fabricación / entrega de Long Lead Items superiores a lo planificado	Retraso en la fecha de PEM	Gestion temprana con proveedores para acortar plazos fabricación y entrega

Tabla 14. Riesgos Identificados





Oportunidades	Beneficio	Medida promotora
Disponer de Activo Faro Virgenes perteneciente a Arpetrol	Ubicación óptima. Posibilidad de hacer Shortcut gasoducto existente	Gestiones adquisición Activos de Arpetrol
	Optimización de Producción por menor pérdida de cargas.	
	Ahorro de Capex	
	Reducción plazos de Obras en PIAM	
	Instalaciones existentes, operación en marcha con personal capacitado	
	Operación propia del proceso de acondicionamiento y entrega Gas en condiciones comerciales (Ventaja Estratégica;	
	Ahorro prestación servicio de un Tercero	
	Pozo Sumidero para Agua de formación de AM	
Potencial del Yacimiento FV		


Tabla 15. Identificación de Riesgos y Oportunidades

En virtud que ambos casos son técnicamente viables, y los valores de OPEX y producción no revisten diferencias significativas, el Caso Mixto presenta en general más ventajas que el Caso Base.

Entre los principales beneficios del Caso Mixto podemos destacar los siguientes:



- ✓ Implica el desarrollo de una alternativa que ahorra al Proyecto entre un 20% y 30% de la inversión
- ✓ El menor diámetro de ducto ofrece más opciones de barcasas para el tendido.
- ✓ Se optimiza el uso de instalaciones existentes (onshore/offshore)
- ✓ La complejidad del shore approach es menor, lo que mejora los plazos de ejecución del proyecto.
- ✓ El tendido de ducto onshore directo hacia la planta de FV implica menor dificultad de obra y optimización de la producción por menor pérdida de carga.
- ✓ Se mitiga el riesgo de dependencia en proceso de gas durante el período de construcción de PIAM.

ES COPIA


 Sofia Beretervide
 Coord de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov de Tierra del Fuégo A. e I.A.S.

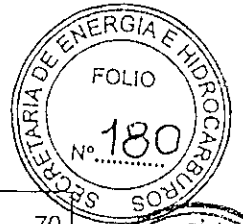
ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

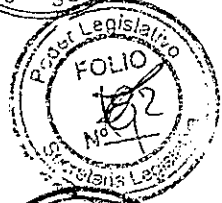
 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 54 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

- ✓ Representa una menor afectación ambiental derivada de una traza terrestre del ducto más corta. El menor diámetro del mismo favorece el menor movimiento de suelos como así también menores capacidades de equipamiento requerido para tendido onshore y offshore. Asimismo menor superficie afectada por instalaciones de proceso.
- ✓ Propone un proceso conocido de la operación, que mantiene la filosofía actual de movimiento de fluidos segregados.





	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 55 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



PLAN DE TRABAJO


De acuerdo a la información conceptual obtenida de las ingenierías, se han confeccionado los cronogramas correspondientes a los Casos Base (Multifásico) y Mixto.

Los principales parámetros utilizados para el desarrollo de los cronogramas Nivel 2, son los siguientes:


- Se ha desarrollado una Estructura de Desglose de Tareas (EDT), lo que permite planificar cada elemento del proyecto de una manera lógica.
- Cada actividad tiene por lo menos una predecesora y una sucesora, excepto las de inicio del proyecto y First Gas respectivamente.
- Las duraciones presentadas en los cronogramas, están basadas en las estimaciones de la ingeniería conceptual de cada Caso.
- Se han desarrollado los programas en Primavera P6, software de planificación para la totalidad del proyecto (incluidos contratistas).
- El esquema constructivo definido en los cronogramas, ha sido analizado desde el punto de vista operativo (optimización de downtime), plazos de fabricación y entrega de LLIs, estaciones del año, entre otros factores.



En Anexo XII se muestran ambos planes de trabajo.

ES COPIA


Sofia Beretovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 56 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A.		

ASPECTOS AMBIENTALES

Se han desarrollado, para los casos Base y Mixto, los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) correspondientes, cuyo objetivo es analizar los beneficios esperados así como los posibles efectos no deseados del proyecto, tanto para el tramo onshore como el offshore. Ver Anexo XIII.


En general el proyecto se desarrollará por sitios previamente intervenidos, se prevé movimiento de suelos por la actividad de tendido de ductos y superficie requerida para las instalaciones de proceso.

Como aspecto socio-económico se identifica la generación de empleo derivada de la mano de obra necesaria durante la fase constructiva.

El EIA correspondiente al Caso Mixto fue presentado a la Subsecretaría de Ambiente de la Provincia de Santa Cruz. Se están realizando las gestiones pertinentes procurando obtener las autorizaciones correspondientes en los plazos requeridos y necesarios.





 enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 57 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

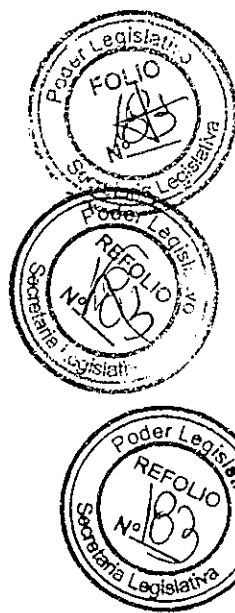
ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

En reuniones realizadas a partir de abril 2015 entre ambas Empresas y con la participación de especialistas de abastecimientos, se confirmó la viabilidad de la estrategia que se resume en este capítulo.

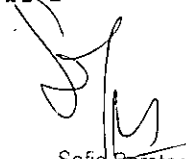
La Estrategia de Contratación de la ejecución del Proyecto contempla la adjudicación de un contrato con un alcance EPC/CM (Ingeniería Detalle, Procura & Construcción / Gestión de la Construcción) para la totalidad de los trabajos.

El mismo será remunerado bajo un esquema de Suma Alzada + Costos Reembolsables, asociado con un Fee (Gastos Generales + Beneficio) sujeto a un esquema de incentivo/penalidad en función a la desviación de CAPEX y Plazo resultantes respecto de valores objetivos.

La gestión de compras de los equipos/servicios identificados como de largo plazo de entrega, será iniciada por ESA en forma contemporánea al inicio del proceso licitatorio del EPC/CM. La compra/contratación de los mismos será finalizada por el contratista de EPC/CM bajo la modalidad de cuenta y orden, transfiriéndose apropiadamente a este la responsabilidad entre otras de los plazos de entrega, control de calidad, activación, logística, administración contractual. Esquema de remuneración de cada etapa del EPC/CM:




ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudacion Fueguina
PIP: de Tierra del Fuego A. e I. S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 58 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A.		

Ingeniería

Concepto	Alcance	Modalidad
Ingeniería	- Completar y revisar consistencia de Ingeniería Básica - Ingeniería de Detalle - Ingeniería de Taller	Ajuste Alzado + Fee

Procura

Concepto	Alcance	Modalidad
Procura	- Comprar equipos y materiales - LLI, tagedos, MTOs y subcontratos principales	Por cuenta y orden de UTE (ESA-YPF)
	Gestión de Compras y Contratos: - Compra / Contrato - Activación - Inspección - Seguimiento - Comercio Exterior - Logística - Administración contractual	Ajuste Alzado + Fee

Construcción

Concepto	Alcance	Modalidad
Construcción	- MOD + MOI Onshore - Equipos de construcción - Infraestructura - Logística	Costos Reembolsables
	- Dirección del Proyecto	Ajuste Alzado mensual + Fee

Gestión de la Construcción

Concepto	Alcance	Modalidad
Gestión de la Construcción	- Tendido Submarino	Ajuste Alzado + Fee





	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 59 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Comisionamiento y Puesta en Marcha

Concepto	Alcance	Modalidad
Comisionamiento y Puesta en Marcha	- Precomisionamiento	Ajuste Alzado + Fee
	- Comisionamiento	
	- Puesta en Marcha	Costos Reembolsables + Fee
	- Mano de Obra Directa	

La integración de la totalidad de los trabajos bajo un solo contrato y en el esquema mixto de remuneración mencionado permite:

- Trabajar con una empresa Idónea para la ejecución de un Proyecto de estas características desde el inicio del proyecto básico.
- Estandarizar y homogeneizar las ingenierías de los trabajos de Modificación de Plataformas, Tendido de Gasoducto Submarino y Facilidades OnShore.
- Asegurar funcionamiento y performance integral del Proyecto (Fit to Purpose).
- Contar con un número adecuado de oferentes que permita asegurar un contrato competitivo de ejecución del Proyecto.
- Mitigar los riesgos de forma balanceada entre la UTE y el Contratista de modo de disminuir al mínimo montos exagerados para contingencias y minimizar el riesgo de reclamos y conflictos futuros.

El esquema general del contrato, se describe a continuación:

ES COPIA

-Sofia Beretervide
 Coord de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fueguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.G.

ES COPIA

Sofía Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 60 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

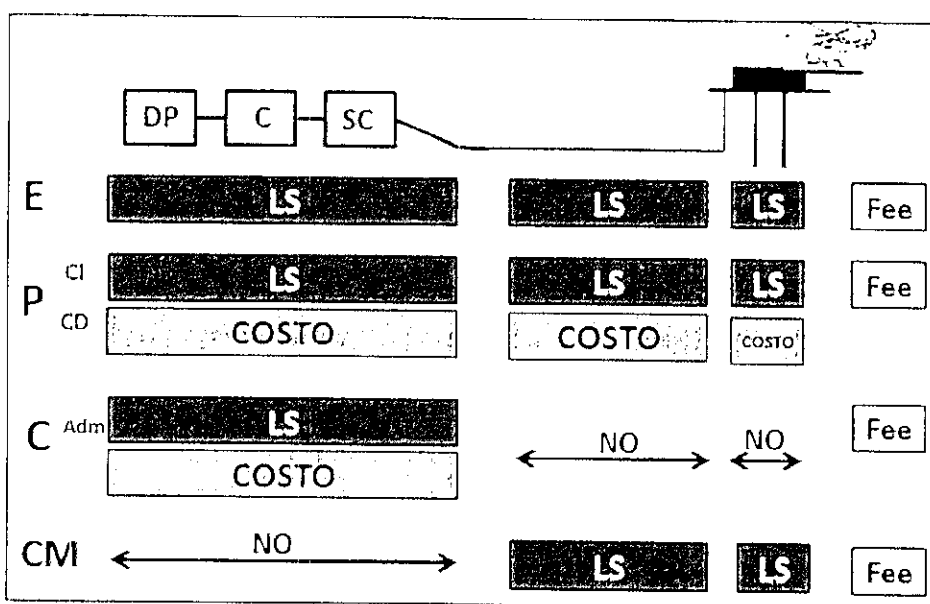


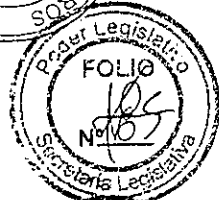
Figura 19. Esquema de Contratación del Proyecto

Glosario de siglas

- DP= Planta de tratamiento de Gas
- C = Paquete de Compresión
- SC = Slug Catchers y Separadores
- LS = Ajuste Alzado
- CI = Costos Indirectos
- CD = Costos Directos
- Adm = Gestión en nombre de la UTE.
- NO = No aplica



	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 61 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



Panel de Oferentes

Con el análisis de mercado efectuado y la aplicación de los siguientes criterios, se definieron aquellas empresas a invitar al proceso licitatorio del contrato EPC/CM:

- empresas que posean competencias integrales para realizar ingeniería local, procura internacional y construcción local para cada una de las especialidades relevantes del proyecto, o
- empresas con capacidad de asociación, caso no posean una o más de las competencias críticas mencionadas en el punto anterior.

Como resultado de dicho análisis se concluyó en el siguiente listado:

Tecna, Techint, AESA, Odebrecht, Contreras Hnos, Cartellone, Infa, Sener, Fluor Daniel, Ch2mHill, Skanska, Salfa, Sigdo Koppers, Belfi.

A excepción de las primeras 4 empresas que poseen las competencias integrales, las restantes 10 requieren complementarse en algún esquema asociativo para poder ejecutar el Proyecto en la modalidad definida.

Para explorar el interés de los potenciales oferentes identificados para el paquete EPC/CM definido y aprobado oportunamente, se efectuó un Road Show con los mismos (se adjunta en Anexo XIV la presentación efectuada).



De aquellas empresas con interés concreto manifestado como repuesta a la Invitación a Participar (IP) enviada durante el mes de junio próximo pasado, se procedió a cursar la correspondiente Invitación Para Ofertar (IPO) (adjunta en anexo XIV).

ES COPIA

Sofia Berstevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Regaudación Fueguina
Prov de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 62 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

El panel de oferentes finalmente es:

- Techint
- AESA
- Tecna & EDVSA
- CH2mhill & Contreras & Infa
- Sener & Entrepose
- Odebrecht
- Fluor & Roggio (quienes posteriormente desistieron de cotizar)

Criterios Evaluación de Ofertas

Mediante la participación de distintas especialidades (Operaciones, Mantenimiento, Ingeniería, Proyectos, Abastecimiento, HSE, Finanzas, Legales, Recursos Humanos y Laborales) se definió la metodología a aplicar para la evaluación integral de las ofertas (Técnica y Económica) de los oferentes, siendo los principales conceptos:

- Aplicación de Criterios PASA-NO PASA. Considera aquellos aspectos esenciales que las propuestas deben contener para asegurar el cumplimiento del objeto del contrato de EPC/CM.
 - Capacidades y experiencia para ejecutar el Proyecto
 - Garantía capacidades de las facilidades a construir
 - Capacidades en Seguridad y Medio Ambiente
 - Inexistencia de apartamientos a "deals breakers" respecto del documento contractual del proceso licitatorio
 - Capacidad financiera



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.



enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RE-G-002A. o I.A.B.	Pág: 63 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.

- o Cumplimiento de condiciones legales y laborales bajo las cuales deberá efectuarse el Proyecto
- Criterios puntuables. Sobre aquellas propuestas evaluadas con categoría PASA (han cumplido satisfactoriamente los puntos precedentemente mencionados) se procederá a efectuar una evaluación de distintos aspectos y cuyo resultado será un puntaje base 100.
- Aquellas ofertas que han obtenido categoría NO PASA, serán consideradas no aptas para evaluar quedando las mismas sin análisis y evaluación de los aspectos puntuables. Los criterios puntuables se detallan a continuación:
 - o Técnico / Operativo (45 Pts)
 - o Seguridad y Ambiente (HSE) (20 Pts)
 - o Laborales (10 Pts)
 - o Abastecimiento (10 Pts)
 - o Legal / Comercial (5 Pts)
 - o Financiero (5 Pts)
 - o Administración (5 Pts)



Una vez evaluado los puntajes correspondientes a cada una de las propuestas recibidas se obtendrá el Factor K (Coeficiente de afectación económica) para cada una de ellas, y cuyo valor mínimo será 1 (Puntaje 100) y máximo 1,2 (Puntaje 0). Los valores que podrá adoptar el Factor K correspondiente al rango de puntaje mayor a 0 (cero) y menor a 100 (cien), se obtendrá mediante la evaluación de una curva de 1er grado según la siguiente función:

$$K = -0,002 \times \text{Puntaje Obtenido} + 1,2$$

Una vez obtenido el valor K para cada oferta recibida, se procederá a afectar con el mismo, el correspondiente valor económico de cada una de ellas, obteniéndose las Ofertas Económicas Corregidas. Resultará la propuesta más conveniente aquella que posea la Menor Oferta Económica Corregida.

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Pres. de Tierra del Fuego A. I. A. S.

 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 64 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

ETAPA DE INGENIERÍA BÁSICA DE ALTERNATIVA SELECCIONADA

Considerando que el Caso Mixto resulta ser técnica y económicamente más conveniente que el Caso Base y con el propósito de cumplir con el objetivo de Gas In en Julio 2017, se avanza en el desarrollo de una Ingeniería Básica que permita, entre otros, obtener los principales documentos necesarios para licitar el contrato EPC.

En el Anexo XV de este documento se incluyen los entregables desarrollados hasta la fecha por la Ingeniería Básica.

Indicadores Económicos

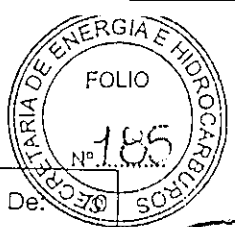
A la fecha de realización de éste informe, los CAPEX asociados al PIAM, que surgen de un estimado de costos Clase III, ascienden a 354 MMUSD al 100% de participación.

En la tabla siguiente se presenta la apertura de éste monto:

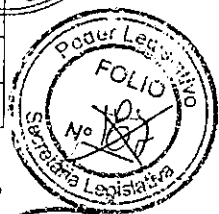
Mano de Obra	OnShore/TopSide	38,0
	Compresor OffShore	10,0
Long Lead Items	Compresores OnShore	12,0
	Ducto	10,0
	Vessels y Trat Gas	12,0
Bulk Material & Equipos Menores		9,0
Obras Civiles		2,0
Ingeniería		4,7
Gestión de Abastecimientos		1,1
Gerenciamiento		16,0
Puesta en Marcha		0,2
Impuestos EPC		8,0
Fee		19,0
Infraestructura		5,0
Equipos de Construcción, Herramientas & Consumibles		14,0
Servicio de Tendido y Riser		65,0
Shore Approach		27,0
Apoyo Naval		23,0
Adquisición Planta Arpetrol		12,0
Ingeniería Conceptual, Básica, Owner & Estudios		12,0
Gerenciamiento de la Propiedad		12,0
Impuestos y Seguros		22,0
Contingencia		22,0
Total		354,0

Tabla 16. Estimación de CAPEX Clase III





	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 65 De:
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		



El estimado ha sido elaborado a partir de cotizaciones de proveedores para los LLI, nominalmente:

- Compresor off shore
- Paquetes compresores on shore
- Planta de tratamiento, skid de estabilización de gasolina y recuperación de MEG
- Ducto off shore con recubrimiento de protección y estabilización

Adicionalmente se recibieron ofertas para los servicios marinos off shore y el shore approach.

Se desarrolló además un estimado de obras civiles en función del dimensionamiento de los paquetes de los LLI's, y take offs para la evaluación de las Horas Hombre on shore y el costo de adquisición e instalación de los raw materials.

Por otro lado, deben adicionarse las inversiones asociadas al tendido de un nuevo oleoducto que permita asegurar la evacuación del crudo del Área Magallanes. Dichos CAPEX se estiman en 26 MMUSD al 100% de participación.

Para todas las variables identificadas en el análisis de riesgo como de alta variabilidad por factores imponderables, se desarrolló un estudio de contingencias por el método Montecarlo. Ver Anexo XVI: Soportes Estimación de Costos Clase III

Resultados de la Evaluación Económica:

- Indicadores Económicos del proyecto PIAM Caso Mixto:
 - TIR = 44%
 - VAN (@12%) = 265 MMUSD

ES COPIA

Sofia Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fueguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 66 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

A continuación se presenta flujo de fondos anual y acumulado del proyecto PIAM:

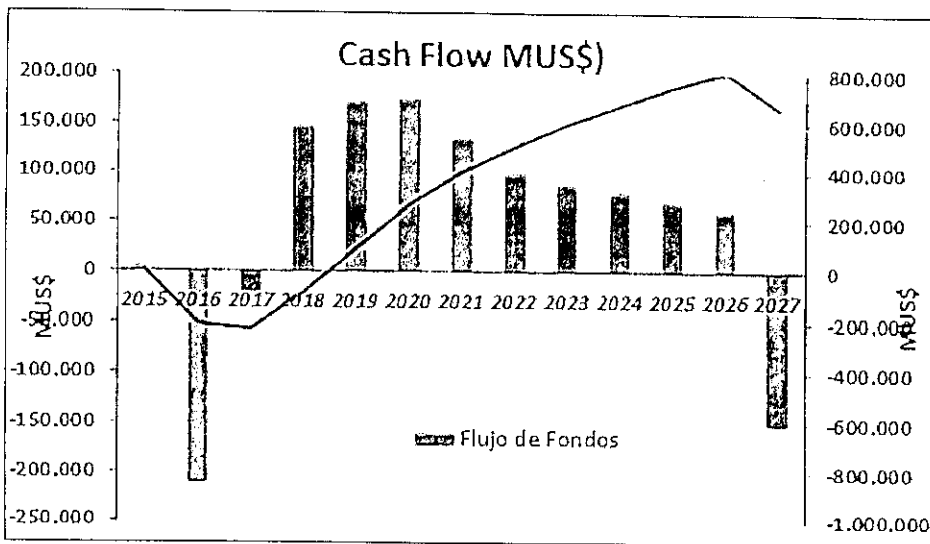


Figura 20. Cash Flow PIAM

El siguiente gráfico expone el perfil VAN del proyecto:

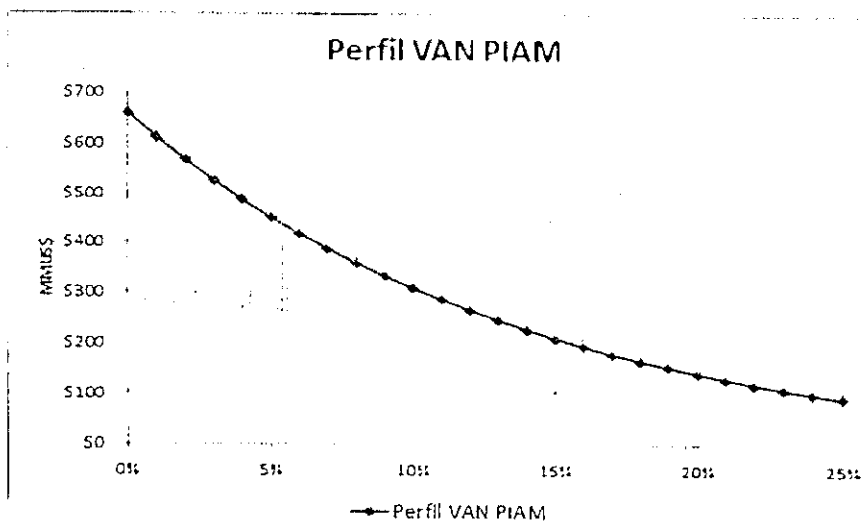


Figura 21. Perfil VAN PIAM

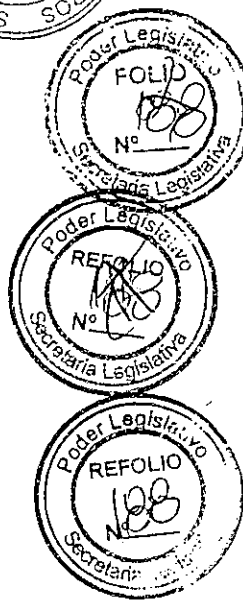
ES COPIA

Sofía Barrettervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I. A. S.



enap sipetrol YPF	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 67 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0

UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.



CONCLUSIONES

El PIAM se está desarrollando dentro de un contexto internacional complejo, con bajas en los precios de crudos marcadores, como por ejemplo el Brent, que ha pasado a valer menos de la mitad de su cotización en el último año (de USD/bbl 100 a USD/bbl 50).

En el ámbito local, sumado al contexto precedente, se evidencia un aumento en dólares en los costos, a la vez que se presenta la incertidumbre habitual de un año electoral.



En la Industria del Petróleo se registran escenarios de análisis y ajustes de varias iniciativas tanto de inversión como de gasto de parte de las empresas operadoras, que contemplan desde baja de actividad, suspensiones laborales hasta despido de empleados, así como también existen ejemplos del mantenimiento de los planes trazados, independientemente de las variables exógenas que los puedan influir.

En dicho ambiente es que se apalanca, entre otras, la decisión de ambas Partes, YPF y ESA, en explorar diversas alternativas que puedan proporcionar una solución real a la problemática del abastecimiento de gas y que, a su vez, permitan hacerlo con premisas de ahorro de inversiones y mejoras de eficiencia, manteniendo el esquema de seguridad de las personas y equipos y el cuidado del ambiente.

Analizadas las distintas opciones de desarrollo y ejecución del Proyecto Incremental, que se expusieron en este informe, se concluye y recomienda la alternativa Caso Mixto por cuanto es la que agrega mayor valor a la explotación del Yacimiento, con un VAN (@12 %) = 265 MMUSD.

ES COPIA


Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 68 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

Teniendo en cuenta las características principales del PIAM detalladas en el *Anexo II Proyecto Incremental del Acuerdo de Prórroga del Contrato UTE AM*, entre las cuáles las más relevantes a los efectos de estas conclusiones son:

- el aumento de la producción de gas hasta alrededor de 4 MMSCMD y sus líquidos asociados
- la relevancia del factor tiempo para alcanzar los compromisos
- la búsqueda constante de su optimización
- la implementación continua de las etapas de estudios conceptuales, básicos y de diseño
- el compromiso de poner en operaciones el PIAM a mediados de 2017,

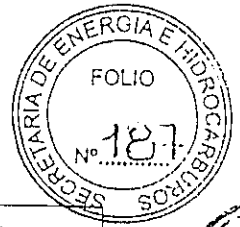
es que se selecciona el Caso Mixto, ya que presenta las siguientes ventajas y oportunidades:

- Implica el desarrollo de una alternativa que ahorra entre un 20/30 % de la inversión (Menor Capex)
- Menor complejidad constructiva offshore y onshore, por ende mejoras en los plazos de ejecución
- Aprovechamiento de instalaciones existentes
- Operación propia del proceso de acondicionamiento y entrega de gas en condiciones comerciales (ventaja estratégica)
- Posibilidad de optimización de producción debido a una menor pérdida de carga en ducto onshore, por el tendido directo hacia Planta FV
- Permite la instalación de un acueducto para disponer el agua de formación (Pozo Sumidero)
- Mayor flexibilidad operativa por equipos modulares de compresión de menor capacidad individual, lo que implica menor downtime y mayor facilidad para acompañar la declinación de producción del Yacimiento (Decommissioning)



ES COPIA

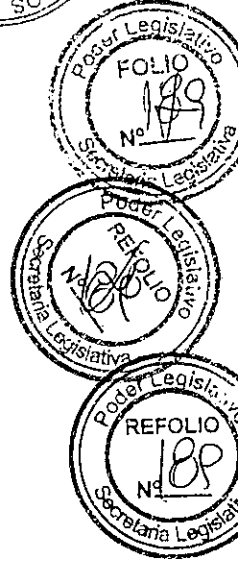
SM



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.

Agencia de Recaudación FISCAL
del Poder Ejecutivo, S.A. S.

	91514-BUE-BUE-REF-G-002	69 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A.		



Asimismo el Caso Mixto presenta menor riesgo, dado que:

- Representa un esquema de operación más conocido, que mantiene la filosofía actual de movimiento de fluidos segregados
- Mitiga el riesgo de pérdida de producción a consecuencia de la no prestación del servicio de terceros durante la etapa de construcción
- Presenta menor potencial de conflicto laboral, asociado al menor tamaño de obra
- Se genera menor afectación ambiental

En resumen, dada la factibilidad técnica y económica de PIAM, resultado de los análisis realizados hasta el momento, se recomienda avanzar a una etapa de Ejecución con la alternativa Caso Mixto seleccionada.

Los indicadores económicos muestran que el PIAM Caso Mixto es un proyecto rentable, con una recuperación de inversión en el mediano plazo.

El proyecto contempla una configuración óptima del yacimiento, que permite adelantar la recuperación de gas, aumentando el plateau durante aproximadamente 3 años y luego declinando.



El desarrollo y puesta en marcha del PIAM Caso Mixto, no representa cambios drásticos en el esquema de operación actual, por lo que será sencillo integrarlo de forma segura para las personas y el ambiente.

Las ingenierías realizadas hasta el momento, confirman la constructibilidad del proyecto y las respuestas recibidas hasta el momento, por parte de proveedores de equipos y servicios, indican que se podrá contar con los recursos materiales para llevar adelante su ejecución.

[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

 enap sipetrol 	91514-BUE-BUE-RP-G-002	Pág: 70 De: 70
	14/08/2015	Rev: 0
UTE ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. – YPF S.A.		

ANEXOS

- Anexo I: Acuerdo de Prorroga de Extensión UTE AM
- Anexo II: Diagramas esquemáticos sistema actual de Producción
- Anexo III: Reserves and Resources Audit of the Magallanes Field
- Anexo IV: Propuesta de desarrollo de AM de YPF
- Anexo V: Estudios de Flow Assurance
- Anexo VI: Case Selection Report
- Anexo VII: Actas de reuniones YPF-ESA
- Anexo VIII: Documentos Ingeniería Conceptual Caso Base y Mixto
- Anexo IX: Supuestos Económicos
- Anexo X: Estudio Hazid Caso Base
- Anexo XI: Adquisición de ArPetrol
- Anexo XII: Planes de Trabajo
- Anexo XIII: Estudio de Impacto Ambiental
- Anexo XIV: Documentación Proceso Licitatorio EPC / EPCM
- Anexo XV: Documentos Ingeniería Básica Caso Mixto
- Anexo XVI: Soportes Estimación de Costos Clase III

P

COMPARATIVA CAJA SIN IVA PIAM
ESTIMACIÓN A JUL-16

Concepto	FID	ACTUAL	MMUSD																								TOTAL
			Acum a mar-16	abr-16	may-16	jun-16	jul-16	ago-16	sep-16	oct-16	nov-16	dic-16	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17			
Mano de Obra	OnShore/TopSide	3,365.00	3,365.00																							1.64	
Long Lead Items	Compresor Offshore	1,140.00	1,140.00																							2.23	
	Compresores OnShore	17.00	17.00																							-4.15	
	Ducto	17.00	17.00																							-4.14	
	Vessels y Trat.Gas	17.00	17.00																							2.90	
Bulk Material & Equipos Menores		17.00	17.00																							0.01	
Ingeniería		4.00	4.00																							1.39	
Gestión de Abastecimientos		5.00	5.00																							0.49	
Gerenciamento		16.00	16.00																							9.78	
Puestas en Marcha		0.70	0.70																							0.41	
Impuestos EPC		6.00	6.00																							0.00	
Tee		19.00	19.00																							0.00	
Infraestructura		5.00	5.00																							-14.75	
Equipos de Construcción, Herramientas & Consumibles		14.00	14.00																							5.00	
Servicio de Tendido y Riser		97.00	97.00																							-6.02	
Apoyo Naval		20.50	20.50																							-41.81	
Adquisición Planta Arpetrol		33.00	33.00																							5.41	
Ingeniería Conceptual, Básica, Owner & Estudios		32.00	32.00																							-	
Gerenciamento de la Propiedad		47.00	47.00																							0.00	
Impuestos y Seguros		22.00	22.00																							2.59	
Contingencia		112.00	112.00																							-3.51	
TOTAL		35,540.00	35,540.00																							-38.95	

Acumulado Año 102,68

190,66

ES COPIA
SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
FOLIO 138

Sofía Benjamine
Coord. de Asesoría Gral.
Agencia de Recaudación Fuego
Prov. de Tierra del Fuego A. e

SECRETARIA LEGISLATIVA
Nº 190
PODER LEGISLATIVO

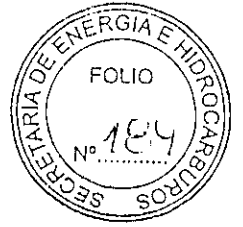
SECRETARIA LEGISLATIVA
Nº 190
FOFOLIO

SECRETARIA LEGISLATIVA
Nº 190
FOFOLIO

ES COPIA



Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

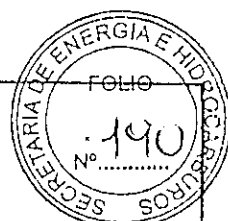


ANEXO II

Resumen Ejecutivo
Concesión: Área Magallanes

ES COPIA

SJA
Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Sumario Ejecutivo para determinar los volúmenes de petróleo y gas comprobados localizados exclusivamente en el sector offshore perteneciente a la Provincia de Tierra del Fuego en la Concesión Magallanes- Cuenca Austral

Preparado para



Realizado por

Daniel E. Pérez

Peña 3104 Piso 5 CABA Tel: +541148026711// +5491140337712

daniel.perez@dpconsultora.com.ar

DP
Daniel E. Pérez

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

Buenos Aires, Septiembre de 2016

Ing. Luis Alberto Díaz
Gerente Ejecutivo
Áreas en Participación
YPF S.A.

Ref.: Determinación de volúmenes de petróleo y gas comprobado correspondiente a la Provincia de Tierra del Fuego en el bloque Magallanes

De mi consideración:

A pedido de YPF S.A. (en adelante "YPF") se ha realizado un Sumario Ejecutivo detallando los volúmenes de petróleo y gas correspondientes a las reservas comprobadas localizadas exclusivamente en el sector offshore perteneciente a la provincia de Tierra del Fuego, dentro del área Magallanes.

El objetivo es identificar los volúmenes remanentes de petróleo y gas a partir de Noviembre de 2017 hasta el fin de la Vida Útil que corresponden en subsuelo a las plataformas AM-1; AM-2 y AM-5 cuyos pozos drenan hidrocarburos de área compartida entre las provincias de Tierra del Fuego y Santa Cruz.

Los volúmenes que figuran en el presente informe corresponden al 100% de participación, independientemente del porcentaje que posee YPF.

La Tabla presentada a continuación resume los valores calculados:

Volúmenes remanentes probados desarrollados y no desarrollados entre Nov-2017 y FVU correspondiente en subsuelo al área compartida por las provincias de Tierra del Fuego y Santa Cruz

<i>Concesión Magallanes. Área compartida por las Provincias de Tierra del Fuego y Santa Cruz</i>	<i>Probada Desarrollada</i>	<i>Probada no desarrollada</i>	<i>TOTAL PROBADAS</i>
<i>Petróleo+Condensado (Mm3)</i>	884,8	255,6	1140,4
<i>Gas (MM m3)</i>	2296,7	982,7	3279,4

De acuerdo a la información suministrada por YPF, la distribución de reservas en el área compartida se establece en un 55% para la provincia de Santa Cruz y un 45% para la provincia de Tierra del Fuego

Volúmenes remanentes probados desarrollados y no desarrollados entre Nov-2017 y FVU correspondiente en subsuelo al área perteneciente a la Provincia de Tierra del Fuego

PS

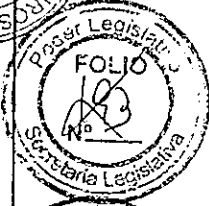
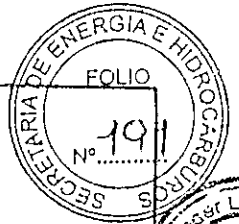
<i>Concesión Magallanes. Área Provincia de Tierra del Fuego</i>	<i>Probada Desarrollada</i>	<i>Probada no desarrollada</i>	<i>TOTAL PROBADAS</i>
<i>Petróleo+Condensado (Mm3)</i>	398,2	115,0	513,2
<i>Gas (MM m3)</i>	1033,5	442,2	1475,7

ES COPIA

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Esta evaluación ha sido efectuada en carácter de consultor independiente y certificador de reservas N° 028 del Ministerio de Energía, siendo independiente de la empresa operadora y de YPF.

Se han seguido las recomendaciones dispuestas por la Secretaría de Energía (Resolución 324/2006) y las definiciones de la Society of Petroleum Engineers (SPE), AAPG (2000) para la evaluación de reservas de hidrocarburos.

Para la realización de este trabajo, YPF y ENAP Sipetrol Argentina (en adelante "ESA") facilitaron la siguiente información:

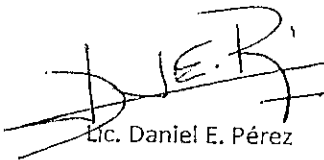
Certificación de reservas del área Magallanes al 31-12-2015
Plano con ubicación de plataformas y pozos
Curvas de declinación por pozo y grupos de pozos
Planos estructurales
Datos petrofísicos y de fluidos
Producción por pozo (petróleo, gas y agua) por día, mes y año de 2014 y 2015
Datos económicos
Otra información elaborada por el operador.

Debe puntualizarse que, debido a la naturaleza de la información disponible para efectuar el cálculo de los volúmenes de petróleo y gas, los números aquí presentados reflejan mi mejor estimación, utilizando las reglas del arte habitual. Asimismo declaro no tener interés de ningún tipo respecto de los bienes declarados.

La información para determinar los flujos de caja como los costos operativos, las inversiones y precios de los fluidos (petróleo y gas) a ser comercializados en distintos mercados, fueron suministrados por ESA y asumidos como válidos, observándose solamente la razonabilidad de los mismos.

Los volúmenes de los hidrocarburos han sido expresados en unidades métricas y en condiciones estándar de presión y temperatura (15,5 °C y 1 atmósfera), donde M significa miles y MM millones.

Esperando que este estudio contemple los requerimientos de su empresa, quedo a su disposición para responder a cualquier pregunta que pueda surgir del mismo.


Lic. Daniel E. Pérez

Certificador N° 028 de la SEN



Daniel E. Pérez



ES COPIA

Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. o I.A.S.

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

CONSIDERACIONES GENERALES

La Concesión de explotación de Magallanes fue adjudicada a YPF en el año 1992 y mediante Decreto N° 1460/1992 se aprobó del Contrato de Unión Transitoria de Empresas entre YPF y ESA. Como operador de este contrato, ESA es responsable de ejecutar todas las operaciones y actividades en esta área.

El área se extiende sobre una superficie total de 370 km² siendo totalmente offshore y tributa las regalías a dos provincias (Santa Cruz y Tierra del Fuego) y también al Estado Nacional.

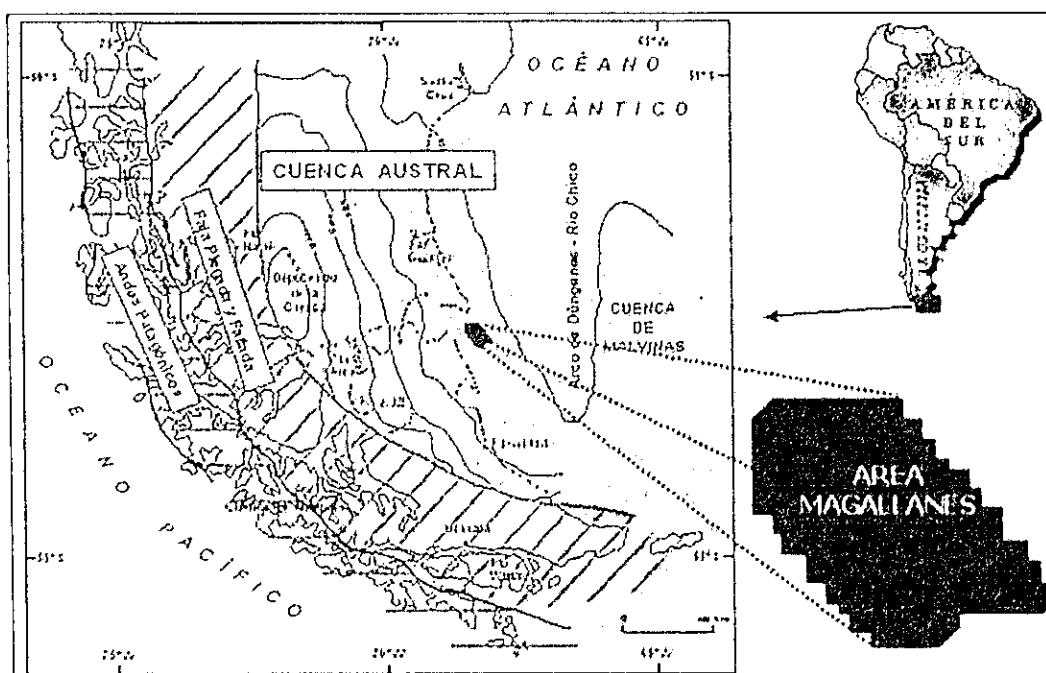


Figura 1 - Mapa de Ubicación

El yacimiento fue desarrollado para producir el halo de petróleo. El comportamiento productivo típico consiste en producir petróleo con el gas disuelto asociado, sin gas libre del casquete de gas; luego de un período de tiempo, comienza un proceso de conificación del gas, comenzando a producir gas libre del casquete de gas.

La producción del Área se inició con las plataformas AM-2 (jun-1994) y AM-3 (Ago-1994), observándose el incremento de caudal de petróleo al ingresar en producción las plataformas AM-5 (mar-1996), AM-1 (oct-1997) y AM-6 (oct-2000). Como producto del proceso de conificación del gas, se observa una fuerte declinación del petróleo y un incremento constante del caudal de gas. Posteriormente al ingreso de la plataforma AM-6, se observa un incremento de la producción de agua. Esta agua es producida en AM-6, como producto de que el contacto agua petróleo se encuentra dentro de la arena donde los pozos son productores y la presencia de un acuífero moderado en el flanco sur del yacimiento.

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.

Actualmente el sistema de producción es controlado por la demanda de gas. Cuando la demanda es máxima, la producción ocupa la capacidad máxima del sistema de captación de gas (el límite se encuentra en la capacidad de compresión). El líquido producido (petróleo y agua) es el asociado a la curva de gas. Para optimizar la producción de petróleo se prioriza la producción de pozos de baja RGP. Los pozos de alta RGP se abren o se cierran en función de la demanda de gas.

Se presenta la historia de producción del yacimiento y las instalaciones:

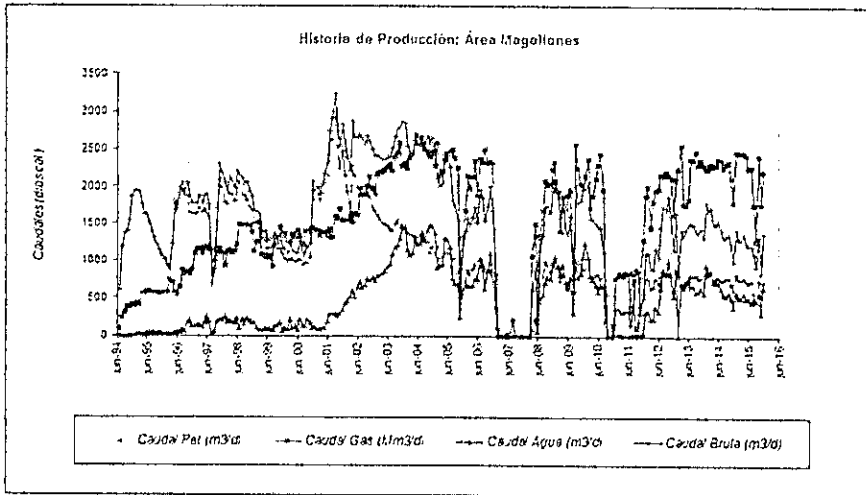


Figura 2. Historia de producción.

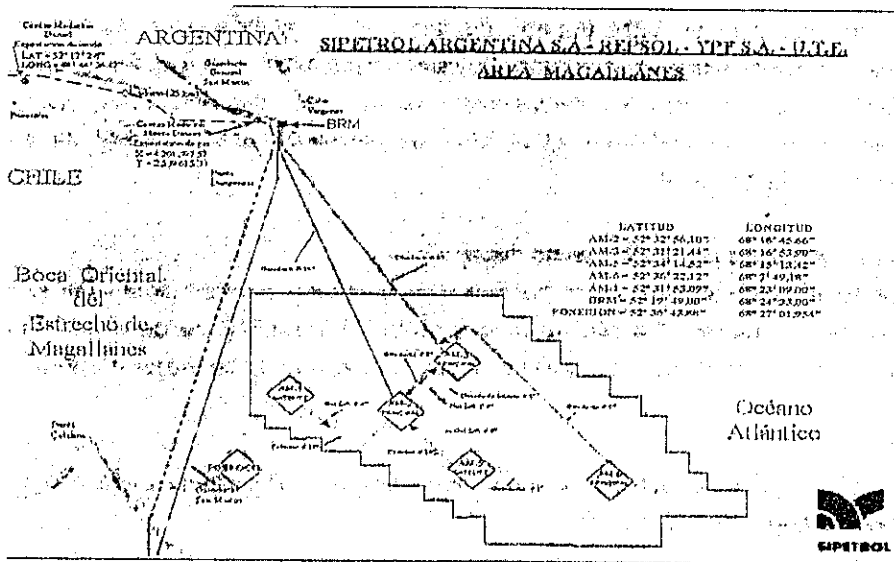


Figura 3. Esquema del proceso de producción.

SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
FOLIO
Nº 199
SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
REFOLIO
Nº 199
SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS
REFOLIO
Nº 199
SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARBUROS

R1

IT

[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

METODOLOGIA DE TRABAJO

Siendo el objetivo fundamental de este estudio establecer los volúmenes de hidrocarburos pertenecientes a la Provincia de Tierra del Fuego, se trabajó bajo las siguientes premisas:

A) VOLUMENES DE HIDROCARBUROS

La UBA (Universidad de Bs. As.) realizó la certificación de reservas al 31-12-2015 para el área Magallanes (que se entregó en Marzo de 2016 al Ministerio de Energía).

Para el del cálculo de reservas y pronóstico de producción, la compañía operadora utilizó un modelo integrado de reservorios construido con las herramientas de Petroleum Experts que consiste sintéticamente en el modelado del reservorio (Mbal) en que se tomaron las volumetrías resultantes del modelo estático y se construyó un modelo de múltiples tanques interconectados para simular el gradiente de presión entre plataformas.

Estos tanques fueron las plataformas AM-1; AM-2; AM-3; AM-5 y AM-6, continuando luego con el software Prosper para los modelos de pozo, bajo el concepto de análisis nodal, para evaluar la performance de los pozos, realizar análisis de sensibilidad y diseño de sistemas artificiales de producción. Y en la siguiente etapa se utilizó el software GAP para construir la red de superficie e integrar el reservorio y los pozos en el sistema y así poder realizar pronósticos de producción bajo dos escenarios distintos:

Escenario 1: Reservas comprobadas en producción

Se ingresaron al modelo las restricciones actuales de producción con la máxima capacidad de compresión de gas (2.4 MMm³/d de gas) en plataforma AM-2 y AM-3, presión de operación en BRM (Batería de Recepción Magallanes) de 78 Kg/cm², máximos diámetros de orificios de pozos (1 pulgada) y diámetros y longitudes de líneas de conducción. Estos valores de reservas comprobadas desarrolladas para toda el Área Magallanes fueron estimadas en 2.014 Mm³ de petróleo y 6.874 MMm³ de gas (certificación al 31-12-2015)

Escenario 2: Reservas comprobadas no desarrolladas

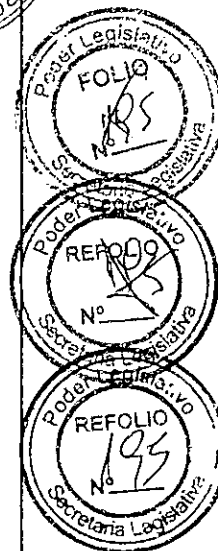
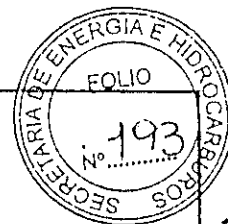
Las reservas en esta categoría corresponden al proyecto de incrementar la capacidad de compresión actual de 2,4 MM m³/d a 4 MMm³/d, posibilitando de esta forma acelerar la producción de petróleo y gas mediante la apertura de un mayor número de pozos.

Los pronósticos de producción, se generaron mediante el modelo integrado de reservorio anteriormente descrito.

Debido a que ESA indica que la fecha de puesta en marcha es concreta y que ya que se han realizado las licitaciones de los servicios y materiales requeridos (barcos para tendido de ducto, modificaciones en plataformas, caños, compresores, módulos, etc.)

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes



es que se estima que permite aplicar el concepto enumerado en la definición de reservas del SPE (número 4) que se transcribe:

“Las reservas correspondientes a pozos ubicados en zonas no desarrolladas pueden clasificarse como probadas no desarrolladas en las siguientes condiciones: (1) cuando dichos pozos se encuentren en la zona adyacente inmediata de pozos con producción comercial demostrada en la formación objetivo, (2) cuando hubiera seguridad razonable de que la zona de dichos pozos estuviera dentro de los límites productivos conocidos comprobados de la formación objetivo, (3) cuando los pozos cumplieran con la reglamentación vigente sobre distanciamiento entre pozos, y (4) cuando hubiera seguridad razonable de que las zonas serán desarrolladas.”

B) ALOCACION DE ESAS RESERVAS

Las reservas certificadas a Diciembre de 2015 fueron presentadas para todo el yacimiento sin discriminación de zonas o plataformas. En otras palabras, no se discretizó cuanto le correspondió a cada tanque (o sea, a cada plataforma). A fin de proceder a alocación de las reservas por jurisdicción, se toma como base el Acuerdo existente entre las provincias de Tierra del Fuego y de Santa Cruz, originariamente firmado el 08 de Noviembre del año 1994 y ratificado por los respectivos Poderes Ejecutivos provinciales el día 19 de Marzo de 2010. En base a dicho Acuerdo, los pozos pertenecientes a las plataformas AM-1, AM-2 y AM-5, se encuentran en la zona común de 12 millas de plataforma correspondiente a las provincias de Tierra del Fuego y Santa Cruz.

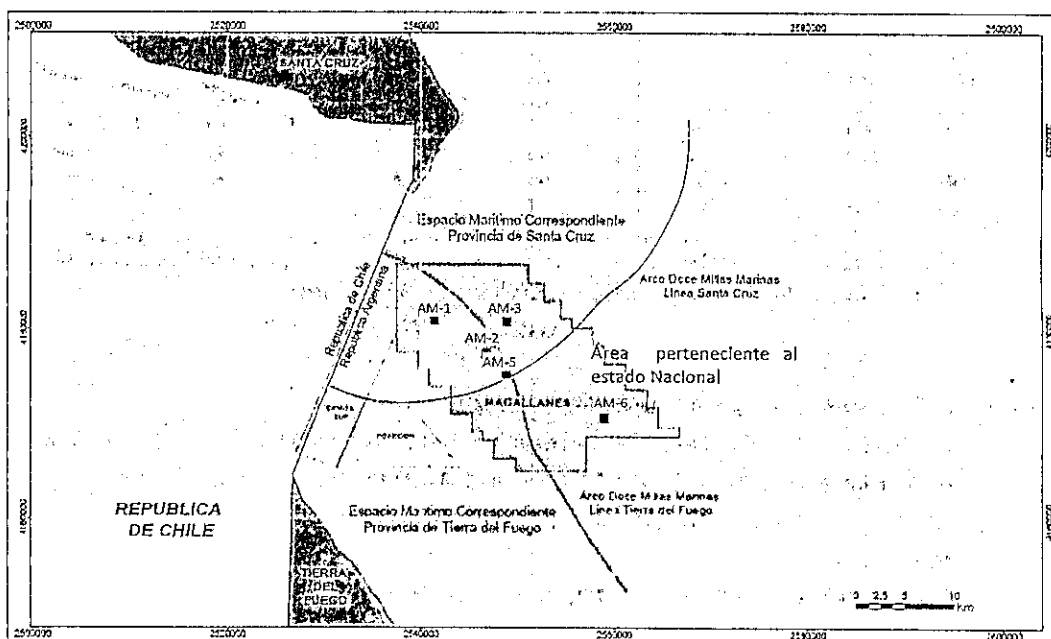


Figura 4. Ubicación de plataformas por jurisdicción

Daniel E. Pérez

7

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prev de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Proc. de Tierra del Fuego A. e I. S. S.

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

En síntesis, de las cinco plataformas existentes, una de ellas (AM-6) produce íntegramente en la zona del Estado Nacional mientras que la AM-3 produce de la zona afectada exclusivamente a la Provincia de Santa Cruz mientras que tres plataformas (AM-1; AM-2 y AM-5) producen de la zona compartida entre Santa Cruz y Tierra del Fuego.

El aporte correspondiente al tanque de las plataformas AM-1; AM-2 y AM-5 fue estimado en dos escenarios:

Escenario 1: Reservas comprobadas desarrolladas en producción

Se calcularon teniendo en cuenta las restricciones actuales de producción con la máxima capacidad de compresión de gas (2.4 MMm³/d de gas).

Los valores de reservas comprobadas desarrolladas para el área compartida de las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego, fueron estimadas en 884.8 Mm³ de petróleo y 2296.7 MMm³ de gas de los cuales la plataforma AM-1 aporta 755.1 Mm³ de petróleo y 1742.9 MMm³ de gas; la plataforma AM-2 aporta 65.2 Mm³ de petróleo y 436.4 MMm³ de gas y la plataforma AM-5 aporta 64.5 Mm³ de petróleo y 117.4 MMm³ de gas respetando las mismas pautas y consideraciones económicas usadas en la Certificación al 31/12/2015.

A continuación se ilustra por año:

Año	Plataforma AM1		Plataforma AM2		Plataforma AM5	
	Prod Pet Mm ³	Prod Gas MMm ³	Prod Pet Mm ³	Prod Gas MMm ³	Prod Pet Mm ³	Prod Gas MMm ³
2017	16,5	34,9	3,2	19,2	1,6	2,7
2018	91,4	228,5	17,4	106,0	9,1	15,7
2019	89,5	192,3	14,8	91,5	8,2	14,3
2020	83,7	175,9	11,8	75,1	7,5	13,2
2021	81,0	170,6	7,2	51,8	6,6	11,8
2022	73,2	158,3	6,6	47,9	6,2	11,8
2023	70,7	183,7	2,1	22,3	5,8	10,7
2024	68,3	155,9	0,9	9,7	5,4	10,2
2025	64,3	157,1	0,4	4,3	5,0	9,5
2026	61,7	136,2	0,6	6,0	4,7	9,1
2027	54,8	149,5	0,2	2,5	4,3	8,5
Total	755,1	1742,9	65,2	436,4	64,5	117,4

Total Comprobadas desarrolladas: Petróleo: 884.8 Mm³
Gas: 2296.7 MMm³

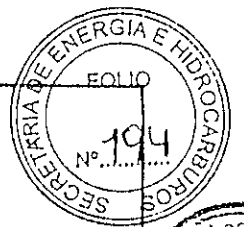
Escenario 2: Reservas comprobadas no desarrolladas

Las reservas en esta categoría corresponden al proyecto de incrementar la capacidad de compresión actual de 2,4 MM m³/d a 4 MMm³/d, posibilitando de esta forma acelerar la producción de petróleo y gas mediante la apertura de un mayor número de pozos.

El aporte de las plataformas AM-1; AM-2 y AM-5 es el siguiente:

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes



Año	Plataforma AM1	
	Prod Pet Mm3	Prod Gas MMm3
2017	2,0	2,3
2018	11,7	18,3
2019	11,0	18,2
2020	10,8	18,0
2021	10,2	15,3
2022	6,7	11,6
2023	5,9	8,7
2024	5,2	7,0
2025	3,9	5,4
2026	1,9	3,7
2027	0,9	2,7
Total	70,3	111,1

Año	Plataforma AM2	
	Prod Pet Mm3	Prod Gas MMm3
2017	2,7	15,8
2018	34,0	127,6
2019	30,8	127,0
2020	28,5	125,6
2021	23,6	107,0
2022	18,2	81,0
2023	17,1	61,0
2024	7,5	49,1
2025	1,9	37,9
2026	1,6	25,8
2027	0,9	19,1
Total	166,8	776,8

Año	Plataforma AM5	
	Prod Pet Mm3	Prod Gas MMm3
2017	0,3	1,9
2018	3,6	15,6
2019	3,3	15,5
2020	3,1	15,3
2021	2,7	13,1
2022	2,0	9,9
2023	1,8	7,4
2024	1,0	6,0
2025	0,4	4,6
2026	0,2	3,1
2027	0,1	2,3
Total	18,5	94,8

Total Comprobadas no desarrolladas: Petróleo: 255.6 Mm3

Gas: 982.7 MMm3

Debido a que todos los pozos productivos de las plataformas AM-1; AM-2 y AM-5 pertenecen al área compartida entre las Provincias de Tierra del Fuego y Santa Cruz, para discriminar el volumen correspondiente a la Provincia de Tierra del Fuego y de acuerdo a lo manifestado por YPF, el porcentaje perteneciente a dicha provincia es del 45% el total de volumen de hidrocarburos del área compartida

Conclusiones:

Los pozos perforados y productivos de la plataformas AM-1; AM-2 y AM-5 se encuentran todos drenando en el área compartida entre las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego. La plataforma AM-6, produce íntegramente en el área perteneciente al Estado Nacional y la plataforma AM-3, corresponde en su totalidad a la provincia de Santa Cruz.

Las reservas comprobadas desarrolladas manteniendo los actuales condiciones de explotación y considerando el periodo de Noviembre del 2017 hasta el fin de la Vida Útil alcanzan a

Plataforma AM-1; AM-2 y AM-5:

Petróleo: 884.8 Mm3 correspondiendo 398.2 Mm3 (45%) a la Provincia de Tierra del Fuego

Gas: 2296.7 MMm3 correspondiendo 1033.5 MMm3 (45%) a la Provincia de Tierra del Fuego

Las reservas comprobadas no desarrolladas, son aquellas que se sumarán cuando se cambien las actuales condiciones de explotación (proceso ya en estado de planeamiento y ejecución y que se terminara en el año 2017)

Plataforma AM-1; AM-2 y AM-5:

Petróleo: 255.6 Mm3 correspondiendo 115.0 Mm3 (45%) a la Provincia de Tierra del Fuego

Gas: 982.7 MMm3 correspondiendo 442.2 MMm3 (45%) a la Provincia de Tierra del Fuego

Daniel E. Pérez

9



ES COPIA

Sofía Beretjvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA



Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudacion Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Resumen Ejecutivo

Concesión: Área Magallanes

El total de reservas probadas (desarrolladas y no desarrolladas) correspondientes al área compartida de las provincias de Santa Cruz y Tierra del Fuego son para el período Nov. 2017 hasta el Fin de la Vida Útil:

Petróleo: 1140.4 Mm3 correspondiendo 513.2 Mm3 (45%) a la Provincia de Tierra del Fuego

Gas: 3279.4 MMm3 correspondiendo 1475.7 MMm3 (45%) a la Provincia de Tierra del Fuego



Daniel E. Pérez

10



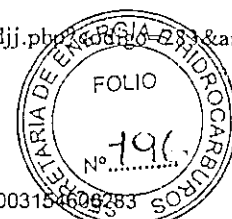
ES COPIA



Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I.A.G.



ANEXO III



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-i - Secretaría de Energía - Republica Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2005

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 28320161003154609283

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CIERRE DDJJ: 31-03-2006

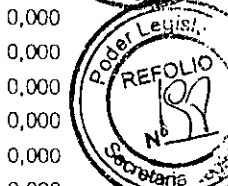
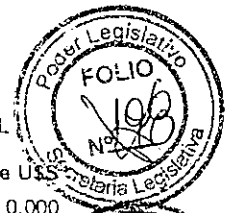
PROVINCIA: Santa Cruz

CUENCA: AUSTRAL

YACIMIENTO: MAGALLANES

UBICACION: Off Shore

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	Cantidad	Unidades	INVERSIONES		TOTAL
			EXPLORACION COMPLEMENTARIA	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	
			Millones de U\$S	Millones de U\$S	Millones de U\$S
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	0,000	0,000	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Civiles, Caminos, etc.	0,000		0,373	0,000	0,373
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,977	0,000	0,977
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		5,273	0,000	5,273
Otras Inversiones	0,000		4,505	0,000	4,505
Observaciones					



PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2005

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
11,128	0,000	11,128

[Handwritten signature]

03/10/2016 03:46 p.n

ES COPIA

[Handwritten signature]
 Sofia Beretervide
 Coord. de Secretaria Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoquina
 Prov. de Tierra del Fuego A. S. I. A. S.

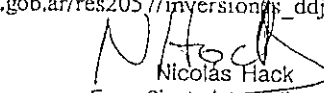
ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord de Secretaría Gral
Agencia de Recaudación Fiscal
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.

IESCO

https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=283&an..

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada


Nicolás Hack
Enap-Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado

FIRMA DEL APODERADO



28320161003154606283





Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-I - Secretaría de Energía - Republica Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2006

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
 OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
 PROVINCIA: Santa Cruz
 YACIMIENTO: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 304020161003154849040
 CIERRE DDJJ: 20-02-2006

CUENCA: AUSTRAL
 UBICACION: Off Shore



DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	Cantidad	Unidades	INVERSIONES		TOTAL
			EXPLORACION COMPLEMENTARIA	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	
			Millones de U\$S	Millones de U\$S	Millones de U\$S
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	0,000	0,000	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Cíviles, Caminos, etc.	0,000		0,334	0,000	0,334
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,425	0,000	0,425
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		1,749	0,000	1,749
Otras Inversiones	0,000		2,100	0,000	2,100
Observaciones					

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2006

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
4,608	4,608

03/10/2016 08:46 p.m.

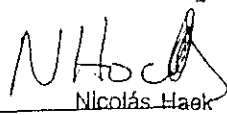
ES COPIA

Sofía Berberide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoína
 Prov. de Tierra del Fuego A. o I.A.B.

ESCO

https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=3040&a..

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada


Nicolás Haek
Enap Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado
FIRMA DEL APODERADO



304020161.0031546433040

ES COPIA


Sofia Peretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.





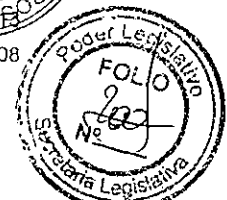
Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-I - Secretaría de Energía - República Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2007

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
 OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
 PROVINCIA: Santa Cruz
 YACIMIENTO: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 60132016100316470060
 CIERRE DDJJ: 14-02-2008

CUENCA: AUSTRAL
 UBICACION: Off Shore



DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	Cantidad	Unidades	INVERSIONES		TOTAL
			EXPLOTACION Millones de U\$S	EXPLORACION COMPLEMENTARIA Millones de U\$S	
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	20,900	km	45,107	0,000	45,107
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,070	0,000	0,070
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	0,000	0,000	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Civiles, Caminos, etc.	0,000		0,556	0,000	0,556
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,090	0,000	0,090
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,451	0,000	0,451
Otras Inversiones	0,000		2,176	0,000	2,176
Observaciones					

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2007

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLOTACION	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
48,450	0,000	48,450

ES COPIA

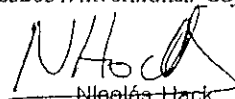
03/10/2016 13:47 p.n

Sofia Beretevide
 Coord. de Secretaria Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoína
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. B.

IESCO

https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=6013&a..

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada




Nicolás Hack
Enap Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado

FIRMA DEL APODERADO



6013201610031547006013

ES COPIA



Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-i - Secretaría de Energía - Republica Argentina

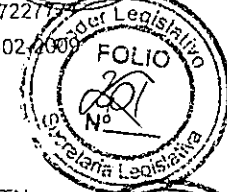
PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2008

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
 OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
 PROVINCIA: Santa Cruz
 YACIMIENTO: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 777720161003154722177

CIERRE DDJJ: 19-02-2009

CUENCA: AUSTRAL
 UBICACION: Off Shore



EXPLORACION COMPLEMENTARIA
 EXPLORACION COMPLEMENTARIA
 TOTAL

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCION	Cantidad	Unidades	Millones de U\$S	Millones de U\$S	Millones de U\$S
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	20,900	km	16,080	0,000	16,080
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	0,000	0,000	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Civiles, Caminos, etc.	0,000		0,430	0,000	0,430
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,030	0,000	0,030
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		1,700	0,000	1,700
Otras Inversiones	0,000		2,980	0,000	2,980
Observaciones					

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2008

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
21,220	0,000
	21,220

ES COPIA

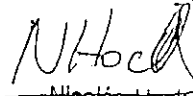
03/10/2016 07:47 p.m.

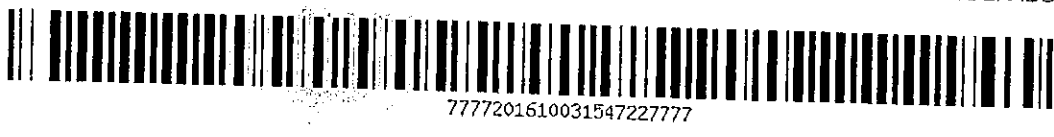
Sofia Beretevide
 Cood. de Secretaria Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

SESCO


https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=7777&a..

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada


Nicolás Hack
Enap SÍpetrol Argentina S.A.
Apoderado
FIRMA DEL APODERADO



ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-I - Secretaría de Energía - República Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2009

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

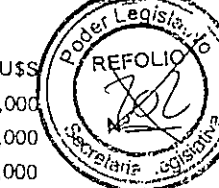
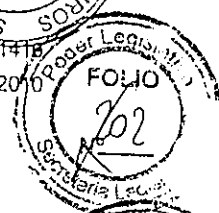
PROVINCIA: Santa Cruz

YACIMIENTO: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 114162016100315473611416

CIERRE DDJJ: 16-03-2010

CUENCA: AUSTRAL
UBICACION: Off Shore



DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	Cantidad	Unidades	INVERSIONES		TOTAL
			EXPLORACION COMPLEMENTARIA	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	
			Millones de U\$S	Millones de U\$S	Millones de U\$S
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	0,000	km	1,720	0,000	1,720
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	0,000	0,000	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Cíviles, Caminos, etc.	0,000		0,210	0,000	0,210
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,730	0,000	0,730
Otras Inversiones	0,000		3,550	0,000	3,550
Observaciones					

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2009

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
6,210	6,210

ES COPIA

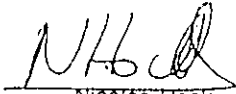
03/10/2016 02:47 p.m.

Sofía Beretelvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

DESCO

https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=11416&..


Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada


NICOLÁS HACK
Enap Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado
FIRMA DEL APODERADO



114162016100315473611416

ES COPIA

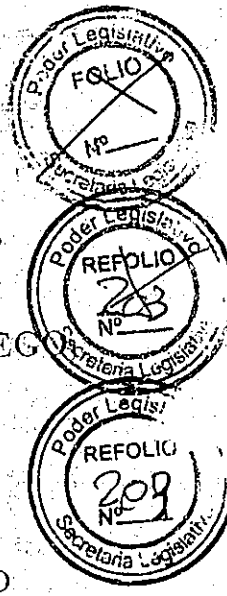

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



ESCRITA



Sofía Berávide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Promoción Fúguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. A. S.



GOBERNACION DE LA PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO
ANTARTIDA E ISLAS DEL ATLANTICO SUR
REPUBLICA ARGENTINA

DIRECCION GENERAL DE ADMINISTRACION Y DESPACHO
SECRETARIA GENERAL DE GOBIERNO

DIRECCION MESA DE ENTRADAS Y SALIDAS

Nº
014096 - 5H

AÑO
2016

FECHA Tierra del Fuego, 12 de Setiembre de 2016

INICIADOR D.A.E. SECRETARIA DE ENERGIA E HIDROCARB

EXTRACTO S/PRORROGA DE CONCESION DE EXPLOTACION -
CMA AREA MAGALLANES. -

EXPEDIENTES AGREGADOS

Nº DE ORIGEN	FECHA DE ORIGEN	CANTIDAD DE FOLIOS
48	06/09/16	0001

CUERPO
II

1 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

16 AGO 2017
 DELEGACIÓN USTAJA
 Sofia Berete de
 de Secretaría Gral.
 Recaudación FUEGUINA
 Agencia de Recaudación FUEGUINA
 Prev. Ho. 113

2 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

3 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

Sofia Berete de
 de Secretaría Gral.
 Recaudación FUEGUINA
 Agencia de Recaudación FUEGUINA
 Prev. Ho. 113

10 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

4 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

11 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

5 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

12 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

6 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

13 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

7 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

14 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

8 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

15 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

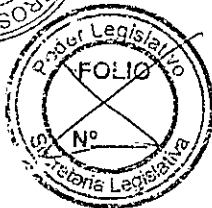
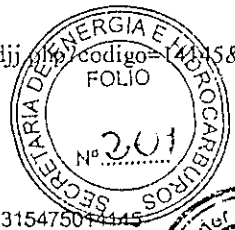
Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

9 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:

16 ÁREA DE RECEPCIÓN:.....

Entrada: / /	Salida: / /
Hora:	Hora:
Firma y Aclaración:	Firma y Aclaración:



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-i - Secretaría de Energía - Republica Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2010

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
 OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
 PROVINCIA: Santa Cruz
 YACIMIENTO: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 1414520161003154750-14145
 CIERRE DDJJ: 06-04-2011

CUENCA: AUSTRAL
 UBICACION: Off Shore

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	EXPLORACION		EXPLORACION COMPLEMENTARIA		TOTAL
	Cantidad	Unidades	Millones de U\$S	Millones de U\$S	Millones de U\$S
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,900	0,000	0,900
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	1,820	0,000	1,820
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Cíviles, Caminos, etc.	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,030	0,000	0,030
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		2,360	0,000	2,360
Otras Inversiones	0,000		4,050	0,000	4,050
Observaciones					

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2010

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.
 CONCESION: MAGALLANES
 CUENCA: AUSTRAL
 TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
9,160	0,000	9,160

ES COPIA

Sofía Beretervide
 Sofía Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA




Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I A S

SESCO

https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=14145&..

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada



Nicolás Hack
Enap SIpetrof Argentina S.A.
Apoderado
FIRMA DEL APODERADO



141452016100315475014145



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-i - Secretaría de Energía - Republica Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2011

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES

CODIGO INTERNO: 169632016100315480546853

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CIERRE DDJJ: 30-03-2012

PROVINCIA: Santa Cruz

CUENCA: AUSTRAL

YACIMIENTO: MAGALLANES

UBICACION: Off Shore

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	Cantidad	Unidades	INVERSIONES		TOTAL
			EXPLORACION COMPLEMENTARIA	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	
			Millones de U\$S	Millones de U\$S	Millones de U\$S
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km²	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000	0,000
Oleoductos	0,000	km	1,830	0,000	1,830
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000	hp	1,470	0,000	1,470
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000	m³/día	0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Cíviles, Caminos, etc.	0,000		0,030	0,000	0,030
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,290	0,000	0,290
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,040	0,000	0,040
Otras Inversiones	0,000		66,160	0,000	66,160

Observaciones En otras inversiones se incluye la Normalización y Puesta en marcha de AM2.

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2011

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION COMPLEMENTARIA	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
69,820	0,000	69,820

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

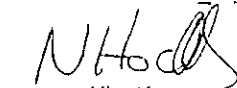


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A e I.A.S.

ESCO

https://www.se.gob.ar/res2057/inversiones_ddjj.php?codigo=16963&

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada .



Nicolás Hack
Enap Spetrol Argentina S.A.
Apoderado

FIRMA DEL APODERADO



169632016100315480516963





Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-I - Secretaría de Energía - República Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2012

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
 OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CODIGO INTERNO: 708220161003154827
 CIERRE DEL EJERCICIO: 31-12-2012

PROVINCIA: Santa Cruz

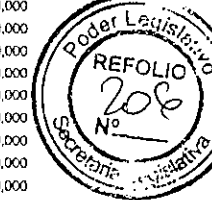
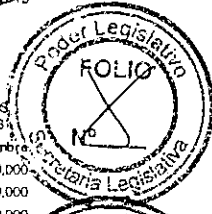
TIPO DE EXPLOTACION: Convencional

CUENCA: AUSTRAL

YACIMIENTO: MAGALLANES

UBICACION: Off Shore

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	EXPLORACION			EXPLOTACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			TOTAL	RECURSOS HUMANOS
	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Millones de US\$	Total Hs. Hombre
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	0,000
Gravimetría y/o Magnetimetría	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Cleoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	0,427	0,000	km	0,000	0,427	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	0,366	0,000	km	0,000	0,366	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		3,893	0,000		0,000	3,893	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Cíviles, Caminos, etc.	0,000		0,000	0,000		0,083	0,000		0,000	0,083	0,000
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,000	0,000		0,131	0,000		0,100	0,131	0,000
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,000	0,000		0,890	0,000		0,000	0,890	0,000
Otras Inversiones	0,000		0,000	0,000		3,771	0,000		0,000	3,771	0,000
Observaciones											



PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2012

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada

EXPLORACION

EXPLOTACION

EXPLORACION COMPLEMENTARIA

TOTAL

0,000

9,561

0,000

9,561



FIRMA DEL APODERADO
 Nicolás Hack
 Enap Sipetrol Argentina S.A.
 Apoderado

ES COPIA

03/10/2016 03:48 p.m

Sofía Bpretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-1 - Secretaría de Energía - República Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2013

CODIGO INTERNO: 2057-04610031-0176
CIERRE 31-07-2014

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

PROVINCIA: Santa Cruz

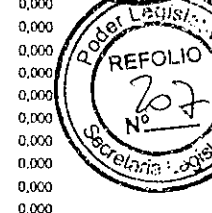
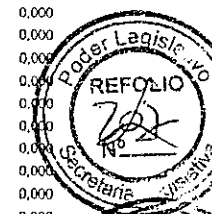
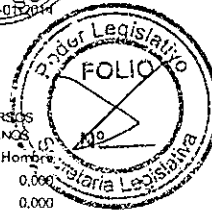
TIPO DE EXPLOTACION: Convencional

CUENCA: AUSTRAL

UBICACION: Off Shore

YACIMIENTO: MAGALLANES

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	EXPLORACION			EXPLOTACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			TOTAL	RECURSOS HUMANOS
	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Millones de US\$	Total Hs. Homos
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	0,000
Gravimetría y/o Magnetometría	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Cleoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	0,240	0,000	km	0,000	0,240	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	0,020	0,000	km	0,000	0,020	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		1,390	0,000		0,000	1,390	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000		0,067	0,000		0,000	0,067	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Civiles, Caminos, etc.	0,000		0,000	0,000		1,740	0,000		0,000	1,740	0,000
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,000	0,000		0,270	0,000		0,000	0,270	0,000
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,000	0,000		0,400	0,000		0,000	0,400	0,000
Otras Inversiones	0,000		0,000	0,000		7,650	0,000		0,000	7,650	0,000
Observaciones											



PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2013

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION

EXPLOTACION

EXPLORACION COMPLEMENTARIA

TOTAL

0,000

11,777

0,000

11,777

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada



Nicolas Hack
FIRMA DEL APODERADO
Nicolas Hack
Enap Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado

[Signature]

03/10/2016 03:48 p.m.

ES COPIA

[Signature]
Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-1 - Secretaría de Energía - República Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2014

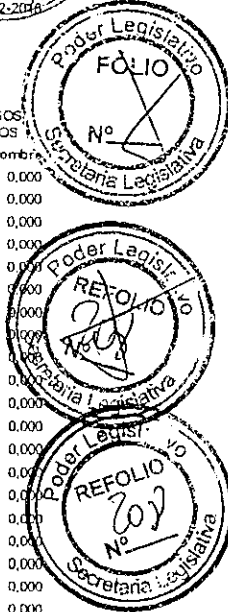
ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A

PROVINCIA: Santa Cruz
YACIMIENTO: MAGALLANES

TIPO DE EXPLOTACION: Convencional
CUENCA: AUSTRAL
UBICACION: Off Shore

CODIGO INTERNO: 45000006109316420
CIERRE DD: 03-02-2016

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	EXPLORACION			EXPLOTACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			TOTAL	RECURSOS HUMANOS
	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Cantidad	Unidades	Millones de US\$	Millones de US\$	Total Hs. Hombre
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	0,000
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	0,000
Gravimetría y/o Magnetometría	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Cleoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	1,721	0,000	km	0,000	1,721	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	0,557	0,000	km	0,000	0,557	0,000
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	0,000
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		2,530	0,000		0,000	2,530	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000		0,330	0,000		0,000	0,330	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Civiles, Caminos, etc.	0,000		0,000	0,000		1,605	0,000		0,000	1,605	0,000
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,000	0,000		0,003	0,000		0,000	0,003	0,000
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,000	0,000		1,104	0,000		0,000	1,104	0,000
Otras Inversiones	0,000		0,000	0,000		3,575	0,000		0,000	3,575	0,000
Observaciones											



PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2014

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada

EXPLORACION	EXPLOTACION	EXPLORACION COMPLEMENTARIA	TOTAL
0,000	11,425	0,000	11,425



FIRMA DEL APODERADO
Nicolas Hack
Nicolás Hack
Enap Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado

[Signature]

03/10/2016 03:48 p.m

ES COPIA

[Signature]
Sofía Berajewide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Resolución 2057/2005 - Adjunto IV-I - Secretaría de Energía - República Argentina

PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2016

ÁREA / PERMISO / CONCESION: MAGALLANES
OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CODIGO INTERNO: 0218021100015915
CIERRE DEL 2014-03-2014

PROVINCIA: Santa Cruz

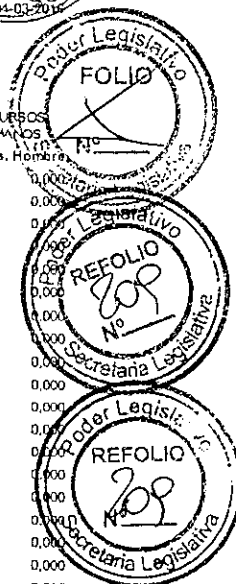
TIPO DE EXPLOTACION: Convencional

CUENCA: AUSTRAL

YACIMIENTO: MAGALLANES

UBICACION: Off Shore

DESCRIPCION DEL PLAN DE ACCION	EXPLORACION		EXPLOTACION		EXPLORACION COMPLEMENTARIA		TOTAL		RECURSOS HUMANOS Total Hs. Hombre		
	Cantidad	Unidades	Miliones de US\$	Cantidad	Unidades	Miliones de US\$	Cantidad	Unidades		Miliones de US\$	
Adquisición de datos sísmicos 2D	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	
Adquisición de datos sísmicos 3D	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	
Gravimetría y/o Magnetometría	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	km2	0,000	0,000	
Perforación Pozos Exploratorios	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Avanzada	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Productores de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Productores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Sumideros	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Inyectores de Agua	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Inyectores de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Reparación de Pozos de Petróleo	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Reparación de Pozos de Gas	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Conversión de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Abandono de Pozos	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	pozos	0,000	0,000	
Instalaciones Recuperación Asistida	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Instalaciones Recuperación Secundaria	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Equipos de Bombeo de Petróleo	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Oleoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	6,329	0,000	km	0,000	6,329	0,000
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Decalado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Plantas de Almacenaje	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Unidades LACT	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Gasoductos	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	km	0,000	0,000	
Redes de Captación de Gas Natural	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	m	0,000	0,000	
Plantas de Tratamiento de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	
Plantas de Compresión de Gas Natural	0,000		0,000	0,000		10,863	0,000		0,000	10,863	0,000
Plantas de Separación de Gas Licuado	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Reparación y Actualización de Motores y Compresores	0,000		0,000	0,000		0,001	0,000		0,000	0,001	0,000
Edificios, Almacenes, Obras Cíviles, Caminos, etc.	0,000		0,000	0,000		1,137	0,000		0,000	1,137	0,000
Instalaciones y Equipos de Telecomunicación	0,000		0,000	0,000		0,056	0,000		0,000	0,056	0,000
Instalaciones y Equipo de Laboratorio	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000		0,000	0,000	0,000
Medio Ambiente	0,000		0,000	0,000		0,410	0,000		0,000	0,410	0,000
Otras Inversiones	0,000		0,000	0,000		2,260	0,000		0,000	2,260	0,000
Observaciones											



PLAN DE ACCION E INVERSIONES REALIZADAS AÑO 2015

OPERADOR: ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION: MAGALLANES

CUENCA: AUSTRAL

TOTAL: MAGALLANES

EXPLORACION

EXPLOTACION

EXPLORACION COMPLEMENTARIA

TOTAL

0,000

21,159

0,000

21,159

Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada



5234920161003154915

N. Hack
FIRMA DEL APODERADO

Nicolás Hack
Enap Sipetrol Argentina S.A.
Apoderado

[Signature]
03/10/2016 03:49 p.m

ES COPIA

[Signature]
Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

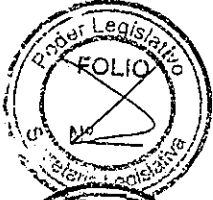
A 54280
A r114
R 15



REGISTRO NACIONAL



7.072
Siete mil setenta y dos 077859102



CECER - LEY 1404 CCRB
LEGALIZACION

150812 369772



12/05/22
12/09/2016

1 ESCRITURA NUMERO: MIL DOSCIENTOS NOVENTA Y OCHO.-----

2 PODER GENERAL Y AMPLIO DE ADMINISTRACIÓN: "ENAP SIPETROL

3 ARGENTINA S.A." a Carlos Martin CITTADINI y otros.-----

4 En la Ciudad de Buenos Aires a veintinueve de julio del

5 año dos mil quince ante mí Escribano Público comparece

6 Carlos Martín CITTADINI, Documento Nacional de Identidad

7 21.924.672, casado, domiciliado legalmente en Tucumán 1

8 piso primero de esta Ciudad, mayor de edad, de mi conoci-

9 miento doy fe, así como de que concurre a este acto en

10 nombre y representación de la sociedad con domicilio en

11 esta Ciudad en Tucumán 1 piso primero, denominada "ENAP

12 SIPETROL ARGENTINA S.A.", en su carácter de Vicepresiden-

13 te de la misma especialmente autorizado para este acto,

14 justificando la personería de la sociedad con las si-

15 guientes escrituras: a) De su constitución bajo la deno-

16 minación de "Sipetrol Argentina S.A." del 17 de julio de

17 1997 pasada al folio 16283 de este registro, cuyo testi-

18 monio se inscribió en el Registro Público de Comercio de

19 esta Ciudad el 31 de julio de 1997 bajo el número 8202

20 del libro 121 tomo "A" de Sociedades Anónimas. b) De au-

21 mento de capital y reforma de la cláusula cuarta del es-

22 tatuto social del 12 de enero de 1998 pasada al folio 388

23 de este registro, cuyo testimonio se inscribió en el ci-


24 tado Registro el 24 de julio de 1998 bajo el número 6370

25 del libro 2 de Sociedades por Acciones. c) De aumento de

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coor. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. O. S.



A 077859102

capital a la suma de 15.029.123 pesos del 17 de mayo de 26
1999 pasada al folio 3398 de este registro, cuyo testimo- 27
nio se inscribió en el citado Registro el 11 de junio de 28
1999 bajo el número 8247 del libro 5 de Sociedades por 29
Acciones. d) De reforma de estatutos del 10 de junio de 30
2005 pasada al folio 6323 de este registro, cuyo testimo- 31
nio se inscribió en el citado Registro el 7 de septiembre 32
de 2005 bajo el número 10103 del libro 28 de Sociedades 33
por Acciones. e) De cambio de su denominación social por 34
la actual y reforma del artículo primero del estatuto del 35
15 de mayo de 2006 pasada al folio 4603 de este registro, 36
cuyo testimonio se inscribió en el citado Registro el 18 37
de mayo de 2006 bajo el número 7489 del libro 31 de So- 38
ciedades por Acciones. Y f) Del texto ordenado de sus es- 39
tatutos del 26 de julio de 2006 pasada al folio 8499 de 40
este registro, cuyo testimonio se inscribió en el citado 41
Registro el 8 de agosto de 2006 bajo el número 12184 del 42
libro 32 de Sociedades por Acciones. A mayor abundamiento 43
transcribo a continuación partes pertinentes de algunos 44
de los artículos del estatuto social que dicen así: "Pri- 45
mera: Bajo la denominación "ENAP Sipetrol Argentina S.A." 46
continúa funcionando la sociedad anteriormente denominada 47
"Sipetrol Argentina S.A.", cuyo domicilio se encuentra en 48
la Ciudad de Buenos Aires ... Clausula Segunda La Socie- 49
dad tendrá una duración de noventa y nueve (99) años con- 50

ES COPIA

Sofia Berajervide
Coord de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fieguina
Prov. de Tierra del Fuego

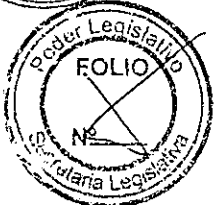
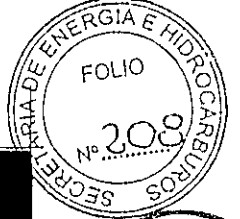


PROTUBERONALIAL




7.073

Siete mil setenta y tres MAT. 5243 A 077859103



2 de Comercio ... Clausula Cuarta El capital social es de
3 cinco millones veintinueve mil ciento veintitres pesos
4 ... Cláusula Septima La dirección y administración de la
5 Sociedad está a cargo de un Directorio integrado por cin-
6 co (5) Directores titulares ... Serán elegidos por el
7 término de un ejercicio ... Sesionará y adoptará sus re-
8 soluciones con la presencia y el voto favorable de por lo
9 menos cuatro (4) de sus miembros. En caso de empate el
10 Presidente desempatará votando nuevamente. En su primera
11 reunión el Directorio elegirá al Presidente y al Vicepre-
12 sidente que reemplaza al primero en su ausencia o impedi-
13 mento ... El Directorio tiene amplias facultades de admi-
14 nistración y disposición ... La representación legal de
15 la Sociedad corresponde al Presidente del Directorio, y
16 en caso de su ausencia o impedimento al Vicepresidente
17 ... Clausula Octava. La fiscalización de la sociedad está
18 a cargo de una Comisión Fiscalizadora compuesta por tres
19 (3) síndicos titulares ... designados por la Asamblea por
20 el término de un ejercicio ... Clausula Decimo Primera.
21 Al cierre del ejercicio social que se operará al 31 de
22 diciembre de cada año se confeccionarán los estados con-
23 tables ..." El carácter invocado por el compareciente
24 consta en las actas de Asamblea y Directorio del 9 de
25 enero de 2015 que en sus libros respectivos tuve a la

ES COPIA


Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Comuna de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859103

vista, han sido transcriptas en el instrumento privado 26
inscripto en el citado Registro el 18 de marzo de 2015 27
bajo el número 4298 del libro 73 de Sociedades por Accio- 28
nes que en fotocopia autenticada se agregó al folio 3681 29
protocolo del año 2015 y de las que resulta que el Direc- 30
torio de la sociedad está integrado de la siguiente for- 31
ma: Presidente Hesketh Streeter, Vicepresidente Carlos 32
Martín Cittadini, Directores Titulares Miguel Hernán Pes- 33
ce, Roberto Daniel Abraham y Hernán Diego Flores Gómez y 34
Director Suplente Lisandro Flavio Rojas Gaillani. La au- 35
torización para la realización de este acto consta en el 36
acta de Directorio que en su libro respectivo tuvo a la 37
vista y transcripta en lo pertinente dice así: "ACTA DE 38
DIRECTORIO N° 236: En la ciudad de Buenos Aires a los 6 39
días del mes de Julio de 2015 ... se reúne en la sede so- 40
cial, el Directorio de Enap Sipetrol Argentina S.A. (la 41
"Sociedad") con la participación de los Sres. Directores 42
que suscriben al pie de la presente. Se deja constancia 43
que el Sr. Director Hesketh Streeter se encuentra comuni- 44
cado bajo la metodología de videoconferencia. Asiste tam- 45
bién el Sr. Representante de la Comisión Fiscalizadora. 46
Toma la palabra el Sr. Hesketh Streeter quien declara 47
abierta la sesión informando a los presentes que existe 48
quórum para sesionar válidamente, poniendo a considera- 49
ción el primer Punto del Orden del Día: OTORGAMIENTO DE 50

ES COPIA

[Handwritten signature]

Sofía Beretervide
Coord de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

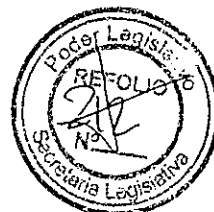
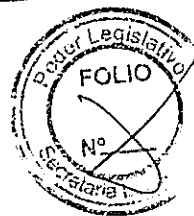


PROTÉGONO FORMAL



7.074


Siete mil setenta y cuatro *[Circular stamp: J. R. VILLARUS del CASTILLO MAT. 6243]* 077859104



1 UN PODER GENERAL Y AMPLIO DE ADMINISTRACIÓN. toma la pa-
 2 labra el Sr. Presidente y expresa que, atento a las nece-
 3 sidades de la sociedad, ve conveniente el otorgamiento de
 4 un Poder General amplio para actuar en representación de
 5 ENAP SIPETROL ARGENTINA SA, y en representación de las
 6 Uniones Transitorias de Empresas denominadas "ENAP SIPE-
 7 TROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A. - UNIÓN TRANSITORIA DE EM-
 8 PRESAS"; "ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A. - Unión
 9 Transitoria de Empresas CAM 2/A SUR", y "ENERGÍA ARGENTI-
 10 NA S.A. - ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A. - YPF S.A. UNIÓN
 11 TRANSITORIA DE EMPRESAS E2" que operan las Áreas Magalla-
 12 nes, CAM 2/A Sur (Lote Poseidón) y E2, respectivamente a
 13 favor de los señores: Carlos Martín Cittadini DNI
 14 21.924.672; Roberto Daniel Abraham DNI 22.626.110, Maria-
 15 no Ricardo Ciapparelli DNI 22.255.655; Alberto Luis Pau-
 16 lino Damianovic Barria DNI 95.022.820; Pedro Sergio Mo-
 17 lina DNI 17.408.300; Hernán Diego Flores Gomez DNI
 18 17.802.735; Daniel Perez Simon DNI 10.502.559; Miguel
 19 Hernán Pesce DNI 23.377.620; Walter Sebastián Fernandez
 20 Cioco DNI 22.269.359; Diego Fernando Blanco DNI
 21 22.822.541; Christian Martinez Gramuglia DNI 21.871.374;
 22 Nicolás Alejandro Hack DNI 26.893.748, Alberto Lourdes
 23 Rivero DNI 14.281.672 y Esteban Dario Vera DNI 24.838.872
 24 en los siguientes términos: para que actuando en forma
 25 conjunta o indistinta en nombre y representación de la

[Handwritten signature]

ES COPIA


Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859104

sociedad, realicen los siguientes actos e intervengan en 26
todos los asuntos relacionados con el desarrollo de los 27
negocios de la sociedad, comprendiendo enunciativamente 28
pero sin limitarse a: A) Administración: Administrar to- 29
dos los bienes muebles, inmuebles, automotores, títulos, 30
valores mobiliarios y semovientes que actualmente posee 31
la sociedad o que ingresaren más adelante en su patrimo- 32
nio por cualquier causa, razón o título, con facultad pa- 33
ra efectuar en ellos las reparaciones que fueren neces- 34
rias para su conservación; hacer y pagar los gastos pro- 35
pios de la administración y los que originen las refac- 36
ciones de los bienes, abonar tasas, contribuciones, ex- 37
pensas e impuestos de toda índole; cobrar y percibir 38
cuentas, alquileres o arrendamientos y créditos de cual- 39
quier naturaleza y origen; hacer o aceptar cesiones de 40
derechos, créditos, valores, daciones en pago u otras ga- 41
rantías, obligaciones y derechos, aceptar, impugnar o ve- 42
rificar pagos por consignación; contratar locaciones de 43
servicios como parte locadora o parte locataria y seguros 44
contra incendios u otros accidentes y pagar y cobrar las 45
primas; renunciar a prescripciones adquiridas y liberato- 46
rias; celebrar toda clase de contratos relacionados con 47
la administración de los bienes bajo cualquier forma y 48
condición; dar, tomar o probar posesiones de bienes; 49
prestar o exigir fianzas o cauciones, nombrar administra- 50

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

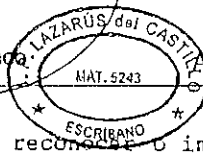


PROFESION NOTARIAL

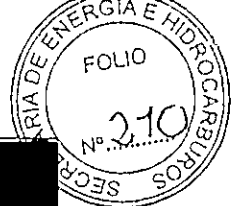


7.075

Siete mil setenta y cinco



077859105



1 dores y factores de comercio; reconocer o impugnar obli-
 2 gaciones preexistentes, pudiendo asegurarlas con garanti-
 3 as reales o personales; abrir y clausurar cuentas, fijar
 4 sus saldos activos y pasivos; retirar la correspondencia
 5 epistolar y telegráfica y los valores, giros, certifica-
 6 dos, cartas y encomiendas terrestres, marítimas, aéreas
 7 del interior o del exterior del país, consignadas a nom-
 8 bre de la parte mandante y suscribir avisos, recibos y
 9 demás resguardos, cobrar y percibir, dar recibos o cartas
 10 de pago y otros resguardos, celebrar y disolver toda cla-
 11 se de contratos de colaboración empresaria, joint ventu-
 12 res, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de
 13 colaboración empresaria; emplear personal en relación de
 14 dependencia, celebrar y resolver toda clase de convención
 15 o contrato laboral individual o colectivo, celebrar
 16 acuerdos por servidumbres hidrocarburíferas, transigir,
 17 conciliar e indemnizar a propietarios superficarios con-
 18 forme el artículo 100 de la Ley 17.319 y normas concor-
 19 dantes por la ocupación de sus propiedades con motivo del
 20 desarrollo de las actividades de la sociedad; constituir
 21 y disolver fideicomisos, actuar como fiduciante, fiducia-
 22 rio, fideicomisario y/o beneficiario de fideicomisos. B)
 23 Gestiones Administrativas: Gestionar ante la administra-
 24 ción pública y autoridades nacionales, provinciales o mu-
 25 nicipales y sus dependencias y reparticiones en general

[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral
Agencia de Recaudación Fискална
Prov. de Tierra del Fuego A. G. I. A. S.



A 077859105

especialmente de la Capital Federal y las provincias de 26
Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, Malvinas y Antárti- 27
da Argentina, Buenos Aires, Gobiernos, Ministerios, Se- 28
cretarías de Estado, Legislaturas, Cámaras, Cortes, Muni- 29
cipalidades, Tribunales de Faltas, Ministerio de Trabajo 30
y Seguridad Social y sus delegaciones regionales, Cajas 31
de Jubilaciones y Pensiones, Administración Nacional de 32
la Seguridad Social, Administración Nacional de Aduanas y 33
sus dependencias, Correos y Telecomunicaciones, Obras Sa- 34
nitarias de la Nación, Aguas Argentinas, Agua y Sanea- 35
mientos Argentinos S.A., Direcciones de Rentas o Recauda- 36
ciones Fiscales, Administración Federal de Ingresos Pú- 37
blicos en todas sus dependencias, Dirección General Impo- 38
sitiva y en sus Agencias, Dirección General de Aduanas y 39
en las Aduanas, Receptorías, Oficinas de Tierras, Oficina 40
de Patentes de Invención, Compañías de Servicios Públicos 41
de Transportes, Gas y Electricidad, Edenor S.A., Edesur 42
S.A., Gas Argentino S.A., Metrogas, Compañías de Teleco- 43
municaciones en General, públicas y privadas, Cooperati- 44
vas de servicios, Telecom, Telefónica de Argentina, Mo- 45
vistar, AMX Argentina S.A., Directv Argentina S.A., YPF 46
S.A., ENERGÍA ARGENTINA SA., PETROMINERA CHUBUT S.E., FO- 47
MICRUZ S.E., ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, ENTE NACIO- 48
NAL REGULADOR DE LA ENERGÍA, CAMMESA, Registros de Mar- 49
cas, Público de Comercio, de la Propiedad, de la Propie- 50

ES COPIA

Handwritten signature



PROTOCOLO NOTARIAL



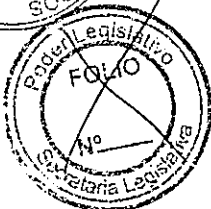
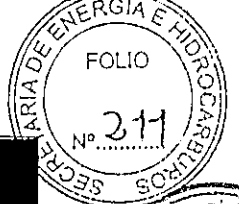
7.076

Siete mil setenta y siete



077859106

Sofia Beretervide
Coord de Secretarías Gral
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A.G.S.



dad Intelectual, de la Propiedad del Automotor, Inspección General de Justicia, Boletín Oficial, Cajas de Jubilaciones, Policía Federal Argentina y Policías Provinciales, Gendarmería Nacional, Prefectura Naval Argentina, Administración Nacional de Aviación Civil, Armada Argentina, Puertos y Terminales Marítimas públicas y privados, Administraciones de Puertos y espejos de aguas, A y demás reparticiones Públicas, Nacionales o Provinciales autárquicas o no, como Instituto de Energía de Santa Cruz, Ministerio de Hidrocarburos del Chubut, Secretaría de Energía e Hidrocarburos de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Antártico Sur, Consejo Agrario Provincial, Dirección Provincial de Recursos Hídricos, Secretarías y Organismos de Medio Ambiente, Dirección Provincial de Puertos, Unidad Ejecutora Portuaria de Santa Cruz y toda otra dependencia, así como ante particulares y ante todas las empresas o sociedades que se constituyan con motivo de privatizaciones o concesiones, públicas o privadas, actuales o futuras, toda clase de asuntos de su competencia con facultad para presentar peticiones, documentos, escritos, declaraciones simples o juradas, cobrar y percibir, intervenir en expedientes o promoverlos, retirar los papeles y demás documentos que correspondieren, firmar recibos y demás resguardos, consentir o apelar resoluciones. C) Adquisición de Bienes: Adquirir, incluso bajo el



Handwritten signature

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859106

Régimen de la Ley de Propiedad Horizontal, el dominio, 26
condominio, usufructo o la nuda propiedad de toda clase 27
de bienes inmuebles, urbanos o rurales, automotores, ma- 28
quinarias rurales, muebles o semovientes, créditos, dere- 29
chos, acciones, cédulas o bonos hipotecarios y demás tí- 30
tulos cotizables, marcas, patentes de invención, frutos, 31
mercaderías u otros valores y efectos, sea por compra, 32
permuta, cesión, donación, dación en pago, adjudicación, 33
división o disolución de condominios o por cualquier otro 34
título oneroso, para pactar en cada caso de adquisición 35
las modalidades, condiciones, cláusulas, precios, y for- 36
mas de pago, al contado, o a plazos, con garantías reales 37
o personales en cada operación y tomar posesión de 38
las cosas materia de la convención o del acto. D) Loca- 39
ciones: Dar o tomar en arrendamiento o subarrendamiento 40
muebles o inmuebles, urbanos o rurales, con o sin contra- 41
to, aún por plazos mayores de seis años, ajustando en ca- 42
da caso los precios, plazos y condiciones de la locación 43
o sublocación, con facultad para otorgar, aceptar, res- 44
cindir, modificar, sellar, renovar o prorrogar los con- 45
tratos respectivos; ceder o aceptar cesiones de locación; 46
cobrar, percibir y pagar los alquileres o arrendamientos; 47
prestar o exigir fianzas o depósitos y requerir de los 48
locatarios o sublocatarios el pago de los impuestos y re- 49
paraciones a su cargo. E) Gravámenes y Restricciones al 50

ES COPIA

Sofía Barrettervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fúguina
Prov. de Tierra del Fuego A. T. A. B.



PROTOCOLO NOTARIAL

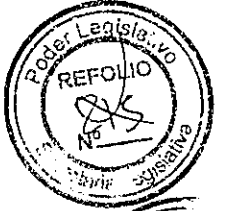
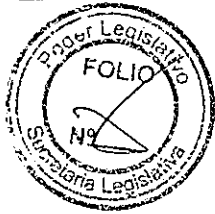


7.077

Siete mil setenta y siete

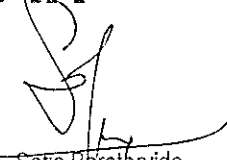


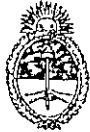
077859107



1 **Dominio:** Constituir, aceptar o rescindir y levantar hipo-
2 tecas, prendas comerciales, civiles, agrarias o indus-
3 triales, servidumbres y demás derechos reales, pudiendo
4 cancelarlos, dividirlos, subrogarlos, relevarlos, conver-
5 tirlos, transferirlos, o prorrogarlos total o parcialmen-
6 te, como también cancelar los derechos reales constitui-
7 dos con anterioridad al mandato por la parte otorgante o
8 a su favor y consentir o aceptar divisiones, subrogacio-
9 nes, transferencias, cancelaciones, renovaciones, releva-
10 ciones y conversiones. F) **Préstamos:** Tomar en préstamo
11 dinero, cédulas, bonos u otros valores cotizables de los
12 Bancos o de cualquier entidad o de particulares y espe-
13 cialmente de los Bancos de la Nación Argentina, Hipoteca-
14 rio Nacional, Central de la República Argentina, de la
15 Provincia de Buenos Aires y Municipal de la Ciudad de
16 Buenos Aires, y en todos los demás Bancos públicos y pri-
17 vados, ya sean nacionales, provinciales o extranjeros,
18 creados o a crearse, y entidades financieras, oficiales o
19 privadas, nacionales o extranjeras, pudiendo practicar
20 las mismas operaciones con terceros no banqueros, de con-
21 formidad con sus leyes orgánicas o reglamentaciones, con
22 ó sin garantías reales o personales y sin limitación de
23 tiempo ni de cantidad y prestar dinero a interés con ga-
24 rantía real o colocarlos en rentas públicas mediante la
25 adquisición de títulos o valores cotizables, ajustando en

ES COPIA


Sofía Bpretévide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859107

cada caso las condiciones de operación y la tasa de inte- 26
rés y forma de pago. G) Operaciones Bancarias: Realizar 27
todas y cada una de las operaciones que a continuación se 28
describen ante cualquier entidad bancaria, tales como el 29
Banco Central de la República Argentina, de la Nación Ar- 30
gentina, de la Ciudad de Buenos Aires, de la Provincia de 31
Buenos Aires y en todos los demás Bancos públicos y pri- 32
vados, nacionales, provinciales o extranjeros, creados o 33
a crearse y entidades financieras, oficiales o privadas, 34
nacionales o extranjeras, en sus casas centrales o cual- 35
quier agencia o sucursal, o en poder de otras entidades 36
jurídicas o comerciales pudiendo practicar las mismas 37
operaciones con terceros no banqueros: Recibir dinero, 38
valores, giros y remesas del interior y exterior del pa- 39
is, realizar transferencias por liquidación de divisas al 40
exterior, depositar dinero o valores de cualquier especie 41
en cuentas corrientes, cajas de ahorro sean en moneda na- 42
cional o en dólares estadounidenses, o a premio y extraer 43
total o parcialmente esos mismos depósitos o los consti- 44
tuidos con anterioridad o durante la vigencia de este 45
mandato por la parte mandante u otras personas a su nom- 46
bre u orden; librar, endosar, descontar, adquirir, enaje- 47
nar, ceder, o negociar de cualquier modo en los Bancos, 48
Bolsas de la República o con cualquier persona, compañía, 49
sociedad o entidad pública o privada del país o del ex- 50

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gra
Agencia de Recaudación Fue
Prov. de Tierra del Fuego A. B.



PROTÓCOLO NOTARIAL

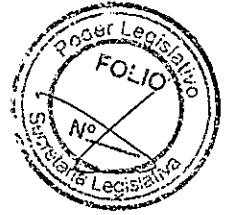


7.078

Siete mil setenta y ocho




077859108



1) Extranjero, sin limitación de tiempo ni de cantidad ya sea
2 en moneda nacional o extranjera, letras de cambio, paga-
3 rés, giros, vales, cheques, títulos de rentas, bonos o
4 cédulas hipotecarias, acciones, conocimientos y demás do-
5 cumentos de crédito público o privado o papeles comercia-
6 les; celebrar contratos de cambio y trust-receipts y to-
7 das las operaciones vinculadas con el comercio exterior;
8 efectuar giros y transferencias al exterior a nombre de
9 la parte mandante; intervenir como girante, aceptante,
10 endosante, avalista o en cualquier otro carácter y girar
11 en descubierto hasta la cantidad autorizada por los esta-
12 blecimientos bancarios o por los particulares; dar en
13 caución títulos, acciones u otros valores y retirarlos;
14 abrir o clausurar cuentas corrientes, cajas de ahorro o
15 cajas de seguridad, percibir sumas de dinero o valores,
16 otorgar recibos o cartas de pago y renovar, amortizar y
17 cancelar letras de cambio u otros papeles de comercio;
18 recepcionar tarjetas de crédito o débito y sus códigos de
19 seguridad (PIN), firmando los recibos correspondientes,
20 comprar y vender divisas; suscribir cualquier documenta-
21 ción que sea necesaria y requerida para llevar a cabo las
22 operaciones más arriba mencionadas y para ser presentadas
23 ante organismos públicos y privados, nacionales, provin-
24 ciales o extranjeros, aun incluyendo la que sea solicita-
25 da por la Administración Nacional de Aduanas. H) Cajas de

ES COPIA


Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859108

seguridad: En relación a cualquier caja de seguridad que 26
el mandante tenga abierta a la fecha o que abra en el fu- 27
turo en cualquier entidad bancaria sin excepción alguna, 28
realice los siguientes actos: solicite sus correspondien- 29
tes aperturas, suscriba los contratos respectivos de lo- 30
cación por los plazos, formas, modalidades y condiciones 31
que mejor viera convenir, ingrese y egrese a las mismas 32
sin restricción de ningún tipo y solicite el cierre de 33
dichas cajas de seguridad, suscribiendo al efecto toda la 34
documentación que resulte necesaria. I) Intervención en 35

Juicios: Intervenir en defensa de sus intereses en toda 36
clase de juicios que se sustancien o deban sustanciarse 37
ante los Tribunales de la Nación o de las Provincias, 38
Tribunal de Faltas, Cámaras de Alquileres, Tribunales del 39
Trabajo, Cámaras de Conciliación, Tribunales Impositivos, 40
Dirección General Impositiva y Cajas de Jubilaciones de 41
cualquier fuero o jurisdicción que competan, y al Servi- 42
cio de Conciliación Laboral Obligatorio (SECLLO) del Mi- 43
nisterio de Trabajo, ejercitando como parte actora, de- 44
mandada, requirente, requerida o interesada o en cual- 45
quier otro carácter por sí o por medio de apoderados, que 46
al efecto instituirá, las acciones pertinentes con facul- 47
tad para presentar escritos, títulos, partidas y toda es- 48
pecie de documentación, recusar, promover o contestar de- 49
mandas, de cualquier naturaleza, reconvenir; asistir a 50

ES COPIA

Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. G. N. S.



PROBADO NOTARIAL



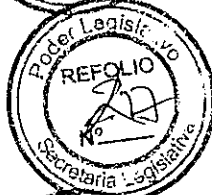
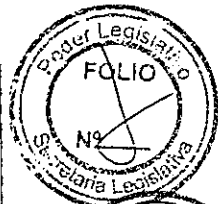
7.079

Siete mil setenta y nueve



077859109

1 juicios verbales y al cotejo de documentos, firmas y a
 2 letras o a exámenes periciales, asistir a toda clase de
 3 audiencias que se decreten, incluso las de proceso de me-
 4 diación previa, Ley 24.573, interpellar, declinar o pro-
 5 rrogar jurisdicciones, poner o absolver posiciones y pro-
 6 ducir todo otro género de pruebas e informaciones; inter-
 7 poner o renunciar recursos legales o derechos adquiridos
 8 en virtud de prescripciones u otras causas, oponer o in-
 9 terrumpir prescripciones, comprometer las causas en árbi-
 10 tros o arbitradores, tachar, transigir, transar asuntos
 11 litigiosos, o rescindir transacciones, prestar o diferir
 12 juramentos, pedir embargos preventivos o definitivos e
 13 inhibiciones y sus levantamientos, así como desalojos y
 14 desahucios, conceder esperas o quitas y acordar términos,
 15 nombrar o consentir al nombramiento de administradores de
 16 bienes: tasadores, rematadores, escribanos y peritos de
 17 toda índole, hacer, aceptar, o rechazar consignaciones en
 18 pago u obligaciones; prestar o exigir fianzas, cauciones,
 19 arraigos y demás garantías, diligenciar exhortos, manda-
 20 mientos, oficios, intimaciones y citaciones, adoptar o
 21 solicitar medidas conservatorias, testimonios, pericias,
 22 inscripciones, devolución de documentos y compulsas de
 23 libros; solicitar la quiebra o concurso civil de sus deu-
 24 dores morosos, con facultad para asistir a las juntas de
 25 acreedores, verificando u observando créditos o su gra-



[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofía Beferetvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859109

duación, nombrar liquidadores y comisiones de vigilancia, 26
aceptar sindicaturas, aceptar, rechazar o promover con- 27
cordatos, adjudicaciones de bienes o cesiones de los mis- 28
mos u otros convenios, pedir rehabilitaciones, practicar 29
mensuras, fijar y marcar límites y pagar créditos pasivos 30
de legítimo abono, aceptar legados o herencias, pura, 31
simplemente o con beneficio de inventario o repudiarlos o 32
renunciarlos; hacer denuncias o manifestaciones de bie- 33
nes; reconocer o desconocer herederos, acreedores y lega- 34
tarios; demandar o hacer colaciones; solicitar o consen- 35
tir divisiones, adjudicaciones, declaraciones, declara- 36
ciones de herederos y la venta de bienes sucesorios que 37
fueran indispensables enajenar a los fines de la división 38
o adjudicación y del cobro o pago de deudas o créditos, 39
adquirir, vender, ceder o renunciar derechos hereditarios 40
o litigiosos. J) Cobrar y Percibir: Cobrar y percibir 41
créditos de toda clase, alquileres o arrendamientos, in- 42
tereses, dividendos, títulos de renta, cédulas, bonos, 43
cupones, pólizas de seguro, indemnizaciones y sumas de 44
dinero o valores cualquiera que fuera su origen, anterior 45
o posterior al mandato, firmando los recibos, cartas de 46
pago y demás resguardos que se les exijan. K) Actos Juri- 47
dicos: Formular protestos y protestas, practicar y apro- 48
bar inventarios, avalúos y pericias, rescindir, modifi- 49
car, reconocer, rectificar, ratificar, confirmar, acla- 50

P

ES COPIA



PROFESIONAL NOTARIAL



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoquina
Prov. de Tierra del Fuego A. S. I. A. S.

7.080
Siete mil ochenta



A 077859110



1 rar, renovar, revocar o extinguir actos jurídicos o con-

2 tratos celebrados con anterioridad al mandato en la forma

3 y condiciones que las partes interesadas convinieren;

4 protocolizar instrumentos públicos o privados que exijan

5 este requisito y solicitar el registro de documentos, pa-

6 tentes de invención, marcas de comercio y otras y sus re-

7 novaciones y transferencias. L) Otorgamiento de Escritu-

8 ras: Otorgar y firmar las escrituras e instrumentos pú-

9 blicos y privados que fueren necesarios para ejecutar los

10 actos o contratos enumerados, con los requisitos propios

11 de su naturaleza y los especiales que se pactaren en cada

12 caso. M) Sociedades: Constituir, prorrogar, disolver, di-

13 vidir o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, con

14 facultad para suministrar sus aportes de capital en efec-

15 tivo o en especie; suscribir e integrar tales capitales;

16 establecer las cláusulas que habrán de regir tales socie-

17 dades; nombrar sus órganos de administración y fiscaliza-

18 ción; participar con voz y voto en todas las asambleas

19 que se celebren en tales sociedades; constituir domici-

20 lios especiales; aceptar cargos que se le confieran en

21 las mismas; abonar impuestos, tasas, edictos, gastos y

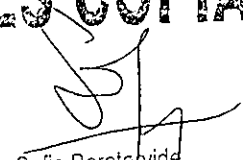
22 honorarios; formalizar aumentos de capital, emisiones de

23 acciones, reducciones de capital, transformaciones, fu-

24 siones, escisiones, reorganizaciones y disoluciones;

25 otorgar los respectivos instrumentos de constitución, re-

ES COPIA


Sofía Berete Vidé
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859110

novación, prórroga, disolución, división, aumento, refor- 26
ma, escisión, fusión, reorganización y liquidación; ad- 27
quirir, suscribir, o enajenar acciones, cuotas sociales, 28
debentures, obligaciones negociables y demás que corres- 29
pondan; representar a la parte mandante en las sociedades 30
o en los consorcios de la Ley de Propiedad Horizontal, en 31
los que la parte mandante sea socia, consorcista o inte- 32
resada de cualquier manera pudiendo hacer uso de todas 33
las facultades y atribuciones que surjan de los estatu- 34
tos, contratos o reglamentos respectivos con voz y voto 35
en las deliberaciones de las Asambleas o reuniones de Di- 36
rectorio, de socios o copropietarios, sin restricción al- 37
guna y N) Automotores: Comprar, vender, transferir y en 38
cualquier forma disponer o gravar toda clase de automoto- 39
res, tractores y maquinarias rurales de cualquier tipo o 40
marca, por los precios al contado o a plazos que mejor 41
vieren convenir; firmar toda documentación que correspon- 42
da a la transferencia; abonar los impuestos, tasas y de- 43
rechos que correspondan; suscribir todos los documentos 44
públicos y privados inherentes a estos actos; usar libre- 45
mente y conducir tales vehículos por cualquier lugar del 46
país y/o del extranjero, quedando inclusive facultado pa- 47
ra exportarlos temporalmente del país y regresarlos nue- 48
vamente a la República Argentina, suscribiendo toda docu- 49
mentación que fuera precisa a éstos efectos; autorizar a 50

ES COPIA

[Handwritten signature]
Sofia Bergtervide
Coord de Secretaria Gra
Agencia de Recaudacion Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. S.



PROPAGACION NOTARIAL



7.081

Siete mil ochenta y uno



077859111



1 Terceros para estos mismos actos, realizar todos los trá-
2 mites de exportación que corresponda ante la Aduana y an-
3 te el Automóvil Club Argentino, y en fin practicar cuan-
4 tos más actos, gestiones y diligencias sean conducentes
5 al mejor cumplimiento del presente mandato. N) Sustitu-
6 ción. El presente podrá ser sustituido en forma total o
7 parcial únicamente por el Sr. Carlos Martín Cittadini.
8 Tras un intercambio de opiniones, el Directorio en forma
9 unánime aprueba la moción presentada por el Sr. Hesketh
10 Streater en todos sus términos y otorga Poder a los se-
11 ñores: Carlos Martín Cittadini, Roberto Daniel Abraham,
12 Mariano Ricardo Ciapparelli; Alberto Luis Paulino Damia-
13 novic Barria; Pedro Sergio Molina; Hernán Diego Flores
14 Gomez; Daniel Perez Simon; Miguel Hernán Pesce; Walter
15 Sebastián Fernandez Cicco; Diego Fernando Blanco; Chris-
16 tian Martinez Gramuglia; Nicolás Alejandro Hack, Alberto
17 Lourdes Rivero, Esteban Dario Vera en los términos antes
18 transcriptos y autoriza, asimismo, al Sr. Carlos Martín
19 Cittadini y/o al Sr. Hernán Diego Flores Gómez a elevar
20 la presente a escritura pública y suscribir toda la docu-
21 mentación que fuera necesaria a los efectos señalados. A
22 continuación se pasa a considerar el segundo Punto del
23 Orden del Día: REVOCACIÓN DE PODERES GENERALES DE ADMI-
24 NISTRACIÓN. El Sr. Presidente manifiesta que resulta con-
25 veniente revocar los poderes que se extendieran oportuna-

[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoína
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859111

mente a favor de Claudio Hermes Aldana Muñoz, Eduardo 26
Francisco Hrovatin, Roberto Daniel Abraham, Hernán Diego 27
Flores Gómez, Miguel Alfredo Mallea Gil, Miguel Hernán 28
Pesce, Walter Fernandez Cicco y Diego Fernando Blanco ba- 29
jo las actas del Directorio pasadas al libro respectivo 30
bajo los número 177, 179, 181 y 183 que se formalizaran 31
respectivamente bajo las escrituras públicas 354 (folio 32
1980), 356 (folio 1993), 358 (folio 2007) y 360 (folio 33
2020) por ante el Escribano Ernesto J. Tissone. Puesta a 34
consideración la moción es aprobada por unanimidad desig- 35
nando a los Sres. Carlos Martín Cittadini y/o Hernán Flo- 36
res Gómez para que suscriban cuanto documento fuere nece- 37
sario a tal fin. No habiendo más temas que tratar, se le- 38
vanta la sesión ... Siguen las firmas" Todo lo relaciona- 39
do y transcripto concuerda con los documentos citados, 40
doy fe. Y el compareciente en el carácter invocado, el 41
que asegura permanece vigente y sin modificación alguna 42
dice: Que cumpliendo lo resuelto por el Directorio de la 43
sociedad que representa, confiere PODER GENERAL Y AMPLIO 44
DE ADMINISTRACIÓN a favor de Carlos Martín CITTADINI DNI 45
21.924.672, Roberto Daniel ABRAHAM DNI 22.626.110, Maria- 46
no Ricardo CIAPPARELLI DNI 22.255.655, Alberto Luis Pau- 47
lino DAMIANOVIC BARRÍA DNI 95.022.820, Pedro Sergio MO- 48
LINA DNI 17.408.300, Hernán Diego FLORES GOMEZ DNI 49
17.802.735; Daniel PEREZ SIMON DNI 10.502.559, Miguel 50

ES COPIA

Sofía Beletarvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Rehabilitación Fuego
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



PROFESION NOTARIAL

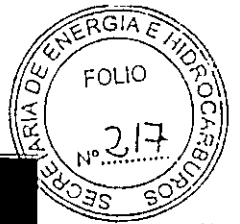


7.082

Siete mil ochenta y dos



077859112



1 Hernán PESCE DNI 23.377.620, Walter Sebastián FERNANDEZ
 2 CICCO DNI 22.269.359, Diego Fernando BLANCO DNI
 3 22.822.541, Christian MARTINEZ GRAMUGLIA DNI 21.871.374,
 4 Nicolás Alejandro HACK DNI 26.893.748, Alberto Lourdes
 5 RIVERO DNI 14.281.672 y Esteban Darío VERA DNI
 6 24.838.872, para que en nombre y representación de "ENAP
 7 SIPETROL ARGENTINA S.A." y actuando en forma conjunta,
 8 separada, alternada o indistinta realicen los actos enu-
 9 merados en el acta de Directorio precedentemente trans-
 10 cripta, contando con tal fin de todas las facultades y
 11 atribuciones que la misma contiene, todo lo que se tendrá
 12 por íntegramente reproducido en este lugar a sus efectos
 13 sin excepción alguna. Agrega el compareciente que revoca
 14 y deja sin efecto ni valor legal alguno los poderes otor-
 15 gados oportunamente a favor de Claudio Hermes Aldana Mu-
 16 ñoz, Eduardo Francisco Hrovatin, Roberto Daniel Abraham,
 17 Hernán Diego Flores Gómez, Miguel Alfredo Mallea Gil, Mi-
 18 guel Hernán Pesce, Walter Fernandez Cicco y Diego Fernan-
 19 do Blanco que fueran consignados en el acta de Directorio
 20 precedentemente transcripta, liberando al autorizante de
 21 efectuar las notificaciones de estilo. Leída y ratificada
 22 firma ante mi doy fe.



[Handwritten signature]

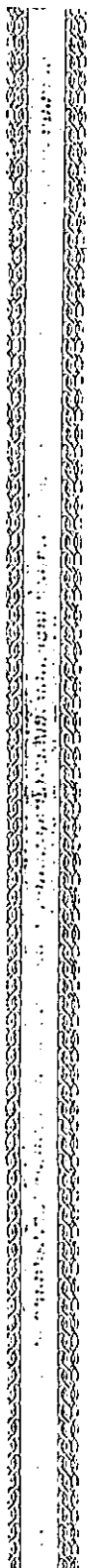
ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.

Agencia de Recaudación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



A 077859112



- 26
- 27
- 28
- 29
- 30
- 31
- 32
- 33
- 34
- 35
- 36
- 37
- 38
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43
- 44
- 45
- 46
- 47
- 48
- 49
- 50



amii
hozarus



ES COPIA



Sofia Beretzi Videla
Centro de Secretarías Gráficas
Agencia de Recaudación Paguequina
Prev. de Tierra del Fuego

C 001755267



2 del registro notarial N° 15 de esta Ciudad, autorizada
 3 por el Escribano Juan Pablo Lazarus del Castillo
 4 PARA LA OTORGANTE
 5
 6 en mi carácter de Adscripto de dicho registro expido
 7 PRIMERA COPIA en once
 8 fotocopia/s y la presente foja que sello y firmo en Buenos Aires a los 12 días
 9 del mes de Agosto de 2015



J. P. Lazarus

10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25

P

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



L 012822583

EL COLEGIO DE ESCRIBANOS de la Ciudad de Buenos Aires, Capital Federal de la República Argentina, en virtud de las facultades que le confiere la ley orgánica vigente, LEGALIZA la firma y sello del escribano JUAN PABLO LAZARUS DEL CASTILLO

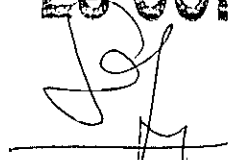
obrantes en el documento anexo, presentado en el día de la fecha bajo el N° 150812369772/E La presente legalización no juzga sobre el contenido y forma del documento.

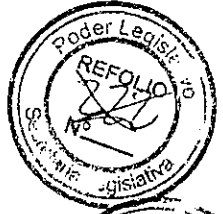
Buenos Aires, Miércoles 12 de Agosto de 2015

ESC. BEATRIZ LEONOR BRAILOVSKY
COLEGIO DE ESCRIBANOS
LEGALIZADORA

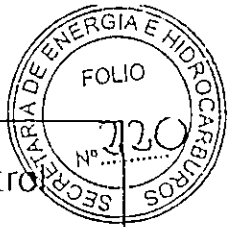


ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.




ANEXO IV



Concesión Magallanes Cuenca Austral


ES COPIA



Sofia Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

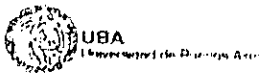


Certificación de Reservas y Recursos
Contingentes
Al 31 de Diciembre de 2015

Preparado para

 enap sipetrol

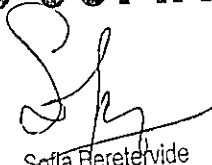

Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina




Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



ES COPIA

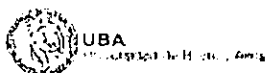

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. o I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
Concesión: Magallanes

 enap sipetrol

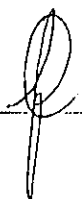
Anexo II
Tablas 8, 8 bis, 9 y 9 bis (SEN) y
Complementarias


Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires





Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
 Concesión: Magallanes

SECRETARÍA DE ENERGÍA E HIDROCARBUROS
 FOLIO 221
 enap sipetrol

ANEXO II
 Provincia: Santa Cruz
 Concesión: Magallanes

Planilla n° 8 - Resolución 319 / 93

Sofía Bereterville
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fuegoína
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
 HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN

En Miles de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Sta. Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	10947	8633	2314	0	0	0	2314	305	0	258

* : La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

Planilla n° 9 - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
 HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN

En Millones de m3 y sin decimales

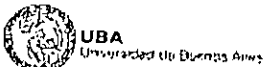
al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Sta. Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	20188	11235	8950	889	780	209	9159	2201	0	23

* : La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

Daniel Pérez Simon
 Gerente de Exploración y Reservorios
 Enap Sipetrol Argentina

29



Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



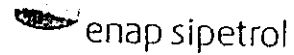
COPIA

SECRETARÍA LEGISLATIVA
 FOLIO
 Poder Legislativo
 SECRETARÍA
 Poder Legislativo
 REFOLIO
 SECRETARÍA
 Poder Legislativo
 REFOLIO
 SECRETARÍA

ES COPIA

Sofia Beretervide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fueguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Certificación de Reservas al 31 de Diciembre de 2015
 Concesión: Magallanes



ANEXO II
 Provincia: Santa Cruz
 Concesión: Magallanes

Planilla n° 8 (bis) - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
 HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Miles de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable							
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente					
Sta. Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	10947	8633	2314	0	0	0	2314	305	0	258	

* : La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

Planilla n° 9 (bis) - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
 HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Millones de m3 y sin decimales

al 31-12-2015

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto							
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente					
Sta. Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	20186	11235	8950	989	780	209	9159	2201	0	23	

* : La producción y las reservas provienen de dos provincias (Sta. Cruz y Tierra del Fuego) y una jurisdicción perteneciente al Estado Nacional. Se mantiene la unificación en la declaración de reservas tal como viene manteniéndose desde 2007.

Daniel Pérez Simon
 Gerente de Exploración y Reservorios
 Enap Siptrol Argentina

30



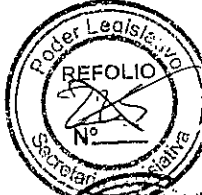
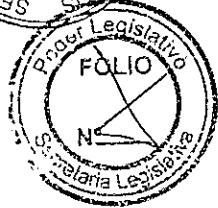
Facultad de Ciencias Exactas y Naturales. Universidad de Buenos Aires



P

ES COPIA

Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



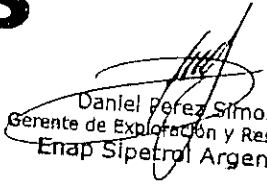
Facultad de Ingeniería



Universidad Nacional de Cuyo
Certificación de Reservas al 31/12/2014

ENAP SIPETROL S.A.

MAGALLANES


Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina

CERTIFICACIÓN DE RESERVAS
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A
CONCESIÓN EN LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ AL 31/12/2014

RESUMEN EJECUTIVO
PLANILLAS 8 Y 8 BIS

ANEXO II Planilla n° 8 de la Resolución N° 319/93 (Resolución 324/2006)

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO AL 31-12-2014
HASTA EL FIN DE LA CONCESIÓN
En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	10647	8376	2271	0	0	0	2271	788	0	258
TOTAL			10647	8376	2271	0	0	0	2271	788	0	258

ANEXO II Planilla n° 8 bis de la Resolución N° 319/93 (Resolución 324/2006)

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO AL 31-12-2014
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL
En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	10856	8376	2480	0	0	0	2480	788	0	258
TOTAL			10856	8376	2480	0	0	0	2480	788	0	258

DPS
Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina

Sofía Bertrande
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fungilina
Prov. de Tierra del Fuego, A. y L.A.S.

ES COPIA



UNCUYO
FACULTAD
DE INGENIERIA

2015
AÑO DEL BICENTENARIO DEL COMARCADO DE LOS
PILOTOS-LIBRES

CERTIFICACION DE RESERVAS
ENAP SIPETROL ARGENTINA S.A.

CONCESION EN LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ AL 31/12/2014

RESUMEN EJECUTIVO
PLANILLAS 9 Y 9 BIS

ANEXO II Planilla n° 9 de la Resolución N° 319/93 (Resolución 324/2006)

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS AL 31-12-2014
HASTA EL FIN DE LA CONCESION
En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables		Posibles		Recursos	
			Gas Libre		Gas Disuelto		Total	Remanente	Original	Original	Original	Original	Original	Original
			Original	Extruido	Original	Extruido								
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	17927	10461	7466	961	756	205	7571	4536	0	0	23	
TOTAL			17927	10461	7466	961	756	205	7571	4536	0	0	23	

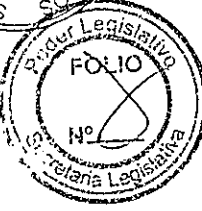
ANEXO II Planilla n° 9 bis de la Resolución N° 319/93 (Resolución 324/2006)

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS AL 31-12-2014
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL
En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables		Posibles		Recursos	
			Gas Libre		Gas Disuelto		Total	Remanente	Original	Original	Original	Original	Original	
			Original	Extruido	Original	Extruido								Recuperable
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	18629	10461	8168	960	756	224	8392	4721	0	0	23	
TOTAL			18629	10461	8168	960	756	224	8392	4721	0	0	23	

ES COPIA

Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuego A. e I.A.S.
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

ES COPIA



Sofía Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I.A.S.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PATAGONIA SAN JUAN BOSCO

Concesión:
MAGALLANES
Cuenca: Austral
Provincia: Santa Cruz


Certificación de Reservas y Recursos Contingentes de Hidrocarburos
al 31 de diciembre de 2013

Preparado para:
ENAP – SIPETROL ARGENTINA S.A.

Buenos Aires, marzo de 2014

Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap-Sipetrol Argentina

ES COPIA


Sofia Beretervide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov de Tierra del Fuego A. o I.A.S.

UNPSJB

APÉNDICE II

Planillas 8, 9, 8 bis y 9 bis (SEN)


Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap SIpetro Argentina

UNPSJB

Planilla n° 8 - Resolución 319 / 93


Al 31 de diciembre de 2013

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN


En Miles de m3 y sin decimales

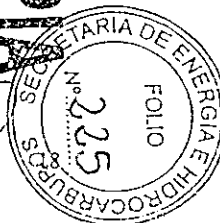
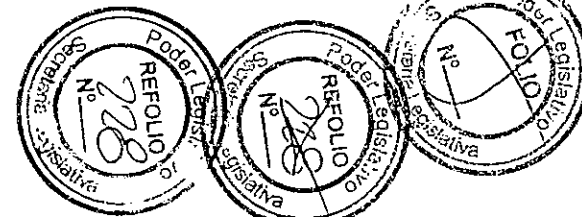
Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	8885	8152	733	0	0	0	733	0	0	199

Nota: De los 733 Mm3 de reservas comprobadas de Petróleo, 29,9 Mm3 corresponden a Gasolina


Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

ES
COPIA


Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Funguina
Prov. de Tierra del Fuego, el L.A.S.



UNPSJB

Planilla nº 8 (bis) - Resolución 319 / 93

Al 31 de diciembre de 2013


RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables	Posibles	Recursos
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total	Original	Original	Original
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente	Remanente	Recuperable	Recuperable	Recuperable
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	11042	8152	2890	0	0	0	2890	0	0	1017

Nota: De los 2890 Mm3 de reservas comprobadas de Petróleo, 134,5 Mm3 corresponden a Gasolina


Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina


Sofía Beretevide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Funguina
S. J. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

UNPSJB

Planilla nº 9 - Resolución 319 / 93

Al 31 de diciembre de 2013

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN

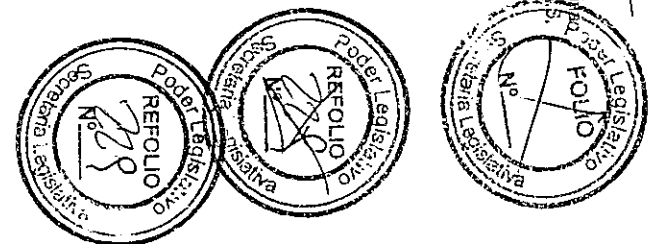
En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables	Posibles	Recursos	
			Gas Libre			Gas Disuelto			Total	Original	Original	Original
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente	Remanente	Recuperable	Recuperable	Recuperable
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	11627	9659	1967	802	736	66	2033	0	0	0

ES
COPIA

DPS
Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

Sofía Berfaldino
Sofía Berfaldino
Coor. de Secretaría Bral
Agencia de Recaudación FISCAL
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. S.



[Handwritten mark]

UNPSJB


Planilla n° 9 (bis) - Resolución 319 / 93

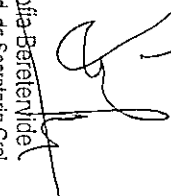
Al 31 de diciembre de 2013

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	18407	9659	8748	997	736	261	9009	0	0	7704


Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap SIpetro Argentina


Sofia Baralente
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego, o I.A.S.

ES COPIA



Panilla n° 8 bis - Resolución 324 /06

ADJUNTO 1 bis

En miles de m3 y sin decimales

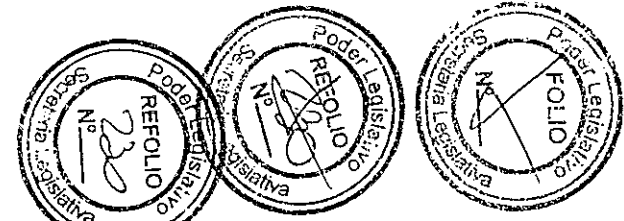
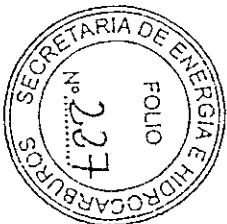
RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DE LA VIDA UTIL

Sofía Beretevide
Coordinadora de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Plex de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ESCOPIA

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables	Posibles	Recursos
			Primaria recuperable			Secundaria Recuperable			total	Original	Original	Original
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente	Remanente	Recuperable	Recuperable	Recuperable
Chubut	Pampa del Catillo	Pampa del Castillo	14650	12481	2169	6223	3226	2997	5166	411	322	0
Santa Cruz	Area Magallanes	Magallanes	8000	6389	1611	0	0	0	1611	258	0	812
Tierra del Fuego	CAM2A SUR	Poseidón	226	107	119	0	0	0	119	29	0	79

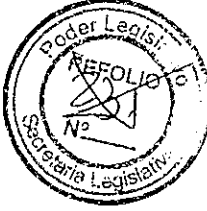
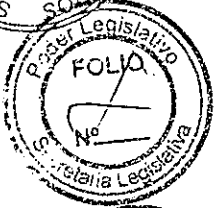
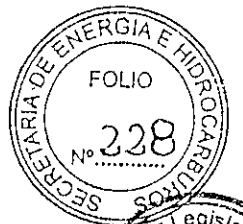
Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipelrol Argentina



[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.B.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PATAGONIA AUSTRAL

INFORME DE CERTIFICACIÓN DE RESERVAS

Al 31 de Diciembre de 2012

AREA MAGALLANES

Provincia de Santa Cruz

ENAP – SIPETROL S.A.

Marzo 2013


Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina

AREA MAGALLANES - PROVINCIA DE SANTA CRUZ

Sofía Berelénide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ESCOPIA

Planilla nº 8 - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN

En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	8859	7842	1017	0	0	0	1017	0	0	199

Las reservas probadas de hidrocarburo líquido están compuestas por 972,67mil m³ de petróleo, y 43,69 mil m³ de gasolina.

Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina

Adjunto N° 1 a


Planilla n° 8 (bis) - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

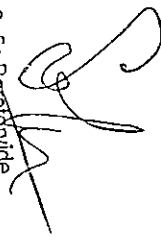
En Miles de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	10686	7842	2844	0	0	0	2844	0	0	258

Las reservas probadas de hidrocarburo líquido están compuestas por 2710,5 mil m³ de petróleo, y 133,4 mil m³ de gasolina.


Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

Adjunto N° 1 b


Sofía Beretynide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

ESCOPIA

Sofía Bertrande
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Funguina
Prov. de Tierra del Fuego, A. e I.A.S.

Planilla nº 9 - Resolución 319 / 93

**RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN**

En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	11615	8884	2731	800	708	92	2823	0	0	0

(1) No se contabilizan los recursos de gas asociados dentro del período de concesión por no contar con capacidad de producción adicional.

DB
Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipelrol Argentina


Adjunto N° 1 c

Planilla nº 9 (bis) - Resolución 319 / 93


RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO

En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables	Posibles	Recursos	
			Gas Libre			Gas Disuelto			Total Remanente	Original Recuperable	Original Recuperable	Original Recuperable
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	17413	8884	8529	965	708	257	8786	0	0	23


Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap SIpetro Argentina

Adjunto N° 1 d


Sofia Bertelvide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fuegoña
Prov. de Tierra del Fuego A. e I. y S.

ESCOPIA



Sofía Boretovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

Concesión: Magallanes

Cuenca: Austral

Provincia: Santa Cruz

Certificación de Reservas de Hidrocarburos
al 31 de diciembre de 2011

Preparado para:

ENAP Sipetrol Argentina S.A.

Daniel Pérez Gilmon
Gerente de Explotación y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina

Buenos Aires, marzo de 2012

Poder Legislativo
FOLIO
Nº
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
Nº
Secretaría Legislativa

Poder Legislativo
REFOLIO
234
Nº
Secretaría Legislativa

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. S. I. A. S.

SECRETARIA LEGISLATIVA
FOLIO
Nº 232

SECRETARIA LEGISLATIVA
REFOLIO
Nº 232

SECRETARIA LEGISLATIVA
REFOLIO
Nº 232

APÉNDICE II

Planillas 8, 8 bis, 9 y 9 bis (SEN)

Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina



Planilla n° 9 - Resolución 324 / 06

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DEL PERIODO DE CONCESIÓN AL 31/12/2011

En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables	Posibles	Recursos
			Gas Libre			Gas Disuelto			Total	Original	Original	Original
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente	Remanente	Recuperable	Recuperable	Recuperable
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	11935	8189	3746	779	682	98	3844	0	0	— (1)

(1) No se contabilizan los recursos de gas asociados dentro del período de concesión por no contar con capacidad de producción adicional.


Daniel Pérez Simón
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

Sofía Barbellavide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I. A. S.

ES
COPIA

Planilla n° 9 (bis) - Resolución 324 / 06

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DE LA VIDA ÚTIL DEL YACIMIENTO AL 31/12/2011

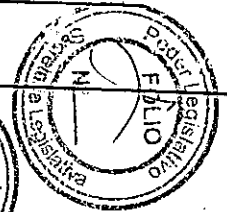
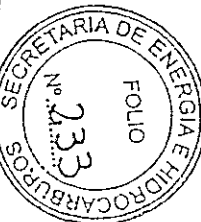
En Millones de m3 y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Gas Libre			Gas Disuelto						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	18105	8189	9916	873	682	191	10107	0	0	23

Sofía Bertrami
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. o I.A.S.

D/S
Daniel Pérez Simón
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

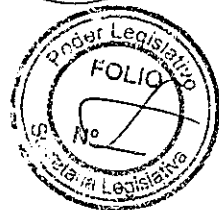
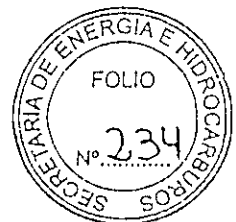
ES COPIA



[Handwritten signature]

ES COPIA

Sofia Beretervide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



**CONCESIÓN
MAGALLANES
Provincia de Santa Cruz**

**AUDITORÍA DE RESERVAS
Y RECURSOS CONTINGENTES
DE PETRÓLEO Y GAS**

Al 31 de Diciembre de 2010

Preparado para
Sipetrol Argentina SA



enap sipetrol

Buenos Aires, Marzo de 2011

VYP

CONSULTORES S.A.

San Martín 793, Piso 2° "B", C1004AAO, Bs. As., Argentina
Tel. (54-11) 5352-7777 - Fax (54-11) 4313-2551
www.vyp.com.ar - info@vyp.com.ar

Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina

ANEXO II
 Tabla 8 - RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO HASTA EL FIN DE LA CONCESIÓN
 En Miles de m3

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	8,829	7,544	1,285				1,285			199

Tabla 8 Bis - RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO AL FINAL DE LA VIDA UTIL DEL YACIMIENTO
 En Miles de m3

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable			Total Remanente			
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	9,864	7,544	2,320				2,320			258

El extraído esta compuesto por 7,103 km3 de de petróleo, 317 km3 de condensado y 124 km3 de gasolina.

Las reservas comprobadas de hidrocarburos líquidos al Fin de la Concesión están compuestas por 1,053 km3 de de petróleo, 173 km3 de condensado y 59 km3 de gasolina.

Las reservas comprobadas de hidrocarburos líquidos al Fin de la Vida Útil están compuestas por 1,757 km3 de de petróleo, 420 km3 de condensado y 143 km3 de gasolina.

D/S
 Daniel Pérez Simón
 Gerente de Exploración y Reservorios
 Enap Sipetrol Argentina

Sefra Beretavide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Faguina
 Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES COPIA

ANEXO II
Tabla 9 - RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS HASTA EL FIN DE LA CONCESIÓN
En Millones de m3

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable	
			Gas Libre			Gas Disuelto						Total Remanente
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	12,251	7,926	4,325	795	639	116	4,441			... ⁽¹⁾

Tabla 9 Bis - RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS AL FINAL DE LA VIDA UTIL DEL YACIMIENTO
En Millones de m3

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable	
			Gas Libre			Gas Disuelto						Total Remanente
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Magallanes	Magallanes	18,421	7,926	10,496	888	639	209	10,704			23

(1) No se contabilizan los recursos de gas asociados dentro del periodo de concesión por no contar con capacidad de producción adicional.

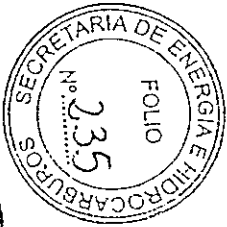
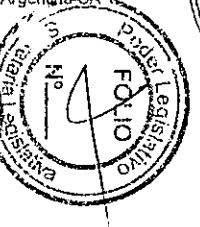
[Firma]
Daniel Pérez Simon
 Gerente de Exploración y Reservorios
 Enap Sipetrol Argentina

[Firma]
Sofía Bekelavide
 Coord. de Secretaría Gral.
 Agencia de Recaudación Fueguina
 Prov. de Tierra del Fuego, A. y I. A. S.

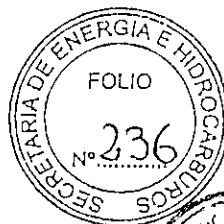
ES COPIA

VYP Consultores SA

[Firma]



ES COPIA



Sofia Beretervide
Sofia Beretervide

Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Faguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PATAGONIA SAN JUAN BOSCO

Concesión

Magallanes

Cuenca: Austral

Provincia: Santa Cruz

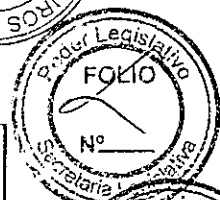
Certificación de Reservas y Recursos de Hidrocarburos
al 31 de diciembre de 2009

Preparado para:

ENAP SIPETROL S.A.

Daniel Pérez Simon
Daniel Pérez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipetrol Argentina

Buenos Aires, marzo de 2010



[Handwritten signature]

ES COPIA



Sofia Beretovide
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. o I.A.S.

2007

UNPSJB

APÉNDICE II

Planillas 8, 9, 8 bis y 9 bis (SEN)

Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservas
Enap Sipelrol Argentina



UNPSJB

Planilla nº 8 - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE PETRÓLEO
HASTA EL FIN DEL PERÍODO DE CONCESIÓN

En Miles de m³ y sin decimales

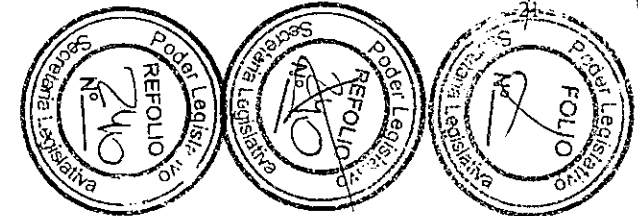
Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas						Total Remanente	Probables Original Recuperable	Posibles Original Recuperable	Recursos Original Recuperable
			Primaria Recuperable			Secundaria Recuperable						
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente				
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	8612	7235	1377	0	0	0	1377	199	0	0

El extraído está compuesto por 6819.8 Mm3 de petróleo, condensado 401.6 Mm3 y 13.2 Mm3 de gasolina.
Las reservas probadas de hidrocarburo líquido están compuestas por 1.042 mil m³ de petróleo, 264 mil m³ de condensado y 71 mil m³ de gasolina.
Las reservas probables son exclusivamente petróleo.

DS
Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipelrol Argentina

Sofía Beretevide
Sofía Beretevide
Coord. de Secretaria Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. e I.A.S.

ES
COPIA



[Handwritten signature]


UNPSJB

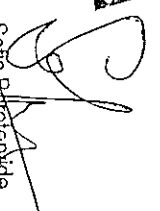
Planilla nº 9 - Resolución 319 / 93

RESERVAS COMPROBADAS, PROBABLES, POSIBLES Y RECURSOS DE GAS
HASTA EL FIN DEL PERÍODO DE CONCESIÓN

En Millones de m³ y sin decimales

Provincia	Concesión	Yacimiento	Comprobadas							Probables	Posibles	Recursos
			Gas Libre			Gas Disuelto			Total	Original	Original	Original
			Original	Extraído	Remanente	Original	Extraído	Remanente	Remanente	Recuperable	Recuperable	Recuperable
Santa Cruz	Área Magallanes	Área Magallanes	12537	7378	5159	778	653	124	5283	0	0	0


Daniel Perez Simon
Gerente de Exploración y Reservorios
Enap Sipetrol Argentina


Sofia Barferlyda
Coord. de Secretaría Gral.
Agencia de Recaudación Fueguina
Prov. de Tierra del Fuego A. y I.A.S.

ES
COPIA