

TRABAJO FINAL DE GRADUACIÓN
PROYECTO DE APLICACIÓN PROFESIONAL

Evaluación Económica de Proyectos en Marcha en una
Empresa Petrolera



Universidad Empresarial Siglo 21

Carrera de Contador Público

Analía Santander
Año 2016

Resumen

El propósito del presente trabajo es desarrollar una metodología de evaluación económica de proyectos en marcha en una empresa petrolera, a fin de posibilitar la detección temprana de desvíos en su rentabilidad y sus causas, aportando información para poder plantear correcciones en forma oportuna y modelar escenarios futuros.

La mayoría de los proyectos evaluados para el desarrollo de hidrocarburos tienen asociados riesgos que impactan en su rentabilidad. Conllevan una alta complejidad técnica, con participación de diversas disciplinas profesionales, además de ser de capital intensivo, pues requieren fuertes y continuos desembolsos de inversiones. Es frecuente que estos desembolsos sean plurianuales, lo que significa que se puede ir aprendiendo del avance del proyecto a medida que se genera nueva información, acotando de esta manera el riesgo inicial.

Para medir el desvío se propone realizar una nueva evaluación económica considerando el avance del proyecto, integrando lo real ya ejecutado con nuevos pronósticos ajustados acorde a nuevos datos obtenidos. Se calculan de esta forma nuevos indicadores económicos que se comparan con los de la evaluación original para establecer el desvío.

El aporte adicional de la metodología es identificar las variables clave que causan este desvío y cuantificarlo para cada una, de manera de poder hacer foco sobre el futuro del proyecto y tomar las acciones correctivas que se requieran, involucrando según la variable de mayor incidencia, a los especialistas técnicos correspondientes.

La medición del desvío de la rentabilidad en etapas tempranas del proyecto, así como la detección de los factores que motivan estos desvíos, constituyen una parte crítica en el proceso de creación de valor y optimización de los recursos de la empresa, ya que brindan al grupo de toma de decisiones la posibilidad de actuar proactivamente para disminuir los riesgos, mitigar los desvíos y poder alcanzar las metas propuestas.

Abstract

The aim of this paper is to develop an economic project evaluation methodology, regarding ongoing projects within a petroleum company, in order to detect profit deviations in early stages of the development. This methodology attempts to identify the main causes accountable for these results, giving new information to propose pertinent corrections and to model new future scenarios.

Most projects designed to develop hydrocarbon resources have inherent risks that take direct impact on their economic performance. As these projects are extremely technically complex, they involve many different professional disciplines. They are capital intensive, which means they require high and continuous capital expenditures distributed along many years. This extended time frame permits to develop a learning curve from the new information generated. This learning should translate into knowledge that leads to reduce initial risks.

A new economic evaluation is performed then, using real data taken from the actual project execution, integrated with new and improved forecast estimations. The new set of economic indicators can be compared with the original ones, in order to identify and measure deviations from initial goals.

Additionally, this methodology allows identifying the key variables responsible for this outcome as long as ranking them in order of relevance and technical discipline. Thus, in order to correct the course of action, professionals by lines of work should delineate and attend the corrective actions necessary to perform in the near future.

The profitability deviation estimation in early stages of an investment project is a critical step in the value creation chain and resource optimization process in any enterprise. Decision makers should use this information to shorten deviations and reduce risks as a way to seek and accomplish proposed goals.

Tabla de Contenidos

Capítulo 1 Introducción y Justificaciones	7
Introducción	7
Justificación y Antecedentes Generales.....	8
Capítulo 2 Objetivo General y Objetivos Específicos	11
Objetivo General.....	11
Objetivos Específicos	11
Capítulo 3 Marco Teórico	13
Características de los Proyectos de Inversión en la Industria Petrolera	13
Ciclo de Vida de un Proyecto.....	15
a. Identificar una Necesidad	15
b. Desarrollar una Propuesta de Solución	16
Formulación y Evaluación de Proyectos en Empresas de E&P	17
Principales Indicadores Económicos de Proyectos.....	21
c. Realizar el Proyecto	25
La Función de Control en la Administración	26
d. Terminar el Proyecto.....	29
Prueba de Deterioro del Valor de los Activos o <i>Impairment Test</i>	31
Valuación de Activos	31
Normas Contables Internacionales de Aplicación	33
Capítulo 4 Marco Metodológico.....	37
Metodología para el Diagnóstico.....	37
Metodología para el Desarrollo	37
Tipo de Investigación.....	37
Diseño de la Investigación	38
Procesamiento de la Información	39
Capítulo 5 Análisis de Viabilidades.....	45
Estudio de Mercado	45
a. Petróleos Patagonia S.A. (PPSA).....	45
Reseña Histórica	45
Actividad	45
Misión	47
Visión	47
Estrategia Corporativa.....	47
Organigrama	47
Instalaciones	49
Clientes.....	50
Proveedores	51
Estados Contables	54
b. Análisis de la Empresa y del Sector.....	55
Demanda y Comercialización.....	57
Precios	58

c.	Matriz Foda.....	61
d.	Análisis de la Coyuntura Económica	62
	Estudio Legal.....	63
	Estudio Técnico.....	66
a.	Descripción del Proyecto.....	67
b.	Alcance y Objetivos del Proyecto.....	68
c.	Cronograma de Perforación.....	68
	Estudio Económico.....	68
	Metodología para la Corrección de los Valores del Proyecto Ex Ante	70
a.	Pronósticos de las Variables Técnicas y Económicas Clave.....	72
	Cantidad y Cronograma de Pozos.....	73
	Costos de Inversión.....	74
	Valor Residual de los Equipos.....	75
	Ingresos por Ventas.....	76
	I) Producción	76
	II) Precio del Petróleo	79
	III) Precio del Gas	80
	Costos Operativos	80
b.	Capital de Trabajo.....	83
c.	Modelado Fiscal.....	83
d.	Evaluación Económica - Cálculo de Índices Económicos	84
e.	Análisis de los Resultados	89
	Desvíos Gestionables	92
	Desvíos No Gestionables	94
	Pozos ya Implantados y su Correlación con la Reducción del Valor de Activos	98
	Capítulo 6 Conclusiones y Recomendaciones.....	101
	Capítulo 7 Bibliografía.....	106
	ANEXOS.....	108

Lista de Tablas y Anexos

Tabla 1. Acciones Evaluativas en el Ciclo de Vida de un Proyecto.....	17
Tabla 2. Ejemplo Cálculo Amortizaciones.....	43
Tabla 3. Principales Proveedores de Bienes.....	52
Tabla 4. Principales Proveedores de Servicios.....	53
Tabla 5. Indicadores Económicos Evaluación Ex Ante.....	69
Tabla 6. Indicadores de Gastos Variables Unitarios Evaluación Ex Dure.....	82
Tabla 7. Premisas para Modelado Fiscal.....	83
Tabla 8. Indicadores Económicos Comparados.....	88
Tabla 9. Desvíos de VAN por Variable.....	90
Tabla 10. Indicadores Económicos Evaluación Proyecto a Implantar.....	97
ANEXO A. Producción Histórica de Petróleo y Gas en Argentina.....	108
ANEXO B. Evolución de las Importaciones y Exportaciones de Petróleo y Gas en Argentina	109
ANEXO C. Flujo de Caja Evaluación Ex Ante en MM USD.....	111
ANEXO D. Incidencia de ARS y USD sobre Estructura de Costos Capex y Opex.....	112
ANEXO E. Tabla de Índices Históricos de Precios.....	113
ANEXO F. Cálculo de Inversiones.....	114
ANEXO G. Cálculo de Costos Operativos.....	116
ANEXO H. Cálculo de Ingresos por Ventas.....	118
ANEXO I. Flujo de Caja correspondiente a Pozos por Perforar.....	119
ANEXO J. Flujo de Caja para Estimación VUE Pozos Implantados.....	120
ANEXO K. Cálculo de Ingresos por Ventas Pozos ya Implantados.....	121
ANEXO L. Cálculo de Costos Operativos para Pozos ya Implantados.....	122
ANEXO M. Diagrama de Gantt.....	124

Lista de Figuras

Figura 1. Esquema para Cálculo del VAN.	40
Figura 2. Sensibilización de Variables para Cálculo de Desvíos.	41
Figura 3. Organigrama Dirección de Exploración y Producción.....	47
Figura 4. Organigramas Gerencia de Ingeniería de Producción y Activo Neuquina.....	48
Figura 5. Matriz Energética Argentina.....	56
Figura 6. Evolución del Precio del Petróleo.	61
Figura 7. Estructura del Proyecto.....	67
Figura 8. Cronograma de Perforaciones Comparado.....	74
Figura 9. Cronograma de Desembolso de Inversiones Comparado.....	75
Figura 10. Esquema Tratamiento Producción Pozos.	77
Figura 11. Curvas de Producción Comparadas.....	78
Figura 12. Cuadro de Reservas Comparadas.....	79
Figura 13. Costos de Operación.....	82
Figura 14. Flujo de Caja (Ex Dure).....	85
Figura 15. Impacto de los Desvíos del VAN por Variable.....	91
Figura 16. Sensibilidad del VAN Proyecto por Implantar.	98
Figura 17. Producción de Pozos ya Implantados.....	99

Capítulo 1

Introducción y Justificaciones

Introducción

El propósito del presente trabajo es desarrollar una metodología de evaluación económica de proyectos de reciente ejecución y actualmente en marcha, a fin de posibilitar la detección temprana de desvíos en su rentabilidad y sus causas, de manera de poder plantear correcciones en forma oportuna y modelar escenarios futuros.

Esta metodología permitirá comparar resultados reales versus resultados planeados a través del análisis de desvíos de los indicadores económicos del proyecto, identificando y cuantificando el desvío según el factor clave que lo genera.

Para el desarrollo del estudio se trabajará sobre el proyecto “Desarrollo de Reservas Primarias en el área Médanos-Los Copihues” de la empresa Petróleos Patagonia. Se trata de un proyecto de perforación de pozos productores en un campo de petróleo situado en las provincias de La Pampa y Río Negro.

Los resultados formarán parte de un documento que servirá de soporte al sistema de toma de decisiones de la empresa para evaluar el futuro del proyecto: su continuidad o no, un cambio de alcance y/o acciones correctivas. Estas acciones son definidas y ejecutadas por los responsables de cada disciplina técnica y para ello es importante que cuenten con información que les permita evaluar la incidencia de su especialidad en el proyecto. Usualmente desde lo técnico se tiene una visión parcial con foco en lo operativo, desconociéndose el impacto que producen los desvíos de cada variable en el proyecto integrado desde el punto de vista del negocio en términos económicos. La información también podrá ser utilizada como soporte y aprendizaje para aplicar en nuevos proyectos.

La medición del desvío de la rentabilidad en etapas tempranas del proyecto, así como la detección de los factores que motivan estos desvíos, constituyen una parte crítica en el proceso de creación de valor y optimización de los recursos de la empresa.

Como objetivo secundario del estudio se evaluará la correlación que tiene el uso de esta metodología para analizar indicios de pérdidas por reducción en el valor recuperable de los activos (*test de impairment*).

Justificación y Antecedentes Generales

El negocio de Exploración y Producción de petróleo y gas (E&P) tiene asociado altos riesgos que impactan en su rentabilidad.

Los ingresos en una empresa productora de hidrocarburos dependen directamente de su volumen de producción. Una de sus características principales es que el mismo no es constante sino que declina, lo que significa que la producción disminuye y tiende a agotarse con el pasar del tiempo. Es por esto que para compensar las mermas y lograr mantener o incrementar los volúmenes de extracción es necesario desarrollar nuevas reservas, entendiéndose por reserva al volumen de hidrocarburo existente en el subsuelo comercialmente explotable. Este desarrollo se logra a través del estudio, definición y ejecución de diversos proyectos de inversión que analizan la forma óptima de operación de los yacimientos, determinando los niveles de extracción y estrategias de desarrollo a corto, mediano y largo plazo. Es por ello que la evaluación y ejecución de proyectos es uno de los procesos claves de este tipo de organizaciones, siendo los proyectos de perforación de pozos los más frecuentes para lograr el objetivo.

Estos proyectos generalmente implican altos desembolsos de inversiones plurianuales constituyendo una actividad de capital intensivo cuyo resultado depende tanto del riesgo

geológico propio del reservorio a producir, como del grado de madurez del yacimiento o área a explotar. Esto es, a menor madurez mayor incertidumbre, mayores costos de inversión y mayores plazos de aprendizaje y recupero.

Adicionalmente existen otros riesgos del entorno que inciden en la rentabilidad de la actividad y sobre los cuales las empresas no tienen injerencia y/o poder de actuación. Entre algunos de los más importantes se pueden citar los precios, las condiciones contractuales y el marco regulatorio e impositivo.

Bajo este contexto resulta de suma importancia llevar un control estratégico de los planes que permita tomar decisiones ante desvíos en la ejecución y resultados de los proyectos. Para ello no sólo interesa saber qué tan alejado o no se está respecto a lo planificado, sino también cuantificar cuánto es el aporte de cada variable a ese desvío, pues puede haber enmascaramientos entre resultados positivos que se compensan con resultados negativos. Además el hecho de detectar las variables de mayor incidencia permitirá hacer foco sobre qué acciones correctivas se pueden tomar y quién deberá implementarlas teniendo en cuenta la pluralidad de especialistas intervinientes.

Si bien en este caso se aplicarán las técnicas necesarias sobre un caso de estudio determinado, lo que se pretende es que la metodología desarrollada sea de aplicación a otros proyectos y pueda sistematizarse dentro del Proceso de Control de la organización como un subproceso de Seguimiento de Proyectos.

La sistematización no sólo debe estar relacionada con la forma de elaborar la información sino también con proponer un proceso ordenado que establezca entre otras cosas:

- a) la frecuencia de los controles para que la misma resulte oportuna;
- b) la elección de los proyectos sobre los cuales aplicarla, de acuerdo al alcance de cada uno y la importancia

estratégica dentro del portfolio de la empresa; y c) la difusión de los resultados para una eficiente toma de decisiones.

Capítulo 2

Objetivo General y Objetivos Específicos

Objetivo General

- Desarrollar una metodología de evaluación económica de proyectos en marcha en una empresa petrolera, a fin de posibilitar la detección temprana de desvíos en su rentabilidad respecto a lo estimado en su evaluación ex ante, determinando las causas, de manera de poder plantear acciones correctivas en forma oportuna.

Objetivos Específicos

- Diseñar y confeccionar las planillas modelo que permitan recolectar y procesar los datos de entrada de diversas fuentes, como así también el modelo de evaluación genérico propuesto que faciliten su posterior actualización en evaluaciones futuras para un mismo proyecto como para otros proyectos de la empresa.
- Realizar una nueva evaluación económica del proyecto seleccionado como Caso de Estudio: “Desarrollo de Reservas Primarias en el área Médanos-Los Copihues” de la empresa Petróleos Patagonia evaluado en el año 2013.
- Calcular los nuevos indicadores económicos del caso de estudio y determinar los desvíos en su rentabilidad respecto a lo estimado en la evaluación ex ante, utilizando el Valor Actual Neto (VAN) como indicador principal para la comparación.
- Cuantificar en términos de VAN la incidencia de cada variable en el desvío total, en base a cálculos de sensibilidad para cada factor clave.

- Correlacionar los desvíos con los factores de riesgo del proyecto y de la industria, de manera de proveer información soporte para la toma de decisiones.
- Recomendar mejoras al proceso de seguimiento de proyectos.

Capítulo 3

Marco Teórico

Características de los Proyectos de Inversión en la Industria Petrolera

El negocio de exploración y producción de petróleo y gas (E&P) es la mayor industria extractiva de recursos no renovables y su principal característica radica en que es de capital intensivo. Esto significa que su rentabilidad depende de fuertes y continuos montos de inversión, con la contrapartida de un alto riesgo asociado al éxito de los resultados dado que las acumulaciones comerciales de hidrocarburos a menudo sólo se encuentran luego de varios y costosos intentos fallidos (Kaindl, 2009).

Los ingresos por ventas están determinados por los volúmenes de hidrocarburos que la empresa pueda producir. Estos volúmenes se denominan “reservas” y se encuentran alocados en rocas reservorios a distintas profundidades del suelo dependiendo de cada yacimiento. Sin embargo no todos los potenciales volúmenes de hidrocarburos de un campo pueden ser considerados reservas. Para que lo sean tiene que existir la posibilidad técnica de extraerlas y la viabilidad económica de hacerlo, es decir deben ser rentables bajo las condiciones técnico-económicas corrientes (Kaindl, 2009).

Para poder verificar la existencia de hidrocarburos y extraerlos es necesario perforar pozos. Esta es una de las principales actividades de inversión en esta industria y la mayoría de los proyectos que se evalúan tienen como principal objetivo el incremento de reservas a partir de la perforación de pozos productores.

Existen distintos tipos de proyectos en una empresa petrolera (Rosbaco, 1988):

- Proyectos de Desarrollo: son generadores de una futura corriente de ingresos.
- Proyectos de Aceleración: aceleran una corriente de ingresos existente.

- Proyectos de Servicio, Mantenimiento y de Reemplazo: generan un ahorro.
- Proyectos de Adecuación a normas legales: brindan la posibilidad de seguir operando.
- Proyectos de Desinversión: generan un ingreso por la venta de un activo propio.

Es interesante destacar que a diferencia de otros tipos de industrias, en este caso la implementación de proyectos de inversión es una actividad continua y no de excepción. Todos los años se revisa la cartera de proyectos en función de la estrategia de desarrollo de reservas buscada, acorde a las posibilidades financieras de cada empresa, retomando un ciclo de formulación y evaluación de proyectos tendiente a seleccionar las mejores alternativas dentro de la cartera disponible. No todos los proyectos que se evalúan son nuevos, en muchos casos se reevalúan proyectos en marcha que acorde a su avance arrojan nueva información técnica que permite revisar probabilidades de riesgos y reducir incertidumbres. Así por ejemplo al perforar pozos en zonas de alto riesgo geológico se obtienen datos que permiten delimitar el yacimiento y redefinir el programa en cuanto a ubicaciones y tipos de pozos a seguir perforando, como así también revisar la estimación de la reserva esperada. Teniendo en cuenta que “el riesgo de un proyecto se define como la variabilidad de los flujos de caja reales respecto de los estimados” (Sapag Chain N. y Sapag Chain R., 2007, p. 371) y que todas estas variables tienen incidencia directa en la rentabilidad de los proyectos, este ciclo de retroalimentación de las evaluaciones es un proceso fundamental para la empresa y sus accionistas.

La cartera de proyectos estará también condicionada por factores del entorno que inciden en la rentabilidad y sobre los cuales las empresas no tienen injerencia y/o poder de actuación. Sin lugar a dudas uno de los más importantes es el precio. El petróleo es un *commodity*, lo que significa que es un bien susceptible de ser transado fluidamente en el

mercado internacional, con características estandarizadas y precios que se fijan según el comportamiento de la oferta y la demanda en dicho mercado (Vásquez Cordano, 2015). El precio del gas por otro lado, y particularmente en Argentina, está fuertemente regulado por el gobierno, siendo un recurso estratégico en la matriz energética del país. Otros factores importantes del entorno son los asociados el marco regulatorio e impositivo, y a las condiciones contractuales con las provincias, quienes actualmente son las Autoridades de Aplicación para los yacimientos que se encuentran en sus jurisdicciones.

Ciclo de Vida de un Proyecto

Se puede resumir la vida de un proyecto en cuatro etapas (Gido y Clements, 2003):

- a. Identificar una necesidad
- b. Desarrollar una propuesta de solución
- c. Realizar el proyecto
- d. Terminar el proyecto

a. Identificar una Necesidad

Los proyectos nacen a partir de una necesidad, la búsqueda de una solución a un problema y también, en determinados casos ante una oportunidad. Constituyen un esfuerzo tendiente a lograr un objetivo específico mediante una serie de actividades interrelacionadas y la utilización eficiente de recursos (Gido y Clements, 2003).

Las organizaciones están constantemente en la búsqueda de nuevas ideas de proyectos, identificando problemas que puedan resolverse y oportunidades de negocio que puedan aprovecharse (Sapag Chain N. y Sapag Chain R., 2007). El objetivo es generar riquezas a partir de los recursos económicos de los que se dispone.

b. Desarrollar una Propuesta de Solución

A partir de esta identificación surgen ideas que permitirán elaborar una o varias propuestas de solución a la necesidad o problema planteados.

Sapag Chain N. y Sapag Chain R., (2007) denominan a esta segunda etapa Pre inversión y a su vez enfatizan la realización de tres estudios de viabilidad de la propuesta, a saber: perfil, pre factibilidad y factibilidad. Cada uno de estos estudios estima las inversiones, costos e ingresos del proyecto pero con distintos niveles de profundidad en la información analizada. Representan portones de decisión para determinar si el proyecto vale la pena, y de no existir razones para su abandono se pasa al próximo estudio, culminando en el de mayor detalle: el estudio de factibilidad.

La viabilidad económica es uno de los principales estudios del proyecto y sobre el cual se enfocará el desarrollo de este trabajo.

Al analizar la factibilidad se distinguen dos grandes etapas en todo proyecto de inversión: la de formulación y preparación, y la de evaluación.

La primera de ellas busca establecer y cuantificar todas las variables que incidan en el flujo de fondos del proyecto. La segunda busca, en función de este flujo de fondos, aplicar metodologías definidas para determinar la rentabilidad de la inversión. (Sapag Chain N. y Sapag Chain R., 2007).

Si bien tradicionalmente estas técnicas de evaluación y análisis económicos estuvieron reservados para la evaluación de nuevas inversiones, en los últimos años han comenzado también a aplicarse a la evaluación de proyectos en marcha. Periódicamente algunas empresas realizan una evaluación de sus áreas, negocios principales o proyectos “desde la cuna a la tumba”. La diferencia fundamental con la evaluación clásica de inversiones a futuro, radica en la inclusión de valores históricos combinados con

proyecciones revisadas que permiten monitorear la evolución del proyecto en el tiempo (Rosbaco, 1998).

La evaluación puede ser entendida entonces, como una acción transversal a todas las etapas del ciclo del proyecto, desde la preparación del mismo como durante su seguimiento. De este modo, la acción evaluadora es propia de todas las etapas del ciclo de vida del proyecto dada su naturaleza dinámica y la necesidad de tomar decisiones sobre bases fundadas. Por lo tanto se deben tener en cuenta las distintas evaluaciones dentro del ciclo del proyecto junto con los distintos momentos en que pueden recogerse datos evaluativos (González, 2000).

En la siguiente tabla se muestran los distintos tipos de evaluación para cada etapa de un proyecto.

Tabla 1. Acciones Evaluativas en el Ciclo de Vida de un Proyecto.

Etapa	Actividades	Acción	Temporalidad
Preparación (Antes del proyecto)	Identificación, Formulación-Planificación	Evaluación de necesidades y potencialidades	Evaluación Ex ante
Implementación (Durante el proyecto)	Ejecución y Seguimiento	Evaluación de progreso	Evaluación Ex dure o intermedia
Evaluación (Después del proyecto)	Terminación del proyecto	Evaluación de resultados	Evaluación Ex post

Fuente: González, (2000).

La evaluación ex dure o intermedia cobra especial importancia en proyectos de largo plazo con inversiones plurianuales, donde muchas de las variables son inciertas.

Formulación y Evaluación de Proyectos en Empresas de E&P

Podemos establecer tres pasos para la formulación, preparación y evaluación económica de proyectos de petróleo y gas (Smith, 2007):

a) - Generar los pronósticos de las variables técnicas y económicas clave:

* Los volúmenes de producción de gas y petróleo anuales del proyecto, sea éste un pozo, un grupo de pozos, un yacimiento o cualquier otro tipo de agrupamiento de activos. Los encargados de proveer estos pronósticos son los geólogos e ingenieros de reservorios que a partir de los volúmenes de reserva estimados en cada caso calculan como se producirá la misma en el horizonte de tiempo de explotación del campo. Entregable: curva de evolución de la producción en el tiempo.

* Los precios del gas y del petróleo para cada año. Por lo general en compañías grandes estos pronósticos son provistos por una gerencia centralizada para ser usados uniformemente en todos los proyectos a evaluar, de manera que no se generen distorsiones por precios en la competencia entre proyectos. La mayor característica de esta industria es que no hace falta un estudio de mercado para establecer los precios. Hay demanda segura y todo lo que se produce se vende, sin embargo no hay potestad sobre los precios. Hay que diferenciar entre el precio del petróleo y el del gas. El petróleo es un *commodity*, es decir que es de fácil transporte y está atado al precio que se establece en el mercado internacional. Dada también su dependencia geopolítica es muy volátil con lo cual es muy difícil pronosticar su evolución. En el caso del gas el precio difiere de una zona a otra por la mayor dificultad para su transporte, y en algunos casos, como en nuestro país, tiene regulaciones estatales. Entregable: perfil de precios en el tiempo.

* Los costos de capital o inversiones a erogar para el desarrollo de las reservas: normalmente la estimación de estos costos es realizada por los ingenieros de cada especialidad, principalmente de construcción de pozos e instalaciones, de acuerdo a las características técnicas requeridas por el proyecto. Son aquellos desembolsos necesarios para crear la infraestructura productiva. Entregable: evolución de las inversiones en el tiempo.

* Los gastos operativos necesarios para mantener en producción los pozos una vez completados y conectados a una instalación: estos gastos son también calculados por personal técnico en función de las condiciones de cada campo. Generalmente los gastos asociados al proyecto son marginales, es decir son incrementales sobre el gasto fijo del yacimiento en función de los volúmenes de producción que adicionan. Por lo tanto son solo gastos variables. Los gastos suelen distribuirse más homogéneamente durante la vida del proyecto mientras que las inversiones se concentran en los primeros años. Entregable: evolución del perfil de gastos de producción en el tiempo.

b) - Modelado Fiscal

Cada país tiene sus propias características fiscales y contractuales que regulan la forma en que las compañías deben pagar una parte de sus ingresos a diferentes agencias gubernamentales. En su conjunto esto se conoce como el Sistema Fiscal de un país.

Se debe construir un modelo que permita calcular el flujo de caja anual después de impuestos que la empresa petrolera obtendrá a lo largo de la vida del proyecto. El cálculo del flujo de caja es siempre el objetivo de una evaluación económica ya que los indicadores económicos derivados del mismo dan soporte a la toma de decisiones.

Desde el punto de vista de la evaluación económica existen dos tipos fundamentales de sistemas fiscales (Smith, 2007):

* *Regímenes de Regalías/Impuestos*: las compañías son “dueñas” de las reservas y obtienen sus ingresos a través de las ventas de petróleo y gas. De lo obtenido, deben pagar una regalía, estipulada generalmente como un porcentaje sobre los ingresos. Luego la empresa deberá pagar un impuesto sobre la renta basado en los beneficios del proyecto.

En este caso hay un solo flujo de ingresos: las ventas, y cuatro flujos de salidas: las inversiones, los gastos operativos, las regalías y los impuestos.

Este es el sistema que se aplica en nuestro país. El pago de regalías se hace a las provincias, que son las dueñas de los recursos naturales y concesionan su explotación a las empresas. También a las provincias se les paga impuestos sobre los ingresos brutos.

A la Nación se le paga el impuesto a las ganancias, que sería el impuesto a la renta. Para el cálculo del impuesto a las ganancias es necesario determinar las depreciaciones de los activos de capital del proyecto. En general en la industria las depreciaciones se calculan en función del perfil de agotamiento de las reservas.

* *Contratos de Producción Compartida*: en este caso la construcción del flujo de caja es muy distinta. Las empresas no son “dueñas” de las reservas, sino que el dueño es el estado, que destina una parte de la producción (costo de recuperación) a ser utilizada por la empresa petrolera para recuperar sus costos de exploración, desarrollo y operación. El valor de la producción remanente en el año luego de los costos de recuperación se considera el beneficio del proyecto que es compartido entre la empresa y el gobierno.

En este caso hay dos flujos de entrada para el proyecto: costos de recuperación y participación en los beneficios, y dos flujos de salida: inversiones y costos operativos.

c) - Calculo de Índices Económicos

Ya con todos los pronósticos y los cálculos impositivos se está en condiciones de generar el flujo de caja después de impuestos y calcular los indicadores económicos del mismo. Tal como lo definen Sapag Chain, N. y Sapag Chain, R. (2007) “la proyección del flujo de caja constituye uno de los elementos más importantes del estudio de un proyecto, ya que la evaluación del mismo se efectuará sobre los resultados que se determinen en ella”.

La ecuación del flujo de caja es muy sencilla:

$$\text{Flujo de Caja} = \text{Ingresos} - \text{Desembolsos}$$

La característica principal es que es una ecuación financiera, es decir que suma y resta cantidades de dinero percibidas (efectivamente cobradas o pagadas). Otra de sus características es su carácter incremental, es decir refleja ingresos y desembolsos asociados a la nueva inversión, por eso en empresas en marcha representa un flujo incremental sobre el que ya tiene la organización (Rosbaco, 1988).

Principales Indicadores Económicos de Proyectos

Valor Actual Neto (VAN)

Uno de los principios fundamentales de las finanzas tiene que ver con el valor del dinero en el tiempo, y establece que una suma de dinero hoy vale más que la misma suma de dinero en algún momento del futuro ya que el dinero disponible hoy puede invertirse y comenzar a generar intereses (Ross, Westerfield y Jordan, 2010).

El Valor Futuro (VF) indica el valor que tendrá una inversión en algún momento del futuro de acuerdo a la tasa de interés a la cual esté colocada:

$$VF = C * (1 + r)$$

donde r es la tasa de interés y C el capital invertido

Si adicionalmente se reinvierte el capital más los intereses generados por más de un período estamos hablando de interés compuesto, es decir interés sobre interés.

$$VF = C * (1 + r)^t$$

siendo t la cantidad de periodos

El cálculo del Valor Actual (VA) o valor presente es la operación inversa, mediante la cual se determina cuánto vale hoy una cantidad futura:

$$VA = \frac{C}{(1+r)}$$

aquí r se denomina tasa de descuento

Puede ser también compuesto si se descuentan varios períodos:

$$VA = \frac{C}{(1+r)^t}$$

Se puede establecer una relación entre el VF y el VA de la siguiente manera:

$$VA = \frac{VF}{(1+r)^t}$$

El Valor Actual Neto (VAN) es la sumatoria de los flujos de caja netos (incluyendo los desembolsos de costos de inversión) descontados por una determinada tasa de rendimiento deseada. La elección del flujo y la tasa de rendimiento es lo que garantiza la coherencia del indicador (Spidalieri, 2010).

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j}$$

FC_j = flujo de caja del período j

i = tasa de descuento

La tasa de descuento es una variable clave de incidencia en esta ecuación pues representa el rendimiento mínimo que se espera del proyecto. Esta tasa mínima se conoce también como Tasa de Corte y determina que si un proyecto tiene VAN positivo a la tasa de corte ($VAN > 0$) el mismo será aceptado. Como parte del rendimiento mínimo del proyecto hay que incluir también en la tasa un plus que compense los riesgos asumidos en el proyecto que se denomina “premio al riesgo mínimo pretendido” (Rosbaco, 1988).

Tasa de Corte = Tasa de rendimiento a Riesgo Cero + Premio al Riesgo Mínimo Pretendido

En empresas en funcionamiento con una estructura óptima de endeudamiento la relación deuda/activos y patrimonio/activos es estable a través del tiempo. En estos casos se

usa la tasa corporativa estimada por el Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC), también conocida como WACC, del inglés *Weighted Average Cost of Capital*.

La fórmula para el cálculo de la tasa de costo promedio ponderado es:

$$\mathbf{CPPC \acute{o} WACC = K_i * \frac{PN}{A} + K_d * \frac{P}{A} * (1 - t)}$$

Referencias:

K_i = retorno del *equity* o tasa de retorno para los recursos propios

PN = Patrimonio Neto

A = Activo

K_d = tasa de costo de la deuda

P = Pasivo

t = tasa impuesto a las ganancias

A criterio de varios autores el VAN es el más importante de los indicadores de rendimiento de capital ya que todos los demás de una manera u otra derivan de éste.

Índice del Valor Actual Neto (IVAN)

En caso de limitaciones presupuestarias conviene priorizar aquellos proyectos de mayor rendimiento unitario. Para ello es útil el IVAN, que se calcula dividiendo el VAN del proyecto por el monto de la inversión actualizada si los desembolsos fueran en más de un período.

Si consideramos que el VAN es en definitiva la utilidad neta o ganancia actualizada que rinde el proyecto, este indicador nos dice cuánto ganamos por cada unidad monetaria que invertimos. Esto lo convierte en un indicador eficiente para comparar proyectos no excluyentes.

Tiempo de Repago (*Pay Out Time*) y Máxima Exposición

El tiempo de repago es el instante en el cual los flujos de caja acumulados del proyecto dan cero. Es decir, es el tiempo necesario para que la diferencia ingresos-gastos iguale a la inversión realizada (Rosbaco, 1988).

La máxima exposición es el valor máximo negativo de los flujos de caja acumulados. Debe indicarse en qué momento se produce ya que representa el máximo endeudamiento de la empresa a causa del proyecto.

El tiempo de repago y la máxima exposición son indicadores de endeudamiento y hasta cierto punto miden parte del riesgo del proyecto (Rosbaco, 1988).

Tasa Interna de Retorno (TIR):

Se denomina Tasa Interna de Retorno a la tasa de descuento a la que el VAN se hace cero. Por lo tanto si la TIR es mayor a la Tasa de Corte el VAN del proyecto será positivo, si es igual será cero, y si es inferior será negativo.

Se debe ser muy cuidadoso en el uso de la TIR ya que cuenta con algunas desventajas. Una de las principales es que puede existir más de una TIR. Existe una regla práctica denominada la regla de los signos de Descartes que se usa para determinar la cantidad de TIR que puede tener un proyecto y depende de la cantidad de cambios de signo que tenga la serie de flujos de caja (Spidalieri, 2010):

- Si se verifican un solo cambio de signo tendrá TIR única.
- Si no hay cambios de signo no existe TIR.
- Si hay más de un cambio hay TIR múltiple, tantas como cambios de signo tenga la serie.

Otros indicadores propios de proyectos en la industria petrolera:

Dado que la reserva que se desarrollará con la ejecución de un proyecto de E&P es una de las variables clave del mismo, existen algunos indicadores que se expresan en valores por volumen unitario de reserva. Al ser unitarios sirven para comparación entre distintos proyectos de desarrollo.

Usualmente las reservas de hidrocarburos se expresan en Barriles Equivalentes de Petróleo (BOE, por sus siglas en inglés). Por lo general, esta unidad es utilizada para homogeneizar fluidos cuando se consideran producciones de gas y petróleo en conjunto. Se considera el volumen de petróleo en barriles y se le suma el volumen de gas convertido a barriles equivalentes.

- ***Costo de Desarrollo***

El costo de desarrollo representa el monto de inversión que requiere el proyecto para desarrollar un BOE.

$$\text{Costo de Desarrollo (\$/BOE)} = \text{inversión (en \$)} / \text{volumen de reserva (en BOE)}$$

Mide la eficiencia de la inversión.

- ***Precio de Corte***

Es el precio del petróleo que hace el VAN cero. Con valores inferiores a este precio de corte el proyecto tiene VAN negativo y por lo tanto no es rentable. Es un indicador útil especialmente en escenarios de alta volatilidad de precios.

c. Realizar el Proyecto

Esta fase consiste en la implementación y puesta en marcha del proyecto de acuerdo a lo planificado y evaluado en las etapas anteriores. Esta etapa es también conocida como

ejecución u operación del proyecto y permitirá lograr los objetivos propuestos empleando los recursos considerados en el estudio de factibilidad.

Consta de dos partes: primero hacer una planeación detallada y luego ponerla en práctica (Gido y Clements, 2003).

Mientras se está ejecutando el proyecto es necesario supervisar el avance del mismo para asegurarse que todo marcha según el plan. Hay que medir el progreso y compararlo con lo planeado en forma periódica y oportuna (Gido y Clements, 2003).

Es importante aquí introducir los conceptos de Control de Gestión y su importancia en la Administración de Empresas.

La Función de Control en la Administración

Según Koontz (2007) todos los administradores tienen un mismo objetivo, y éste es generar un excedente. La administración significa eficacia y eficiencia en pos de la productividad.

Para cumplir este objetivo el proceso administrativo puede dividirse en cuatro etapas: *planificar, organizar, dirigir y controlar*. Ninguna de ellas prevalece sobre las otras, sino que todas tienen igual jerarquía en la vida de una organización (Spidalieri, 2010).

La *planeación* se refiere a determinar adonde debe ir la organización y cómo se debe llegar allí. La formulación y evaluación de proyectos de inversión claramente es uno de los procesos que forman parte de esta función.

La *organización* es el decidir quién hace qué, la definición y agrupación de actividades, la asignación de responsabilidades y el establecimiento de medios de comunicación, coordinación y control.

La *dirección* consiste en determinar qué se debe hacer y cuándo se debe hacer, y propiciar que todos trabajen en estrecha colaboración brindando lo mejor de sus capacidades.

En cuanto al *control* se refiere, éste consiste en medir y supervisar los resultados, comparar las mediciones con los planes y, cuando sea necesario, tomar las medidas correctivas pertinentes.

Desde la fase de planeación se va definiendo y ejerciendo el control, a través de la determinación de las variables clave de éxito asociadas a los objetivos y a los recursos disponibles. Es el control, mediante la generación de la información, el que provee las bases para la adecuada y oportuna toma de decisiones (Beltrán Jaramillo, 1999).

El control de gestión

Controlar es mantener el comportamiento de los factores clave dentro de un rango previamente determinado, durante cierto período. Tanto los factores clave como sus respectivos valores, incluyendo los rangos de variación tolerable, son establecidos de manera encadenada desde el nivel estratégico hasta el nivel operativo, asociados directamente a los objetivos fijados en la etapa de planeación.

Podemos considerar tres niveles de gestión dentro de la organización (Beltrán Jaramillo, 1999):

1. Gestión estratégica: Se desarrolla en la dirección, y tiene como característica fundamental que la influencia de las acciones y las decisiones es, generalmente, corporativa y de largo plazo. Tiene que ver con la definición macro del negocio. Incluye la relación de la empresa con el entorno.

2. Gestión táctica: Se desarrolla con base en la gestión estratégica. El impacto de las decisiones y acciones, de mediano plazo, abarca las unidades estratégicas del negocio. Tiene que ver con las operaciones iniciales de las decisiones estratégicas. Enmarca las funciones de organización y coordinación.

3. Gestión operativa: Se desarrolla con base en la gestión táctica. El impacto de las decisiones y acciones es de corto plazo e incluye los equipos naturales de trabajo y los individuos. Básicamente tiene que ver con las funciones de ejecución y control.

Arango, D. (1996) define el control de gestión como un instrumento gerencial, integral y estratégico que, apoyado en indicadores, índices y cuadros producidos en forma sistemática, periódica y objetiva, permite que la organización sea efectiva para captar recursos, eficiente para transformarlos y eficaz para canalizados.

Entre las funciones asociadas al Control de Gestión se pueden mencionar:

- Apoyar y facilitar los procesos de toma de decisiones.
- Controlar la evolución en el tiempo de los principales procesos y variables.
- Racionalizar el uso de la información.
- Servir de base para la adopción de normas y patrones efectivos y útiles para la organización.
- Servir de base para la planificación y la prospección de la organización.
- Servir de base para la comprensión de la evolución, situación actual y futuro de la organización.
- Propiciar la participación de las personas en la gestión de la organización.

Indicadores de Gestión

Medir es comparar una magnitud con un patrón pre establecido. Aunque existe la tendencia a "medirlo todo", la clave consiste en elegir las variables críticas para el éxito del proceso, y para ello es necesario seleccionar las más convenientes para medir y asegurar que las mismas resuman lo mejor posible la actividad que se lleva a cabo en cada área funcional (Beltrán Jaramillo, 1999).

Un sistema de control de gestión tiene como objetivo facilitar a los administradores con responsabilidades de planeación y control, información permanente e integral sobre su desempeño, que les permita a éstos autoevaluar su gestión y tomar los correctivos del caso.

Se define un indicador como la relación entre las variables cuantitativas o cualitativas, que permite observar la situación y las tendencias de cambio generadas en el objeto o fenómeno observado, respecto de objetivos y metas previstas e influencias esperadas. Son factores para establecer el logro y el cumplimiento de la misión, objetivos y metas de un determinado proceso (Beltrán Jaramillo, 1999).

Estos indicadores pueden ser valores, unidades, índices, series estadísticas, etc. Los indicadores de gestión son, ante todo, información, es decir, no son solo datos sino que agregan valor.

La ventaja fundamental derivada del uso de indicadores de gestión se resume en la reducción drástica de la incertidumbre y la subjetividad, con el consecuente incremento de la efectividad de la organización.

d. Terminar el Proyecto

La fase de terminación se inicia cuando se completa la realización del proyecto. Uno de los principales propósitos de finalizar apropiadamente un proyecto es aprender de la experiencia ganada durante la ejecución del mismo con el fin de mejorar el desempeño en el futuro (Gido y Clements, 2003).

Es importante aquí también que se realicen reuniones de evaluación internas sobre el desempeño del proyecto para compartir lecciones aprendidas que sirvan de soporte a futuros proyectos.

En esta instancia se realizará una evaluación ex post o de resultados que permita indicar si se cumplieron los objetivos del proyecto, sus impactos, eficiencia y resultados económicos.

La evaluación ex post puede tener tres funciones principales (González, 2000):

1. Apoyar los procesos de gestión: la evaluación posterior permite medir la eficiencia en el desarrollo del proyecto, revisar los costos y la eficiencia del uso de los recursos y descubrir si es necesario mejorar el modo en que la organización realiza las actividades con el fin de tomar correctivos para el futuro.
2. Controlar: la evaluación tiene una importante función de control financiero y contable para conocer el grado de rentabilidad del capital y de los bienes una vez finalizado el proyecto.
3. Aprender: tal vez la más importante de esta etapa sea entender la evaluación como una herramienta de aprendizaje que permita mejorar la gestión de futuros proyectos.

Se puede concluir que la evaluación se refiere tanto al futuro como al pasado: es una vía para valorar los resultados de las acciones pasadas, en aras de incorporar dicho aprendizaje en la planificación futura. Manteniendo una mirada crítica de lo ocurrido, la evaluación puede:

- Determinar hasta qué punto se han cumplido los objetivos y las metas.
- Valorar la relevancia, la efectividad, la eficiencia, el impacto y la viabilidad de lo que se ha logrado.
- Reconsiderar, a la luz de la experiencia, la validez de los supuestos del plan original.
- Indicar qué puntos de vistas internos pueden ser ofrecidos para mejorar prácticas y políticas.

Prueba de Deterioro del Valor de los Activos o *Impairment Test*

Valuación de Activos

La Resolución Técnica (RT) N° 17 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE) dicta en su apartado 4.4.1 el criterio general para las comparaciones con valores recuperables, que establece:

Ningún activo (o grupo homogéneo de activos) podrá presentarse en los estados contables por un importe superior a su valor recuperable, entendido como el mayor importe entre:

- a) su valor neto de realización (VNR), determinado de la manera indicada en la sección 4.3.2 (Determinación de valores netos de realización);
- b) su valor de uso (VUE), definido como el valor actual esperado de los flujos netos de fondos que deberían surgir del uso de los bienes y de su disposición al final de su vida útil (o de su venta anticipada, si ella hubiera sido resuelta) y determinado aplicando las normas de las secciones 4.4.4 y 4.4.5.

El punto a) hace referencia al VNR que se determina como el precio de venta de un bien o conjunto de bienes o servicios menos los costos adicionales directos que se generarán hasta su comercialización inclusive.

El punto b) establece que según la naturaleza de los bienes podrá estimarse de manera diferente, atendiendo al significado económico que el o los activos tienen para la entidad en función al ramo de su actividad y de la utilización que de ellos se haga. Esto puede medirse generalmente en función del valor actual de los ingresos netos probables que directa o indirectamente producirán.

Asimismo la RT 17 en su apartado 4.4.2 establece la frecuencia de las comparaciones y dicta que en el caso de bienes de uso, la comparación deberá efectuarse cada vez que se preparen estados contables cuando “existe algún indicio de que tales activos se hayan desvalorizado (o de que una desvalorización anterior se haya revertido)”.

En el caso de la industria de E&P claramente el valor de los activos está asociado a su VUE. El valor de un pozo de petróleo o gas, o de un conjunto de pozos y las instalaciones implantadas en un yacimiento valen acorde los ingresos que puedan generar, es decir a los volúmenes de petróleo y gas que puedan producir mientras sea rentable, independientemente del costo que originalmente hayan tenido durante su construcción por la adquisición de materiales y ejecución de obras y servicios (valor por el cual se registran contablemente al ser capitalizados).

Como se mencionase anteriormente la actividad de explotación y producción de petróleo y gas se caracteriza por ser típicamente de capital intensivo, involucrar altos riesgos y largos plazos de maduración de las inversiones. Esas características se reflejan en valores elevados de los activos empleados y dificultades en la recuperación de esos valores capitalizados. Así, el test para verificar la posibilidad de recuperación de los valores de los activos – *impairment test* – tiene importancia acentuada para este sector (Aguar Domingues y Godoy, 2012).

El test de *impairment* busca verificar la pérdida de posibilidad de recuperación de los activos, o sea, identificar activos cuyas expectativas de flujos de caja fueron disminuidas substancialmente en virtud de situaciones adversas.

Desde el punto de vista de la evaluación del activo, el *impairment* objetiva adecuar el valor registrado por la contabilidad a la capacidad de generación de beneficios futuros del activo (Aguar Domingues y Godoy, 2012).

Las situaciones adversas que causan *impairment* son comunes a las empresas petroleras, pues están directamente relacionadas con las características inherentes de los activos usados para explotar y producir petróleo y gas, siendo las principales:

- alteraciones en los precios de los *commodities* (petróleo y gas).
- cambios en las estimaciones de las reservas a producir, mejoras de recuperación y nuevos descubrimientos.
- cambios en las condiciones de los contratos de concesión.

Las empresas con cotización de acciones en el mercado de valores de Estados Unidos de América (USA) también deben ajustarse a las normas establecidas por la *Securities and Exchange Commission* (SEC) y elaborar informes acordes a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) dictadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (*International Accounting Standards Board, IASB*), o a las Normas de Contabilidad Financieras (*Statement of Financial Accounting Standards, SFAS*) del Consejo de Estándares de Contabilidad Financiera de USA (*Financial Accounting Standard Board, FASB*).

Normas Contables Internacionales de Aplicación

Existen dos normas internacionales relacionadas con el test de *impairment*:

SFAS 144, *Accounting for the Impairment or Disposal of Long-lived Assets* de la FASB

De acuerdo con la SFAS 144, *impairment* es una condición que existe cuando la cuantía registrada de un activo o grupo de activos fuere superior a su valor justo (conocido como *fair value* por su denominación en inglés). El valor registrado de un activo, o grupo de

activos, es considerado no recuperable si excede la suma de los flujos de caja líquidos no descontados esperados, derivados del uso y eventual venta del activo.

En ese sentido, una pérdida del valor recuperable es determinada por la comparación del valor contable del activo con su *fair value*. Cuando el primero fuere mayor que el segundo deber ser reconocida una pérdida por impairment por la diferencia.

Los activos o grupos de activos deben ser testeados durante su vida útil cuando eventos o cambios en las circunstancias indiquen que su valor contable puede no ser recuperable. La norma relaciona las siguientes situaciones que pueden indicar pérdida del valor de recuperación: a) una disminución significativa en el precio de mercado del activo (o grupo de activos); b) una modificación adversa significativa en la extensión o en el modo por el cual el activo (o grupo de activos) es utilizado o, una modificación en sus condiciones físicas; c) una modificación adversa significativa en factores legales, reglamentaciones de órganos de control o en el ambiente empresarial que podría afectar el valor del activo; d) una acumulación de costos significativamente superiores al monto inicialmente previsto para la adquisición o la construcción del activo (o grupo de activos); e) pérdidas actuales operacionales o en el flujo de caja, combinadas con un histórico o proyecciones de pérdidas con el uso de un activo o grupo de activos; y f) expectativa mayor que el 50% de que un activo (o grupo de activos) será vendido o bajado antes de su vida útil estimada

IAS 36 – *Impairment of Assets* del IASB

La IAS 36 nos dice que un activo estará contabilizado por encima de su importe recuperable cuando su importe en libros exceda del importe que se pueda recuperar del mismo a través de su utilización o de su venta.

En caso de que existan evidencias de que activos estén registrados por valores no recuperables en el futuro, la entidad deberá realizar el test para verificar la posible pérdida y, si fuera identificada, reconocer la desvalorización por medio de la constitución de provisión para pérdidas de posibilidad de recuperación de activos. El valor recuperable de un activo o de una unidad generadora de caja es el mayor valor entre el valor líquido de venta y su valor en uso; el valor en uso es el valor presente de flujos de caja futuros estimados (Aguar Domingues y Godoy, 2012).

Las orientaciones de la IAS 36 abarcan la contabilización de *impairment* para casi todos los tipos de activos, incluyendo activos fijos, activos intangibles y *goodwill* (fondo de comercio).

La entidad debe evaluar al final de cada período, si existe cualquier indicación de que el activo haya perdido substancia económica. Si cualquier indicación existiere, se debe estimar la cuantía recuperable del activo. Como indicadores de desvalorización de sus activos la norma presenta una exhaustiva lista de fuentes de información, clasificadas en fuentes externas y fuentes internas.

Las principales informaciones externas que deben ser observadas son: a) si el valor de mercado de un activo disminuyó más de lo esperado, en función del tiempo y de su utilización; b) si ocurrieron cambios significativos en el ambiente tecnológico, de mercado, económico o legal, de forma a afectarlos activos de la entidad; c) si los intereses aumentaron al punto de afectar la tasa de descuento utilizada en el cálculo del valor del activo en uso (flujo de caja); y d) si el valor contable líquido de los activos fuere mayor que su valor de mercado capitalizado.

Las informaciones internas son: a) evidencias que comprueben que el activo está obsoleto o dañado; b) cambios significativos en relación al modo de uso del activo,

incluyendo su discontinuidad; y c) la indicación de caída superior a lo esperado del desempeño económico de un activo, evidenciado en un informe interno.

El importe en libros de un activo se reducirá hasta que alcance su importe recuperable si, y sólo si, este importe recuperable es inferior al importe en libros. Esta reducción se denomina pérdida por deterioro del valor e indica que hay *impairment*.

La pérdida por deterioro del valor se reconocerá inmediatamente en el resultado del periodo, a menos que el activo se contabilice por su valor revaluado de acuerdo con otra Norma (IASB, 2012).

Capítulo 4

Marco Metodológico

Metodología para el Diagnóstico

El diagnóstico de la empresa se realizará principalmente a partir de la investigación documental de información que la compañía pone a disposición dado su carácter de empresa pública que cotiza en bolsa. Así se pueden obtener datos de fuentes secundarias, como ser la página web de la empresa con información general de la misma y documentos como Memoria y Balance. La información del sector se analizará a partir de datos publicados en internet en sitios propios de esta industria como ser la Secretaría de Energía de la Nación (SEN), el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG), la Cámara de Productores de Hidrocarburos, y también de artículos publicados en revistas especializadas.

Por otro lado se complementará la investigación a través de entrevistas con referentes de la empresa, especialmente en relación a las operaciones y funcionamiento de la misma en la Cuenca Neuquina. Se solicitará a estos referentes documentos o *brochures* con información de relevancia para este estudio.

Metodología para el Desarrollo

Tipo de Investigación

El presente trabajo se plantea como una investigación aplicada a un caso práctico, del tipo descriptiva pues implica la descripción de un hecho a partir de métodos teóricos predefinidos, principalmente relacionados con técnicas de evaluación de proyectos y de control de gestión.

Por otro lado se compararán resultados de un mismo proyecto en dos momentos temporalmente separados respecto a su avance, lo que hace que la investigación sea longitudinal. Se intentará además que sea explicativa en cuanto que permita determinar las causas de desvíos calculados.

Se trata también de una investigación de campo donde la mayoría de los datos se obtendrán de fuentes primarias, principalmente del personal técnico y administrativo de la empresa abocado a la concepción, implementación, seguimiento y evaluación del proyecto en curso.

Diseño de la Investigación

Recolección de la información

En primer lugar se concertará una entrevista con el Coordinador del Proyecto. En este primer contacto con el proyecto se busca entenderlo de manera sistémica, y comprender su participación dentro de los objetivos estratégicos de la compañía y sus planes de negocio en curso. De esta manera, se podrán obtener datos sobre el objetivo o concepción del mismo (proyecto de desarrollo de reservas, *in-fill* o de aceleración de producción, de mejora, mantenimiento o reemplazo, etc.). Para ello es menester que el Coordinador de Proyecto facilite la información y documentos respecto al mismo, con datos sobre su descripción, alcance, cronograma, detalle de variables clave, pronósticos de producción y costos, evaluación económica y referentes responsables de cada disciplina. Se realizará un análisis documental del proyecto original y su evaluación ex ante.

A partir de esta información relevada se hará una descripción de los principales temas relacionados con distintos estudios de viabilidad del proyecto. Dado el objetivo del presente trabajo, el estudio sobre el que se hará foco es el de viabilidad económica.

Luego será necesario contactar a los referentes de cada especialidad para obtener datos revisados de las variables clave. Se requerirán datos históricos de lo ya ejecutado y nuevos pronósticos revisados de lo que falta ejecutar.

Aparte de los datos históricos y pronósticos de variables de tipo operativo como producción y costos, se deberán obtener datos sobre variables económicas como ser precios, impuestos, tasa de descuento, tipo de cambio, índices de precios, etc. Esta información se requerirá a las gerencias corporativas que dan soporte a los negocios en lo que respecta al planeamiento y evaluación de proyectos.

El contacto será vía e-mail, como así también por teléfono o entrevistas personales cada vez que se requiera. Los datos recolectados se volcarán en planillas Excel.

Procesamiento de la Información

Evaluación Económica

Para obtener los resultados económicos con la información recolectada se procederá a realizar una evaluación económica basada en las técnicas de flujo de caja descontado y los indicadores que se desprenden del mismo: VAN, TIR, IVAN, Tiempo de Repago, Costo de Desarrollo y Precio de Corte.

Para ello se deberán elaborar las series históricas más los pronósticos de ingresos (ventas) y egresos (inversiones, gastos, impuestos) para los períodos de la evaluación, que serán anuales y abarcarán desde el inicio del proyecto hasta el fin de concesión de los yacimientos.

Como primera medida, se generarán documentos soporte ad-hoc. Esto es, al tratarse de una metodología de evaluación nueva, se necesitan crear los archivos de soporte (planillas Excel) que colecten y consoliden la información tanto de lo ejecutado, como de las estimaciones futuras. Estos archivos son importantes ya que permiten ordenar los datos y son

el nexo o input para realizar las corridas económicas, a la vez que facilitan su posterior actualización en evaluaciones futuras.

Se debe unificar la moneda a utilizar y ajustar los costos e ingresos históricos a moneda actual. Es práctica usual de la industria realizar las evaluaciones económicas y los controles presupuestarios en dólares estadounidenses (USD). Por lo tanto resultará también importante tener en cuenta el tipo de cambio y su evolución.

El cálculo del VAN se hará a la fecha de la evaluación (fecha base). Así se deberá dividir el flujo de fondos en dos partes, una con lo ya realizado (histórico) y otro con lo pronosticado a futuro. Ambas partes deben traerse a valores presentes de la fecha base. Por lo tanto el tramo histórico se indexará a dicha fecha y el tramo futuro se descontará, utilizando en ambos casos la misma tasa de retorno esperada para el proyecto.

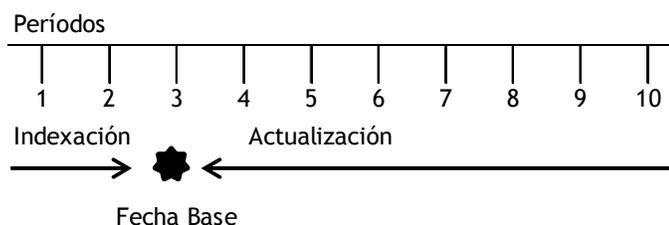


Figura 1. Esquema para Cálculo del VAN.
Fuente: Elaboración Propia.

Una vez realizada la evaluación ex dure del proyecto se determinará el desvío del VAN respecto al calculado en la evaluación ex ante. Lo más importante de la metodología a aplicar reside en establecer las causas del desvío y cuáles son las variables de mayor impacto en el mismo. Para ello se cuantificará el desvío para cada una de estas variables: precio, producción, costos operativos, costos de inversiones, impuestos y cronograma. Se realizará a través de un análisis de sensibilidad para cada factor por separado, reemplazando en la evaluación presente los valores de la variable en cuestión por los valores presupuestados en el proyecto original. Se calculará así cuánto sería el VAN del proyecto hoy si la variable

sensibilizada se hubiese comportado igual a lo planificado. De esta forma habrá una evaluación económica por variable clave, y la diferencia entre el resultado de esta sensibilización respecto a la evaluación ex dure será el desvío del VAN atribuible a cada factor.

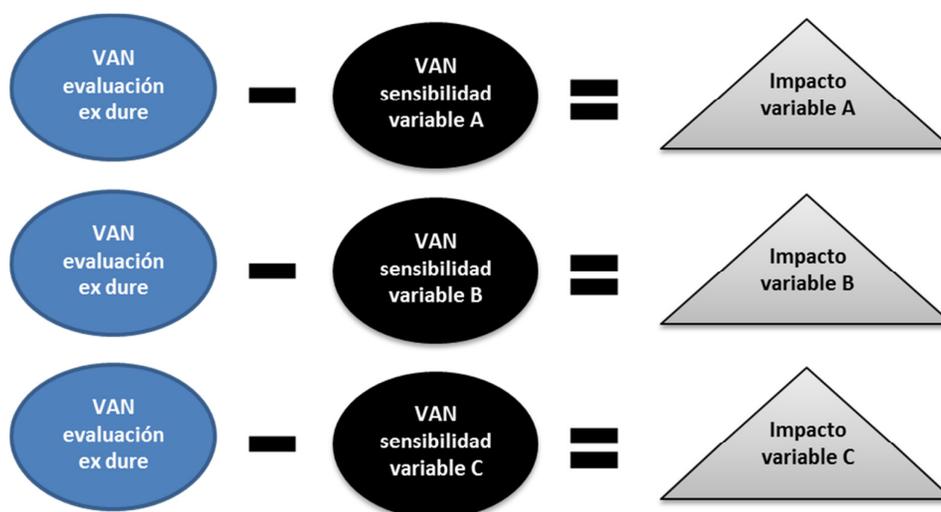


Figura 2. Sensibilización de Variables para Cálculo de Desvíos.
Fuente: Elaboración Propia.

La sumatoria de los desvíos individuales coincidirá aproximadamente con el desvío total del VAN calculado inicialmente al comparar las dos evaluaciones. Puede haber una pequeña diferencia por la interdependencia entre las variables, que se distribuirá en forma proporcional al desvío de cada factor calculando para ello un factor de normalización de la siguiente manera:

$$\text{Coef.} = \frac{\text{Desvío VAN total} - \sum \text{Desvíos VAN Variables}}{\sum \text{Desvíos VAN Variables}}$$

También a partir de esta cuantificación de desvíos según variable o factor clave se analizará a qué riesgo está asociado y se podrá definir si es gestionable o no desde la

organización. La empresa no tiene injerencia o poder de actuación sobre los riesgos asociados al entorno, pero sí es importante la cuantificación del impacto para decidir cómo se sigue según el grado de desvío que generen. Por otro lado podrá revisar los riesgos gestionables asociados las variables técnicas a partir de la nueva información que arroja la ejecución del proyecto, tomando las decisiones necesarias para la implementación de acciones correctivas y/o de mitigación tendientes a eliminar o reducir el desvío.

Elaboración de un Informe con los Resultados obtenidos

Con los cálculos obtenidos se elaborará un informe exponiendo los resultados y analizando los principales factores de desvío. Determinar cuál o cuáles variables están impactando en mayor medida en el desvío permitirá que el sector responsable analice la forma de mejorar la performance de dicha variable para lo que resta del proyecto.

El informe contendrá una introducción con la presentación de las premisas consideradas para la evaluación, tablas con el detalle de variables y cálculos principales, valor de los indicadores determinados en la evaluación actual comparados con los valores de dichos indicadores en la planificación original, cuantificación de los desvíos nominales y porcentuales, y gráficos que faciliten el análisis de los resultados.

Se incluirá al final del mismo las recomendaciones de mejora al sistema de control que surjan del relevamiento del proceso actual.

Análisis sobre impacto del impuesto a las ganancias (IIGG)

Como se mencionara oportunamente la evaluación económica se realiza en dólares estadounidenses. Por lo tanto el costo de las inversiones y las depreciaciones respectivas para el cálculo del IIGG se hacen en esa moneda. Sin embargo desde el punto de vista contable la capitalización de la inversión se hace en pesos acorde a las normas contables vigentes.

Adicionalmente en la actualidad no existe la posibilidad de ajuste por inflación en los activos de las empresas argentinas.

Estos activos se deprecian en función del agotamiento de reservas de petróleo que generan (amortización en función de la producción). En la realidad se aplica el porcentaje que corresponda depreciar al saldo en pesos registrado contablemente. Cuando se aplica el tipo de cambio (TC) al monto de la amortización calculada en pesos para convertirlo a dólares, y acorde a la evolución histórica y pronosticada del TC, nos encontramos con que a medida que crece el TC se amortizan menos dólares. Llegado al punto de agotamiento del proyecto el activo se amortizó completamente en pesos pero en dólares el valor de la amortización acumulada es menor que el valor en dólares original del activo. Esto hace que en definitiva, en la evaluación en dólares, se pague más impuesto a las ganancias por menores depreciaciones. El impacto variará acorde al horizonte de la evaluación, la forma de la curva de producción para calcular los porcentajes de depreciación y a la evolución del TC considerado.

En el siguiente ejemplo podemos ver el efecto descripto: para una inversión de USD 1,000 equivalente a ARS 10,000 al momento de su capitalización, en pesos se amortizan los ARS 10,000 originales, pero en dólares la amortización acumula USD 646, un valor muy inferior a los USD 1,000 de la inversión inicial.

Tabla 2. Ejemplo Cálculo Amortizaciones.

	Inversión en USD	TC	Saldo contable en ARS	% amort	Amortización en ARS	Amortización en USD
Año 1	1,000	10	10,000			
Año 2		12	8,000	20%	2,000	167
Año 3		14	6,000	20%	2,000	143
Año 4		16	4,000	20%	2,000	125
Año 5		18	2,000	20%	2,000	111
Año 6		20	0	20%	2,000	100
Totales					10,000	646

Fuente: Elaboración propia.

Análisis Indicios para *Impairment Test*

La evaluación económica se dividirá en dos partes. Una con los resultados para las inversiones ya ejecutadas (datos históricos) y otra para lo que falta implantar (datos pronosticados), elaborando para cada una sus propios indicadores económicos.

La evaluación de lo ya ejecutado nos brindará un Valor de Uso Esperado (VUE) para los pozos ya implantados. En caso de resultados con desvíos negativos se analizará si los mismos pueden generar pérdidas por deterioro de los activos.

Por otro lado se identificará la variable clave que origina el desvío para analizar la factibilidad de que dicha variable impacte también en otros proyectos ya implantados en la compañía reduciendo el valor recuperable de los activos asociados. El análisis será parte del informe final y podrá ser considerado como indicio para el *test de impairment* que elabora la empresa en forma anual.

Capítulo 5

Análisis de Viabilidades

Estudio de Mercado

Como parte del estudio del mercado se presenta información sobre la empresa Petróleos Patagonia y su posición relativa dentro del sector energético, como así también información propia del sector bajo el contexto actual.

a. Petróleos Patagonia S.A. (PPSA)

Reseña Histórica

PPSA está presente en Argentina desde 1993 desarrollando tareas de exploración y producción de gas y petróleo.

Es una empresa integrada dentro del mercado energético, lo significa que tiene participación en toda la cadena de valor del negocio, desde la producción del hidrocarburo, pasando por transporte, refinación y distribución, hasta la comercialización del producto derivado (naftas, parafinas, plásticos, fertilizantes, etc.).

El accionista mayoritario, con casa matriz latinoamericana, posee un 67% de las acciones y el 33% restante cotiza en bolsa, tanto en la bolsa de Buenos Aires (BCBA) como en el mercado de Nueva York (NYSE).

Actividad

El portafolio de negocios de PPSA se concentra en el sector energético, específicamente en la exploración y producción de petróleo y gas; refinación y distribución

de derivados de petróleo; petroquímica, electricidad y comercialización y transporte de hidrocarburos.

La empresa está dividida en cuatro Unidades de Negocio:

Exploración y Producción de Petróleo y Gas

- 19 concesiones de explotación de petróleo y gas en Argentina, concentradas en Cuenca Neuquina, San Jorge y Noroeste
- 8 permisos de exploración (2 de ellos en el off shore)
- Producción promedio 2015: 30.8MBBL/d de crudo, y 6 MMm³/d de gas (áreas Operadas y no Operadas en Argentina)

Refinación y Distribución

- Refinería Bahía Blanca (100%) con una capacidad de refinación 30,500 BBL/d
- 266 estaciones de servicio
- Planta Lubricantes con una capacidad de producción 1,600 m³/m
- Terminales de despacho: (Dock Sud-BA: 200 Mm³, Caleta Paula-Sta. Cruz: 15 Mm³, Punta Loyola-Sta. Cruz: 140 Mm³ de capacidad de almacenaje)

Petroquímica

- Planta con una capacidad de 160 Mtn. de estireno, 80 Mtn. de poliestireno y 58 Mtn. de elastómeros

Gas y Energía

- Central Térmica de ciclo combinado (Potencia instalada 660 MW)
- Central Térmica de ciclo abierto (Potencia instalada 165 MW)
- Hidroeléctrica (Potencia instalada 285 MW)
- Ecoenergía: Central co-generación de energía eléctrica en complejo TGS-Cerri (Potencia instalada de 14.1 MW)

Misión

Actuar en forma segura, rentable y con responsabilidad social y ambiental en las actividades de las industrias de petróleo, gas, sus derivados y la energía.

Visión

Ser una empresa integrada de energía en Argentina, rentable y con capacidad para actuar en diferentes contextos de negocios.

Estrategia Corporativa

Rentabilidad con responsabilidad social y ambiental

Organigrama

Se presenta a continuación el organigrama de la Dirección de Exploración y Producción de Petróleos Patagonia S.A.:



Figura 3. Organigrama Dirección de Exploración y Producción.
Fuente: Empresa Petróleos Patagonia.

También se presentan los organigramas de las Gerencias de Ingeniería de Producción y del Activo Neuquina, ya que ambas gerencias tienen responsabilidades sobre el proyecto objeto del presente estudio:

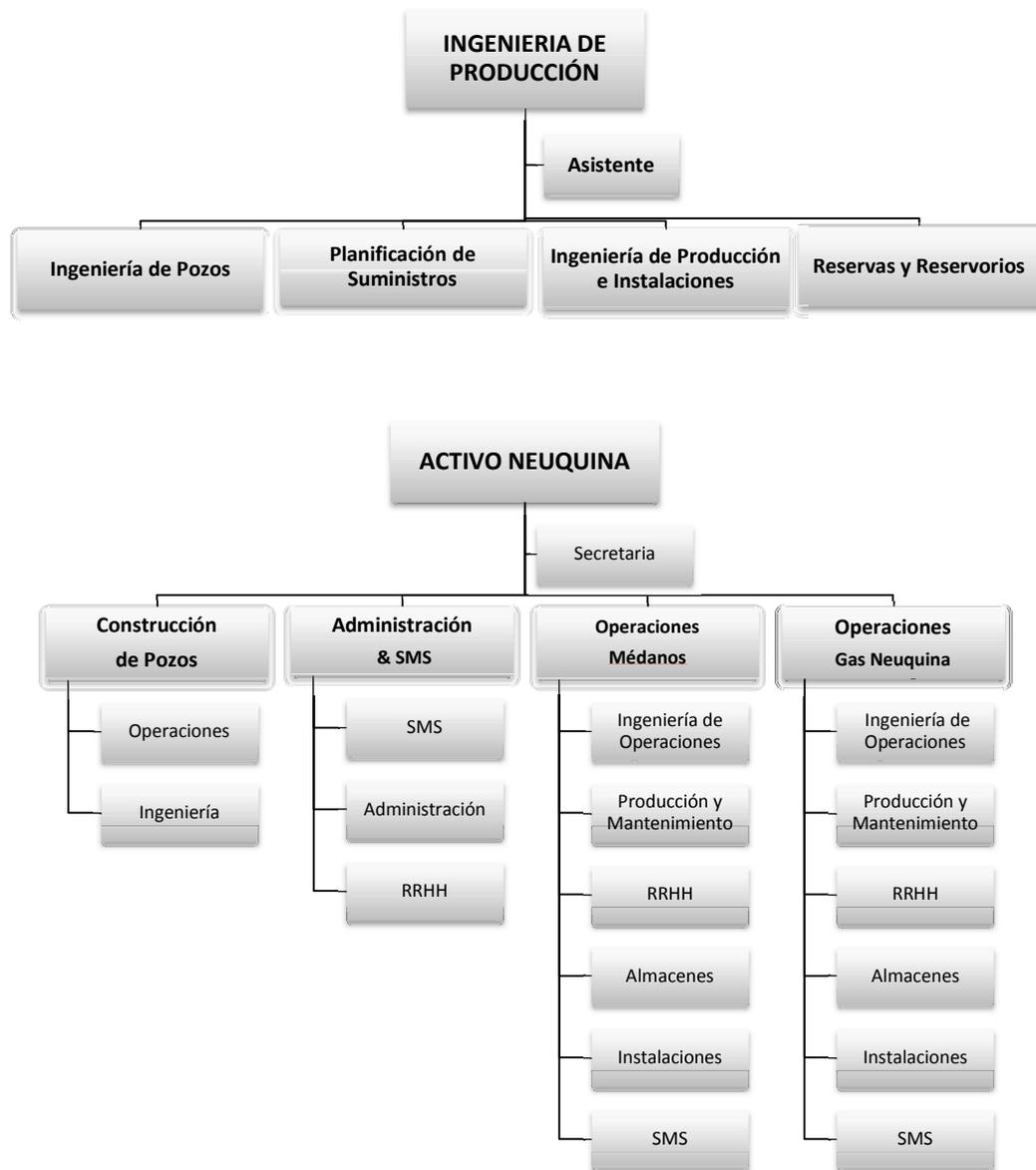


Figura 4. Organigramas Gerencia de Ingeniería de Producción y Activo Neuquina.
Fuente: Empresa Petróleos Patagonia.

Instalaciones

PPSA tiene oficinas centrales en la ciudad de Buenos Aires donde funcionan las Gerencias Corporativas que dan soporte a todas las Unidades de Negocio. Cada unidad de negocios posee instalaciones propias ubicadas en diferentes puntos del país.

Dado que el presente trabajo se realiza sobre un caso de estudio del Activo Neuquina de la Dirección de E&P, se hará foco en describir las instalaciones del mismo.

El Activo Neuquina cuenta con un Centro de Estudios Integrados (CEI) en la ciudad de Neuquén. En estas oficinas desarrollan sus tareas el *staff* de Ingenieros, Geólogos y Geofísicos y el demás personal técnico de la Gerencia de Ingeniería de Producción. También funciona en este Centro la estructura centralizada del Activo Neuquina (Gerencias de Administración & SMS [Seguridad, Medio Ambiente y Salud] y Construcción de Pozos).

Por otro lado a aproximadamente 200 km de la ciudad de Neuquén y en cercanías de la ciudad de Catriel se encuentra el yacimiento Médanos-Los Copihues, productor de petróleo y gas. El gas que produce el yacimiento se denomina asociado pues viene en una pequeña proporción junto con el petróleo que se extrae, siendo este último el fluido principal. Además de oficinas cuenta con una Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) y una Planta de Inyección de Agua Salada (PIAS). El fluido que se extrae de los pozos es una mezcla de hidrocarburos y agua salada. En estas plantas se separa el petróleo y el gas para su posterior comercialización y se acondiciona el agua extraída para su reinyección al reservorio.

El área en explotación abarca una superficie de 620 km² y cuenta con más de 850 pozos productores que en superficie están conectados mediante ductos a Baterías (tanques donde se almacena la producción), y desde las cuales se la bombea a la PTC para su tratamiento.

Las áreas productoras de gas se agrupan bajo la Gerencia de Gas Neuquina que abarca 4 yacimientos, dos de los cuales son Uniones Transitorias de Empresas (UTE), con una participación del 45% de PPSA en uno, y del 80% en otro.

Los yacimientos cuentan con una Planta de Tratamiento de Gas (PTG), donde la producción es puesta en condiciones de ser enviada a los gasoductos de las Transportadoras de Gas para su distribución y comercialización.

Cuentan también con una oficina central, comedores y oficinas más pequeñas.

Clientes

El Activo Neuquina comercializa todos sus productos a través de sectores específicos de la misma organización, con una segmentación por productos: el Gas Natural a través de la Gerencia de Comercialización de la Dirección de Gas y Energía, y el Petróleo Crudo a través de la Gerencia de Suministros y Trading de la Dirección de Refinación y Petroquímica. Así, ambas Gerencias se constituyen en los clientes naturales de los productos del Activo.

En el caso del petróleo el mismo se envía en su totalidad a la Refinería que PPSA tiene en la ciudad de Bahía Blanca para la producción de sus naftas y gasoil.

Respecto al Gas aproximadamente un 30% se comercializa en el segmento domiciliario a través de Camuzzi Gas del Sur. Otro 20% se destina a la Central Térmica propia de PPSA para la generación de energía eléctrica. Y el 50% restante se distribuye entre CAMMESA y algunos contratos directos con industrias, como ser Aluar y Profértil.

Por las características del negocio en Argentina, los medios de transporte (gasoductos y oleoductos) son comunes a varios productores diferentes. La calidad del petróleo producido por el yacimiento Medanito (31°API) da origen a la denominación “Crudo Medanito”, de preferencia en la refinación en Argentina. La producción se transporta a través de los oleoductos de la empresa Oldelval.

El gas es transportado por la empresa TGS (Transportadora Gas del Sur) a través de una red de gasoductos menores que conectan con el gasoducto principal NEUBA I.

Proveedores

Una particularidad de las operaciones de los yacimientos del Activo Neuquina es que la mayor parte de las actividades relacionadas con la operación, el mantenimiento, la ejecución de obras y actividades de pozos se encuentran tercerizadas.

El 95% de las personas que trabajan en los campos pertenecen a empresas contratistas. Sólo el 5% restante es personal propio de PPSA.

Los proveedores son agrupados en dos categorías: Proveedores de Bienes y Proveedores de Servicios.

Proveedores de Bienes:

Los Proveedores de Bienes se agrupan en función a su criticidad y monto de facturación. Son seleccionados y calificados en aspectos de Calidad, Seguridad y Medio Ambiente a través de procedimientos preestablecidos.

La gestión se efectiviza a través de un único catálogo de bienes, que contiene para materiales claves, una estandarización de especificaciones únicas que administra Ingeniería de Materiales. En materiales críticos se exigen normas y sellos de calidad internacionalmente reconocidos y se compra únicamente a proveedores reconocidos.

Para algunos bienes, Ingeniería de Materiales, previo a su utilización, aplica un ensayo de aplicación de materiales con el fin de realizar una evaluación técnico-económica de los bienes en determinadas operaciones o su potencial para mejorar un proceso.

Los proveedores únicos, por su condición, no participan en procesos licitatorios, en cambio el resto debe hacerlo.

Tabla 3. Principales Proveedores de Bienes

Tipo de Bienes	Proveedores
Bombas Electrosumergibles	Baker División Centrilift SA
Aparatos de Bombeo	Lufkin Argentina SA
Tubos de Acero	Siderca, Tenaris
Productos Químicos	Nalco Argentina SA

Fuente: Administración & SMS - PPSA

Proveedores de Servicios:

Se clasifican en:

1. Obras de Infraestructura
2. Servicios Operativos

La selección de Proveedores de Servicios se lleva a cabo a través de un Procedimiento de Evaluación Integral de Contratistas, que consta de tres etapas: 1) Ingreso al Registro de proveedores habilitados, 2) Evaluación de Ofertas y 3) Evaluación de desempeño del Contratista.

En los servicios claves como Perforación, Reparación y Terminación y Pulling, se realiza una evaluación técnica y de seguridad antes de iniciar las operaciones del equipo contratado.

Para servicios específicos como lodos, control de sólidos, registros eléctricos, cementación, perforación direccional, entre otros, se utilizan empresas reconocidas internacionalmente y que están radicadas en el país.

Descripción del Proceso: Compras y Contrataciones aseguran la atención de los requisitos de la organización por parte de los proveedores a través de las siguientes prácticas:

1) Invitación a procesos licitatorios: Se asegura que todos los oferentes reciban los documentos necesarios al inicio del proceso.

2) Reuniones aclaratorias: Para reforzar el entendimiento de los requerimientos técnicos y de cualquier otra duda que pueda surgir.

3) Visita de Obra: Como parte del proceso se realiza una visita al lugar donde se concretará la obra o el servicio, a fin de que todos los oferentes conozcan la zona y realicen las consultas que estimen necesarias.

4) Evaluación de ofertas: Durante el proceso de evaluación Compras y Contrataciones y el Sector requirente aseguran que los oferentes hayan cumplido y entregado los requisitos exigidos en el pliego, a tal fin se realiza la evaluación de aspectos técnicos.

5) Adjudicación: Toda adjudicación implica la Emisión de una Orden de Compra/Contrato donde se establecen claramente los requisitos, términos, condiciones, responsabilidades y obligaciones acordadas que regirán las obligaciones contractuales entre las partes.

Tabla 4. Principales Proveedores de Servicios.

Servicios	Proveedores
Producción y Mantenimiento	Ingeniería SIMA, Zille, ACER, Skanska, Mauad
Operación de Plantas	Petrogas, TGS
Equipos de Perforación, Workover, Pulling	San Antonio Internacional, Petreven, Ensign, FAXE
Servicios Auxiliares de Perforación	Halliburton, Schlumberger, Baker, Weatherford, Rental, Marbar
Servicios de Compresión	Hanover, Medanito SA, Exterran
Construcciones, Ingeniería	Geolog, Champion Technologies

Fuente: Administración & SMS – PPSA.

*Estados Contables***Estados de Resultados**

(Información Consolidada) (en millones de pesos)	(Períodos de Tres Meses)	
	3° Trim. 15	3° Trim. 14
Ventas	5.528	5.646
Costos de Ventas	(3.770)	(3.975)
Utilidad Bruta	1.758	1.671
Gastos de Administración y Comercialización	(774)	(604)
Gastos de Exploración	(18)	(15)
Otros Resultados Operativos	(71)	(214)
Resultado Inversiones no Corrientes	(40)	(41)
Resultado Operativo	855	797
Resultados Financieros	(41)	(22)
Impuesto a las Ganancias	(321)	(278)
Resultado Neto	493	497
Atribuible a:		
Accionistas de la Sociedad	439	448
Participación no Controlante	54	49
Total	493	497

Fuente: sitio web Petróleos Patagonia S.A.

Para dimensionar la importancia de la Dirección de E&P dentro de PPSA, se muestra a continuación la contribución de cada unidad de negocio a la Utilidad Bruta:

Utilidad Bruta

(en millones de pesos)	(Períodos de Tres Meses)	
	3° Trim. 15	3° Trim. 14
E&P	996	912
Refinación y Distribución	365	302
Petroquímica	157	188
Gas y Energía	295	228
Eliminaciones entre Negocios	(55)	41
Total	1.758	1.671

Fuente: sitio web Petróleos Patagonia S.A.

Como se puede observar E&P representa más del 50% de la utilidad bruta de la compañía, además de proveer y asegurar los insumos a las otras unidades. Por ello se insiste en la importancia del sistema de gestión de proyectos que permitan el desarrollo estratégico de esta unidad de negocio.

b. Análisis de la Empresa y del Sector

A partir del descubrimiento de Loma La Lata y otros yacimientos durante los '70, la oferta de gas estaba asegurada y Argentina pudo construir uno de los polos petroquímicos más modernos de América Latina e instalar centrales de ciclo combinado para generar energía. El gas natural empezó a incrementar su participación en la matriz energética y la abundancia del suministro sumado a los precios muy competitivos a nivel internacional permitieron un crecimiento importante del sector industrial (Gandini, 2014).

A pesar de los grandes depósitos de hidrocarburos descubiertos una década antes, a fines de los '80 la industria tenía problemas para extraer esas reservas y colocarlas a disposición del mercado, lo que motivó una flexibilización de las condiciones de inversión. La privatización de YPF, a principios de los '90, fue la medida más significativa. Esta desregulación del sector atrajo a una gran cantidad de empresas a invertir en el país, en todas las ramas de la industria (Gandini, 2014).

Sin embargo, el escenario empezó a ensombrecerse a inicios de 2000. El indicador más saliente de ese cambio de paradigma fue la retracción de la producción local de crudo, en baja desde 1998, que a partir de 2005 se replica también en la curva del gas natural. La consecuencia fue el incremento de las importaciones, tanto de combustibles líquidos como de gas.

La coyuntura actual es la de una matriz energética muy desbalanceada, que se apoya en un 85% sobre hidrocarburos que en gran parte el país no produce y está obligado a traer del exterior a precios en dólares.

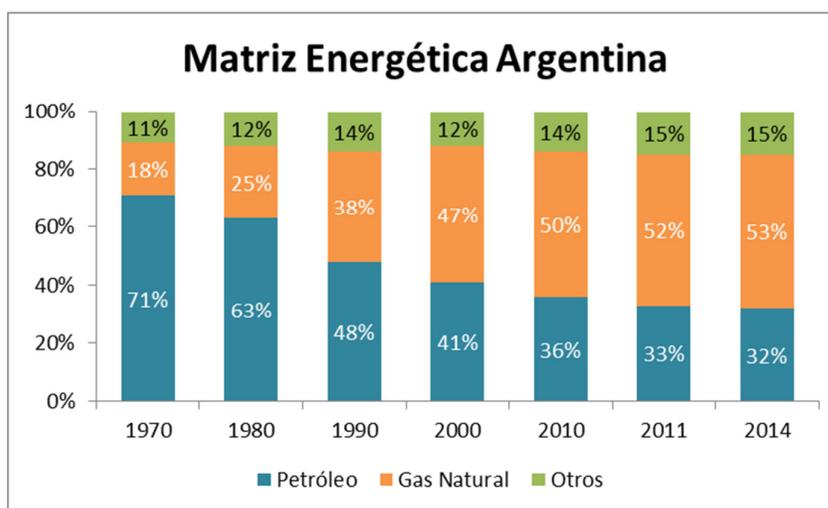


Figura 5. Matriz Energética Argentina.
Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (SEN).

Ante la necesidad de relanzar el ciclo de inversión en la cadena energética, la mayoría de los expertos de la industria coloca a Vaca Muerta, la formación de la cuenca Neuquina considerada un mega yacimiento no convencional, como la única opción para extender el horizonte de reservas de petróleo y gas.

Para materializar el potencial de Vaca Muerta se requiere encontrar capitales y tecnología, para lo cual se necesita un nuevo clima de negocios en el país que motorice inversiones (Gandini, 2014).

Actualmente Petróleos Patagonia es la quinta empresa productora de petróleo y gas del país. Tiene una fuerte presencia en la Cuenca Neuquina, donde produce aprox. 2000 m³/día de petróleo y 5600 Mm³/día de gas.

Una de sus mayores oportunidades es que sus yacimientos se encuentran ubicados en la zona del reservorio Vaca Muerta, con alto potencial de reservas, principalmente de gas.

Esto habilita en el largo plazo y mediante un programa intensivo de inversiones el crecimiento de su producción.

Como desventajas de la empresa se observa una creciente burocratización de sus procesos que afecta al sistema de toma de decisiones. La aprobación de proyectos debe seguir un procedimiento normado por la casa matriz diseñado para proyectos de gran envergadura. A nivel local, PPSA tiene un portfolio de proyectos asociados a campos maduros, de pequeña escala, y una dinámica que requiere de toma de decisiones más ágiles. Esta burocratización genera pérdidas de oportunidad e ineficiencias en la gestión de los proyectos que en muchos casos se traducen en mayores costos y pérdidas de reservas.

Demanda y Comercialización

Se dice que el petróleo es una de las fuentes de energía más importante en la historia de la humanidad, un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo (Kaindl, 2009).

Según el estudio publicado por la empresa BP, en su Reporte de Estadísticas mundiales para el año 2015, el petróleo y el gas o derivados, en estado gaseoso o líquido contribuyen con el 56% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios o residencial, un porcentaje que en Argentina alcanza el 85% según puede observarse en la figura 5 expuesta precedentemente.

En Argentina la producción de petróleo se mantuvo en crecimiento hasta fines de los años '90. A partir de ese momento comenzó la baja interanual y no pudo revertirse la tendencia, alcanzando una caída del 35% en los últimos 15 años. Actualmente continúa cayendo, obligando al país a aumentar sus importaciones para cubrir un consumo interno en crecimiento. En el Anexo A se presentan la producción histórica de petróleo y gas en Argentina donde se puede ver su evolución.

PPSA es una empresa integrada dentro del mercado energético, lo significa que tiene participación en toda la cadena de valor del negocio, desde la producción del hidrocarburo, pasando por transporte, refinación y distribución, hasta la comercialización del producto derivado (naftas, parafinas, plásticos, fertilizantes, etc.).

Esto le permite mayor sinergia entre unidades de negocios. El petróleo que produce es utilizado como materia prima en su refinería para producir naftas y gasoil, como así también lubricantes y otros derivados petroquímicos, lo que permite optimizar la rentabilidad de la cadena de comercialización.

También parte del gas producido es utilizado en su Central Térmica para producir energía eléctrica, brindando a la Central seguridad de abastecimiento.

La gran ventaja del sector de energía es que la demanda no sólo se mantiene sino que tiende a incrementarse, con lo cual hay seguridad en que todo lo que se produce se vende. Actualmente incluso es necesario importar gas y petróleo ya que el país no logra el autoabastecimiento. En el Anexo B se presenta información sobre la evolución de las importaciones y exportaciones de petróleo y gas en Argentina.

Precios

Las ventajas respecto a la demanda tienen sin embargo, su contrapartida en los precios. Como se mencionase anteriormente el petróleo es un *commodity* y por lo tanto el precio es fijado a nivel internacional. En el caso particular de Argentina existen además regulaciones internas, tanto para el petróleo como para el gas, donde se fijan precios según regulaciones estatales, sobre los cuales las empresas productoras no tienen injerencia.

Marco Regulatorio del petróleo crudo

La profunda crisis de diciembre de 2001 modificó drásticamente el marco regulatorio de la industria y reacomodó la estrategia de abastecimiento doméstico en función del modelo

económico adoptado que buscaba lograr el autoabastecimiento y reacomodar las políticas de distribución y de precios (Revista Petrotecnia, 2008).

El gobierno se valió de una política de retenciones a las exportaciones de petróleo crudo para controlar el precio interno que fue implementada a través del Decreto 310 del año 2002 en el contexto de la emergencia económica declarada con la sanción de la ley 25.561. Los derechos o retenciones a la exportación han sido una herramienta de política económica usual en la Argentina, por su doble función: recaudatoria y restrictiva de las exportaciones. Dicha norma delegó en el Poder Ejecutivo Nacional la facultad de establecer la alícuota correspondiente que fue fijada inicialmente en el 20%. Tras varias modificaciones posteriores se definió finalmente un régimen móvil con una relación creciente respecto del valor del WTI (*Western Texas Intermediate*). El WTI es el petróleo crudo que se extrae en el golfo de México y sirve como referencia para las transacciones financieras en New York (NYMEX). Esta política buscaba acrecentar el superávit fiscal del gobierno y controlar el nivel de precios internos, pero tuvo un evidente impacto en términos de producción, desarrollo de reservas petroleras e inversión dada las numerosas distorsiones que generaba en el mercado (Ramos Mejía (h), J., 2008).

Sin embargo a partir de la reciente crisis con el precio del petróleo internacional, a la baja desde mediados de 2014, el gobierno se vio obligado a revisar el esquema acordando en mesas de negociación con participación de sindicatos, empresas productoras y provincias, un nuevo régimen con el fin de evitar que el alto grado de variabilidad en el mercado mundial tuviese consecuencias negativas en el nivel de actividad y empleo local. Los gobiernos provinciales impulsaron este acuerdo dado el impacto que las caídas tan abruptas de precios podrían ocasionar sobre sus ingresos por regalías.

De esta forma a través de la Resolución N° 1077 de diciembre de 2014 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas se establecía que “resulta necesario continuar implementando medidas destinadas a garantizar los niveles de rentabilidad del sector de hidrocarburos con el propósito de mantener las pautas de inversión tendientes al logro del autoabastecimiento de hidrocarburos y asegurar el cumplimiento de los principios de política hidrocarburífera establecidos por la Ley N° 26.741”.

Se definió entonces la necesidad de determinar nuevas alícuotas de exportación en función del precio internacional (PI) del petróleo crudo estableciendo:

PI: Valor Brent de referencia del mes N menos OCHO DOLARES ESTADOUNIDENSES POR BARRIL (8.0 USD/BBL), donde:

“Valor Brent de referencia” es el promedio de los precios para el ICE Brent primera línea o mes inmediato publicado por el “Platts Crude Marketwire” bajo el encabezado “Futures Settlements” desde el día 21 del segundo mes inmediato anterior (mes N-2), inclusive y el día 20 del mes inmediato anterior (mes N-1) inclusive, siendo “N” el mes de la exportación.

La resolución dictaminó las siguientes alícuotas nominales del derecho de exportación en función del precio internacional (PI) del petróleo crudo:

Precio internacional (PI) (USD/bbl)	Alícuota de retención
Menor a 71	1%
Mayor o igual a 71	$0,009 \times (PI - 69) \times 100$

A continuación se presenta un gráfico con la evolución de precio interno del crudo calidad Medanito, que es el que produce la empresa, comparado con el precio de referencia internacional WTI.

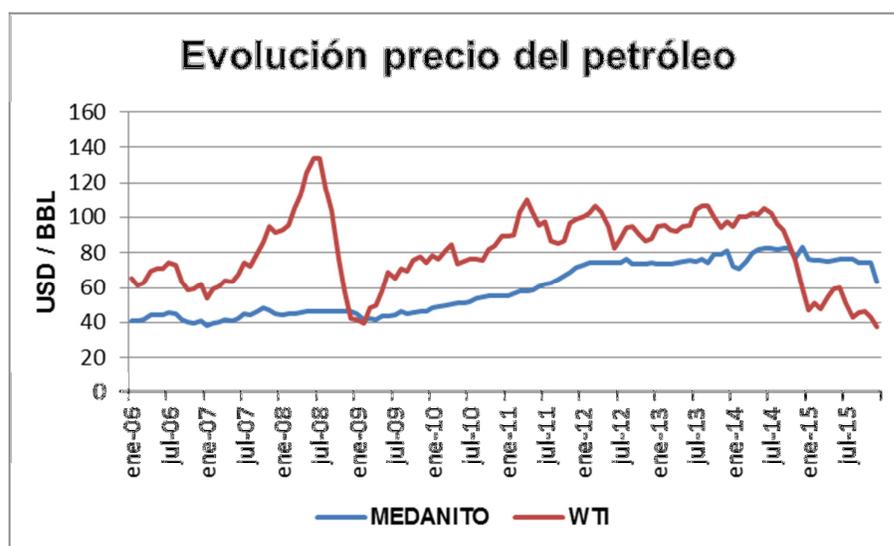


Figura 6. Evolución del Precio del Petróleo.
Fuente: SEN.

Se puede observar el impacto de los cambios en las políticas de regulación sobre la evolución de los precios de referencia internos. En la actualidad la regulación se convirtió en una ventaja para los productores locales, pues el precio doméstico supera al internacional.

Así una de las variables claves que condiciona las posibilidades de crecimiento y desarrollo del sector viene dada por el mercado local, resultando muy difícil predecir cuál será su evolución ya que dependerá tanto de las definiciones políticas del gobierno de turno como del contexto internacional.

c. Matriz Foda

A continuación se muestra en forma gráfica la matriz FODA, con las Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas que surgen del relevamiento realizado respecto a PPSA y el análisis del sector:



d. Análisis de la Coyuntura Económica

Una de las mayores problemáticas del escenario macroeconómico actual es el aumento constante de los costos. Costos que se incrementan incluso en dólares ya que la tasa de inflación supera el aumento del tipo de cambio.

En contrapartida los ingresos dependen de las regulaciones internas al petróleo y al gas.

También en las provincias donde opera el Activo (Neuquén, Rio Negro y La Pampa) existe una alta conflictividad social, con constantes cortes en los accesos a los yacimientos. Por un lado superficiarios que reclaman cada vez más retribuciones económicas, aunque no

correspondan según la legislación vigente. Y por otro lado organizaciones de desocupados que reclaman su incorporación a las operaciones de la compañía.

La actividad petrolera es una industria fuerte frente a otras economías regionales, con alto impacto de inversiones y contrataciones, y por lo tanto todos los sectores reclaman participación en la misma, a veces sin fundamento y en forma desproporcionada.

Las regulaciones al precio del gas han motivado un pobre desarrollo de proyectos de este producto pues no resultaban económicamente atractivos. Actualmente, a partir de la aprobación del Programa Gas II impulsado por el gobierno se empiezan a visualizar mayores oportunidades ya que se viabilizan proyectos que hasta el momento estaban postergados. Este programa consiste en la obtención de un subsidio que incrementa la tarifa que se recibe por el gas nuevo, es decir por el gas asociado a las nuevas inversiones.

Estudio Legal

En Argentina las empresas petroleras funcionan bajo un esquema de Concesión de Explotación que otorgan las provincias de acuerdo a la Ley N° 17.319 y sus modificatorias. Las empresas no son dueñas del recurso natural sino que tienen la concesión para explotarlo y los ingresos que se generen durante el período de esa concesión por la venta del producido le pertenecen, pero deben pagar a la provincia un porcentaje de esas ventas en concepto de regalías. Las fechas de concesión establecen también el horizonte de tiempo para la evaluación económica, ya que la misma se calcula desde el inicio del proyecto hasta el fin de concesión del campo.

Otra característica de la industria de E&P en nuestro país es que los activos una vez construidos en el yacimiento pasan a ser propiedad de la provincia. La empresa los explota durante el período de concesión del campo pero una vez vencido el plazo no hay posibilidad

de recupero ya que no son propiedad de la empresa que debe dejarlos a disposición de la Autoridad de Aplicación. Por lo tanto es importante la evaluación económica del flujo que producirá el activo para determinar si la inversión es recuperable pues no existe valor residual.

La actual coyuntura respecto a la potestad de las concesiones de exploración y explotación de Hidrocarburos es un punto a tener muy en cuenta.

Según la Ley original de Hidrocarburos N° 17.319 del año 1967, “los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional”. Por lo tanto, era potestad de la Nación el otorgamiento, regulación y control de las concesiones.

Más tarde, la Ley 24.145 del año 1992 transfirió “el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias en cuyos territorios se encuentren” y la Convención Nacional Constituyente de 1994 incorporó a la Constitución Nacional el artículo 124 que en su último párrafo establece que “Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”. Sin embargo se otorga a las provincias el dominio más no la jurisdicción sobre dichos recursos.

Con la sanción de la Ley N° 26.197 del año 2006, más conocida como Ley Corta, se establece que “las provincias asumirán en forma plena el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos que se encontraren en sus respectivos territorios y en el lecho y subsuelo del mar territorial del que fueren ribereñas, quedando transferidos de pleno derecho todos los permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos, así como cualquier otro tipo de contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos otorgado o aprobado por el Estado nacional en uso de sus facultades, sin que

ello afecte los derechos y las obligaciones contraídas por sus titulares”. De esta manera se transfiere la potestad de otorgamiento, regulación y control de las concesiones de exploración y explotación a las provincias, constituyéndose las mismas en la nueva Autoridad de Aplicación.

Se presentaron así situaciones particulares para los casos de yacimientos de hidrocarburos situados en más de una provincia. Un ejemplo de éstos es el yacimiento Médanos-Los Copihues, donde se desarrolla el proyecto objeto de este estudio.

Las concesiones de explotación fueron otorgadas a PPSA en el año 1990 por Nación acorde a la Ley original de Hidrocarburos N° 17.319 mencionada anteriormente. A partir de entonces estos campos fueron siempre operados como una unidad, incluso con instalaciones unificadas para el tratamiento de petróleo y gas extraídos. Desde el punto de vista contable también siempre fueron tratados como un solo grupo de activos, con un centro de costos único, constituyendo una misma unidad generadora de efectivo.

Sin embargo la realidad legal cambió a partir de los cambios introducidos por la Ley 24.145 que le transfirió la potestad a las provincias. En la actualidad nos encontramos ante dos concesiones distintas, una para Médanos y otra Los Copihues, situadas ambas concesiones en dos provincias distintas: Río Negro y La Pampa. El problema se presentó recientemente ante el vencimiento de la concesión de Los Copihues el pasado mes de Septiembre de 2015. La provincia de Río Negro aprobó la extensión de la concesión por 10 años adicionales, plazo contemplado en la ley, mientras que la provincia de La Pampa no lo hizo. Esto no sólo significó una pérdida importante sino que genera mucha incertidumbre sobre lo que ocurrirá al vencimiento de la concesión de Médanos que opera en Octubre de 2016. Río Negro ya aprobó su extensión en el mismo acto que para Los Copihues mientras La Pampa todavía no se expide.

Estas situaciones son muy perjudiciales para la estrategia de desarrollo de los campos pues no sólo se generan problemas de repago de las inversiones sino que sin un horizonte cierto respecto a plazos para el desarrollo no se puede planificar la forma óptima de explotación de los recursos. Esto implica atrasar el inicio de implementación de proyectos, redefinir proyectos de otras provincias cuya ejecución estaba ligada a un plan de desarrollo conjunto, mayores costos con contratistas e incertidumbre para la continuidad laboral del personal de los campos. Todo esto en detrimento de la producción con su consecuente reducción de ingresos.

Estudio Técnico

El proyecto dentro de la empresa se comporta como un sistema abierto al cual puede aplicársele los conceptos de la Teoría General de Sistemas cuyas características principales están dadas por su carácter dinámico, multidimensional y multidisciplinario. El comportamiento y resultado de cada una de las partes repercute sobre las demás afectando el todo.

Desde el punto de vista organizacional se puede decir que la gestión del proyecto obedece a una estructura matricial, con participación de profesionales de ingeniería, planificación y administración, donde la complejidad propia de las características técnicas de cada gerencia se suma a las variables económicas y al entorno influyendo en los resultados del proyecto. Se presenta a continuación un esquema de dicha estructura:

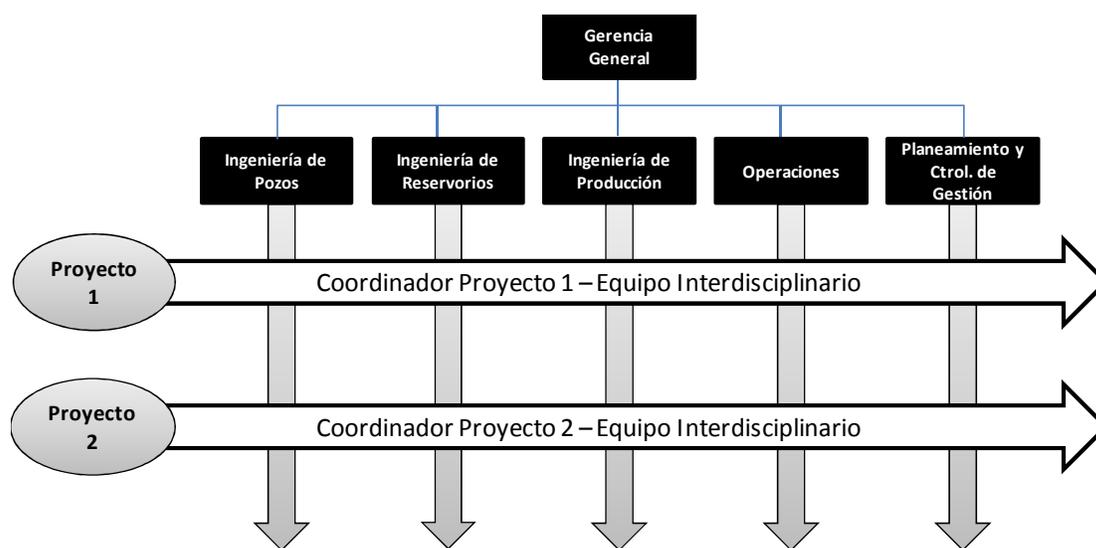


Figura 7. Estructura del Proyecto.
Fuente: Elaboración Propia.

a. Descripción del Proyecto

El proyecto “Desarrollo de Reservas Primarias en el área Médanos-Los Copihues” se evaluó a mediados del año 2013 como parte de la cartera del Plan de Negocios de la compañía para el quinquenio 2014-2018 (PN 2014-18).

Estos yacimientos se extienden por las provincias de Río Negro y La Pampa, separadas de manera limítrofe en dicha zona por el cauce del Río Colorado.

Todos los proyectos de la empresa son evaluados hasta el fin de concesión de los yacimientos, ya que esa fecha determina hasta cuándo es factible la explotación de los mismos. Los vencimientos de concesión vigentes al momento de la evaluación del proyecto eran Septiembre-2015 para el yacimiento Los Copihues y Octubre-2016 para Médanos, fechas que no daban margen de recupero de inversiones para pozos nuevos. Sin embargo se consideró que había altas probabilidades de renegociar con las provincias mencionadas una extensión de las concesiones por diez años adicionales, plazo previsto en la ley.

Bajo este supuesto la evaluación del proyecto se realizó considerando los períodos anuales desde Enero de 2014 hasta Octubre de 2026.

b. Alcance y Objetivos del Proyecto

El comienzo del proyecto estaba estipulado para Enero-2014 y su alcance original implicaba la perforación de 85 pozos productores de petróleo y gas asociado con el objetivo de desarrollar e incrementar las reservas de hidrocarburos del área.

c. Cronograma de Perforación

Los pozos no pueden perforarse todos juntos, sino que se elabora un cronograma considerando la cantidad de días que se requieren para perforar y terminar un pozo hasta su conexión para ponerlo en producción.

Este cronograma es clave para determinar el esquema de inversiones y su evolución en el tiempo, tanto por el costo de los pozos como así también de las obras y estudios asociados, y para calcular el aporte de producción de los pozos en cada período a medida que son terminados.

Dicho cronograma dependerá fundamentalmente de la disponibilidad de equipos de torre para perforar y terminar pozos, siendo éstos el insumo principal del proyecto.

En el caso de estudio se planteó un cronograma de perforación de 3 a 4 pozos por mes, utilizando para ello un solo equipo de perforación más un equipo de *workover* para realizar las terminaciones de los mismos. De esta manera el cronograma original contempló la realización de 43 pozos en el año 2014 y 42 pozos en el año 2015.

Estudio Económico

El objetivo del presente trabajo es realizar una nueva evaluación económica del proyecto en marcha que se construirá a partir de los resultados reales obtenidos con el avance

de la ejecución del proyecto. Esta evaluación se realiza a Enero-16, considerando los períodos históricos (2014 a 2015) más los períodos que restan a futuro (2016 a 2026). Los resultados obtenidos se compararán con lo calculado en la evaluación ex ante, cuyas variables clave e indicadores económicos se presentan a continuación. En el Anexo C se presenta el flujo de caja sobre el cual dichos indicadores fueron calculados.

Tabla 5. Indicadores Económicos Evaluación Ex Ante.

Reservas	MMBOE	7.9
Acum Promedio por Pozo	m3 petróleo	12432
N° Perforaciones	Un	85
Inversiones totales	MM USD	179.5
Costo Unitario Pozo (Mu\$s)		2022
Gastos Operativos totales	MM USD	48.7
Lisfting Cost (u\$s/bbl)		6.1
Costo de Desarrollo (u\$s/BOE)	usd/BOE	22.7
VAN @ 10% a Ene 14	MM USD	45.4
IVAN		0.28
TIR	%	22.5%
Precio de Corte	usd/bbl	53.2
Tiempo de Repago	años	4.2
Máxima Exposición	MM USD	108.4

Fuente: Empresa Petróleos Patagonia, Datos Recabados por el Autor.

Para poder comparar estos indicadores económicos con los de la nueva evaluación y establecer diferencias es necesario homogeneizar las variables monetarias a una misma fecha base.

Metodología para la Corrección de los Valores del Proyecto Ex Ante

Dado que desde la fecha de evaluación del proyecto original (mediados de 2013) a la fecha de la evaluación actual (inicios año 2016) han transcurrido dos años y medio, es necesario ajustar los valores estimados en ese momento a moneda constante. Según el relevamiento realizado se utilizaron precios base de Junio 2013 y todas las proyecciones de costos fueron realizadas en esa base considerando costos en dólares.

Los costos expresados en dólares pueden clasificarse en dos clases: 1) costos que por su modo de contratación son siempre en dólares (USD) y se ajustan directamente en esa moneda, y 2) costos que se contratan en pesos argentinos (ARS) y que se convierten a dólares de acuerdo al tipo de cambio vigente al momento de la evaluación.

Del relevamiento y análisis realizado se determina que las inversiones en promedio están compuestas por un 62% de costos en dólares y un 38% restante de costos en pesos re-expresados en dólares. En cambio los gastos operativos, al tener más incidencia de mano de obra, tiene un 32% de costos en dólares y un 68% de costos en pesos (Anexo D).

Respecto a los ingresos por ventas hay que ajustar el precio de referencia para el petróleo y para el gas. Se aplica en este caso directamente el ajuste en dólares.

Acorde a prácticas de la industria y de PPSA en particular, los costos en dólares se ajustan según el índice de precios al consumidor de Estados Unidos (IPC/USA) y los costos en pesos con el índice de precios al consumidor de Argentina (IPC/ARG). En este último caso se utilizará el IPCBA (Índice de precios al consumidor de la Ciudad de Buenos Aires),

más cercano a los cálculos de consultoras privadas que a los del INDEC, ya que se ajustan mejor a la evolución de la realidad.

La metodología de ajuste se detalla a continuación tomando como ejemplo un costo con precio base en Jun-13 de USD 1,000 con un 50% ajustable directamente en dólares y un 50% ajustable en pesos.

Ajuste según inflación americana (50% de USD 1,000):

jun-13		abr-16	
USD	500	USD	504.8
IPC / USA	232.6	IPC / USA	238.9
$\text{Corrección} = 238.9 / 232.6 = 1.0271$			

Ajuste según inflación argentina (50% de USD 1,000):

jun-13		abr-16	
USD	500	USD	441.3
TC ARS/USD	5.3	TC ARS/USD	14.4
ARS	2665	ARS	6359
IPCBA / ARG	135.7	IPCBA / ARG	323.8
$\text{Corrección} = 323.8 / 135.7 = 2.3866$			

En el Anexo E se presenta la tabla de índices respectivos por mes desde Jun-13 a Abr-16 y la variación porcentual para cada mes respecto a Abr-16, mes de precios base para la nueva evaluación del proyecto. En el caso del IPCBA además se calcula la variación considerando la evolución del TC (tipo de cambio).

Una vez corregidos los costos y los ingresos se está en condiciones de elaborar un nuevo flujo de caja del proyecto original para calcular los nuevos indicadores económicos que serán la base para la comparación con la evaluación *ex dure*.

Esta nueva evaluación se elabora siguiendo los pasos descriptos en el Marco Teórico para la formulación y evaluación económica de proyectos de petróleo y gas:

a. Pronósticos de las Variables Técnicas y Económicas Clave

Transcurridos más de dos años desde el inicio del proyecto se cuenta con valores históricos registrados, más los pronósticos futuros revisados en función de los resultados obtenidos al momento para cada una de las variables clave del proyecto.

La generación de esta información es un proceso *cross* entre varias gerencias donde intervienen sectores con focos de gestión y *expertise* diferentes. Lo histórico o ya ejecutado está más relacionado con los sectores responsables del control de gestión pertenecientes a la Gerencia de Administración del Activo Neuquina. Los pronósticos están relacionados con el personal de la Gerencia de Ingeniería quienes están a cargo de la planificación. Así se abordará en este estudio tanto a la gestión de corto plazo como a la gestión de largo plazo. Esta integración se enriquece también con la participación de diversas disciplinas de ingeniería que intervienen en el proyecto, concentrando en un mismo informe los controles parciales que hoy por hoy se llevan por separado.

Se considera como fecha base de costos para la nueva evaluación Abril de 2016, última fecha de revisión de precios para la actualización de los pronósticos de inversiones y gastos que restan erogar en períodos futuros del proyecto.

Cantidad y Cronograma de Pozos

Se detecta un importante atraso en la ejecución de los pozos. De los 43 pozos planificados para el año 2014 se perforaron sólo 21, mientras que de los 42 pozos restantes planificados en 2015 se perforaron 24.

Este atraso se generó por problemas con la provincia de La Pampa para renegociar la extensión de la concesión. Durante 2014 se avanzó con la renegociación con Río Negro, lográndose el acuerdo final en enero de 2015. Esto permitió avanzar con el desarrollo del proyecto en dicha provincia. Sin embargo las negociaciones con La Pampa comenzaron a estancarse razón por la cual la dirección de la empresa resolvió suspender las inversiones en esa provincia durante el año 2014.

Durante el año 2015 se intentó retomar las negociaciones y como gesto de buena voluntad la empresa perforó 3 pozos en el mes de marzo en La Pampa correspondientes al proyecto. Sin embargo ante la falta de acuerdo nuevamente se suspendieron las inversiones.

En Septiembre 2015 venció la concesión del yacimiento Los Copihues en la provincia de La Pampa y ante la no aprobación de la renegociación la empresa se vio obligada a devolver la concesión. Esta situación afectó el alcance del proyecto, pues quedaban por perforar 5 pozos en la zona que no podrán hacerse. De esta manera el alcance del proyecto bajó a 80 pozos. Si bien este antecedente genera incertidumbre respecto a lo que ocurrirá al vencimiento de la concesión del yacimiento Médanos, que opera en Octubre de 2016, por ahora la empresa decidió mantener dentro del alcance del proyecto los pozos que restan por perforarse en dicha zona, retrasándolos en el cronograma.

En el siguiente gráfico se muestran los pozos a realizar por año acorde al nuevo cronograma y alcance, comparados con lo planificado originalmente:

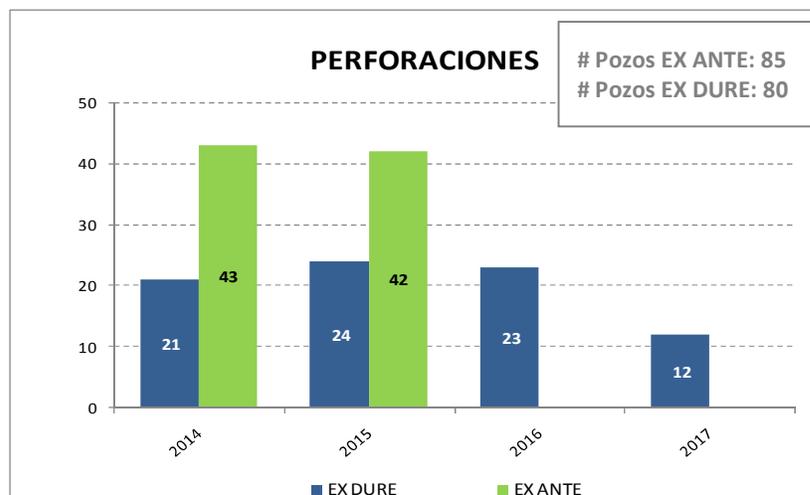


Figura 8. Cronograma de Perforaciones Comparado.

Fuente: Elaboración propia en base a datos provistos por el Coordinador del proyecto PPSA.

Costos de Inversión

Las inversiones de capital del proyecto están asociadas principalmente al costo de los pozos más las adecuaciones de las instalaciones para la puesta en producción los mismos. Estas erogaciones contablemente son activos de inversión y, como se expresó anteriormente, se amortizan hasta el fin de la concesión de los yacimientos en función del agotamiento de las reservas que producen.

Se obtienen los costos reales registrados en el sistema contable para los años 2014 y 2015. Para el resto de las inversiones que quedan por realizarse se obtiene un costo revisado por los especialistas de ingeniería de pozos y producción acorde a los nuevos requerimientos técnicos detectados durante esta primera etapa de avance y los nuevos costos actualizados por los proveedores.

Al igual que con el proyecto ex ante, hay que corregir los valores históricos a costos actuales, aplicando la misma metodología descripta. Se emplean para ello los mismos índices

de precios del Anexo E. Hay que tener en cuenta que a diferencia de los costos estimados del proyecto ex ante referenciados todos a una misma fecha base (Junio 2013), los costos históricos fueron reales y deben ser ajustados a partir del mes en el que efectivamente están registrados. Así se ajustará de Ene-14 a Abr-16 todo lo registrado en Ene-14; de Feb-14 a Abr-16 todo lo registrado en Feb-14, y así sucesivamente.

En el Anexo F se presenta un detalle de los costos de inversión relevados, y la aplicación de esta metodología de corrección a valores actuales. En el siguiente gráfico se representan los costos de inversión corregidos del proyecto original vs los costos revisados para el proyecto en marcha (históricos más nuevos pronósticos).

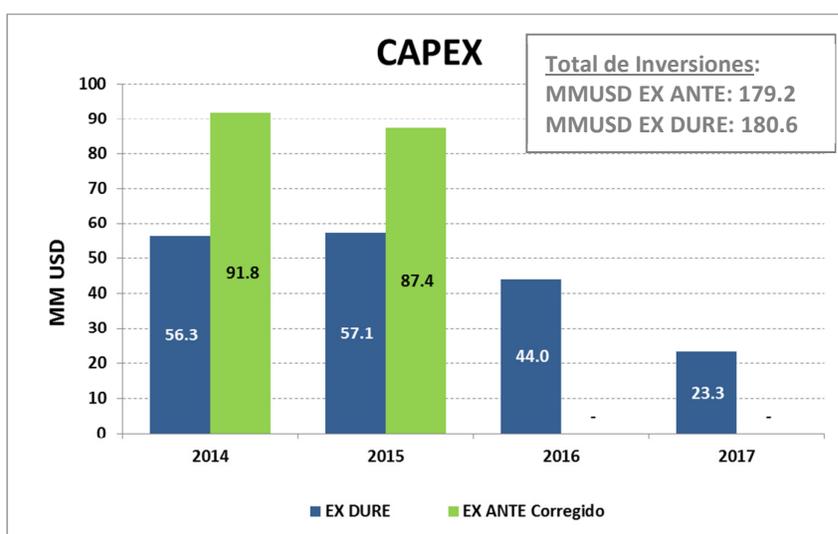


Figura 9. Cronograma de Desembolso de Inversiones Comparado.
Fuente: Elaboración Propia.

Resulta interesante observar que a pesar de que el cambio de alcance del proyecto implica perforar menos pozos el monto de inversiones es mayor que el planificado.

Valor Residual de los Equipos

No se considera valor residual de pozos ni instalaciones. La Ley Nacional de Hidrocarburos define que los bienes de uso pertenecen a la concesión.

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas se calculan en función de dos variables: volúmenes de producción y precios.

I) Producción

Los encargados de proveer los pronósticos de producción son los geólogos e ingenieros de reservorios a partir de los volúmenes de reserva estimados para el proyecto según estudios previos y resultados de pozos ya perforados en la zona. A partir de la información disponible calculan un “pozo tipo”, esto es estiman cuánto producirá un pozo a partir de que es puesto en producción y su declinación a lo largo del tiempo.

Los fluidos que interesan para la evaluación económica son principalmente el petróleo y el gas pues son los que tienen valor comercial, pero también interesa el agua que produce el pozo. El petróleo sale a la superficie mezclado con agua salada (a esta mezcla se la denomina “Producción Bruta”) y debe ser separado para su comercialización. El porcentaje de agua varía de acuerdo a cada yacimiento y es importante pues desde el punto de vista económico este tratamiento de deshidratación genera costos. La producción bruta debe ser colectada y enviada mediante bombeo a la Planta de Tratamiento de Crudo (PTC) para su separación, lo que permitirá que el petróleo sea entregado en los oleoductos para su transporte y comercialización. Por otro lado el agua debe ser reinyectada a la formación pues de acuerdo a normas ambientales no puede ser arrojada en superficie.

A Continuación se presenta el esquema descrito anteriormente:

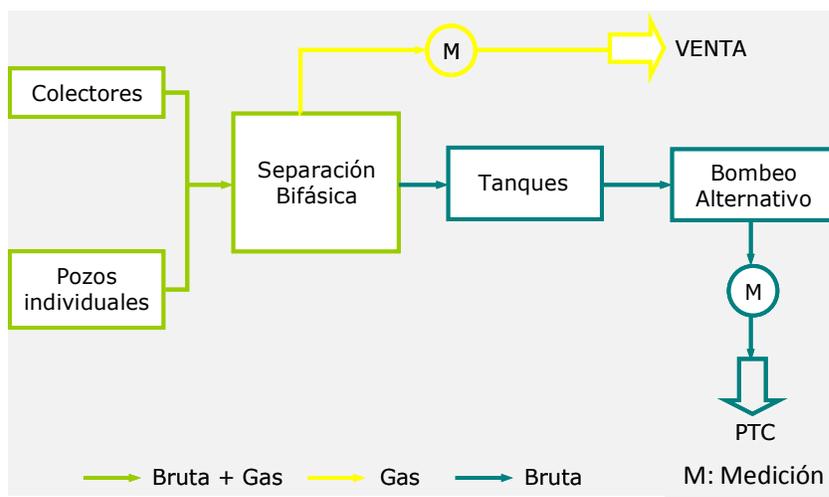


Figura 10. Esquema Tratamiento Producción Pozos.
Fuente: Sector Ingeniería de Producción PPSA.

En la industria del petróleo existen convenciones respecto a las unidades de medida que se utilizan para medir cada fluido.

El agua y el petróleo en Argentina normalmente se miden metros cúbicos [m^3] y el gas en miles de metros cúbicos [Mm^3]. A su vez los pozos tipos son curvas de producción mensual con un pronóstico de producción promedio diaria, es decir [m^3/d] para el petróleo y [Mm^3/d] para el gas.

Para estimar la curva de producción total del proyecto se va sumando la producción que aporta cada pozo a medida que es puesto en producción acorde al cronograma definido de perforación y terminación.

Para los pozos ya perforados los especialistas proveyeron la información de la producción real que aportó cada pozo más la proyección de su continuidad en el tiempo, así como también pronósticos revisados para los pozos que restan perforarse.

En el gráfico siguiente puede verse la nueva curva de producción acorde a estos datos, y teniendo en cuenta el cambio de alcance del proyecto, es decir 5 pozos menos, comparada con la curva estimada para la evaluación ex ante.

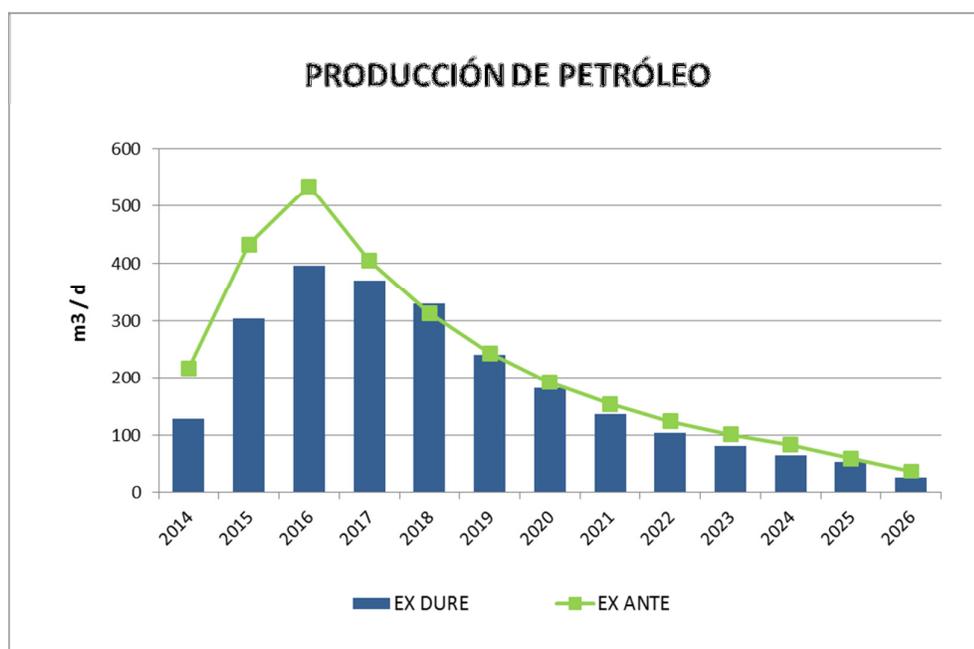


Figura 11. Curvas de Producción Comparadas.

Fuente: Elaboración Propia a partir de datos recibidos de Ingeniería de Reservorios PPSA.

Otra información importante respecto a la producción de cada pozo es la categoría de reserva a la que pertenece. Es una categorización que tiene que ver con el riesgo geológico y es un indicativo de cuál es la probabilidad de que el pronóstico del pozo tipo se cumpla.

Existen tres categorías de reservas para pozos nuevos:

Probada No Desarrollada (PND): menor riesgo

Probable (PR): mayor riesgo que PND

Posible (PO): mayor riesgo que PR

Y una categoría para los pozos ya perforados:

Probada Desarrollada (PD): sin riesgo, los pozos ya están en producción.

En la figura 11 se puede observar que la nueva curva aporta menos producción que la planificada originalmente, lo que implica también una reducción en las reservas totales desarrolladas y por desarrollar del proyecto actual de -1.4 MMBOE, un 18% menos:

Categoría Reserva	EX DURE	EX ANTE
	Equivalente MMBOE	Equivalente MMBOE
PD - Probadas Desarrollada	3.0	-
PND - Probadas No Desarrollada	1.7	3.7
PR - Probables	1.4	3.6
PO - Posibles	0.2	0.7
TOTAL	6.2	7.9

Figura 12. Cuadro de Reservas Comparadas.
Fuente: Ingeniería de Reservorios PPSA.

Habrá que determinar en el análisis de resultados el origen de este desvío, teniendo en cuenta que hay tres factores que pueden influir en la diferencia: 1) cambio de alcance en la cantidad de pozos; 2) productividad de los pozos realizados respecto al pozo tipo estimado originalmente y 3) cambios en el cronograma que generen atrasos.

II) Precio del Petróleo

Al momento de la evaluación ex ante si bien el petróleo a nivel internacional cotizaba alrededor de los 100 USD/BBL, el precio interno para el petróleo calidad Medanito, que es el que se produce en el área, se ubicaba alrededor de los 74 USD/BBL. Este último precio es el que se utilizó en la evaluación para todos los períodos.

Por otro lado el precio de venta sufre un ajuste considerando: mermas de almacenaje y transporte, tarifa de transporte y ajuste por calidad según el grado API del petróleo, de acuerdo al siguiente detalle:

Tarifa Transporte	0.684 USD/BBL
Merma Almacenaje	-0.10 % sobre precio venta
Ajuste grado API	-0.83 % sobre precio venta

Para la nueva evaluación se consideran los precios reales históricos de venta obtenidos durante el año 2014 y de Enero a Octubre 2015 para este último año. Este último

precio promedio se mantiene constante para el resto de los períodos de la evaluación, ajustado únicamente por corrección de precios por el índice en dólares.

III) Precio del Gas

El precio del gas se estipula en dólares por millón de BTU (por sus siglas en inglés de Unidad Térmica Británica), relacionando el costo con la capacidad de producir energía.

Existen distintos precios de gas acorde al segmento de mercado donde se comercializa. La empresa utiliza para las evaluaciones un precio “mix”, que se obtiene ponderando las estimaciones de volúmenes a ser vendidos a los diferentes segmentos y sus tarifas correspondientes.

En las evaluaciones se aplica un descuento del 5% en concepto de *fee* de venta, como costo de transferencia interna a la Dirección de Gas & Energía, encargada de la comercialización del gas.

El precio mix considerado para la evaluación ex ante fue de 3.5 USD/MMBTU. Para la nueva evaluación se toma el precio real de venta para los años 2014 y 2015, manteniéndose el promedio del último año para los períodos subsiguientes.

Costos Operativos

Los costos operativos u OPEX (del inglés *Operational Expenditures*) son generados fundamentalmente por los procesos de producción y mantenimiento en subsuelo y superficie. Desde el punto de vista contable son costos de producción y generan resultado negativo.

Las actividades involucradas en dichos procesos se organizan en las siguientes etapas:

- Extracción de fluidos en el pozo productor
- Bombeo de la producción bruta hacia estaciones separadoras

- Separación y re bombeo de fluidos en estaciones separadoras
- Transporte de fluidos líquidos o gaseosos hacia plantas de tratamiento de petróleo y gas
- Tratamiento y entrega de los fluidos en plantas de tratamiento
- Tratamiento e inyección de agua

Cabe mencionar la complejidad de la operación de estos campos dado que se trata de dos concesiones diferentes a nivel gubernamental pero que se operan en forma conjunta. También el hecho de que cada campo esté repartido en dos provincias genera mayores costos al des-optimizar recursos y contratos de servicios ante los requerimientos gubernamentales crecientes de separar la gestión.

Dado que el proyecto es incremental los costos asociados son marginales. Los costos fijos están vinculados a la capacidad instalada y no sufren variación por la implementación del proyecto. Por lo tanto se utilizan indicadores de costos variables unitarios obtenidos a partir de la información de costos reales al momento del cálculo que se aplican a los pronósticos futuros en función de la producción adicional que generan los nuevos pozos y el mantenimiento que puedan requerir a futuro los mismos.

Para el cálculo de OPEX de la nueva evaluación se utilizan los indicadores para gastos variables revisados para el último Plan de Negocios de la empresa, calculados por el Sector de Ingeniería de Producción de PPSA. Estos indicadores son elaborados a partir de un modelo de asignación de costos en función de los fluidos que se tratan en el campo acorde a los procesos detallados precedentemente, y las actividades de mantenimiento que insumen los pozos nuevos una vez perforados y puestos en producción. De esta forma se establece, por ejemplo, cuánto es el gasto adicional por bombear, separar y tratar un m³ adicional de

petróleo, para lo que se tienen en cuenta la energía eléctrica requerida, las horas de mano de obra de mantenimiento y los materiales directos utilizados (productos químicos), entre otros.

Una vez establecida esta base de asignación, los indicadores se aplican a las variables de producción calculadas (ver Anexo G). En este caso no hace falta corrección monetaria ya que estos indicadores están calculados a costo corriente.

En la siguiente tabla se presentan los nuevos indicadores relevados son los siguientes:

Tabla 6. Indicadores de Gastos Variables Unitarios Evaluación Ex Dure.

INDICADORES DE GASTOS VARIABLES UNITARIOS			
Variable	Unidad de Medida	Provincia de Río Negro	Provincia de La Pampa
Petróleo	u\$s año / Mm3	10,649	10,913
Gas	u\$s año / MMm3	16,581	19,114
Bruta	u\$s año / Mm3	1,738	1,266
Pozo	u\$s / pozo nuevo	44,401	30,788

Fuente: Sector Ingeniería de Producción PPSA.

Aplicando estos indicadores a los volúmenes de producción calculados para cada período se obtienen la siguiente serie de montos de costos operativos:

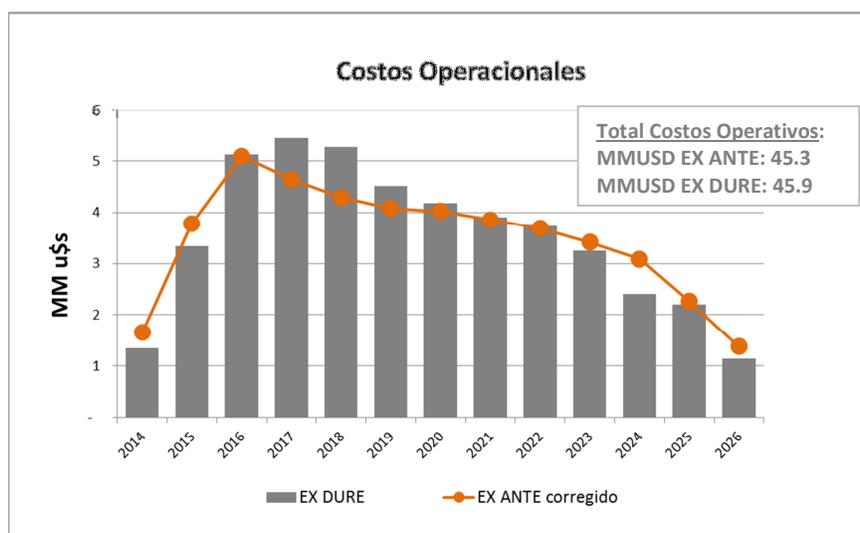


Figura 13. Costos de Operación.
Fuente: Elaboración Propia.

b. Capital de Trabajo

Del análisis de la evaluación ex ante del proyecto surge que no se consideró inversión en capital de trabajo. Según los usos de la empresa la evaluación es técnico-económica con foco en determinar si el proyecto es rentable. Se corresponde con lo que define Spidalieri (2010) como flujo de caja económico, utilizado en la planificación financiera de largo plazo, que si bien se rige por el principio de lo devengado, mide las variaciones de fondos.

Dado que el objeto del presente trabajo es evaluar el desvío en la rentabilidad de un proyecto respecto a su evaluación original, tampoco se considera capital de trabajo en la nueva evaluación.

c. Modelado Fiscal

Acorde a las variables a tener en cuenta para el modelado fiscal descritas en el Marco Teórico se presenta el siguiente cuadro resumen con las premisas consideradas, tanto para la evaluación ex ante como para la evaluación nueva:

Tabla 7. Premisas para Modelado Fiscal.

Descripción	Premisa Eval. Ex Ante	Premisa Eval. Ex Dure
Moneda	Dólares estadounidenses (USD)	Dólares estadounidenses (USD)
Inicio del Proyecto	Enero 2014	Enero 2014
Vida Económica del Proyecto	13 años	13 años
Unidad de tiempo períodos	Anual	Anual
Fin de Concesión Yac. Médanos	25-oct-2026	25-oct-2026
Fin de Concesión Yac. Los Copihues	13-sep-2025	13-sep-2025
Tasa de Descuento	10.0%	10.0%
Impuesto a las Ganancias	35%	35%
Ingresos Brutos	3%	3%
Regalías	15.5%	15.0%

Fuente: Empresa Petróleos Patagonia, Datos Recabados por el Autor.

La única diferencia entre las premisas de ambas evaluaciones está dada por el porcentaje de regalías. Al momento de la evaluación original del proyecto se consideró que para la renegociación de la extensión de concesiones se cedía un 3.5% de regalía incremental sobre el 12% vigente al momento, para las fracciones de las provincias de La Pampa y de Río Negro (Aporte Complementario de acuerdo a la ley de Renegociación de Concesiones de Río Negro).

Sin embargo en el acuerdo pactado con la provincia de Río Negro a fines del año 2014, finalmente se negoció incrementar las regalías en un 3% acorde a la nueva Ley de Hidrocarburos (Ley N° 27.007) sancionada en Octubre de 2014.

Respecto a la tasa de descuento empleada, se aclara que acorde a pautas establecidas a nivel corporativo de la empresa se utiliza el CPPC, también conocida como WACC por sus siglas del inglés.

Para el cálculo de las depreciaciones consideradas a los efectos del impuesto a las ganancias, se utilizará el método de amortización por agotamiento de reservas de petróleo.

d. Evaluación Económica - Cálculo de Índices Económicos

Con todas las variables clave y premisas fiscales revisadas se calculó el nuevo flujo de caja para el proyecto:

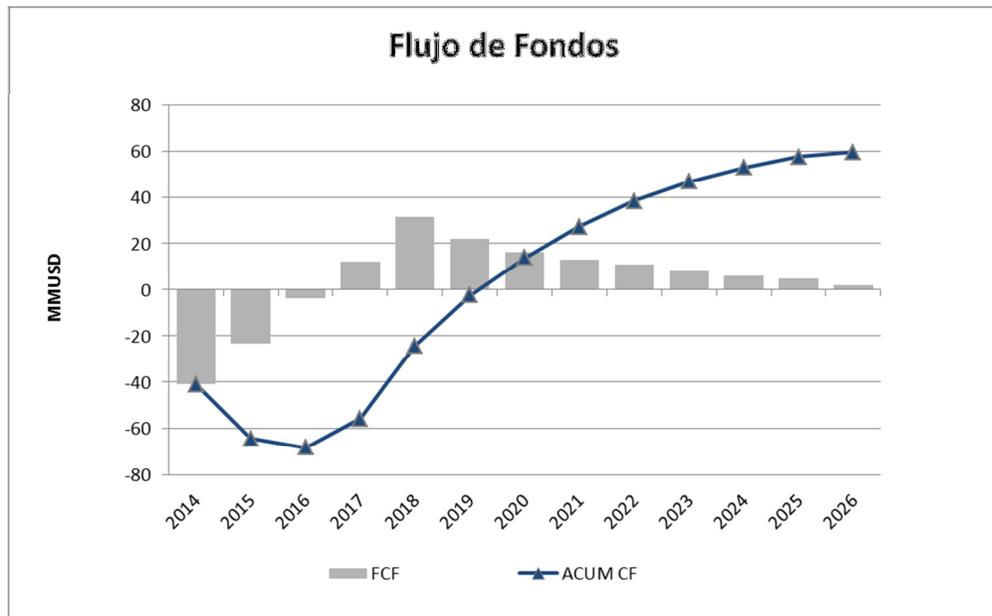


Figura 14. Flujo de Caja (Ex Dure).
Fuente: Elaboración propia.

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Producción de Petróleo	m3	46,979	110,528	144,464	134,853	120,007	87,414	66,216	49,681	38,274	29,874	23,674	19,795	8,919	880,677
Producción de Gas	Mm3	5,932	14,078	20,209	8,964	6,821	2,123	3,431	11,314	18,105	12,456	7,345	3,721	1,685	116,184
Precio petróleo	Usd/bbl	80.10	75.21	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	
Descuento comercial	Usd/bbl	-1.40	-1.35	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	
Precio gas	Usd/MMBTU	4.0	4.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	
Fee comercialización gas		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
INGRESOS POR VENTAS (ver detalle en Anexo H)	MM USD	24.1	53.6	64.1	57.9	51.3	36.8	28.3	22.9	19.5	14.9	11.3	9.0	4.0	397.7
Regalías (*)	15%	-3.6	-8.0	-9.6	-8.7	-7.7	-5.5	-4.2	-3.4	-2.9	-2.2	-1.7	-1.3	-0.6	-59.7
Costos Operativos (ver detalle en Anexo G)															
por petróleo	MM USD	-0.5	-1.2	-1.6	-1.4	-1.3	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-9.4
por gas	MM USD	-0.1	-0.3	-0.4	-0.5	-0.6	-0.5	-0.4	-0.5	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.1	-5.2
por bruta	MM USD	-0.2	-0.4	-0.5	-0.5	-0.5	-0.4	-0.4	-0.4	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.1	-4.4
por pozos	MM USD	-0.5	-1.5	-2.7	-3.0	-2.9	-2.7	-2.6	-2.5	-2.4	-2.2	-1.5	-1.4	-0.8	-26.8
COSTOS TOTALES	MM USD	-5.0	-11.4	-14.8	-14.1	-13.0	-10.0	-8.4	-7.3	-6.7	-5.5	-4.1	-3.5	-1.8	-105.5
EBITDAX	MM USD	19.1	42.2	49.4	43.8	38.4	26.8	19.8	15.6	12.8	9.4	7.2	5.4	2.3	292.2
Inversiones en pozos	MM USD	-53.7	-52.9	-44.0	-23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-173.8
Inversiones en instalaciones	MM USD	-2.6	-4.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-6.7
INVERSIONES TOTALES (ver detalle en Anexo F)	MM USD	-56.3	-57.1	-44.0	-23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-180.6
IIBB (**)	3%	-0.7	-1.6	-1.9	-1.7	-1.5	-1.1	-0.8	-0.7	-0.6	-0.4	-0.3	-0.3	-0.1	-11.9
FLUJO DE CAJA ANTES DE IIGG	MM USD	-37.9	-16.5	3.5	18.8	36.8	25.7	19.0	14.9	12.3	9.0	6.9	5.2	2.2	99.7
IIGG (***)	35%	-3.1	-6.7	-7.3	-6.4	-5.5	-3.8	-2.6	-1.7	-1.1	-0.7	-0.6	-0.4	-0.1	-40.1
FLUJO DE CAJA NETO	MM USD	-40.9	-23.2	-3.8	12.4	31.3	21.9	16.4	13.2	11.2	8.2	6.2	4.7	2.0	59.6
FCF ACUMULADO	MM USD	-40.9	-64.2	-68.0	-55.5	-24.2	-2.3	14.1	27.2	38.4	46.7	52.9	57.6	59.6	

(*) Regalías = 15% sobre Ventas

(**) IIBB = 3% sobre Ventas

(***) IIGG = 35% sobre la Utilidad Bruta

EBITDAX = INGRESOS POR VENTAS - COSTOS TOTALES

UTILIDAD BRUTA = EBITDAX - Depreciaciones - IIBB

A partir del nuevo flujo de caja se calculan los nuevos indicadores económicos del proyecto, teniendo en cuenta para descontar los flujos de caja lo explicado en el Marco Metodológico respecto a la fecha base. En este caso particular se determina la fecha base como Junio-2016, lo que significa que se indexa el flujo 2014-2015 a Junio-2016 y se descuenta a esa misma fecha base los períodos correspondientes al flujo 2016 en adelante.

Respecto a la tasa de descuento utilizada (10%) y tal como se mencionase en el apartado de Modelado Fiscal, la misma es establecida por los sectores de funciones centralizadas corporativas de la empresa. También es política corporativa utilizar la misma tasa de descuento para evaluar todos los proyectos de la compañía.

La misma es revisada en forma anual al inicio del proceso de Revisión del Portfolio de proyectos de inversión y se corresponde con el Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC) de la empresa, también conocida como WACC, por sus siglas en inglés *Weighted Average Cost of Capital*. En el Capítulo 3 Marco Teórico, se puede ver su definición y fórmula.

Realizando la diferencia entre los indicadores anteriores y los nuevos se determinan los desvíos:

Tabla 8. Indicadores Económicos Comparados.

	EX ANTE	EX DURE	Δ %
VAN @ 10% (MM u\$s) a Ene 16	56.6	9.8	-83%
TIR %	22%	13%	-44%
IVAN	0.29	0.05	-81%
Precio de Corte (u\$/bbl)	51.9	64.1	24%
Reservas (MMBOE)	7.9	6.0	-24%
Acum Promedio por Pozo (m3 pet)	12432	10688	-14%
N° Perforaciones	85	80	
Capex Total (MM u\$s)	186.3	180.6	
Costo Unitario Pozo (Mu\$s)	2099	2173	4%
Costo de Desarrollo (u\$/BOE)	23.5	29.9	27%

Fuente: Elaboración Propia.

e. Análisis de los Resultados

El resultado económico del proyecto en marcha indica que el mismo continúa teniendo VAN positivo.

Sin embargo se detecta un importante desvío negativo de USD -46.8 millones respecto al VAN considerado al momento de su evaluación inicial. Teniendo en cuenta que ese VAN original fue el utilizado por el sistema de toma de decisiones para aprobar la ejecución del proyecto es importante analizar a la luz de este nuevo resultado, cómo seguir con lo que resta de ejecución, pues el resultado al momento es un 83% inferior en términos de rentabilidad.

A priori se puede tener una idea de las causas, pues se observa un aumento de los costos unitarios de pozos junto con una reducción de la producción. Sin embargo, el objetivo de este estudio es cuantificar con más detalle la incidencia de cada una de las variables en este desvío, estableciendo su correlación con los riesgos del proyecto, y también definiendo sobre qué desvíos la empresa puede gestionar una mejora o advirtiendo sobre variables del entorno no gestionables pero sobre las cuales se deberá llevar un control adecuado para tomar decisiones oportunas.

Se procede entonces a aplicar la metodología descrita en el Marco Metodológico que consiste en realizar un análisis de sensibilidad para las siguientes variables: precio, producción, costos operativos, costos de inversión, impuestos y cambios de cronograma.

El análisis de sensibilidad es una herramienta cuya importancia radica en que los valores de las variables que se han utilizado para evaluar económicamente el proyecto pueden sufrir desviaciones con efectos considerables en los resultados. (Sapag Chain N. y Sapag Chain R., 2007).

En este caso la sensibilización se realiza en forma unidimensional para cada variable, reemplazando en el cálculo del flujo de caja actual los valores que tenía la variable en cuestión en la evaluación original. De esta manera se obtiene un nuevo VAN que considera que la variable sensibilizada se comporta acorde a lo planificado. La diferencia entre este VAN sensibilizado respecto al VAN real establece el desvío atribuible a cada una de las variables.

Aplicado el método se obtiene la siguiente información:

Tabla 9. Desvíos de VAN por Variable.

Variable	Desvío VAN en MM USD	% S/Desvío Negativo	% S/Desvío Positivo
Producción	-12.4	26.1%	
Capex	-12.2	25.6%	
Alcance	-8.5	17.8%	
Precio	-6.3	13.3%	
Opex	-3.3	7.0%	
Impuestos	-2.8	6.0%	
Cronograma	-2.0	4.2%	
Regalias	0.8		100.0%
Total Desvío Negativo	-47.6		
Total Desvío Positivo	0.8		
DESVÍO TOTAL	-46.8		

Fuente: Elaboración Propia.

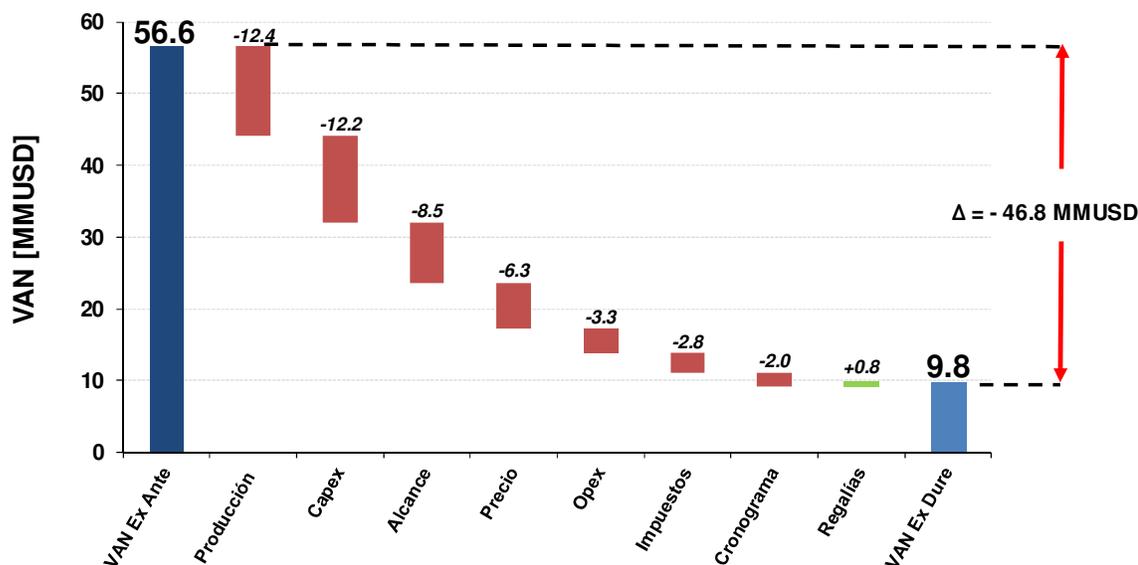


Figura 15. Impacto de los Desvíos del VAN por Variable.
Fuente: Elaboración Propia.

Se pueden clasificar las variables en dos grupos: gestionables y no gestionables. Las gestionables, como su nombre lo indica, entran dentro del campo de acción de la empresa y se podrá trabajar en pos de acciones correctivas que permitan mejoras. En cambio las no gestionables tienen que ver con el entorno y la empresa no tiene poder de actuación sobre ellas.

- *Gestionables*: Producción, Capex, Opex y Cronograma, totalizan un desvío de USD -29.9 millones.
- *No Gestionables*: Precio, Regalías, Impuestos y Alcance, totalizan un desvío de USD -16.9 millones. Se aclara que el alcance (5 pozos menos a perforar en la provincia de La Pampa) se define como no gestionable ya que tuvo que ver con la pérdida de concesión de la provincia de La Pampa.

Puede observarse que el mayor impacto está dado por las variables gestionables.

Desvíos Gestionables

Producción:

Intuitivamente se había planteado que la reducción de reservas era una causa de desvío ya que están relacionadas directamente con la producción y en consecuencia con los ingresos por ventas. Sin embargo esta reducción puede darse por tres factores: menor productividad de los pozos respecto al pozo tipo planificado, menor alcance por menos pozos perforados o menor recupero de la reserva por atrasos de cronograma.

Se define la variable Producción en relación a la productividad de los pozos, sin considerar cambios de alcance o atrasos/adelantos de cronograma. Se elabora entonces una curva de producción considerando para los pozos efectivamente perforados la curva de pozo tipo que tenían originalmente en la evaluación ex ante.

A partir de la aplicación de la metodología se puede ver que la producción, definida de esta forma, es la que genera mayor desvío negativo con una participación del 26.1% sobre los desvíos negativos totales y una cuantificación nominal USD -12.4 millones de impacto sobre el VAN.

El avance del proyecto indica que a fines del año 2015 ya se perforaron 45 pozos, lo que significa una ejecución del 56% del proyecto, restando perforarse 35. Por lo tanto es importante brindar esta información sobre las evaluaciones realizadas a los profesionales de ingeniería de reservorios y geología para que se focalicen en realizar los estudios necesarios que permitan revisar las futuras locaciones de los pozos que quedan por perforarse con el objetivo de mitigar posibles futuros desvíos respecto a pozos tipo presupuestados.

Capex

Se define la variable Capex como los costos unitarios originales planificados, independientemente del alcance del número de pozos, por lo tanto este desvío está exclusivamente dado por los costos de los pozos que quedaron en el proyecto.

Es la segunda variable que produce el mayor desvío negativo, con una cuantificación de USD -12.2 millones, representando un 25.6% sobre el total de desvíos negativos.

En el cuadro de indicadores se puede observar que el costo promedio unitario de los pozos resultó mayor a lo presupuestado. Este es uno de los factores con mayor peso en este desvío, dado que las inversiones en pozos representan un 96% de las inversiones totales del proyecto.

Sobre lo ya ejecutado no se puede hacer nada, pero dado que queda un importante número de pozos por perforarse, es importante dar intervención a la gerencia de ingeniería de construcción de pozos para que analicen las causas de estos mayores costos. Estas causas pueden darse por dos factores: mayores tarifas o cambio de alcance técnico en la ingeniería de los pozos que los encarece. Sobre las tarifas habrá que trabajar con los equipos de contrataciones, pero el alcance puede ser revisado por los ingenieros para estudiar si un pozo de diseño más económico puede ser viable.

Opex

Para la sensibilización de los gastos operativos se utilizaron los indicadores de gastos variables de la evaluación original.

El cálculo del desvío para esta variable, si bien es negativo es de menor magnitud que los analizados anteriormente. Representa un 7% del desvío negativo total con un monto nominal de USD -3.3 millones. Estos costos están relacionados más que nada con tarifas y

variables macroeconómicas, con lo cual habrá que determinar junto con el sector de contrataciones si es factible algún tipo de negociación con proveedores para reducirlos.

Cronograma

Con esta variable se intenta ver el impacto económico de los retrasos o adelanto que pueden tener las perforaciones de pozos en el proyecto.

En este caso, como se pudo ver anteriormente, hubo atrasos, principalmente relacionados con los problemas de renegociación de la extensión de concesiones en la provincia de La Pampa.

Estos atrasos provocaron demoras en la entrada en producción de los pozos que afectaron tanto la reserva final a recuperar como el resultado financiero asociado a disponer de los ingresos por ventas en períodos posteriores a los presupuestados. El desvío negativo resultante asociado a esta variable es de USD -2.0 millones, suma considerablemente inferior a la de las variables mencionadas anteriormente que representa apenas un 4.2% del desvío total negativo.

Desvíos No Gestionables

Alcance

Esta variable está relacionada con la cantidad de pozos ejecutados comparados con los planificados originalmente. Según se pudo ver se perforaron cinco pozos menos por la pérdida de la concesión en la provincia de La Pampa del yacimiento Los Copihues.

El análisis arroja una pérdida de valor en el VAN de USD -8.5 millones, constituyendo el tercer desvío negativo de magnitud respecto a los totales.

Lamentablemente sobre esta variable no hay posibilidad de correcciones pues la negociación con la provincia está cerrada. Sin embargo debe servir de semáforo a tener en

cuenta para la continuidad del proyecto en el yacimiento Médanos, en lo que respecta a la zona ubicada en La Pampa, donde quedan 23 pozos por perforarse. Recordemos que esta concesión vence en Octubre-16 y condiciona la ejecución de estos pozos.

Impuestos

Este desvío de USD -2.8 millones representa un 6% sobre el total de desvíos negativos y está relacionado con el cálculo del impuesto a las ganancias (IIGG). En el Marco Metodológico se explicó la distorsión que genera en los flujos de caja evaluados en dólares la registración contable en pesos argentinos y la imposibilidad actual de aplicar ajustes por inflación a los estados contables.

Considerando este factor en la evaluación ex dure, se determina una depreciación acumulada para el proyecto de USD 165.8 millones, mientras que la inversión total es de USD 180.6 millones. La imposibilidad de amortizar el 100% de lo invertido en dólares, es equivalente, en este caso particular, a una alícuota de 40% para el impuesto en lugar de la alícuota vigente del 35% para la tercera categoría.

Cada proyecto tendrá sus propias particularidades acorde al horizonte de la evaluación, el desarrollo de reservas para el cálculo de los porcentajes de depreciación y la evolución del TC considerado, lo que hará que el impacto producido sea variable.

Se sugiere entonces tener en cuenta este efecto en las nuevas evaluaciones a realizar de proyectos de inversión al momento de la evaluación ex ante.

Regalías

Esta variable genera un pequeño desvío positivo de USD 0.8 millones por el sólo hecho de aplicarse una alícuota adicional del 3% en lugar de la utilizada al momento de la evaluación ex ante de 3.5%.

Las razones de este cambio fueron explicadas en el apartado de Modelado Fiscal de la Evaluación Económica.

Precio

El precio es una variable no gestionable, que en este caso y con la temporalidad que tienen las evaluaciones, ha generado un desvío negativo de USD -6.3 millones, pues los precios reales de venta han sido inferiores a los presupuestados, siendo una de las variables más volátiles del contexto actual. Es muy importante que la empresa esté atenta a los cambios de este factor pues una baja importante del mismo haría que los pozos que restan perforarse se conviertan en antieconómicos. Para ello es importante contar con un semáforo que alerte cuando se esté en riesgo. Este semáforo puede ser el precio de corte, pero calculado para los 35 pozos que restan perforarse, pues los pozos ya perforados son costo hundido.

En este punto se hará necesario dividir la evaluación ex dure en dos partes: una evaluación para lo ya implantado, en este caso los 45 pozos ya perforados más los costos de instalaciones ya erogados, y otra para lo que resta ejecutarse: 35 pozos y sus costos asociados.

En el Anexo I se presenta el flujo de caja de la evaluación para los 35 pozos que quedan por delante, a partir del cual se calcularon los siguientes indicadores:

Tabla 10. Indicadores Económicos Evaluación Proyecto a Implantar.

VAN @ 10% (MM u\$s) a Ene 16	18.6
TIR %	23%
IVAN	0.31
Precio de Corte (u\$s/bbl)	48.9
Reservas (MMBOE)	3.1
Acum Promedio por Pozo (m3 pet)	12692
N° Perforaciones	35
Capex Total (MM u\$s)	67.2
Costo Unitario Pozo (Mu\$s)	2077
Costo de Desarrollo (u\$s/BOE)	21.5

Fuente: Elaboración Propia.

Como se mencionase en el Estudio de Mercado, actualmente existe en el país una política de regulación del precio interno para el barril de petróleo, que en estos momentos se ubica en torno a los 67.5 UDS/BBL. Si bien es inferior a los precios de los años 2014 y 2015, igualmente beneficia al proyecto, ya que es superior al valor que tiene el barril en el mercado internacional, favoreciendo la evaluación actual del proyecto que mantiene VAN positivo.

Retomando el concepto de precio de corte, éste indica el precio del barril que hace el VAN cero, es un precio de equilibrio. Por esta razón representa un semáforo a tener en cuenta en el criterio “pasa-no pasa” del proyecto: si el mercado interno establece un precio de venta para el petróleo menor a los 48.9 USD/BBL del indicador, el proyecto será inviable económicamente bajo los parámetros fijados para el resto de las variables, pues dará VAN

negativo. El grupo decisor deberá definir entonces si existe forma de subsanar el inconveniente mejorando otros factores o si se debe suspender la ejecución del proyecto.

Profundizando el análisis de la evaluación de proyecto a implantar, se observa que cuenta con un VAN superior a la evaluación total ex dure. Esto indica que la evaluación de los pozos ya implantados es negativa. Nada puede hacerse al respecto, pues es un costo hundido, pero debe servir como lección aprendida.

Por último se presentan las sensibilidades a las principales variables:

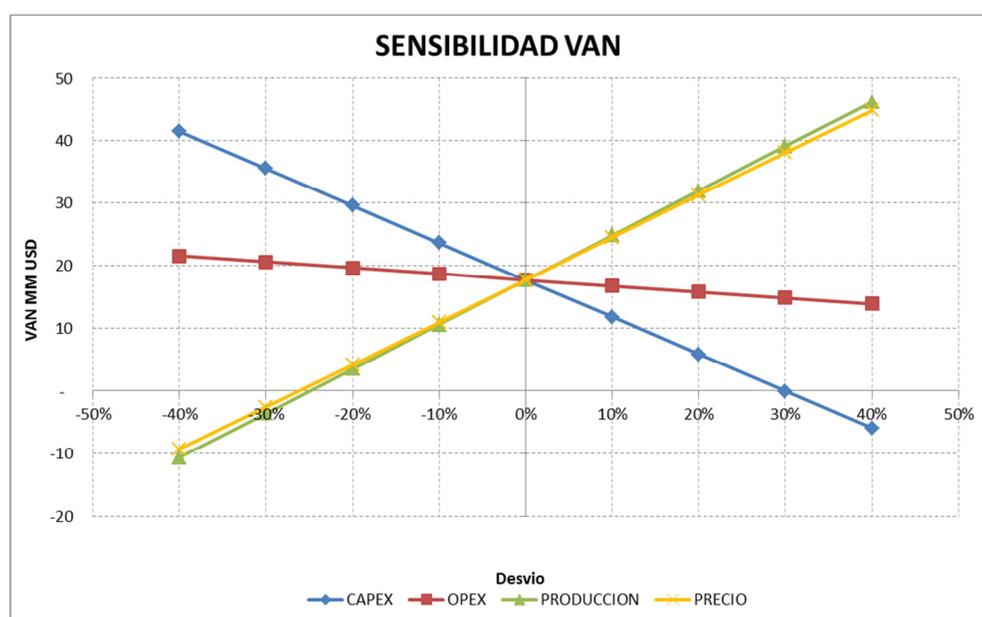


Figura 16. Sensibilidad del VAN Proyecto por Implantar.
Fuente: Elaboración Propia.

Pozos ya Implantados y su Correlación con la Reducción del Valor de Activos

Respecto a lo ya implantado el análisis sirve de base para indicios de pérdida por reducción en el valor de los activos (*impairment test*). Como se indicase previamente el valor recuperable de los pozos está dado por su VUE, que en este caso sería el VA que arroje la evaluación económica de los 45 pozos ya perforados para el período 2016 en adelante, pues los años ya transcurridos fueron amortizados.

Es importante entonces armar la curva de producción asociada a estos pozos ya que va a permitir el cálculo del flujo de ingresos por ventas asociado a los mismos, como así también el gasto operativo que se calcula en función de los indicadores variables unitarios analizados precedentemente. A continuación se presenta el gráfico de producción correspondiente elaborado con la información recabada:

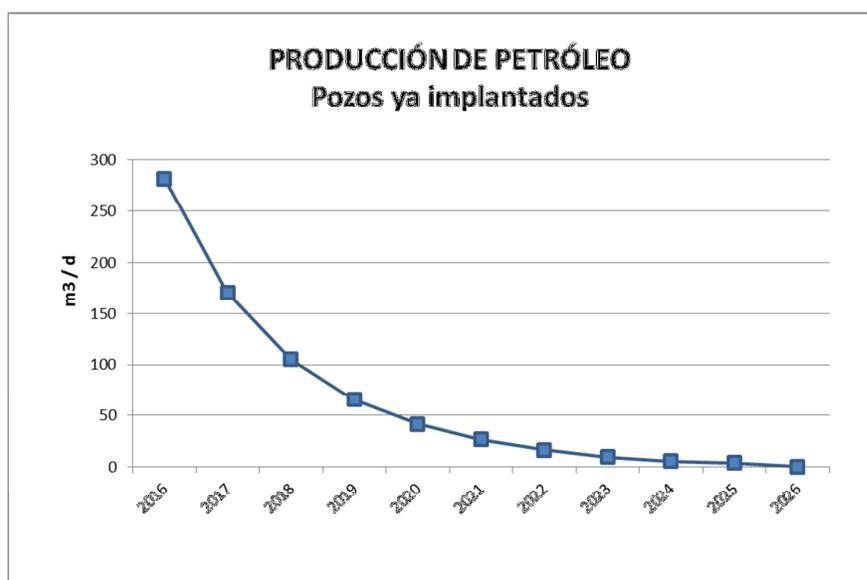


Figura 17. Producción de Pozos ya Implantados.

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida de Ingeniería de Reservorios PPSA.

En este caso la evaluación se hace en pesos argentinos (ARS) dado que es la moneda en que los activos son registrados contablemente. Se estima que el saldo de bienes de uso correspondiente a estos 45 pozos para el cierre del año contable 2015, luego del descuento de las depreciaciones correspondientes asciende a ARS 626.3 millones.

La evaluación realizada acorde a los resultados de este estudio arroja un VUE de ARS 779 millones, generando una diferencia positiva de ARS 152.7 millones, lo que establece que no hay pérdida en el valor recuperable de estos activos. Si el resultado hubiera arrojado diferencia negativa, el mismo podría tomarse como indicio, situación que deberá informarse

al área contable. Según datos relevados la empresa realiza el *test de impairment* sobre grupos de activos, considerando como grupo homogéneo de activos a la totalidad de pozos e instalaciones de cada área de concesión.

Ante resultados de pérdida habrá que analizar las causas e identificar si las mismas son extrapolables al resto del campo. Por ejemplo, si la variable que origina un desvío negativo fuese el precio o un cambio impositivo, impactaría sobre la totalidad de los pozos. No así si el resultado está afectado por problemas de productividad o costos particulares del grupo de pozos evaluados, en cuyo caso habrá que determinar qué impacto puede tener sobre el total del campo en función de su peso relativo.

En Anexo J se adjunta el flujo de caja utilizado para el cálculo del VUE mencionado.

Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

Con el análisis del caso de estudio se demostró la importancia de la aplicación de esta metodología de control para proyectos en marcha, especialmente en los casos en que todavía restan inversiones por ejecutarse, ya que brinda la posibilidad de tomar decisiones oportunas para corregir desvíos y mitigar pérdidas de valor.

El avance del proyecto brinda nuevos datos que sirven para retroalimentar la evaluación económica brindando información relevante a los grupos de toma de decisiones de la empresa. Se establece así un ciclo de revisión que pone otra vez a los proyectos a consideración.

Dado que todos los proyectos de inversión de la empresa involucran el mismo tipo de operaciones (perforación de pozos, construcción y/o adecuación de instalaciones) y seguimiento de resultados (producción, inversiones, costos), las planillas diseñadas son de aplicación universal para re-evaluar otros proyectos dentro de la empresa. Para ello, como es de esperar, será necesario recopilar los datos propios del proyecto a estudiar (producción, costos, cronograma, pautas corporativas, precios, etc.) y volcarlos en el modelo para correr una nueva evaluación teniendo en cuenta los pasos descriptos en la Metodología de Desarrollo.

En el caso estudiado se pudo ver que transcurridos dos años desde el inicio de la ejecución del proyecto, las inversiones ya implantadas tuvieron resultados negativos, con lo cual hubiese resultado oportuno aplicar la metodología un tiempo antes, por ejemplo a los 6 ó 12 meses de iniciado.

Son muchas las variables que pueden afectar los resultados, por eso es importante que cada grupo de especialistas cuente con la información que arroja la aplicación de la metodología para poder trabajar haciendo foco en su disciplina y actuando en forma proactiva para adelantarse a los posibles desvíos. Además hacerlo a partir del resultado de rentabilidad asegura dirigir los esfuerzos a las variables más sensibles.

Los análisis de sensibilidad aportan información efectiva para controlar las inversiones por implantar, brindando semáforos como ser el Precio de Corte. También el informe advierte sobre otras situaciones del entorno ante las cuales se debe estar atento, como por ejemplo en este caso el avance de la negociación por la extensión de la concesión para el yacimiento Médanos en la provincia de La Pampa. Si no se prosperase en la misma se requerirá una urgente re evaluación del proyecto con el consecuente cambio de alcance que representa dicha situación.

A continuación se presentan los principales factores a tener en cuenta para cualquier proyecto de la empresa en la revisión del Análisis de Viabilidades de la nueva evaluación:

Estudio de Mercado:

Es importante estar al tanto de los cambios de precios del petróleo y/o del gas en el mercado donde actúe la empresa, dada la volatilidad de los mismos tanto en el contexto internacional como en el contexto nacional.

Siendo el precio una de las variables más sensibles en los resultados de un proyecto se tendrá en cuenta la necesidad de re-evaluar los proyectos ante cambios considerables de los mismos. Es importante contar con el cálculo de un Precio de Corte que sirva como alerta de viabilidad de continuidad de proyectos. Si el precio de mercado cae por debajo del Precio de Corte el grupo decisor deberá definir si suspende la ejecución del proyecto o tomará medidas de ajuste sobre otras variables que permitan la continuidad del mismo en forma rentable. En

el otro extremo si el precio de mercado resultase muy superior al Precio de Corte puede ser una buena señal para evaluar la posibilidad de hacer más pozos o definir un nuevo proyecto de desarrollo en otras zonas del campo.

Estudio Legal:

Se deben tener en cuenta los cambios en las regulaciones de las concesiones de explotación, ya que como se demostró en el caso de estudio, pueden surgir limitaciones que impliquen revisar el alcance de un proyecto para hacerlo viable. Dentro de las variables importantes a considerar están las fechas de fin de concesión, los porcentajes de regalías e impuestos como así también exigencias ambientales que puedan afectar costos.

Estudio Técnico:

El avance en la ejecución de un proyecto brinda nueva información técnica de importancia para redefinir los riesgos del mismo, especialmente el riesgo geológico de los pozos, como así también los riesgos de operación según las zonas del campo en las que se trabaje.

Estos nuevos datos brindan la posibilidad de calcular nuevos pronósticos de producción y costos para lo que queda de vida del proyecto.

La metodología brinda información de desvíos por variables estableciendo el impacto según factor clave: productividad, costos, atrasos o adelantos de cronograma, etc.

Es importante en estos casos evaluar las diferencias y redefinir el alcance del proyecto si hiciese falta. Por ejemplo, si de la aplicación de la metodología surgiese que la productividad de los pozos es muy inferior a la estimada originalmente teniendo un alto impacto en la rentabilidad, se deberá decidir si se continúa con la perforación de los pozos restantes o si se decide redefinir la cantidad y/o ubicación de los mismos, o si es necesario

realizar nuevos estudios de geología y reservorios y retrasar la campaña en pos de mitigar riesgos.

Desde el punto de vista del costo de pozos es importante establecer si los desvíos son por tarifas o por alcance de los mismos. Puede darse que las operaciones de perforación y terminación de pozos demoren más días que los estimados encareciéndolos, o que se tenga que revisar el diseño técnico de los pozos ya que surgen inconvenientes mecánicos no considerados en la ingeniería original.

Estudio Económico:

La nueva evaluación económica no sólo brinda información de pérdida o mejora de rentabilidad sino que cuantifica la incidencia de cada variable clave en ese desvío.

Esto permite al grupo decisor direccionar los esfuerzos según la especialidad involucrada en las variables de mayor impacto.

También brinda indicadores económicos que sirven como semáforos para establecer el “pasa-no-pasa” del proyecto y definir su continuidad o no. Como ya se ha comentado entre los más importantes encontramos el Precio de Corte. También la TIR resulta interesante ya que establece un límite cuando se la compara con la tasa de corte para los proyectos. Si por definición corporativa se estableciese una tasa de corte superior a la TIR calculada en la evaluación previa, ya se estaría en condiciones de saber que el proyecto tendría VAN negativo.

Recomendaciones Finales:

Se propone entonces establecer un procedimiento para sistematizar la metodología descripta incorporándola dentro del Proceso de Control de la organización como un subproceso de Seguimiento de Proyectos. En el Anexo M se presenta un diagrama de Gantt

con el detalle ordenado de las tareas a realizar para aplicar dicha metodología a un proyecto particular y su tiempo estimado de ejecución.

El proceso debe contemplar no sólo el mecanismo para la recopilación de los datos y la realización de las nuevas evaluaciones, sino también los siguientes aspectos:

- 1) Establecer parámetros para identificar los proyectos sobre los cuales resultaría efectivo aplicar la metodología. Estos parámetros pueden estar dados por la envergadura del proyecto, como ser el nivel de inversiones, reservas a desarrollar o cantidad de pozos del alcance. Por ejemplo se puede definir que todos los proyectos que superen los USD 10 millones de inversión deben aplicar la metodología.
- 2) Establecer un período mínimo de periodicidad para el ciclo de control. Se sugiere que sea cada 6 meses, pero en caso de no resultar viable, no debería superar los 12 meses. Este plazo para la revisión de los resultados también dependerá de las características propias de cada proyecto y su alcance, y de los cambios que puedan surgir en el entorno.
- 3) Asegurar la correcta difusión de los resultados que permitirá involucrar a los responsables de cada disciplina en la propuesta de acciones correctivas cuando se requieran, como así también alimentar la mejora continua a partir de las lecciones aprendidas. Seguramente los resultados de un proyecto en particular brindarán información importante a otros proyectos similares.

Capítulo 7

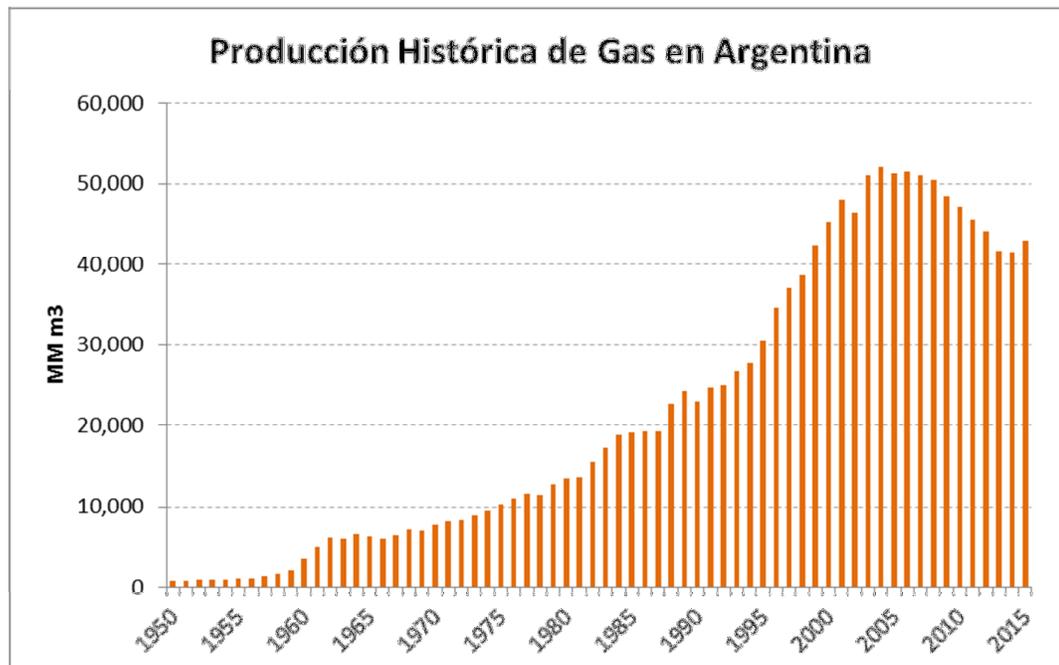
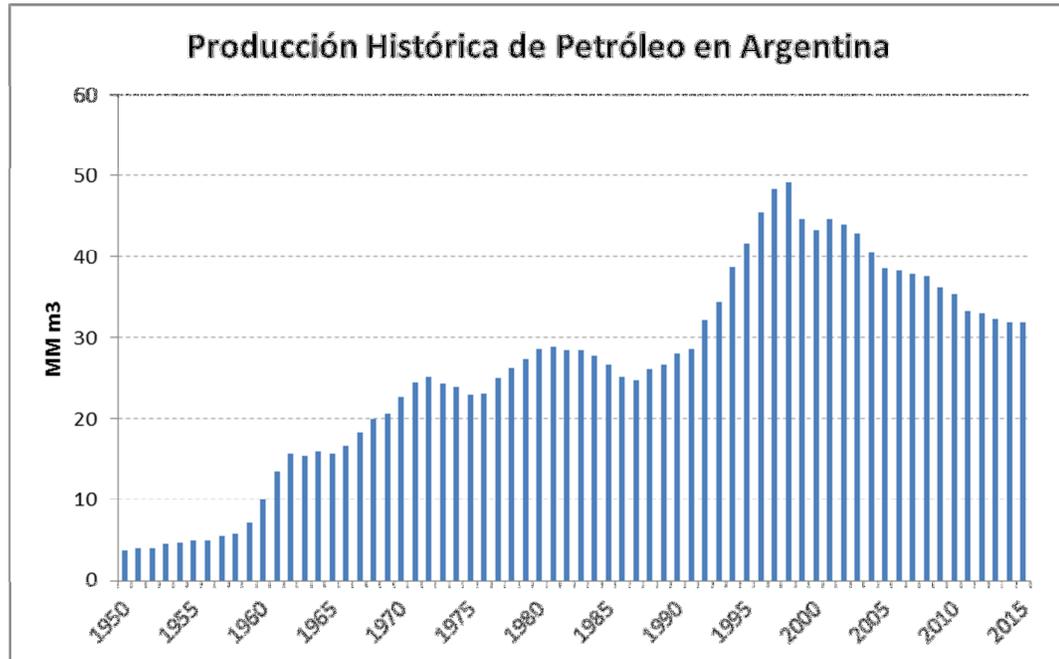
Bibliografía

- Aguiar Domingues, J. y Godoy, C. (2012). Reducción al Valor Recuperable de Activos: un Estudio en las Empresas del Sector Petrolífero Mundial. [Versión electrónica]. *Revista de Educación e Investigación en Contabilidad, Repec*, 6 (4), 351-366.
- Arango, D. (1996) *El control de gestión*. Bogotá, Colombia: Interconed Editores.
- BCRA – Banco Central de la República Argentina (2016). *Estadísticas: Series Cambiarias*. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de <http://www.bcra.gov.ar/Estadisticas/estser030500.asp>
- Beltrán Jaramillo, J. (1999). *Indicadores de Gestión* (2a ed.). Bogotá, Colombia: 3R Editores.
- BP (2015). *BP Statistical Review of World Energy June 2015*. Recuperado de <http://www.bp.com/statisticalreview>
- Dirección General de Estadísticas y Censos de la Ciudad de Buenos Aires (2016). *Publicaciones, Índice de Precios al Consumidor*. Recuperado de <https://www.estadisticaciudad.gob.ar/eycl/?cat=66>
- Kaindl, M. (2009). *El abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina* (3ª ed.). Buenos Aires, Argentina: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. Recuperado de: http://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abeced-del-petroleo-y-del-gas
- Gido, J. y Clements, J. (2003). *Administración Exitosa de Proyectos* (2a ed.). Distrito Federal, México: Thomson.
- González, L. (2000). La Evaluación Ex Post o de Impacto [Versión electrónica]. *Cuadernos de Trabajo de Hegoa*, 01(29).
- FACPCE – Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (2000). *Resolución Técnica N° 17, Cuestiones de Aplicación General*.
- FASB - Financial Accounting Standards Board (2001). *Statements of Financial Accounting Standards N° 144 – Accounting for the Impairment or Disposal of Long-Lived Assets*.
- IASB – International Accounting Standards Board (2012). *International Accounting Standards N° 36 – Impairment of Assets*.
- IAPG - Instituto Argentino del Petróleo y Gas (2016). *Estadísticas Interactivas*. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de <http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/>

- Ramos Mejía (h), J. (2008). El régimen jurídico del abastecimiento interno de hidrocarburos. *Revista Petrotecnia*, Año XLIX (02), 32-46.
- Rosbaco, J. (1988). *Evaluación de proyectos. Teoría General y su Aplicación a la Explotación de Hidrocarburos* (2a ed.). Buenos Aires, Argentina: EUDEBA.
- Ross S., Westerfield R. y Jordan B. (2010). *Fundamentos de Finanzas Corporativas* (9a ed.). Distrito Federal, México: McGraw-Hill.
- SEN – Secretaría de Energía de la Nación del Ministerio de Energía y Minería (2016). *Sección Hidrocarburos*. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de <http://www.energia.gob.ar/home/hidrocarburos.php>
- Sapag Chain, N. y Sapag Chain, R. (2007). *Preparación y Evaluación de Proyectos* (5a ed.). Distrito Federal, México: McGraw-Hill.
- Spidalieri, R (2010). *Planificación y Control de Gestión. Scorecards en Finanzas, Cuestiones Básicas*. Córdoba, Argentina: Brujas.
- Smith, D. (2007). Economic Evaluation of Oil and Gas Projects. [Versión electrónica]. *The Way Ahead, Society of Petroleum Engineers*, 03 (02), 18-20.
- U.S. Bureau of Labor Statistics (2016). *Base de Datos, Tablas e Índices*. Washington DC, USA. Recuperado de <http://www.bls.gov/data/>
- Vásquez Cordano, A. (2015). La Organización Económica de la Industria de Hidrocarburos en el Perú: el Segmento *Upstream* del Sector Petrolero. [Versión electrónica]. OSINERGMIN, Oficina de Estudios Económicos, Documento N° 8. Lima, Perú.

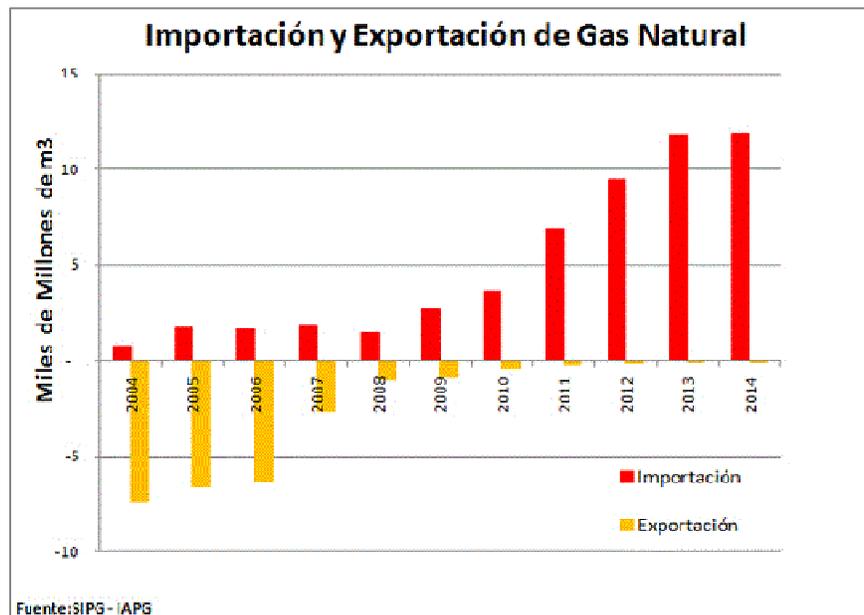
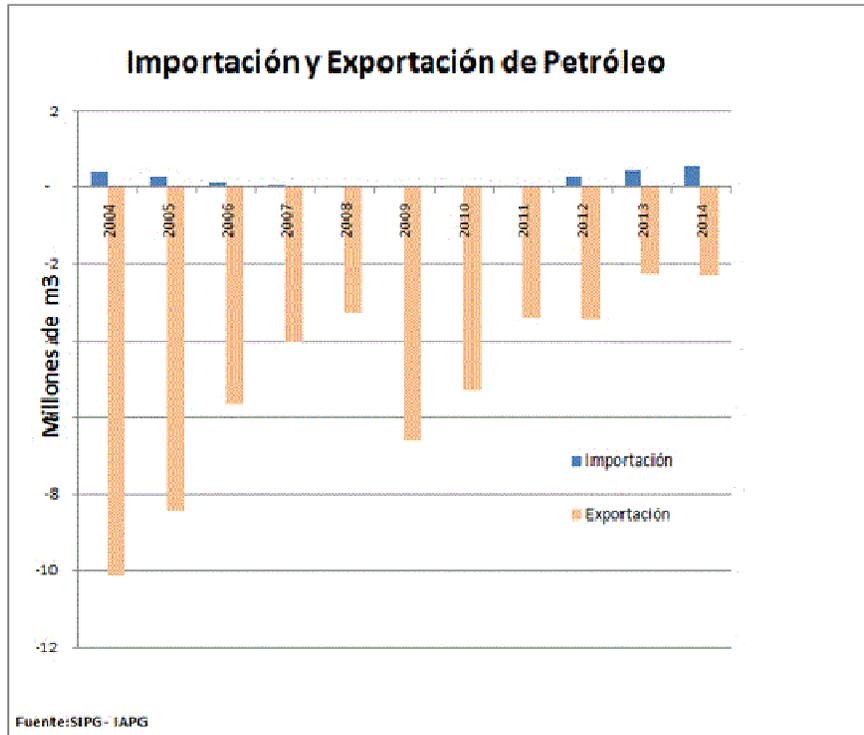
ANEXOS

ANEXO A. Producción Histórica de Petróleo y Gas en Argentina



Fuente: Secretaría de Energía de la Nación (SEN)

ANEXO B. Evolución de las Importaciones y Exportaciones de Petróleo y Gas en Argentina

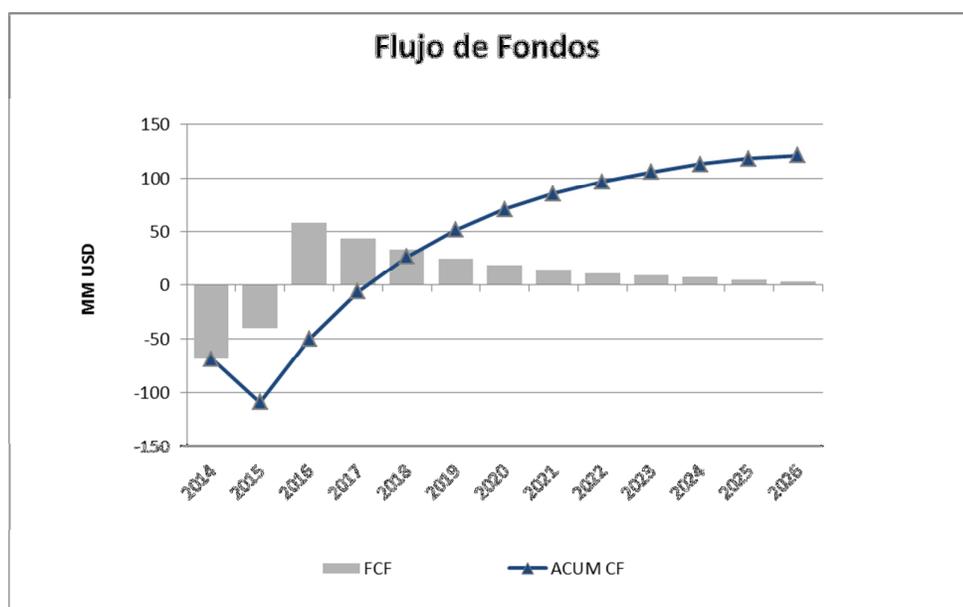


AÑOS	Importación		Exportación		AÑOS	Importación de Gas Natural		
	Petróleo m3	Gas Mm3	Petróleo m3	Gas Mm3		Bolivia	GNL	Totales
2004	398.663	794.790	10.148.784	7.348.146	2004	794.790	-	794.790
2005	262.194	1.734.946	8.463.342	6.600.108	2005	1.734.946	-	1.734.946
2006	94.590	1.670.288	5.641.025	6.300.250	2006	1.670.288	-	1.670.288
2007	45.437	1.756.949	4.046.136	2.662.269	2007	1.756.949	-	1.756.949
2008	6.536	1.448.530	3.289.286	1.010.304	2008	959.881	488.649	1.448.530
2009	-	2.672.526	6.608.447	884.383	2009	1.767.557	904.969	2.672.526
2010	-	3.612.263	5.326.257	465.690	2010	1.845.372	1.766.891	3.612.263
2011	-	6.909.785	3.408.090	200.176	2011	2.828.580	4.081.205	6.909.785
2012	247.866	9.506.127	3.456.855	106.887	2012	4.855.377	4.650.750	9.506.127
2013	421.240	11.809.593	2.283.526	87.337	2013	5.965.059	5.844.534	11.809.593
2014	548.011	11.899.989	2.326.449	63.328	2014	6.033.954	5.866.035	11.899.989

Fuente: SIPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas

ANEXO C. Flujo de Caja Evaluación Ex Ante en MM USD

Año	Ventas	Gastos Operativos	Regalías	Ingresos Brutos	Inversiones	Flujo antes de IIGG	IIGG	Flujo Neto
2014	37.9	(1.8)	(5.9)	(1.1)	(92.0)	(62.9)	(5.5)	(68.4)
2015	76.7	(4.1)	(11.9)	(2.3)	(87.5)	(29.1)	(10.8)	(39.9)
2016	94.9	(5.5)	(14.7)	(2.8)	-	71.8	(13.2)	58.6
2017	71.6	(5.0)	(11.1)	(2.1)	-	53.3	(9.7)	43.6
2018	55.1	(4.6)	(8.6)	(1.7)	-	40.3	(7.3)	33.0
2019	42.8	(4.4)	(6.6)	(1.3)	-	30.4	(5.4)	25.0
2020	33.7	(4.3)	(5.2)	(1.0)	-	23.1	(4.0)	19.1
2021	26.8	(4.2)	(4.2)	(0.8)	-	17.7	(3.0)	14.8
2022	21.5	(4.0)	(3.3)	(0.6)	-	13.6	(2.2)	11.4
2023	17.5	(3.7)	(2.7)	(0.5)	-	10.6	(1.6)	9.0
2024	14.4	(3.3)	(2.2)	(0.4)	-	8.4	(1.2)	7.2
2025	10.3	(2.4)	(1.6)	(0.3)	-	5.9	(0.9)	5.0
2026	6.4	(1.5)	(1.0)	(0.2)	-	3.7	(0.6)	3.1
TOTALES	509.6	(48.7)	(79.2)	(15.3)	(179.5)	186.9	(65.4)	121.5



Fuente: Coordinador del Proyecto – PPSA.

ANEXO D. Incidencia de ARS y USD sobre Estructura de Costos Capex y Opex

CAPEX		INCIDENCIA								TOTAL % ARS	TOTAL % USD
		% ARS			% USD						
Concepto	% sobre costos	Costo Laboral	IPC	IPM	WTI (Acero)	Gas Usinas	Gasoil	Ajuste Comercial	USD Directo		
	(1)	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(1)*(a+b+c)	(1)*(d+e+f+g+h)
Casing / Tubing / Varillas	20%				100%					0%	20.2%
Materiales y Equipamiento	10%								100%	0%	10.0%
Otros Servicios	5%								100%	0%	5.0%
Servicios de Perforación	65%	43%	16%				11%		30%	38%	26.6%
										38%	62%
OPEX											
Impuestos / canon / servidumbre	4%		20%						80%	1%	3.1%
Materiales-Otros	14%							33%	67%	0%	13.9%
Serv. Energia	6%	20%					5%		75%	1%	4.9%
Serv. Alquileres y Otros	5%		50%						50%	3%	2.6%
Serv. Transporte de cargas	1%	50%	30%				20%		0%	1%	0.2%
Serv. Catering y Limpieza	3%	100%							0%	3%	0.0%
Servicios 3os-Otros Contratistas	12%	86%	12%	3%					0%	12%	0.0%
Fees y Alquiler de EPF	1%		20%						80%	0%	1.1%
Servicios 3os-O&M Yacimientos	19%	91%	4%	4%					0%	19%	0.0%
Servicios 3os-SOM Plantas	2%	80%	19%	1%					0%	2%	0.0%
Servicios 3os-Pulling (sin Materiales)	14%	73%	22%				5%		0%	13%	0.8%
Servicios 3os-Compresión y Tratamiento	11%	53%	2%	2%			4%		39%	7%	4.9%
Personal-Propio	7%	100%							0%	7%	0.0%
										68%	32%

Fuente: Sectores de Ingeniería de Producción y Pozos PPSA.

ANEXO E. Tabla de Índices Históricos de Precios

				Variación @ Abril-16		
	IPC USA	IPCBA ARG	TC BCRA (prom) ARS / USD	IPC USA	IPCBA ARG	IPCBA en USD
jun-13	233	136	5.3	2.7%	138.7%	-11.7%
jul-13	233	139	5.4	2.5%	132.9%	-12.0%
ago-13	233	142	5.6	2.3%	128.2%	-11.6%
sep-13	234	145	5.7	2.2%	123.4%	-11.0%
oct-13	234	148	5.8	2.1%	118.6%	-11.3%
nov-13	234	152	6.0	2.1%	113.5%	-10.9%
dic-13	235	155	6.3	1.8%	108.8%	-8.4%
ene-14	235	163	7.1	1.6%	99.3%	-1.9%
feb-14	235	170	7.9	1.5%	90.9%	4.1%
mar-14	236	176	7.9	1.3%	84.2%	1.4%
abr-14	236	181	8.0	1.1%	78.6%	-0.8%
may-14	237	186	8.0	0.8%	74.3%	-2.7%
jun-14	237	190	8.1	0.6%	70.3%	-4.0%
jul-14	238	194	8.2	0.5%	66.6%	-5.7%
ago-14	237	199	8.3	0.6%	62.9%	-6.0%
sep-14	238	203	8.4	0.5%	59.3%	-6.9%
oct-14	238	207	8.5	0.5%	56.3%	-8.0%
nov-14	237	211	8.5	0.8%	53.5%	-9.3%
dic-14	236	214	8.5	1.1%	51.3%	-10.2%
ene-15	235	218	8.6	1.8%	48.4%	-11.4%
feb-15	235	221	8.7	1.6%	46.2%	-11.8%
mar-15	236	225	8.8	1.3%	43.9%	-12.4%
abr-15	236	230	8.9	1.2%	40.5%	-13.5%
may-15	237	236	8.9	0.8%	37.5%	-14.6%
jun-15	238	239	9.0	0.5%	35.7%	-14.9%
jul-15	238	244	9.1	0.3%	32.9%	-15.7%
ago-15	238	248	9.2	0.4%	30.5%	-16.3%
sep-15	238	252	9.4	0.6%	28.4%	-16.5%
oct-15	238	256	9.5	0.4%	26.3%	-16.8%
nov-15	238	261	9.6	0.3%	23.9%	-17.3%
dic-15	238	272	11.4	0.4%	19.2%	-5.5%
ene-16	238	283	13.7	0.3%	14.4%	8.5%
feb-16	238	294	14.8	0.5%	10.1%	13.2%
mar-16	238	304	15.0	0.4%	6.5%	10.6%
abr-16	239	324	14.4	0.0%	0.0%	0.0%

Fuentes: IPC USA = U.S. Bureau of Labor Statistics - IPCBA ARG = Dirección General de Estadística y Censos - Ministerio de Hacienda GCBA – TC BCRA = Banco Central de la República Argentina.

ANEXO F. Cálculo de Inversiones

1) Inversiones Históricas (2014-2015)

Mes	Montos Nominales históricos del proyecto en sistema SAP				Anexo E Variación @ Abril-16		Índice ponderado (b)	TOTAL Ajustado @ Abril-16 a*(1+b)
	Pozos	Instalaciones	Estudios	TOTAL Nominal (a)	IPC USA	IPCBA en USD		
	MM USD						%	MM USD
ene-14	-	-	-	-	1.6%	-1.9%	0.28%	-
feb-14	-	-	-	-	1.5%	4.1%	2.48%	-
mar-14	10.1	0.1	-	10.3	1.3%	1.4%	1.34%	10.4
abr-14	6.0	0.1	0.0	6.1	1.1%	-0.8%	0.38%	6.1
may-14	4.0	0.2	0.4	4.5	0.8%	-2.7%	-0.53%	4.5
jun-14	7.1	0.0	0.3	7.4	0.6%	-4.0%	-1.11%	7.3
jul-14	9.8	0.1	0.1	10.0	0.5%	-5.7%	-1.81%	9.8
ago-14	6.6	0.1	0.2	7.0	0.6%	-6.0%	-1.89%	6.8
sep-14	4.4	0.1	0.1	4.6	0.5%	-6.9%	-2.30%	4.5
oct-14	2.4	-0.2	0.3	2.4	0.5%	-8.0%	-2.75%	2.4
nov-14	0.8	0.1	0.1	1.0	0.8%	-9.3%	-3.06%	1.0
dic-14	3.1	0.3	0.2	3.6	1.1%	-10.2%	-3.21%	3.5
ene-15	2.5	0.2	0.1	2.8	1.8%	-11.4%	-3.23%	2.7
feb-15	3.0	0.3	0.0	3.3	1.6%	-11.8%	-3.52%	3.2
mar-15	5.4	0.1	0.3	5.8	1.3%	-12.4%	-3.87%	5.6
abr-15	6.3	0.0	0.3	6.6	1.2%	-13.5%	-4.38%	6.3
may-15	3.8	0.1	0.2	4.1	0.8%	-14.6%	-5.07%	3.9
jun-15	5.4	0.2	0.2	5.8	0.5%	-14.9%	-5.37%	5.5
jul-15	7.9	0.0	0.2	8.1	0.3%	-15.7%	-5.74%	7.7
ago-15	11.2	0.1	0.1	11.5	0.4%	-16.3%	-5.93%	10.8
sep-15	5.1	0.0	0.2	5.3	0.6%	-16.5%	-5.94%	5.0
oct-15	1.9	0.0	0.7	2.7	0.4%	-16.8%	-6.18%	2.5
nov-15	3.0	0.0	0.5	3.4	0.3%	-17.3%	-6.35%	3.2
dic-15	0.3	0.1	0.4	0.7	0.4%	-5.5%	-1.81%	0.7
TOTAL 2014	54.2	0.9	1.7	56.8				56.3
TOTAL 2015	55.8	1.1	3.2	60.2				57.1

(a) TOTAL Nominal = suma de pozos + instalaciones + estudios

(b) Cálculo Índice ponderado = IPC USA * 62% + IPCBA en USD * 38%
% ponderación para Capex acorde a Anexo D

Fuente: Elaboración propia a partir de datos recabados del Sector Control de Gestión PPSA.

ANEXO F. Cálculo de Inversiones (Cont.)

2) Inversiones Pronosticadas (2016-2017)

Aclaraciones:

Para los años 2016 y 2017 sólo quedan por erogarse inversiones asociadas a Pozos.

No se hace ajuste por índices ya que los costos son corrientes.

Zona - Determina costo tipo para pozos	Costo Unitario Estimado (1)	Cant. Año 2016 (a)	Cant. Año 2017 (b)	Costos Año 2016 (1*a)	Costos Año 2017 (1*b)
	M USD	Unid.	Unid.	M USD	M USD
Zona 1	1,998		5	-	9,989
Zona 2	1,935	1		1,935	-
Zona 3	1,913	2	1	3,825	1,913
Zona 4	1,776	5		8,879	-
Zona 5	1,913	1		1,913	-
Zona 6	1,935	1		1,935	-
Zona 7	1,549	2		3,099	-
Zona 8	1,729	2		3,458	-
Zona 9	2,014	1	1	2,014	2,014
Zona 10	2,002		3	-	6,005
Zona 11	2,014	1		2,014	-
Zona 12	3,442	1		3,442	-
Zona 13	1,849	1		1,849	-
Zona 14	2,018	2		4,035	-
Zona 15	1,907	2		3,814	-
Zona 16	1,760	1		1,760	-
Zona 17	1,655		1	-	1,655
Zona 18	1,683		1	-	1,683
TOTAL		23	12	43,974	23,258

TOTAL 2016 en MM USD	44.0
TOTAL 2017 en MM USD	23.3

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida de Ingeniería de Pozos y Coordinador del Proyecto PPSA.

ANEXO G. Cálculo de Costos Operativos

1) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de producción de petróleo:

				Costo Variable unitario por provincia		
				Base de asignación = Usd año / Mm3		
				10,649	10,494	
Año	Producción de Petróleo en Mm3 / año			Costos Totales (*) en Usd / Año		
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL
2014	47	-	47	505,113	-	505,113
2015	101	11	112	1,074,760	111,985	1,186,745
2016	141	5	146	1,502,617	49,921	1,552,537
2017	95	41	136	1,010,383	433,155	1,443,538
2018	63	58	121	675,634	605,741	1,281,375
2019	49	40	88	517,121	416,597	933,718
2020	37	30	67	394,816	312,520	707,336
2021	27	23	50	285,208	245,336	530,544
2022	20	19	39	209,943	198,645	408,589
2023	14	16	30	153,836	164,939	318,774
2024	10	13	24	111,675	140,789	252,464
2025	8	12	20	89,759	121,287	211,047
2026	1	8	9	6,559	88,039	94,598

2) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de producción de gas:

				Costo Variable unitario por provincia		
				Base de asignación = Usd año / MMm3		
				16,581	19,114	
Año	Producción de Gas Bruto en MMm3 / año			Costos Totales (*) en Usd / Año		
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL
2014	8	-	8	130,110	-	130,110
2015	16	2	18	269,762	29,727	299,489
2016	23	1	24	374,958	28,180	403,137
2017	19	12	30	307,033	221,304	528,336
2018	13	20	33	214,996	379,938	594,934
2019	10	15	25	167,192	285,672	452,864
2020	12	12	24	201,064	223,122	424,187
2021	20	9	29	326,649	178,955	505,604
2022	26	8	34	434,613	146,940	581,553
2023	22	6	28	356,837	123,592	480,429
2024	17	6	23	286,878	106,713	393,591
2025	14	5	19	237,203	93,270	330,473
2026	0	4	4	1,632	67,855	69,487

(*) Costo Total = Costo variable unitario * volumen producción

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida de Ingeniería de Producción – PPSA.

ANEXO G. Cálculo de Costos Operativos (Cont.)

- 3) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de producción bruta (petróleo + agua de formación):

				Costo Variable unitario por provincia		
				Base de asignación = Usd año / Mm3		
				1,738	1,266	
Año	Producción Bruta (**) en Mm3 / año			Costos Totales (*) en Usd / Año		
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL
2014	107	-	107	186,346	-	186,346
2015	208	23	231	361,700	28,508	390,208
2016	265	16	281	460,745	20,506	481,252
2017	185	121	306	321,451	152,682	474,133
2018	144	180	324	249,501	228,037	477,538
2019	129	172	301	224,907	217,070	441,977
2020	109	164	273	189,151	207,863	397,014
2021	91	157	247	157,701	198,292	355,993
2022	74	150	224	128,949	190,046	318,996
2023	53	144	197	91,933	182,771	274,704
2024	44	140	184	76,185	177,034	253,220
2025	41	135	176	71,473	171,288	242,761
2026	3	109	111	4,558	137,524	142,082

(*) Costo Total = Costo variable unitario * volumen producción

- 4) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de por incremental pozos puestos en producción:

				Costo Variable unitario por provincia		
				Base de asignación = Usd año / pozo		
				44,401	30,788	
Año	Cantidad de pozos nuevos en producción por año			Costos Totales (*) en Usd / Año		
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL
2014	12	-	12	521,714	-	521,714
2015	32	2	34	1,406,037	61,575	1,467,612
2016	51	14	65	2,264,460	431,026	2,695,485
2017	51	24	75	2,264,460	738,901	3,003,361
2018	49	24	73	2,175,657	738,901	2,914,558
2019	44	24	68	1,953,651	738,901	2,692,553
2020	43	24	67	1,909,250	738,901	2,648,151
2021	40	24	64	1,776,047	738,901	2,514,948
2022	38	24	62	1,687,244	738,901	2,426,146
2023	33	23	56	1,465,239	708,114	2,173,352
2024	18	23	41	799,221	708,114	1,507,335
2025	16	23	39	710,419	708,114	1,418,532
2026	3	23	26	133,204	708,114	841,317

(*) Costo Total = Costo variable unitario * unidades de pozos

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida de Ingeniería de Producción – PPSA.

ANEXO H. Cálculo de Ingresos por Ventas

Año	Producción (1)		Precio (2)		Descuentos (3)		Precios Netos (2-3) = (a)		VENTAS (1*a)/1,000,000		Ingreso por Ventas
	Petróleo	Gas Neto	Petróleo	Gas	Petróleo Dto. Com.	Gas Fee Vta -5%	Petróleo	Gas	Petróleo (b)	Gas (c)	TOTAL (b)+(c)
	m3	Mm3	usd/bbl	usd/MMBTU	usd/bbl	usd/MMBTU	usd/m3 (*)	usd/Mm3 (**)	MM USD		MM USD
2014	46,979	5,932	80.1	4.0	-1.4	-0.20	495.0	141.1	23.3	0.8	24.1
2015	99,959	12,874	75.2	4.5	-1.4	-0.23	464.6	158.5	46.4	2.0	48.5
2016	139,752	19,515	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	58.2	3.8	62.0
2017	93,972	3,505	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	39.1	0.7	39.8
2018	62,838	-2,562	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	26.2	-0.5	25.7
2019	48,095	-4,916	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	20.0	-1.0	19.1
2020	36,720	-2,051	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	15.3	-0.4	14.9
2021	26,526	6,928	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	11.0	1.4	12.4
2022	19,526	14,514	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	8.1	2.8	11.0
2023	14,308	9,445	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	6.0	1.9	7.8
2024	10,386	4,752	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	4.3	0.9	5.3
2025	8,348	1,461	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	3.5	0.3	3.8
2026	610	46	67.5	5.6	-1.3	-0.28	416.5	196.3	0.3	0.0	0.3

(*) Conversión m3 a bbl => 1 m3 petróleo = 6.29 bbl

(**) Conversión Mm3 a MMBTU => 1 Mm3 gas = 1000/27.1 MMBTU

Fuente: Elaboración propia

ANEXO I. Flujo de Caja correspondiente a Pozos por Perforar

		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Producción de Petróleo	m3	-	-	41,639	72,538	81,686	63,423	51,033	40,002	32,161	26,342	21,559	18,376	8,780	457,539
Producción de Gas	Mm3	-	-	7,341	535	1,452	-1,423	1,034	9,684	16,995	11,795	6,895	3,381	1,666	59,354
Precio petróleo	Usd/bbl	80.10	75.21	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50	67.50
Descuento comercial	Usd/bbl	-1.40	-1.35	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28	-1.28
Precio gas	Usd/MMBTU	4.0	4.5	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
Fee comercialización gas		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%
INGRESOS POR VENTAS	MM USD	-	-	18.8	30.3	34.3	26.1	21.5	18.6	16.7	13.3	10.3	8.3	4.0	202.2
Regalías (*)	15%	-	-	-2.8	-4.5	-5.1	-3.9	-3.2	-2.8	-2.5	-2.0	-1.5	-1.2	-0.6	-30.3
Costos Operativos															
por petróleo	MM USD	-	-	-0.4	-0.8	-0.9	-0.7	-0.5	-0.4	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-4.9
por gas	MM USD	-	-	-0.1	-0.4	-0.5	-0.4	-0.4	-0.5	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.1	-4.0
por bruta	MM USD	-	-	-0.1	-0.2	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.2	-0.2	-0.1	-2.7
por pozos	MM USD	-	-	-0.8	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.2	-1.1	-1.0	-0.8	-12.4
COSTOS TOTALES	MM USD	-	-	-4.4	-7.1	-8.1	-6.5	-5.7	-5.2	-4.9	-4.2	-3.5	-3.0	-1.7	-54.4
EBITDAX	MM USD	-	-	14.4	23.2	26.3	19.6	15.8	13.4	11.8	9.0	6.9	5.3	2.3	147.9
Inversiones en pozos	MM USD			-44.0	-23.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-67.2
Inversiones en instalaciones	MM USD			-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INVERSIONES TOTALES	MM USD	-	-	-44.0	-23.3	-	-67.2								
IIBB (**)	3%	-	-	-0.6	-0.9	-1.0	-0.8	-0.6	-0.6	-0.5	-0.4	-0.3	-0.2	-0.1	-6.1
FLUJO DE CAJA ANTES DE IIGG	MM USD	-	-	-30.1	-1.0	25.2	18.8	15.1	12.8	11.3	8.6	6.5	5.0	2.2	74.6
IIGG (***)	35%	-	-	-2.6	-4.4	-5.0	-3.7	-2.9	-2.2	-1.8	-1.3	-1.0	-0.8	-0.3	-26.1
FLUJO DE CAJA NETO	MM USD	-	-	-32.7	-5.4	20.2	15.1	12.2	10.6	9.6	7.3	5.5	4.3	1.9	48.5
FCF ACUMULADO	MM USD	-	-	-32.7	-38.2	-18.0	-2.9	9.3	19.9	29.4	36.8	42.3	46.6	48.5	

(*) Regalías = 15% sobre Ventas

(**) IIBB = 3% sobre Ventas

EBITDAX = INGRESOS POR VENTAS - COSTOS TOTALES

UTILIDAD BRUTA = EBITDAX - Depreciaciones - IIBB

Fuente: Elaboración propia

ANEXO J. Flujo de Caja para Estimación VUE Pozos Implantados

		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
Producción de Petróleo	m3	102,825	62,314	38,322	23,991	15,183	9,678	6,113	3,533	2,115	1,419	139	265,632
Producción de Gas	Mm3	12,868	8,429	5,370	3,546	2,397	1,630	1,110	661	450	340	19	36,820
Precio petróleo	ARS/bbl	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	972	
Descuento comercial	ARS/bbl	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	-18	
Precio gas	ARS/MMBTU	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	81	
Fee comercialización gas		5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	
INGRESOS POR VENTAS (ver detalle en Anexo K)	MM ARS	653.1	397.6	245.0	153.9	97.8	62.7	39.8	23.1	14.0	9.5	0.9	1,697.2
Regalías	15%	-98.0	-59.6	-36.8	-23.1	-14.7	-9.4	-6.0	-3.5	-2.1	-1.4	-0.1	-254.6
IIBB	3%	-19.6	-11.9	-7.4	-4.6	-2.9	-1.9	-1.2	-0.7	-0.4	-0.3	-0.0	-50.9
Costos Operativos (ver detalle en Anexo L)	MM ARS	-51.7	-41.0	-34.0	-27.4	-24.6	-21.3	-19.0	-14.4	-6.9	-6.1	-0.7	-247.3
COSTOS TOTALES	MM ARS	-169.2	-112.6	-78.1	-55.1	-42.2	-32.6	-26.2	-18.6	-9.4	-7.8	-0.8	-552.8
FLUJO DE CAJA ANTES DE IIGG	MM ARS	483.8	285.0	166.9	98.8	55.6	30.1	13.6	4.5	4.5	1.6	0.0	1,144.4
IIGG	35%	-85.4	-48.5	-26.7	-14.6	-6.7	-2.3	0.5	1.5	0.3	0.7	0.1	-181.4
FLUJO DE CAJA NETO	MM ARS	398.4	236.5	140.1	84.2	48.9	27.7	14.1	6.0	4.8	2.3	0.1	963.1

(*) Regalías = 15% sobre Ventas

(**) IIBB = 3% sobre Ventas

(***) IIGG = 35% sobre la Utilidad Bruta

Fuente: Elaboración propia

ANEXO K. Cálculo de Ingresos por Ventas Pozos ya Implantados

Año	Producción (1)		Precio en ARS (2)		Descuentos (3)		Precios Netos (2-3) = (a)		VENTAS (1*a)/1,000,000		Ingreso por Ventas
	Petróleo	Gas Neto	Petróleo	Gas	Petróleo Dto. Com.	Gas Fee Vta -5%	Petróleo	Gas	Petróleo (b)	Gas (c)	TOTAL (b)+(c)
	m3	Mm3	ARS/bbl	ARS/MMBTU	ARS/bbl	ARS/MMBTU	ARS/m3 (*)	ARS/Mm3 (**)	MM ARS		MM ARS
2016	102,825	12,868	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	616.7	36.4	653.1
2017	62,314	8,429	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	373.7	23.8	397.6
2018	38,322	5,370	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	229.8	15.2	245.0
2019	23,991	3,546	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	143.9	10.0	153.9
2020	15,183	2,397	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	91.1	6.8	97.8
2021	9,678	1,630	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	58.0	4.6	62.7
2022	6,113	1,110	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	36.7	3.1	39.8
2023	3,533	661	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	21.2	1.9	23.1
2024	2,115	450	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	12.7	1.3	14.0
2025	1,419	340	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	8.5	1.0	9.5
2026	139	19	972.0	80.6	-18.5	-4.03	5,997.6	2,826.9	0.8	0.1	0.9

(*) Conversión m3 a bbl => 1 m3 petróleo = 6.29 bbl

(**) Conversión Mm3 a MMBTU => 1 Mm3 gas = 1000/27.1 MMBTU

(2) Precio en ARS = Precio en USD * TC

Petróleo = 67.5 USD/bbl * 14.4 ARS/USD = 972 ARS/bbl

Gas = 5.6 USD/MMBTU * 14.4 ARS/USD = 80.6 ARS/MMBTU

Fuente: Elaboración propia

ANEXO L. Cálculo de Costos Operativos para Pozos ya Implantados

- 1) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de producción de petróleo:

		Costo Variable unitario por provincia					
		Base de asignación = ARS año / Mm3					
				153,340	151,108		
Año	Producción de Petróleo en Mm3 / año			Costos Totales (*) en ARS / Año			
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	
2016	102.4	1.4	103.8	15,707,479	209,728	15,917,207	
2017	62.1	0.9	62.9	9,516,807	129,355	9,646,163	
2018	38.2	0.5	38.7	5,852,052	80,043	5,932,095	
2019	23.9	0.3	24.2	3,664,179	49,529	3,713,708	
2020	15.1	0.2	15.3	2,319,569	30,748	2,350,316	
2021	9.6	0.1	9.8	1,479,231	18,964	1,498,195	
2022	6.1	0.0	6.2	939,904	6,519	946,423	
2023	3.6	-	3.6	546,939	-	546,939	
2024	2.1	-	2.1	327,519	-	327,519	
2025	1.4	-	1.4	219,689	-	219,689	
2026	0.1	-	0.1	21,485	-	21,485	

- 2) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de producción de gas:

		Costo Variable unitario por provincia					
		Base de asignación = ARS año / MMm3					
				238,770	275,237		
Año	Producción de Gas Bruto en MMm3 / año			Costos Totales (*) en ARS / Año			
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	
2016	15	0	16	3,644,526	110,195	3,754,721	
2017	10	0	10	2,350,758	67,966	2,418,724	
2018	6	0	6	1,488,782	42,056	1,530,838	
2019	4	0	4	977,987	26,024	1,004,011	
2020	3	0	3	651,702	16,155	667,858	
2021	2	0	2	433,248	9,964	443,213	
2022	1	0	1	290,792	3,425	294,217	
2023	1	-	1	170,269	-	170,269	
2024	0	-	0	113,519	-	113,519	
2025	0	-	0	83,131	-	83,131	
2026	0	-	0	9,651	-	9,651	

(*) Costo Total = Costo variable unitario * volumen producción

Nota: Se reconvierten los valores unitarios a ARS/Año aplicando el tipo de cambio de 14.4 ARS/USD a los costos variables unitarios en USD.

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida de Ingeniería de Producción – PPSA

ANEXO L. Cálculo de Costos Operativos para Pozos ya Implantados (Cont.)

- 3) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de producción bruta (petróleo + agua de formación):

							Costo Variable unitario por provincia	
							Base de asignación = ARS año / Mm3	
							25,022	18,226
Año	Producción Bruta (**) en Mm3 / año			Costos Totales (*) en ARS / Año				
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL		
2014	107	-	107	2,683,387	-	2,683,387		
2015	208	23	231	5,208,475	410,521	5,618,996		
2016	209	7	216	5,234,547	121,848	5,356,394		
2017	140	3	143	3,505,629	59,102	3,564,730		
2018	98	2	99	2,447,093	28,768	2,475,860		
2019	71	1	72	1,783,979	14,003	1,797,982		
2020	53	0	54	1,338,159	6,840	1,344,999		
2021	41	0	41	1,021,937	3,318	1,025,255		
2022	28	0	28	709,379	944	710,323		
2023	10	-	10	256,273	-	256,273		
2024	4	-	4	102,157	-	102,157		
2025	3	-	3	78,056	-	78,056		
2026	1	-	1	18,826	-	18,826		

(*) Costo Total = Costo variable unitario * volumen producción

- 4) Cálculo de gastos operativos variables por incremental de por incremental pozos puestos en producción:

							Costo Variable unitario por provincia	
							Base de asignación = ARS año / pozo	
							639,377	443,341
Año	Cantidad de pozos nuevos en producción por año			Costos Totales (*) en Usd / Año				
	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL	RÍO NEGRO	LA PAMPA	TOTAL		
2016	41	1	42	26,214,450	443,341	26,657,791		
2017	39	1	40	24,935,697	443,341	25,379,037		
2018	37	1	38	23,656,943	443,341	24,100,284		
2019	32	1	33	20,460,059	443,341	20,903,399		
2020	31	1	32	19,820,682	443,341	20,264,023		
2021	28	1	29	17,902,551	443,341	18,345,892		
2022	26	1	27	16,623,798	443,341	17,067,138		
2023	21	-	21	13,426,914	-	13,426,914		
2024	10	-	10	6,393,768	-	6,393,768		
2025	9	-	9	5,754,392	-	5,754,392		
2026	1	-	1	639,377	-	639,377		

(*) Costo Total = Costo variable unitario * unidades de pozos

Fuente: Elaboración propia en base a información recibida de Ingeniería de Producción – PPSA.

ANEXO M. Diagrama de Gantt

TAREA	Semana 1				Semana 2				Semana 3				Semana 4				
Reunión con Coordinador del proyecto	■	■															
Análisis de los resultados de la evaluación ex ante del proyecto			■														
Corrección de valores monetarios del proyecto ex ante a valores ajustados a la fecha de la nueva evaluación			■	■													
Recolección de datos históricos y pronósticos revisados de producción y costos con especialistas			■	■	■	■	■										
Obtención de premisas corporativas de precios, TC, tasa descuento						■	■										
Corrección de valores históricos monetarios del proyecto ex dure a valores ajustados a la fecha de la nueva evaluación								■	■								
Armado de modelo económico para evaluación del proyecto con datos ajustados								■	■	■							
Cálculo de FCF e indicadores del proyecto ex dure a la fecha de evaluación										■	■						
Cuantificación del desvío del VAN según factor de incidencia a través de sensibilización de variables													■	■	■		
Análisis de indicios para impairment test e impacto IGG.														■	■		
Elaboración de un informe con los resultados obtenidos y recomendaciones															■	■	■

**AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR Y DIFUNDIR TESIS DE POSGRADO O
GRADO A LA UNIVERSIDAD SIGLO 21**

Por la presente, autorizo a la Universidad Siglo 21 a difundir en su página web o bien a través de su campus virtual mi trabajo de Tesis según los datos que detallo a continuación, a los fines que la misma pueda ser leída por los visitantes de dicha página web y/o el cuerpo docente y/o alumnos de la Institución:

Autor-tesista	Analia Silvia Santander
DNI	21.795.052
Título y subtítulo	Evaluación Económica de Proyectos en Marcha en una Empresa Petrolera
Correo Electrónico	analia.santander@yahoo.com.ar
Unidad Académica	Universidad Siglo 21
Datos de Edición	N/A

Otorgo expreso consentimiento para que la copia electrónica de mi Tesis sea publicada en la página web y/o el campus virtual de la Universidad Siglo 21 según el siguiente detalle:

Texto Completo de la Tesis	SI
Publicación parcial	----

Otorgo expreso consentimiento para que la versión electrónica de este libro sea publicada en la página web y/o el campus virtual de la Universidad Siglo 21.

Lugar y fecha: Neuquén, 7 de noviembre de 2016.

Firma autor-tesista

Aclaración autor-tesista

Esta Secretaría/Departamento de Grado/Posgrado de la Unidad Académica:

_____ certifica que la tesis

adjunta es la aprobada y registrada en esta dependencia.

Firma Autoridad

Aclaración Autoridad