



PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DE LA INSTALACION DE UN OLEODUCTO EN EL AREA LOS BASTOS

Autor: José Augusto López

Legajo 46328

DNI 32.783.663

Tutor: Ing. Francisco Galtieri

Co-Tutora: Dra. Silvia Barredo

2012

SÍNTESIS

El objetivo del presente trabajo es analizar la factibilidad técnica y económica de la construcción de un oleoducto en el área de Los Bastos, Neuquén, considerando los aspectos macro políticos, económicos y sociales y los riesgos asociados.

El trabajo comienza con un estudio de las variables macro de la industria, la situación actual de la logística del área y la proyección de la producción. Posteriormente, se realiza un estudio de factibilidad técnica y diseño del ducto, de forma de arribar a un presupuesto y cronograma de inversión. Una vez cuantificado el monto de la inversión y la fecha de puesta en marcha, se analizan los costos y beneficios del proyecto y se confeccionan los estados económicos para el posterior cálculo de los indicadores económico-financieros. Por último, se realiza un estudio de riesgos analizando la sensibilidad del VAN a las variables críticas. Adicionalmente, se realiza un análisis de opciones reales sobre el riesgo de capacidad de la evacuación de crudo actual.

A lo largo del trabajo, se pone foco en introducir al lector en temas que pueden no ser habituales, al tiempo que se analiza con profundidad las variables determinantes y los escenarios posibles.

Palabras Clave: *Oleoducto, Ducto, Logística, Petróleo, Neuquén, Proyecto de Inversión, Factibilidad Técnica, Factibilidad Económica, Riesgos, Opciones Reales, Geología, Transporte de Crudo.*

ABSTRACT

The objective of the present work is to analyze the technical and economic feasibility of the construction of an oil pipe in Los Bastos oil production area in Neuquén. This feasibility analysis is conducted considering politic, economic and social context and the projects associated risks.

The work begins with a study on the overall industry variables, the area's current logistic schema and the production forecast. Next, a technical feasibility and pipe design is done to arrive to a construction schedule and budget. With the investment quantified and the startup settled, project's costs and benefits are analyzed to construct the income statements and balance sheet to calculate the economic and financial indicators. Finally, a risk analysis is performed with sensibility analysis of critical variables. In addition, a real options scenario is used to model the current oil evacuation system's capacity risk.

Throughout the work, focus is put in introducing the reader to topics that he might not be familiar with while thoroughly analyzing project variables and possible scenarios.

Keywords: *Oil Pipe, Pipe, Logistics, Crude Oil, Neuquén, Investment project, Technical Feasibility, Economic Feasibility, Risk Analysis, Real Options, Geology, Oil Transportation.*

RESUMEN EJECUTIVO

Los Bastos, un área marginal de explotación petrolera de yacimientos maduros operada por Tecpetrol, reabre el debate sobre la conveniencia de invertir en un sistema de evacuación del petróleo crudo tras haber evidenciado un significativo aumento en su nivel de producción y reservas. Las limitaciones y desventajas del sistema de evacuación actual, a través de un oleoducto hacia un yacimiento cercano operado por YPF y de allí al oleoducto troncal, le dan validez al debate y análisis de la situación. Entre estas limitaciones y desventajas se encuentran altos costos de transporte, una fuerte dependencia de YPF para la evacuación del crudo con su consecuente riesgo de capacidad disponible, el mal estado del ducto y su riesgo asociado, y la limitación en el desarrollo del área. En este trabajo, se analiza el proyecto inmerso en un contexto político, económico y social complejo; ordenando y profundizando sobre los argumentos a favor y en contra de la inversión, considerando y valuando los aspectos técnicos y los riesgos, para llegar a un análisis económico transparente que sirva a la decisión. Siempre con esto en mente, se dividió el trabajo en cuatro partes.

En el primer capítulo, se realiza un estudio de las variables macro de la industria como la evolución de la producción, las reservas y las demandas de los distintos tipos de crudo del país. Posteriormente, se estudia la situación actual de la logística del área; sus distintas modalidades, el estado de sus instalaciones y la capacidad de despacho. Por último, se concluye el capítulo con una proyección de la producción del área que actúa como demanda del sistema logístico, siempre considerando la evolución de sus reservas y su producción en el tiempo de explotación. A lo largo del capítulo, se introduce al lector en los temas generales de la industria para poder entender la problemática del proyecto.

En el segundo capítulo, se estudian los aspectos técnicos del proyecto. Se comienza por un estudio geológico de la traza del ducto y el área geográfica donde se encuentra inmerso. Se busca, en esta sección, destacar aspectos que influyan sobre la factibilidad técnica del proyecto y sobre el costo de la inversión como pueden ser la naturaleza de las rocas, los cruces de ríos y arroyos, la traza a tomar, etc. Luego, se introduce al lector en los aspectos generales del “piping” y las variables más importantes para el diseño. Una vez nivelados los conocimientos, se realizan los cálculos de diseño del ducto con el objetivo de realizar con precisión el posterior presupuesto y cronograma de inversión. Tras haber estudiado las etapas de la construcción e inversiones adicionales, sus costos y tiempos; se concluye en un diagrama de GANTT descriptivo del proceso y un presupuesto detallado de la inversión.

En el capítulo tercero, se estudian en detalle todos los beneficios y costos asociados al proyecto y su relación con las distintas variables que afectan al proyecto (producción, ventas en camiones, etc). Posteriormente, se proyectan todos los costos y beneficios al plazo del proyecto, incluidos los costos de financiamiento y los impuestos, y se efectúan los balances y cuadros de resultados proforma proyectados. Estos datos son de suma importancia para el cálculo del impacto impositivo del proyecto. Por último, se definen los criterios y teorías adoptadas para el análisis financiero del proyecto y se confecciona el flujo de fondos del proyecto que será el input para el cálculo de los indicadores económico-financieros.

El estudio de riesgos conforma el cuarto capítulo. Esta sección del trabajo apunta a analizar los riesgos asociados al proyecto y sus mitigaciones. Se analiza entonces la sensibilidad de la rentabilidad del proyecto (asociada al VAN) a las variables críticas y se explican los resultados para un mayor entendimiento del lector. Este estudio es determinante para tomar una adecuada decisión y sus implicancias y para prever los posibles riesgos, de forma de mitigarlos. Posteriormente, se realiza un análisis de opciones reales del proyecto de forma de valorizar el riesgo de capacidad de evacuación actual del ducto.

Tras haber estudiado profundamente las variables implicadas y su impacto sobre la rentabilidad del proyecto, se concluirá que el mismo es una inversión factible tanto desde un punto de vista económico como técnico. Los riesgos son latentes pero con este trabajo se tomará conocimiento y dimensión de los mismos y se concluirá que el beneficio económico y estratégico esperado justifica los riesgos en los que se incurre.

1	ESTUDIO DE DEMANDA.....	1
1.1	ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO ARGENTINO	3
1.1.1	Producción Total.....	3
1.1.2	Contexto político y proyección de precio de crudo	4
1.1.3	Refinerías más importantes.....	5
1.1.4	Exportación	11
1.1.5	Principales ductos y terminales	14
1.1.6	Marco Legal.....	17
1.2	LOGÍSTICA ACTUAL DEL CRUDO LOS BASTOS	21
1.2.1	Descripción general.....	21
1.2.2	Entregas por ducto	21
1.2.3	Entregas por camión	23
1.2.4	Capacidad de Tanques	25
1.2.5	Estado del ducto actual	25
1.2.6	Capacidad del ducto.....	29
1.3	RESERVAS	30
1.3.1	Reservas en Los Bastos.....	31
1.4	PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL ÁREA.....	32
1.5	PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	35
1.5.1	Pozos de Desarrollo	35
1.5.2	Pozos Exploratorios.....	37
1.5.3	Producción total estimada (Escenario Base).....	38
1.5.4	Producción total estimada (Escenario Favorable)	38
2	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA	41
2.1	CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL SECTOR PROPUESTO PARA LA TRAZA DEL OLEODUCTO.....	43
2.1.1	Introducción.....	43
2.1.2	Geología del área	46
2.1.3	Caracterización Geológica del área de la traza.....	51
2.2	PRINCIPIOS FÍSICOS EN EL FUNC. DE OLEODUCTOS	53
2.2.1	Introducción.....	53

2.2.2	Tipo de flujo	54
2.2.3	La ecuación de Bernoulli y la Primera Ley de la Termodinámica ..	55
2.2.4	Pérdidas debidas a la fricción	56
2.3	CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE OLEODUCTOS.....	57
2.3.1	Espesor de pared y diámetro	57
2.3.2	Bombas.....	58
2.3.3	Fuerza motriz	59
2.3.4	Estaciones de bombeo	60
2.3.5	Trampas Scraper	60
2.4	DISEÑO DEL DUCTO.....	61
2.4.1	Introducción	61
2.4.2	Condiciones de Diseño	61
2.4.3	Bombas a utilizar	64
2.4.4	Diseño de controles y alivio	65
2.4.5	Diámetro y Espesor	66
2.4.6	Punto de Operación	72
2.4.7	Funcionamiento con bomba única	73
2.5	PROCESO CONSTRUCTIVO – COSTOS Y TIEMPOS	73
2.5.1	Compra de Materiales e Insumos	73
2.5.2	ROW	73
2.5.3	Explanación, limpieza y nivelación de la traza	74
2.5.4	Enfilamiento de tubos en la traza.....	75
2.5.5	Soldadura de línea.....	76
2.5.6	Inspección de Soldaduras, NDT y recubrimiento	79
2.5.7	Zanjeo	80
2.5.8	Bajada del ducto y rellenado.....	82
2.5.9	Salto del Río	84
2.5.10	Ensamble de accesorios y bombas	84
2.5.11	Instalación de protección catódica.....	85
2.5.12	Limpieza de la traza.....	86
2.5.13	Prueba Hidráulica	86

2.6	INVERSIONES ADICIONALES NECESARIAS	86
2.6.1	Revamping U-Lact.....	86
2.6.2	Infraestructura U-Lact.....	87
2.6.3	Alimentación Eléctrica	87
2.7	INVERSIÓN TOTAL	88
2.8	CRONOGRAMA DE CONSTRUCCIÓN – DIAGRAMA DE GANTT ..	89
3	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA	93
3.1	COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO	95
3.1.1	Introducción	95
3.1.2	Merma por doble ajuste	95
3.1.3	Camiones a Agua Salada.....	98
3.1.4	Costo ductos	99
3.1.5	Ventas en camión.....	99
3.1.6	Costo de Operación del Ducto	100
3.2	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	100
3.2.1	Introducción	100
3.2.2	Inversión en Activo Fijo y Amortizaciones	100
3.2.3	Estrategia de compra – “Postponement”	102
3.2.4	Activo de Trabajo.....	104
3.2.5	Impuestos.....	106
3.2.6	Financiamiento	107
3.2.7	Cuadro de Resultados.....	107
3.2.8	Balances Proyectados.....	108
3.3	ANÁLISIS FINANCIERO	111
3.3.1	Cálculo del Costo de Capital	111
3.3.2	Flujo de Fondos del Proyecto	112
3.3.3	Flujo de Fondos del Inversor	113
3.3.4	VAN del proyecto.....	115
3.3.5	Análisis del Escenario Favorable.....	116
4	ESTUDIO DE RIESGOS.....	119
4.1	SENSIBILIDAD A VARIABLES CRÍTICAS.....	121

4.1.1	Pronóstico de Producción	121
4.1.2	Precio del crudo	121
4.1.3	Venta en camiones	122
4.1.4	Monto de la inversión.....	123
4.1.5	Fecha de Puesta en Marcha (PEM).....	124
4.1.6	Merma por doble ajuste	125
4.2	RIESGO DUCTO ACTUAL – OPCIONES REALES.....	125
4.3	GRÁFICOS DE TORNADO Y ARAÑA	129
5	CONCLUSIÓN	131
6	BIBLIOGRAFÍA	135
7	ANEXOS	141
7.1	ANEXO 1 – EXPORTACIONES DE PETRÓLEO	143
7.2	ANEXO 2 – CATÁLOGO DE TUBOS TENARIS	144
7.3	ANEXO 3 – BETAS POR INDUSTRIA	145

1 ESTUDIO DE DEMANDA

1.1 ANÁLISIS DEL MERCADO PETROLERO ARGENTINO

1.1.1 Producción Total

Durante la década de los 90, la producción en Argentina sufrió un importante crecimiento favorecido por las políticas de privatización y la entrada de inversores extranjeros. Durante esta década, la Argentina fue exportadora neta de petróleo.

Sin embargo, la producción alcanzó su máximo histórico en el año 1998 y, desde allí, continuo decreciendo paulatinamente. La re-activación económica sufrida por Argentina desde el año 2003, aumentó fuertemente la demanda de energía; especialmente de gas y petróleo, que representan un 88% de la matriz energética primaria (ver figura a continuación). Estas dos circunstancias derivaron en que Argentina deje de pertenecer al exclusivo grupo de los países que se autoabastecen en materia de energía, para pasar a ser un país importador de combustibles en el año 2010¹. Si bien parte de la producción de petróleo sigue siendo exportada (debido, entre otras cosas, a que la capacidad de conversión de las refinerías de la Argentina es limitada y no puede procesar la totalidad de los crudos pesados producidos²), se importan grandes cantidades de Naftas y Gasoil.

OFERTA INTERNA DE ENERGIA PRIMARIA 2004

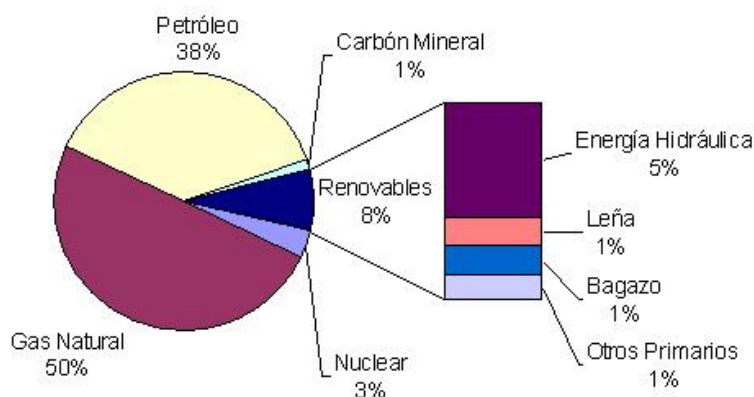


Figura 1.1 Matriz Energética Primaria 2004³

A continuación, se puede observar la evolución de la producción, la demanda interna y las exportaciones de petróleo en Argentina.

¹ Fuente: http://www.clarin.com/politica/primer-pais-importador-neto-combustibles_0_413958722.html

² Se concluye a partir del estudio de la refinación que se verá mas adelante

³ Fuente: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2499>

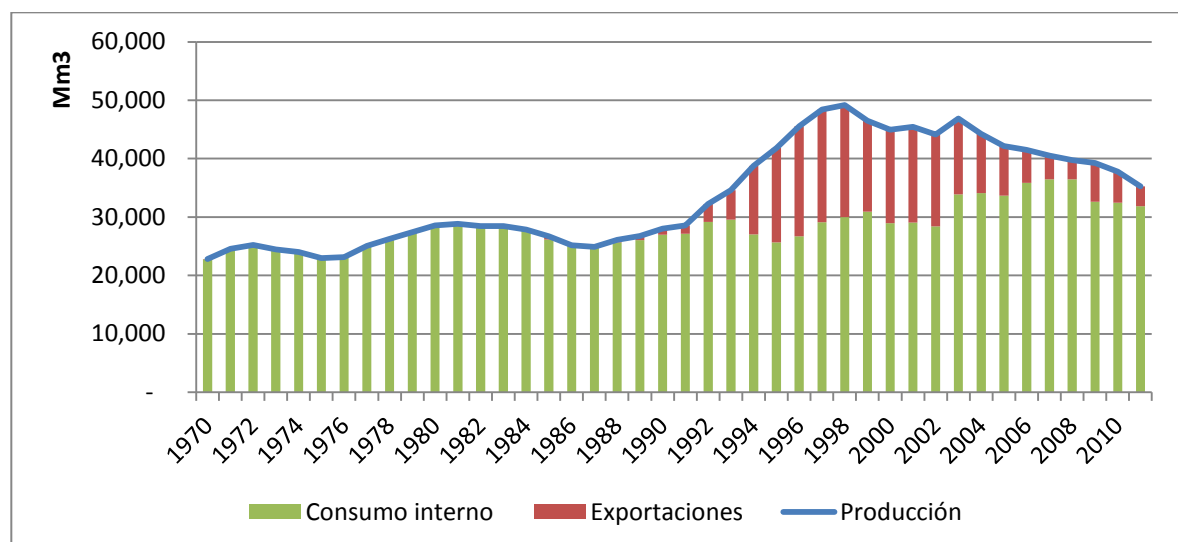


Figura 1.2 Producción, Exportaciones y Consumo Interno de crudo en Argentina en miles de m³ (1970-2011)⁴

1.1.2 Contexto político y proyección de precio de crudo

En contraste con las privatizaciones y liberación de la economía experimentado en la década de los 90, la situación actual muestra un fuerte intervencionismo del estado en materia energética.

Respecto del precio, las regulaciones que mayoritariamente afectan a la industria petrolera son el decreto 397/07 y anteriores (retenciones móviles); y el 1312/08 (Programas de incentivos basados en las retenciones). De estas regulaciones se realizará una descripción en la sección “Marco Legal”. Como consecuencia de estas regulaciones, el precio interno se encuentra relativamente aislado del precio internacional debido a que el precio percibido por quien exporta tiene un techo fijado por la normativa. El efecto a corto plazo de estas resoluciones logró que el precio del mercado interno se equiparara con el precio internacional neto de retenciones. Sin embargo, debido a los incrementos del precio de productos derivados (como nafta y gasoil) y el consecuente aumento del margen de refinación, y sumado a la creciente falta de crudo en el mercado interno; los precios han ido incrementándose de forma relativamente constante.

En el gráfico a continuación se puede observar la evolución de los precios del crudo en el mercado local.

⁴ No se consideran diferencias de stock. Producción = Consumo Interno + Exportaciones. Fuente: IAPG

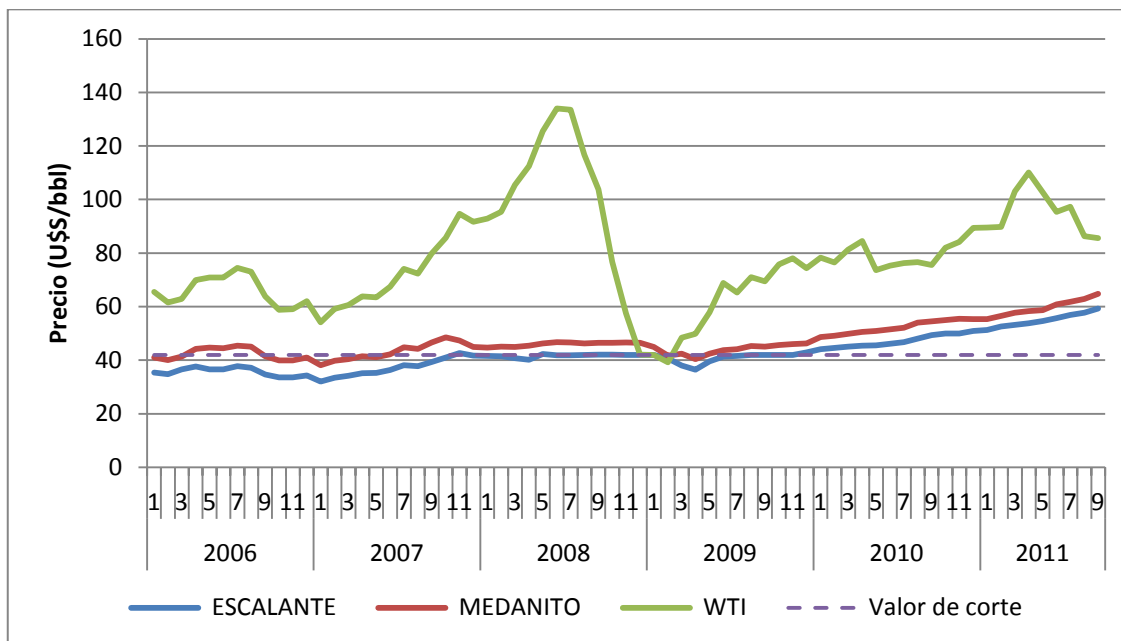


Figura 1.3 Evolución del precio del crudo en el mercado interno vs precio internacional del WTI (U\$/bbl)⁵

Dado que el contexto político es complejo e impredecible, se estimará el precio del crudo acorde al criterio usado en Tecpetrol para la evaluación de proyectos: esto es, el precio se mantendrá constante e igual al precio propio del último mes. Esto presenta una limitación al modelo para la evaluación y, por ende, presenta también un riesgo que será evaluado.

1.1.3 Refinerías más importantes⁶

Las refinerías son plantas industriales destinadas a la refinación del petróleo crudo. En ellas, se procesa el crudo producido en las distintas cuencas para obtener los productos comercializables como ser naftas, gas-oil, fuel-oil, solventes, asfaltos, etc.

El proceso básico dentro de una refinería es la destilación atmosférica o fraccionada. Este proceso es el encargado de separar el crudo de acuerdo con su punto de ebullición en distintos "cortes".

Los cortes típicos de una destilación fraccionada son:

- Nafta liviana: 20°C a 110°C (Uso petroquímico o proceso de isomerización para mejorar su octanaje)

⁵ Fuente: Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía.

⁶ Los datos fueron obtenidos de la Secretaría de Energía. Los gráficos son de elaboración propia a partir de los mismos.

- Nafta pesada: Hasta 160°C (Carga al proceso de reformación para mejorar su octanaje)
- Kerosene: Hasta 260°C (uso petroquímico o como combustible para avión)
- Gas oil liviano: Hasta 370°C (Uso como combustible para motores diesel)
- Gas oil pesado: Hasta 390°C (Carga al proceso de cracking catalítico)
- Reducido o fondo (Carga a destilación al vacío)

La mayoría de estos cortes son, a su vez, reprocesados en otros procesos dentro de una refinería como, por ejemplo, destilación al vacío, cracking térmico, cracking catalítico, reforming, etc.

Mediante procesos como el cracking catalítico, se altera la composición química de los hidrocarburos obteniéndose productos más livianos. Esto les permite a las refinerías que cuenta con una unidad de cracking, procesar crudos más pesados.

Las refinerías de mayor complejidad y con la capacidad de procesar crudos más pesados se dice que son “de alta conversión”.

Las refinerías locales son el principal destino de la producción local. Por lo tanto, representan la mayor porción de la demanda del crudo producido y, por ende, estudiaremos esta demanda.

A continuación, veremos un resumen de las refinerías más importantes de Argentina y los tipos de crudo procesados en ellas.

1.1.3.1 YPF La Plata

La Refinería La Plata, que inició sus actividades el 23 de diciembre de 1925, posee una capacidad de procesamiento de 30.000 m³ de petróleo por día, logrando una participación del 30% de la capacidad de refinación total de la Argentina.

La planta está ubicada en La Plata, provincia de Buenos Aires. La recepción del crudo es a través de remesas bombeadas por el ducto Rosales – La Plata.

En el gráfico siguiente se pueden observar los tipos de crudo procesados.

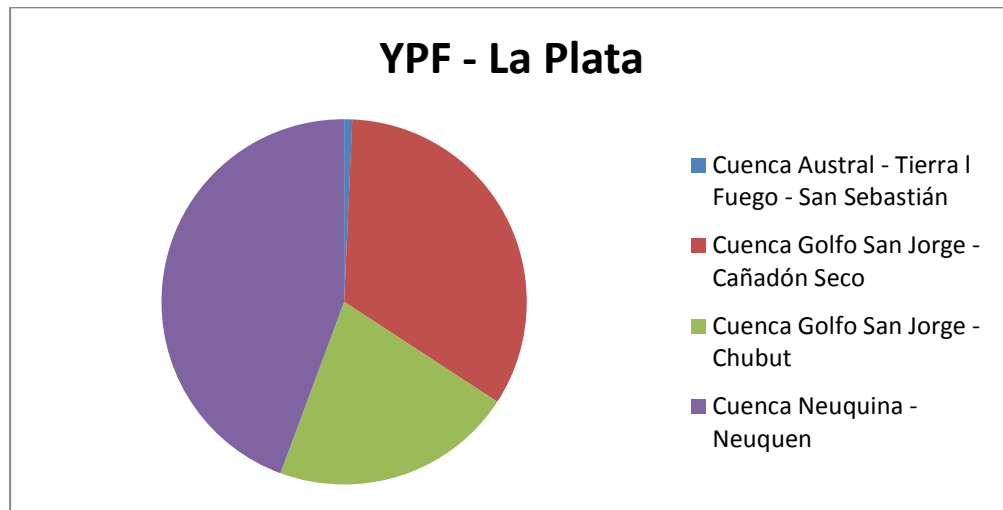


Figura 1.4 Tipos de crudos procesados en la planta YPF La Plata

1.1.3.2 YPF Plaza Huincul

Por su parte, la Refinería de Plaza Huincul posee una capacidad de proceso de crudo de 4.000 m³/día, y abastece la zona patagónica y del Alto Valle. Es de baja complejidad: tiene una unidad de topping y una de platforming.

Esta refinería procesa casi exclusivamente el crudo de la cuenca neuquina, donde se encuentra (ver gráfico siguiente).

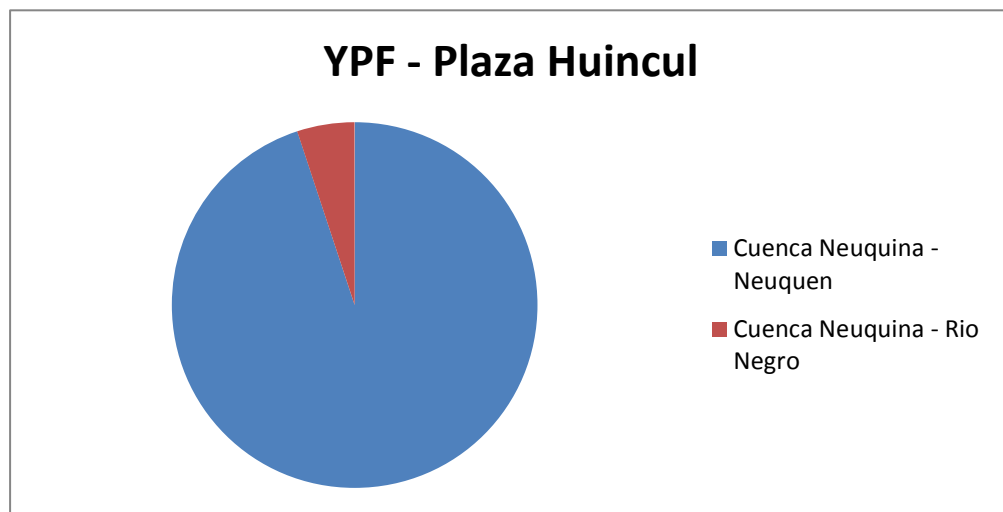


Figura 1.5 Tipos de crudos procesados en la planta YPF Plaza Huincul

1.1.3.3 YPF Lujan de Cuyo

A su vez, la Refinería de Luján de Cuyo tiene una capacidad de procesamiento de 16.800 m³ de petróleo por día, lo que representa una participación del 17% en el mercado de refinación total de Argentina.

La planta se encuentra en Lujan de Cuyo, Mendoza. En el gráfico siguiente se pueden observar los tipos de crudo procesados en esta refinería.

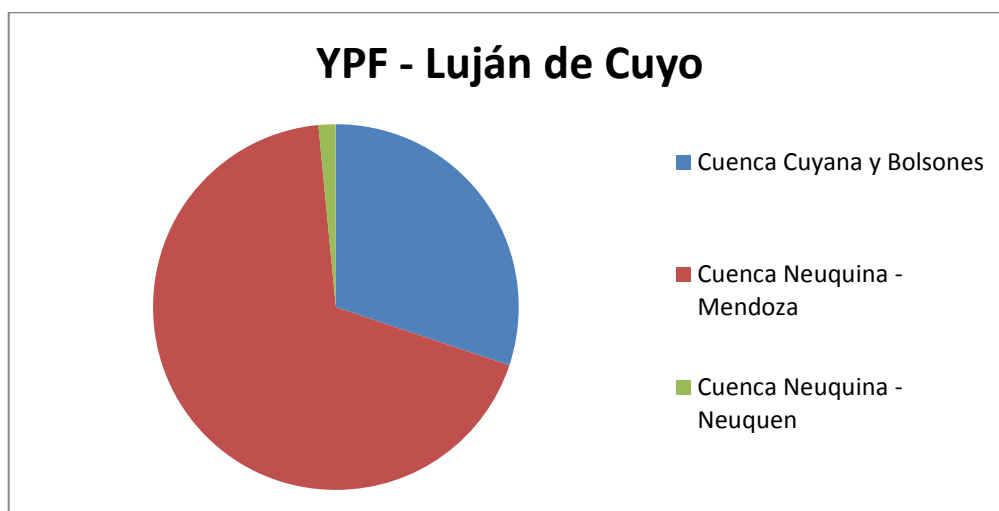


Figura 1.6 Tipos de crudos procesados en la planta YPF Luján de Cuyo

En total, YPF cuenta con el 52% de la capacidad total de refinación a través de estas 3 refinerías.

1.1.3.4 ESSO Campana

La refinería de ESSO Campana se trata de una unidad de alta conversión ubicada a orillas del río Paraná de las Palmas. Cuenta con una capacidad de procesamiento de 16000 m3 por día.

La planta se alimenta a través de un ducto conectado al ducto Rosales – La Plata (con cabecera en Brandsen, provincia de Buenos Aires) por lo que bombea su crudo directamente desde la terminal de EBYTEM en Bahía Blanca. En el gráfico siguiente se pueden observar los tipos de crudo procesados por esta refinería.

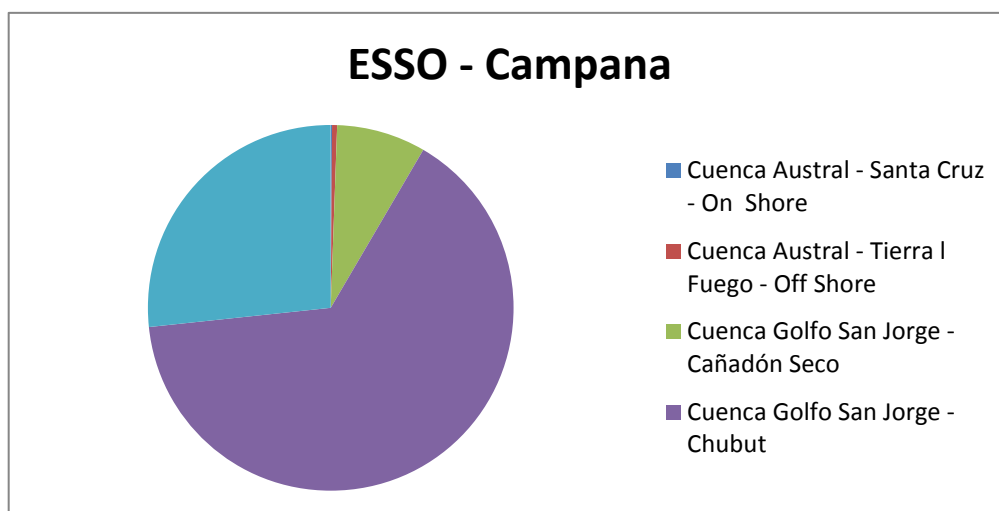


Figura 1.7 Tipos de crudos procesados por la planta de ESSO Campana

1.1.3.5 Petrobras Bahía Blanca

Esta refinería cuenta con una capacidad de procesamiento de aproximadamente 4800 m³ por día.

Está ubicada en Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires. Se alimenta a través de un ducto conectado a la terminal de EBYTEM en la misma ciudad.

En el gráfico siguiente se pueden observar los tipos de crudo procesados por esta refinería.

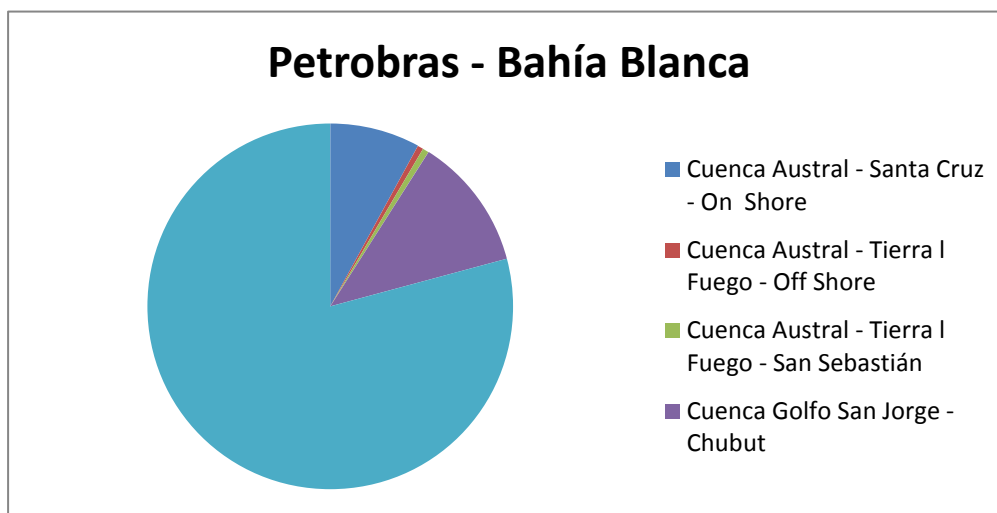


Figura 1.8 Tipos de crudos procesados por la planta de ESSO Campana

1.1.3.6 Oil Combustibles San Lorenzo

La refinería recientemente adquirida por Oil Combustibles a Petrobras (Mayo 2011), cuenta con una capacidad de refinación de 8000 m³ por día. Está ubicada en San Lorenzo, provincia de Santa Fe.

A 2 kilómetros de la refinería y sobre la ribera del río Paraná, se encuentra la planta de despacho (Planta Fluvial) que almacena 150.000 m³ de producto. Esta planta posee un puerto que permite la operación simultánea de tres muelles y la carga y descarga de buques transatlánticos.

En el gráfico siguiente se pueden observar los tipos de crudo procesados por esta refinería.

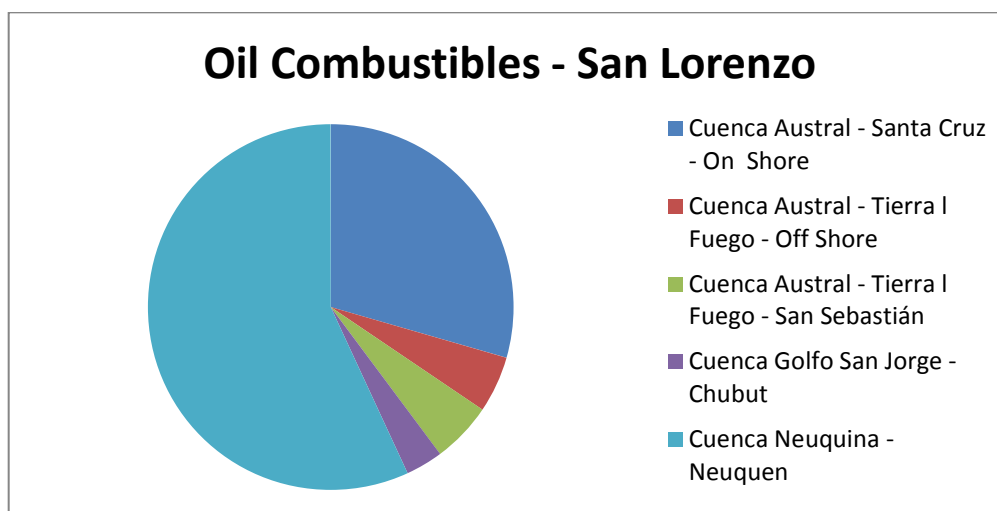


Figura 1.9 Tipos de crudos procesados por la planta de Oil Combustibles - San Lorenzo

1.1.3.7 Shell - Dock Sud

La planta de Shell Capsa posee una capacidad de refinación de 15000 m³ por día, siendo entonces la segunda más grande del país después de la planta de YPF – La Plata.

Ubicada en Dock Sud, Buenos Aires, comenzó a operar en el año 1931 y ocupa una superficie total de 106 hectáreas. Posee una capacidad de almacenamiento de 770.000 m³ de los cuales 175.000 m³ están destinados a almacenamiento de petróleo crudo. Se encuentra conectada al ducto Rosales – La Plata de donde se abastece de crudo.

En el gráfico siguiente se pueden observar los tipos de crudo procesados por esta refinería.

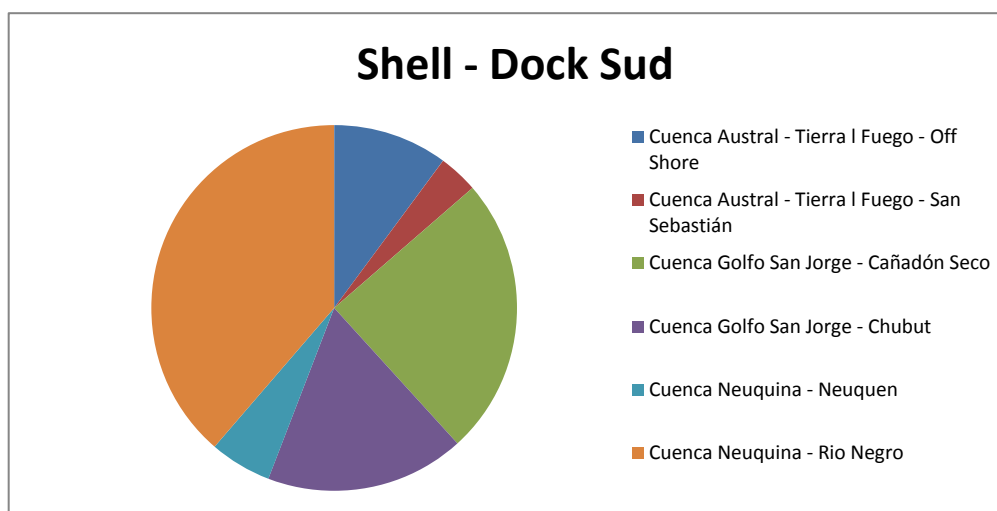


Figura 1.10 Tipos de crudos procesados en la planta Shell - Dock Sud

1.1.3.8 Resumen Crudos Procesados

En la tabla a continuación se pueden observar los tipos de crudo que cada una de las refinerías más importantes demandan:

Tipo de crudo	Producto	YPF - La Plata	YPF - Luján de Cuyo	Shell - Dock Sud	ESSO - Campana	Petrobras - Bahía Blanca	Oil Combustibles - San Lorenzo	YPF - Plaza Huincul	Refinor - Campo Duran	Otras (<1000 m3/día)	Grand Total	Total
Magallanes	Cuenca Austral - Santa Cruz - On Shore				14	327	2,372				2,713	2,713
Hidra	Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore			1,349	54	21	401			27	1,853	1,853
San Sebastian	Cuenca Austral - Tierra I Fuego - San Sebastián	199		463		22	431				1,116	1,116
Mendoza	Cuenca Cuyana y Bolsones		4,891							19	4,909	4,909
Cañadon Seco	Cuenca Golfo San Jorge - Cañadón Seco	9,260		3,277	954						13,491	13,491
Escalante	Cuenca Golfo San Jorge - Chubut	5,936		2,344	7,864	484	264			348	17,240	17,240
Medanito	Cuenca Neuquina - Mendoza		11,086							23	11,109	45,003
	Cuenca Neuquina - Neuquen	12,262	249	729	3,234	3,249	4,580	3,352		855	28,510	
	Cuenca Neuquina - Rio Negro			5,146				179		58	5,384	
Noroeste	Cuenca Noroeste - Formosa								300	0	301	1,976
	Cuenca Noroeste - Jujuy								52	3	56	
	Cuenca Noroeste - Salta								1,541	78	1,619	
Procesado por día		27,658	16,226	13,309	12,120	4,103	8,049	3,532	1,894	1,410	88299,7	

Tabla 1.1 Detalle de crudos procesados por refinerías en m3 por día⁷

Como puede apreciarse, el crudo Medanito es el de mayor procesamiento en las refinerías locales. Esto se debe a que las refinerías locales en general son de baja conversión por lo que no tienen la capacidad de procesar eficientemente crudos pesados como el Escalante o el Cañadón Seco.

1.1.4 Exportación

Las exportaciones de crudo en Argentina tuvieron un máximo histórico en el año 1997 después de la desregulación del mercado dada en los años 90.

En los últimos años se puede apreciar una fuerte caída de los volúmenes exportados debido principalmente a la creciente demanda interna, la caída de la producción y las retenciones móviles impuestas por el gobierno. Podemos apreciar lo dicho en el siguiente gráfico.

⁷ Elaboración propia a partir de datos de la Secretaría de Energía



Figura 1.11 Exportaciones de crudo en Argentina en m3 por día⁸

Las exportaciones han sido mayoritariamente de los crudos pesados de la cuenca del golfo San Jorge (Escalante y Cañadón Seco). Otros crudos como el Medanita o el Noroeste son mayormente demandados en el mercado local. (Ver gráficos siguientes)

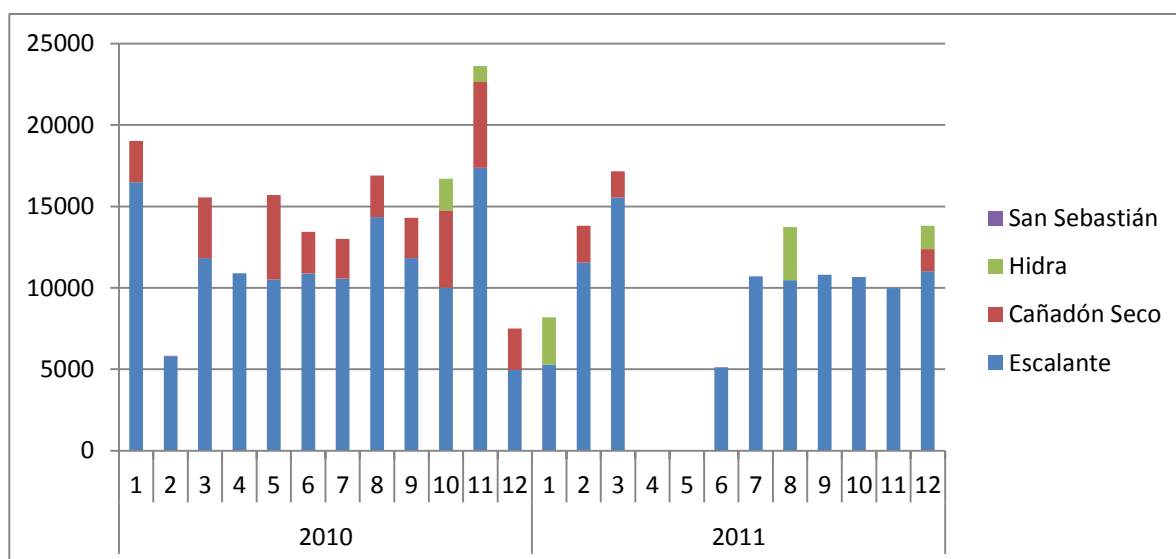


Figura 1.12 Exportaciones por tipo de crudo en m3 por día⁹

⁸ Elaboración propia a partir de información del IAPG

⁹ Elaboración propia a partir de información del SESCO Downstream

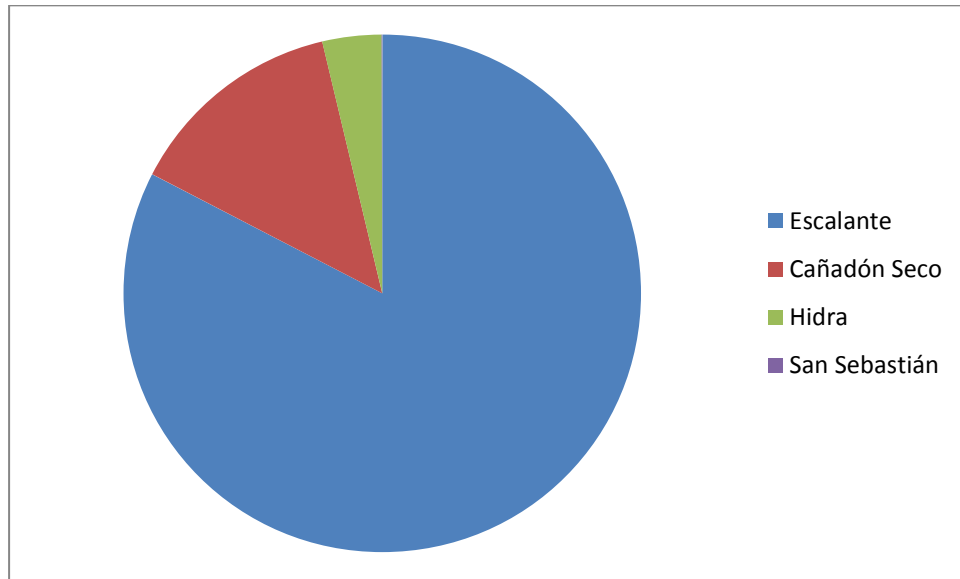


Figura 1.13 Proporciones de crudos exportados¹⁰

La escasa demanda del Escalante en el mercado local genera dos situaciones con las cuales deben lidiar las áreas comerciales de las empresas productoras:

- *Diferencial ("spread") entre el precio del Escalante y el Medanito:* El Medanito tiene un precio sensiblemente superior al Escalante en el mercado local. A lo largo de los años este "spread" se ha mantenido como puede apreciarse en el siguiente gráfico.

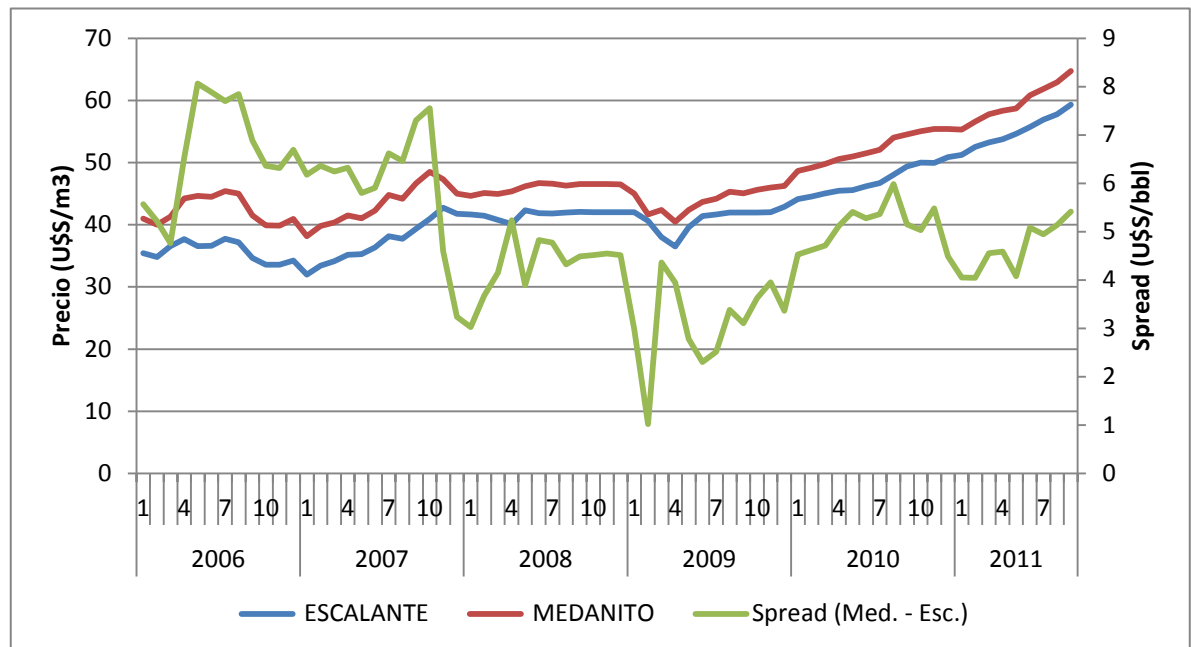


Figura 1.14 Evolución del precio del mercado interno del Escalante y el Medanito; comparación con precio internacional WTI¹¹

¹⁰ Elaboración propia a partir de información del Sesco Downstream. Período 2010 - 2011

- *Competencia en la venta de Escalante:* Dado que hay oferta excedente de Escalante, los productores compiten entre sí por lograr colocar su producto en el mercado local (que suele tener precios mayores al neto de retenciones; especialmente si no se cumplen las condiciones para acceder al programa de incentivos Petróleo Plus). Esta competencia lleva a que quienes tienen producción propia de Medanito (mucho más demandado) negocien su venta en conjunto con el Escalante. De esta forma, se utiliza el Medanito producido como “gancho” para la venta de Escalante.

1.1.5 Principales ductos y terminales

Los ductos son, junto con los buques tanque, el transporte por excelencia para el petróleo crudo. El costo del transporte por ducto es significativamente menor a otros tipos de transporte terrestre como ser camiones o ferrocarriles. Como ejemplo, para transportar 35 m³ de crudo desde Challacó (Neuquén) a Puerto Rosales (Bahía Blanca) por ducto se debe pagar una tarifa total de aproximadamente 175 U\$S¹² por un recorrido total de 625 km. En cambio, para transportar la misma cantidad por camión se debe pagar un monto aproximado de 2700 U\$S¹³.

Siendo entonces los ductos y terminales un activo estratégico para el desarrollo de la industria petrolera, la Argentina cuenta con una serie de ductos troncales que transportan el crudo desde las principales cuencas a las refinerías o a las terminales marítimas. Puede verse un mapa del transporte de crudo y derivados en Argentina incluyendo los ductos y terminales principales.

¹¹ Fuente: Secretaría de Energía

¹² Tarifa del ducto: 4,94 U\$S/m³. Fuente: Contratos Tecpetrol

¹³ Estimación propia en base a datos obtenidos de transportistas utilizados por Tecpetrol

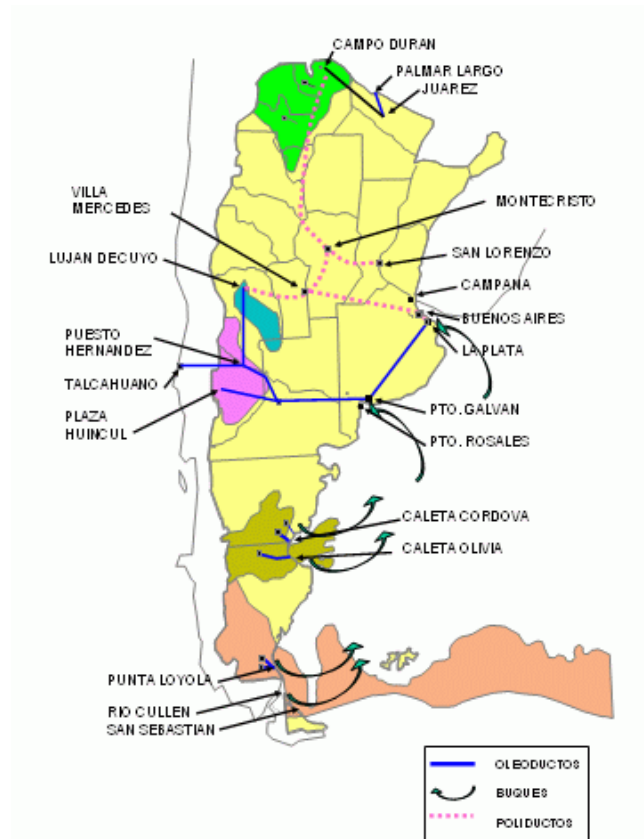


Figura 1.15 Transporte de petróleo crudo y derivados en Argentina¹⁴

La cuenca Neuquina cuenta con una red desarrollada de ductos troncales que son operados principalmente por Oleoductos del Valle S.A. (Oldelval). Adicionalmente, se encuentra el ducto que opera Repsol YPF que va desde el área de Puesto Hernández hasta la refinería en Lujan de Cuyo y los oleoductos que envían el crudo desde la terminal de Puerto Rosales a las grandes refinerías (La Plata y Campana). Las áreas cercanas a los oleoductos suelen conectarse a los oleoductos troncales amparándose en el Decreto 44¹⁵ (Ver sección Marco Legal) y logrando así la consecuente reducción de costos logísticos. En la tabla a continuación se detallan las características de los principales ductos.

¹⁴ Fuente: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=657>

¹⁵ Como se vio en la sección Marco Legal, este decreto garantiza el libre acceso a los sistemas de transporte de forma igualitaria y no discriminatoria.

Operador	Tramo	Longitud (km)	Diámetro (Pulgadas)	Capacidad Máxima (Mm3/día)
OLDELVAL	Challacó - Allen	112	14	7
	Plaza Huincul - Allen	137	10	6
	Puesto Hernández - Medanito	120	14	25
	Medanito - Allen	110	16	18
	Allen - Puerto Rosales	513	2x14	45
Repsol YPF	Puesto Hernández - Lujan de Cuyo	529	16	10
	Puerto Rosales - La Plata	584	32	53
Oiltanking	Brandsen - Campana	168	22	21

Tabla 1.2 Principales Oleoductos

A continuación puede observarse un esquema con los principales ductos de la cuenca Neuquina y Cuyana.

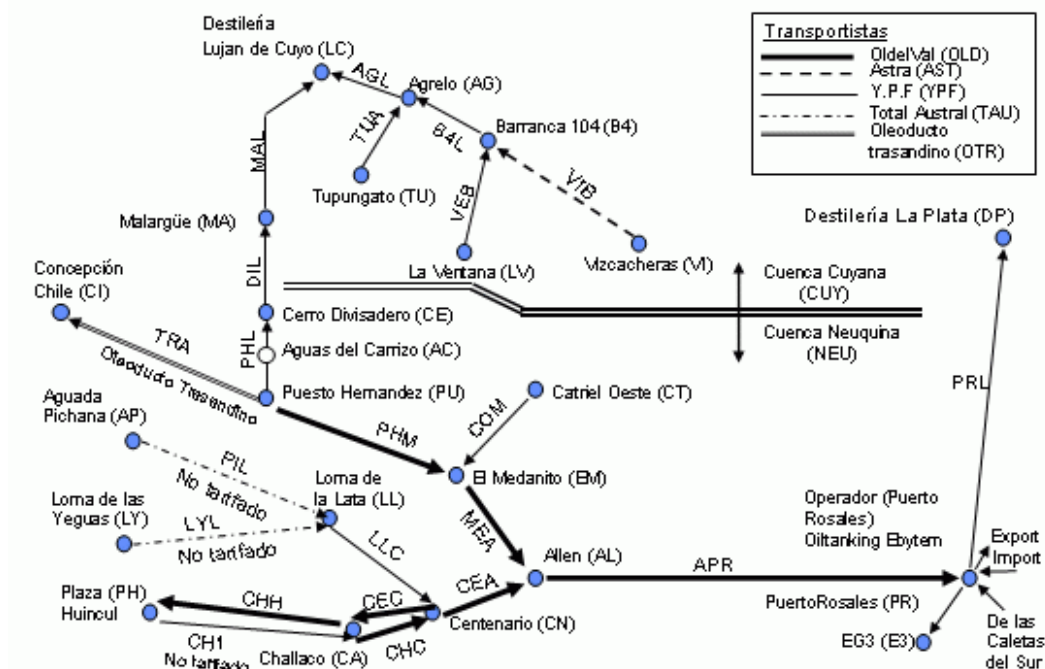


Figura 1.16 Esquema de ductos de la cuenca Neuquina y Cuyana¹⁶

¹⁶ Fuente: <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=667>

En cuanto a las terminales marítimas, las de mayor capacidad se encuentran en el Golfo San Jorge por ser el puerto desde donde se exporta y, por ende, se requiere el ingreso de buques de mayor porte. Como se mencionó anteriormente, para la cuenca Neuquina la terminal marítima utilizada es la de Puerto Rosales en Bahía Blanca, operada por Oiltanking EBYTEM. En Puerto Rosales se reciben buques provenientes de las terminales del Golfo San Jorge (reciben Cañadón Seco y Escalante que luego será bombeado), de las terminales del sur y se despachan buques hacia las grandes refinerías. Sin embargo, la mayor porción del crudo se bombea por los ductos a La Plata y Campana. A continuación se detallan las principales terminales y sus características.

Terminal	Boyas	Capacidad	
		Boya (DWT) ¹⁷	Almacenaje (Mm3)
Puerto Rosales	Punta Cigüeña	100000	410
	Punta Ancla	67500	
Golfo San Jorge	Caleta Córdova	150000	280
	Caleta Olivia	150000	220
Santa Cruz Sur	Punta Loyola	60000	100
Tierra del Fuego	Rio Cullén	120000	60
	San Sebastián	60000	60

Tabla 1.3 Principales terminales y sus características

1.1.6 Marco Legal

1.1.6.1 Decreto 44/91

El decreto presidencial 44/91 reglamenta el “transporte de hidrocarburos realizado por oleoductos, gasoductos, poliductos y/o cualquier otro servicio prestado por medio de instalaciones permanentes y fijas para el transporte, carga, despacho, infraestructura de captación, de comprensión, acondicionamiento y tratamiento de hidrocarburos”¹⁸

¹⁷ DWT: Dead Weight Tonelage. Toneladas de peso muerto. Es la capacidad de carga total (carga, combustible, provisiones, agua de lastre, tripulación y equipajes)

¹⁸ Según el artículo 1° del Decreto 44/91

Acorde a este decreto, el transporte reglamentado está sujeto a un régimen “Open Access”; acceso abierto y libre, no discriminatorio; sujeto a la capacidad disponible del ducto.

ARTÍCULO 9.- El transporte de hidrocarburos líquidos será ejecutado como servicio público, asegurando el acceso abierto y libre sujeto a las disposiciones del presente Decreto, al sistema de transporte a todo aquel que lo requiera, sin discriminación y por la misma tarifa en igualdad de circunstancias, siempre que exista capacidad disponible, entendiéndose por ésta, la definida en el Artículo 6 del presente Decreto.

El Artículo 6 define a la capacidad disponible como “La diferencia entre la capacidad máxima de transporte del conducto y las necesidades propias del transportador aprobadas por la Autoridad de Aplicación” siendo la capacidad máxima de transporte del conducto “la capacidad operativa informada por el transportador en función del estado de las cañerías y de sus instalaciones conexas y complementarias, verificada y aprobada por la Autoridad de Aplicación”.

En resumen, el decreto establece que cualquiera que quiera transportar su crudo a través de un ducto podrá hacerlo con la misma tarifa que cualquier otro y únicamente sujeto a la capacidad disponible; entendida esta como la diferencia entre la capacidad operativa máxima y las necesidades proyectadas presentadas por el dueño del transporte.

1.1.6.2 Resolución 1460/2006

La resolución 1460/2006 de la Secretaría de Energía establece el “Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías, que se aplicará a los oleoductos, poliductos, terminales marítimas e instalaciones complementarias, por los cuales se hubiera otorgado una concesión en los términos de la Ley Nº 17.319 y el Decreto Nº 44/1991”

A interés del proyecto, establece los lineamientos a cumplir para el diseño, operación y mantenimiento de los oleoductos.

1.1.6.3 Resolución 397/07

Esta resolución de la Secretaría de Energía establece los valores de alícuota de retención para las exportaciones tanto de crudo como de productos derivados del petróleo.

El valor de corte adoptado por esta resolución es de 42 U\$/bbl para el crudo (Escalante). Para precios de Escalante menores a 60,9 U\$/bbl, se aplicará una alícuota del 45%. Para precios de Escalante mayores o iguales a 60,9 la fórmula a aplicar será:

$$Alicuota = \frac{\text{Precios Escalante} - \text{Valor de Corte}}{\text{Valor de Corte}} * 100 \quad (1.1)$$

Con estas fórmulas se puede calcular el precio del Escalante neto de derechos (precio que percibe el vendedor) y la alícuota para cada valor de precio internacional de Escalante:

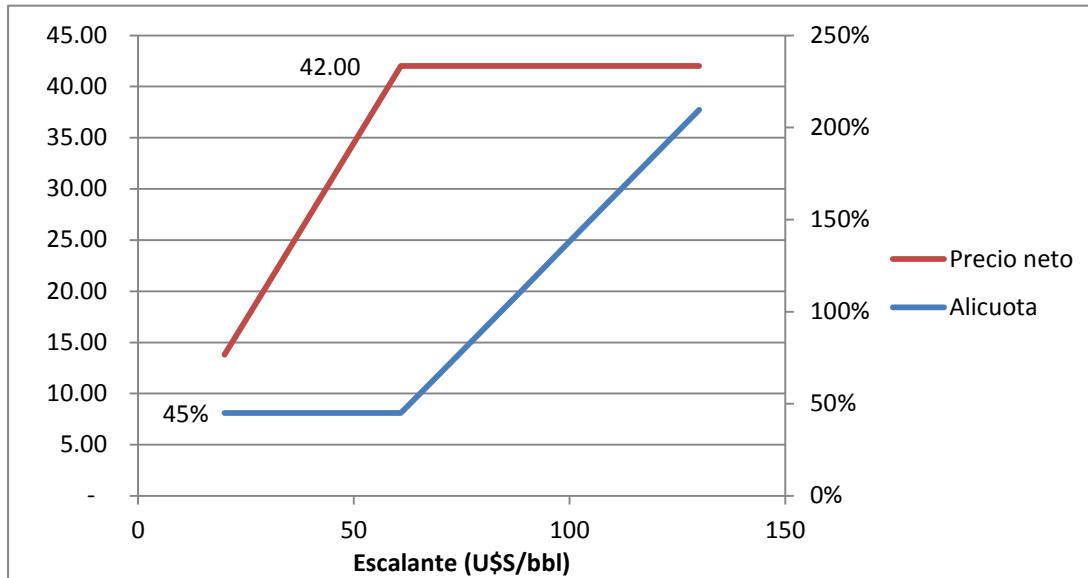


Figura 1.17 Alícuota de exportación y precio neto para distintos valores de precio internacional

1.1.6.4 Resolución 1312/08

Esta resolución otorga los incentivos a la producción y a la refinación. Se divide en dos partes: Petróleo Plus y Refinación Plus.

Petróleo Plus

Acorde a esta ley, se califica cada empresa trimestralmente en función de su producción propia y en función del cumplimiento de los siguientes puntos:

- Producción Real > Producción Base (1° Semestre 2008)
- Índice de Reposición de Reservas (IRR) > 0.8
- IRR último año > IRR últimos 3 años

Siendo el IRR calculado de la siguiente forma:

$$IRR = \frac{\text{Reservas Comprobadas Fin del año (n)} - \text{Reservas Comprobadas Fin del año (n-1)}}{\text{Producción del año (n)}} + 1 \quad (1.2)$$

Como ejemplo, un IRR del 100% (cien por ciento) implicaría que se aumentaron las reservas tanto como lo que se produjo. Es decir, se repuso la totalidad de reservas producidas.

Se otorgan incentivos que se calculan como % del valor de las retenciones y se cobran en forma de créditos fiscales transferibles para pagar derechos de exportación de crudo y productos derivados.

Los incentivos son:

- **Por producción:** Se otorgan si se cumple el incremento de producción y un $IRR > 0.8$ o un IRR del último año mayor al de los últimos tres años. Se aplican sobre la producción base y sobre la producción adicional.

	Base	Adicional
Precio > 60,9	8%	55%
Precio <= 60,9	10%	70%

Tabla 1.4 Valores de incentivos por producción

- **Por exportación:** Cumpliendo con el incremento de producción o $IRR > 0.8$. Se otorga la diferencia con el precio local (en caso de que este sea mayor) o un 12% de la diferencia en caso de que el precio FOB sea mayor que el local.
- **Por incorporación de reservas (anual):** Debe cumplir el incremento de producción y un $IRR > 0.5$. Se otorgan certificados por un porcentaje de las reservas incorporadas, variable entre tres y doce por ciento según el valor de IRR, multiplicado por el valor de retenciones promedio del primer trimestre del año.

Refinación Plus

Se otorgarán incentivos en certificados fiscales transferibles a aquellos proyectos que incrementen la producción de Nafta o Gasoil de la refinería. El monto a otorgar se calcula como el 50% de las retenciones de la producción adicional de Nafta o Gasoil.

Además, se crea un “Régimen especial para pequeños refinadores” que otorga certificados por un monto que, a efectos prácticos, reduce la alícuota de exportación de ciertos productos (como nafta virgen) al 5% (cinco por ciento).

1.2 LOGÍSTICA ACTUAL DEL CRUDO LOS BASTOS

1.2.1 Descripción general

El área de Los Bastos se encuentra en Neuquén cercano a la localidad de Senillosa, dentro de la Cuenca Neuquina. Despacha normalmente el crudo hacia la terminal de EBYTEM en Bahía Blanca.

Dentro del área, el crudo es transportado tanto en camiones como por ductos que conectan los distintos pozos con las baterías y plantas de tratamiento.

Como se mencionó, la mayor parte de la producción se despacha hacia la terminal de Bahía Blanca. Esto es, a través de una Unidad Lact¹⁹ ubicada en Aguada Toledo (Lact. Aguada Toledo) dentro del área de Los Bastos. En este punto, la custodia se transfiere a YPF, quien transporta el crudo a través de un ducto propio hacia la entrada a Oldelval en Challacó donde, a su vez, es medido por otra Unidad Lact, pasando por la refinería de YPF Plaza Huincul. Luego Oldelval transporta el crudo hasta la terminal donde nuevamente se mide por otra Unidad Lact. Una vez allí, el crudo se almacena en la terminal para su posterior despacho por buque o ducto a las grandes Refinerías.

Desde fines del 2010, Tecpetrol vende parte del crudo producido en el área, en camiones a refinadores pequeños (Refipymes) en modalidad FOB dentro del área. De esta forma, los refipymes ingresan al área con camiones propios o contratados y se dirigen hacia el cargadero de camiones donde se les hace entrega del crudo. La determinación del volumen se realiza por tanque: medición inicial y final del tanque y otros parámetros como densidad y temperatura para determinar el volumen.

Como última medida, en situaciones donde no es posible evacuar el crudo por ducto o por camión a clientes, existe la posibilidad de despachar el crudo en camiones hacia otro yacimiento que opera Tecpetrol, Agua Salada. Este yacimiento se encuentra en la provincia de Río Negro. La evacuación de un camión de crudo de aproximadamente 35 m³ tiene un costo de unos \$6000.

1.2.2 Entregas por ducto

Cada vez que el crudo atraviesa una Unidad Lact, se miden ciertos parámetros del mismo:

- Agua y Sedimentos
- Sales
- Tensión de Vapor Reid (TVR)

¹⁹ Lease Automatic Custody Transfer. Su propósito es la transferencia automática de custodia del crudo a través de una medición confiable

- Densidad a 15°C
- Volumen

Respecto de la calidad del crudo, los transportistas exigen que el valor de Agua y Sedimentos, las sales y la TVR sean menores que un determinado valor definido por el contrato de transporte. En caso de que esto no se cumpla, se aplica una penalidad también definida en el contrato que suele ser una merma adicional.

Sin embargo, estos no son los únicos parámetros relevantes para determinar la calidad del crudo entregado. En el mercado, es más valorado un crudo liviano (mayor °API) por sobre un crudo pesado. Al ser mezclados los crudos en el ducto, la densidad que se obtiene en Oldelval resulta de una combinación de todas las densidades entregadas por los distintos productores y, por ello, los volúmenes asignados a cada productor se ajustan por la densidad entregada. En el caso del crudo Los Bastos, lo entregado es más liviano a lo recibido en EBYTEM por lo que se obtiene un “premio” por calidad. La fórmula de ajuste de volumen por densidad es la siguiente:

$$Vd = [1 + X(Dcd - Dce)] * Ve \quad (1.3)$$

$$X = \frac{0,005 * 141,5}{Dcd^2} \quad (1.4)$$

Dónde:

Vd: Volumen de devolución

Ve: Volumen entregado

Dcd: Densidad de devolución

Dce: Densidad entregada

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, la densidad del crudo en EBYTEM (Medanito) ha variado poco a lo largo del tiempo y se ha mantenido en un promedio de 33,8 °API que es equivalente a unos 0,8560 g/cm³.

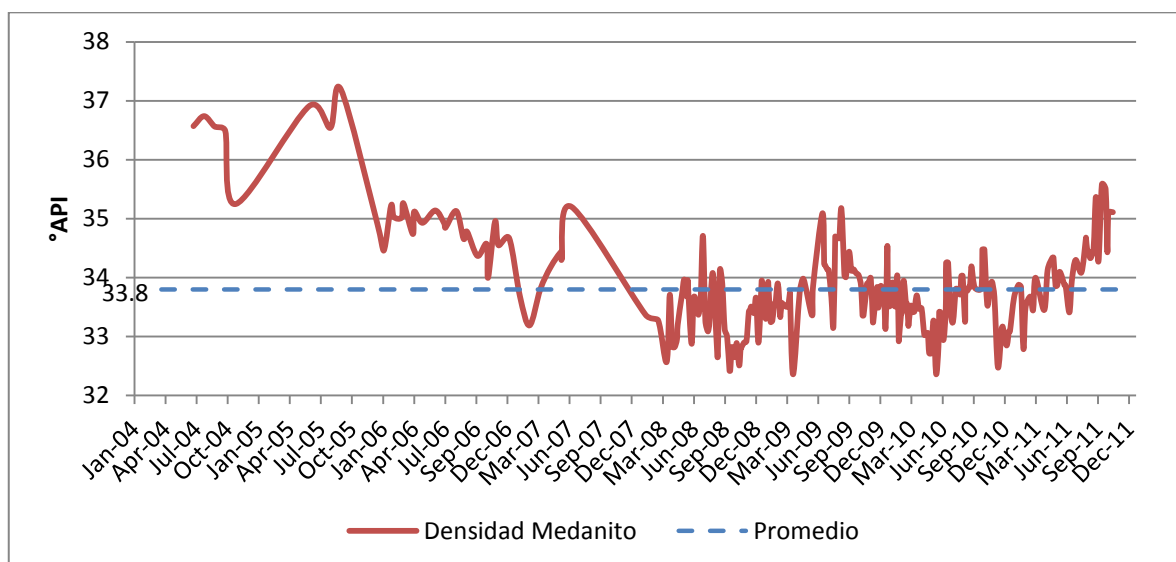


Figura 1.18 Densidad Medanito en °API²⁰

Por su parte, la densidad del crudo extraído en Los Bastos ha sufrido algunas pequeñas variaciones a lo largo del tiempo según la entrada o decaimiento de nuevos pozos. Para calcular el premio por calidad a considerar tomaremos la densidad promedio ponderada histórica: 0,8346.²¹

De esta forma, utilizando la formula se puede calcular que el premio por calidad es de: 2,1%.

1.2.3 Entregas por camión

La entrega por camión es una modalidad que Tecpetrol introdujo hace relativamente poco tiempo (Fines del año 2010) en Los Bastos. Los clientes son Refipymes²² de la zona o de otras partes del país que no se encuentran conectados a un oleoducto o a una terminal portuaria y, por ende, se ven obligados a utilizar el transporte por camión.

Entre ellos, podemos destacar a:²³

- Cliente local: Cuentan con una refinería propia ubicada en Plaza Huincul que procesa unos 8.000 m³ por mes. Compra a varios productores de la zona (Pluspetrol es el principal proveedor) en camiones propios. Es una empresa que está creciendo y expandiéndose en parte debido a los programas de Refinación Plus (Ver Marco Legal) mediante el cual

²⁰ Valores obtenidos del Sistema Comercial de Tecpetrol

²¹ Valor obtenido del Sistema Comercial de Tecpetrol

²² Refinadores pequeños que generalmente poseen una refinería de baja conversión o destilería donde procesan los crudos.

²³ Por motivos de confidencialidad, no se incluyen los nombres reales de los clientes.

realiza una expansión importante de la planta (se llevaría la capacidad a unos 14.000 m³ por mes). Retira de Los Bastos unos 1.600 m³ por mes.

- Cliente en Mendoza: Es un cliente reciente que procesa el crudo comprado a Tecpetrol en la refinería de Polipetrol en Lujan de Cuyo, Mendoza. Retira de Los Bastos unos 1.000 m³ mensuales. Utiliza distintos transportistas que sub-contrata.

La modalidad de venta es FOB en el cargadero de camiones dentro del área. Allí ingresan los camiones de los clientes (previamente nominados y autorizados acorde a diversos requisitos) y son cargados desde los tanques midiendo el volumen despachado por tanque. Para esto, se mide la diferencia de volumen inicial y final del tanque por "cinta y pilón". Esta medición está amparada por la norma API "Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 3 – Tank Gauging".

Esta modalidad de venta presenta riesgos en cuanto a su sostenibilidad a largo plazo debido a que muchos de estos clientes han surgido en los últimos años ayudados por un mercado regulado y programas de incentivos (Ver sección Marco Legal) que se desconoce pueda mantenerse. El margen de los refinadores se ha ido reduciendo paulatinamente con el incremento de precios local y el futuro para las empresas menos eficientes es incierto. Los costos de economías de escala sumados a los costos logísticos que presentan estos clientes, los posiciona en una situación desfavorable respecto de las grandes refinerías.

Para dar una idea del monto de estos costos, el transporte en camión se contrata con "falso flete" por el camino de retorno. El costo estimado es de 9 (nueve) pesos por kilómetro recorrido por lo que, en un viaje de Los Bastos a Buenos Aires, se debe pagar un total de aproximadamente \$20.000. Esto representa un costo de flete por barril de aproximadamente U\$S 22.

Otro riesgo a considerar de la venta por camiones es la cancelación de entregas. Por razones operativas, se incurre en una cancelación sin anticipación de un 20% de las entregas programadas. Las causas son, entre otras, problemas con los camioneros, falta de pago, problemas en las refinerías, mal tiempo, estado de los caminos, habilitación de choferes o camiones, etc.

Las razones para introducir esta modalidad son:

- Desarrollar clientes que puedan evacuar el crudo en caso de restricciones en el ducto de forma de reducir el riesgo de paradas de pozo.
- Generar una alternativa de venta para tiempos de escasa demanda en el mercado local como puede ser paradas de refinerías por mantenimiento.

- Conseguir un margen respecto del precio del crudo si se vendiera en Ebytem. Esto se calcula considerando los costos de cada modalidad y los ajustes por calidad.

Como se mencionó, los camiones a Agua Salada se utilizan como última medida en casos de emergencia para evitar la parada de pozos.

1.2.4 Capacidad de Tanques

La capacidad de almacenamiento es una variable clave a la hora de reducir los riesgos de parada de pozos. Los costos de instalación de tanques son altos (US\$ 500.000 para un tanque de 1000 m³)²⁴ y debe evaluarse minuciosamente su conveniencia en función de la necesidad y los beneficios asociados; como ser reducción de riesgo de paradas.

Actualmente, el área cuenta con un tanque de 160 m³ y dos de 320 m³, llevando el total de capacidad de almacenamiento de crudo tratado a 800 m³.

Debido a que las entregas en camión (Tanto a Agua Salada como a clientes) se miden por tanques, durante el tiempo que dure la entrega no podrá ingresar crudo a los tanques. Esto reduce efectivamente la capacidad de almacenamiento.

1.2.5 Estado del ducto actual

El ducto, por el cual actualmente se despacha el crudo a YPF, fue construido en 1989 mediante unión por cuplas roscadas, sin revestimiento externo y simplemente apoyado sobre el terreno. La presión de operación oscila entre los 35 y 55 Kgf/cm².

La traza del ducto muestra una importante diferencia de cota (235m), por lo que, sin flujo se obtiene una presión de 19 kg/cm² en el punto más bajo. En la figura siguiente se puede ver el detalle de la traza del ducto y la altimetría del mismo.

²⁴ Cotización Tecpetrol

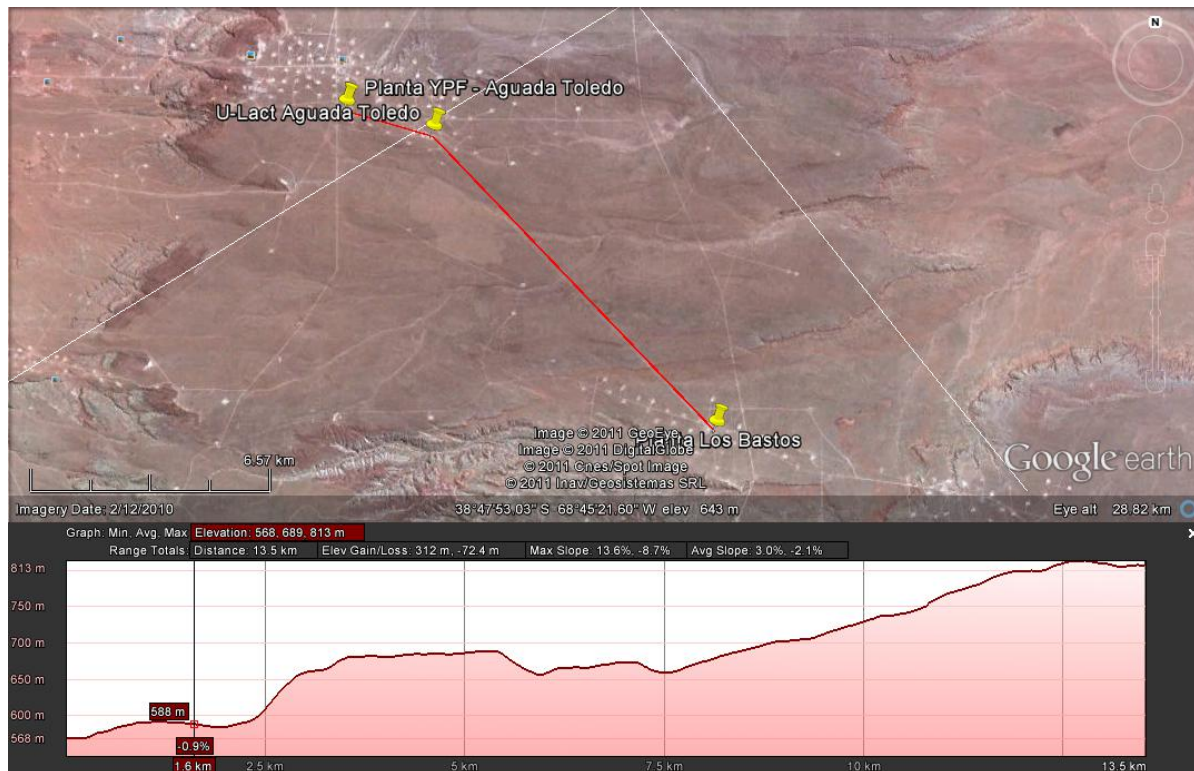


Figura 1.19 Traza y altimetría del ducto Los Bastos - Aguada Toledo

Se realizaron las siguientes tareas de mantenimiento y control:

- En el año 2005 se realizó un cambio de cañería entre las progresivas 5.371 a 5.811 m., correspondiente a un cruce aéreo.
- En el año 2008 se realizó un cambio de cañería entre las progresivas 0 a 1.100 m. En este tramo el ducto está revestido y enterrado.
- En el año 2008 se realizaron mediciones de espesor a lo largo del tramo aéreo. Considerando un espesor nominal de 6,35 mm, puede concluirse que en esos 19 años de operación se encontró una pérdida máxima de espesor de pared del 24,1%.

Por ende, es un ducto que no está a la altura de los estándares de la normativa actual y que presenta ciertos riesgos que analizaremos.

1.2.5.1 Amenaza de corrosión externa

El ducto se encuentra apoyado sobre un suelo arenoso con poca presencia de agua excepto por las épocas de lluvia. Esto lo convierte en un suelo poco agresivo.

Sin embargo, el ducto no posee protección catódica ni revestimiento por lo que no es posible realizar inspecciones tipo CIPS (Close Interval Potential Survey) o DCVG (Direct Current Voltaje Gradient), que son técnicas para evaluar la protección catódica y detectar puntos donde se estaría focalizando la corrosión externa.

Por lo dicho, se considera una amenaza importante la corrosión externa.

1.2.5.2 Amenaza de corrosión interna

La corrosión interna en cañerías transportando petróleo depende de varios factores que contribuyen a su desarrollo. Entre estos los más importantes se encuentran:

- Contenido de agua en la cañería.
- Corrosividad de esa agua (contenido de sales).
- Presión y temperatura de operación.

La frecuencia, naturaleza y extensión del ataque dependerá de la exposición de la cañería tanto al contacto con agua como a la presencia de los contaminantes antes mencionados.

El producto transportado por este ducto cuenta con las siguientes características:

- Porcentaje de agua: 0,1 – 0,5 %.
- Sales: 83 gr/m³.
- Densidad: 0,835 Kg/dm³.

La limpieza mecánica con “Scrapers” de oleoductos se emplea para mantener limpia de sólidos e incrustaciones la superficie interna. Adicionalmente, nos sirve como fuente de información acerca del estado de la misma para, eventualmente, decidir sobre la aplicación de algún tratamiento químico. Los Scrapers, están diseñados para empujar el material y los sólidos sueltos dentro de la cañería y para desprender los depósitos adheridos a la superficie de la misma. Estas funciones se desarrollan por medio del “sellado” que asegura que el dispositivo circule por empuje del fluido. En la figura a continuación se puede observar un esquema del funcionamiento de un Scrapers.

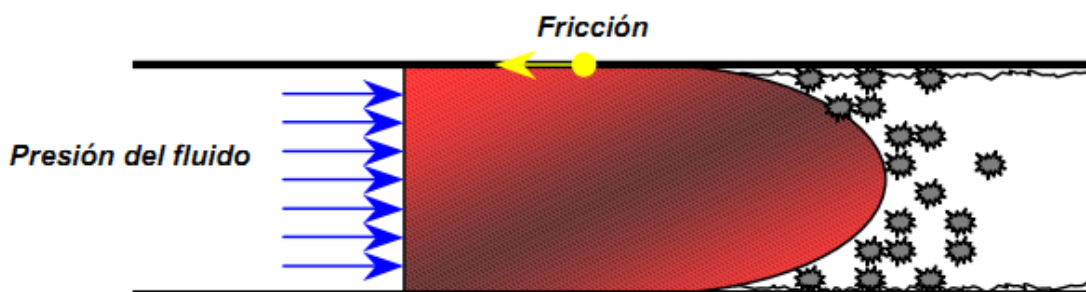


Figura 1.20 Esquema del funcionamiento de un Scrapers

Se ha determinado que al ducto no es posible limpiarlo mecánicamente utilizando Scrapers de forma segura²⁵. Por lo tanto, no es periódicamente limpiado internamente lo cual aumenta la probabilidad de generación de las condiciones que provoquen corrosión interna. Se adjunta una foto con un caso de acumulación de sedimentos extremo.



Figura 1.21 Foto de acumulación de sedimentos en el ducto

1.2.5.3 Defectos relacionados a la construcción de la cañería

Las amenazas de construcción y fabricación son amenazas estáticas, esto es amenazas que no evolucionan en el tiempo. Este tipo de amenazas son mitigadas fundamentalmente a través de la prueba hidráulica pre operacional, la inspección y aplicación de un sistema de calidad durante la construcción de la línea.

El concepto fundamental de la prueba hidráulica pre operacional es que todo defecto o anomalía tiene una presión de falla específica y definida, cuando esa presión es alcanzada el defecto fallara, por lo tanto cuanto mayor sea la presión de prueba menor será el tamaño del defecto que sobrevivirá a la prueba, si es que sobrevive alguno. Esto define que cuanto mayor sea la relación entre la presión de prueba hidrostática y la presión de operación más efectiva será la prueba, es decir más deberá eventualmente crecer un defecto que haya sobrevivido a la misma.

Al no contar con datos y registros de pruebas hidráulicas realizadas al ducto, se consideran los defectos constructivos una amenaza importante.

²⁵ Comentario de ingenieros a cargo del ducto en Tecpetrol. Se debe al deterioro del ducto y los cambios de diámetro en los distintos tramos.

1.2.5.4 Conclusiones

Actualmente se realizan las siguientes tareas de mantenimiento y control para evitar posibles derrames o roturas del ducto:

- Recorrida de picada
- Verificación de fugas en las cuplas que estén descubiertas
- Medición periódica de espesores en lugares sensibles o de mayor factibilidad de corrosión.
- Monitoreo de las variaciones en la presión de bombeo.
- Reemplazo parcial de tramos críticos.

Sin embargo, con estas medidas no es posible garantizar que se mitiguen por completo los riesgos. Por lo tanto, se concluye que el tramo inicial del ducto (9 km) deberá ser reemplazado en un término de 3 años por una cañería nueva 4" revestida, soterrada, con protección catódica, según lineamientos de la norma ASME B31.4. El costo total estimado de esta solución es de unos U\$S 630.000²⁶.

1.2.6 Capacidad del ducto

Recordando lo impuesto por el decreto 44 (Ver sección Marco Legal), estamos sujetos a la disponibilidad del transportista para el ingreso de crudo al sistema. Considerando esto, nos vemos en la necesidad de estimar cual será la capacidad de bombeo del ducto en el futuro. Como vimos anteriormente, esta variable tiene gran impacto sobre el estudio económico debido a que lo que no se extrae por ducto, debe ser despachado por camiones (ya sea a Refipymes o hacia Agua Salada) de forma de evitar paradas de pozos.

Los factores que influyen sobre la restricción del bombeo son:

- El estado del ducto
- La capacidad de despacho "aguas abajo" de YPF (Relacionada a la producción de sus propios yacimientos)
- Stocks de YPF

YPF tiene planes de perforación de hasta 300 pozos en la zona Aguada Toledo – Sierra Barrosa con el objetivo de llevar la producción desde los 300 m³/día actuales a unos 1500 m³/día.²⁷ Si bien parece ser un plan ambicioso y no se

²⁶ Valores estimados por la Ingeniería en Tecpetrol en base a los costos empleados para el replazo del tramo inicial

²⁷ Dato obtenido de reuniones de programación de bombeo con empleados de YPF en Aguada Toledo

puede confirmar que se cumpla con el mismo, la producción es muy probable que aumente significativamente no permitiendo la evacuación de mayores cantidades de crudo.

Históricamente, se ha podido bombear a través del ducto en promedio unos 150 m³/día²⁸. Si bien el máximo bombeable suele disminuir a medida que pasa el tiempo por la acumulación de residuos, consideraremos este valor de 150 m³/día como la capacidad de bombeo esperable para el área debido a que se cuentan con opciones de mantenimiento para revertir la disminución de la capacidad.

Respecto del rumbo que tomará la restricción impuesta por YPF, no se cuenta con la información suficiente como para poder estimarla. Para este trabajo, se la considerará entonces un riesgo adicional.

1.3 RESERVAS

Las reservas son las cantidades de hidrocarburos que se considera podrán ser recuperados comercialmente en una fecha futura. Estos valores son estimaciones que involucran algún grado de incertidumbre que es función de los datos geológicos y de ingeniería y de la interpretación de los mismos.

De esta forma, se clasifican las reservas en probadas y no probadas. Dentro de las probadas, se encuentran las probables y las posibles en función del grado de incertidumbre.

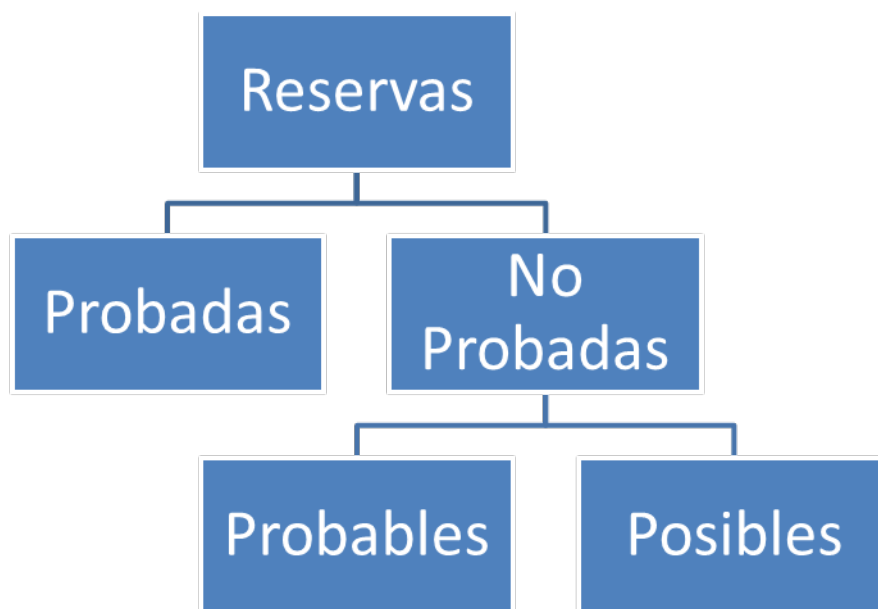


Figura 1.22 Clasificación de reservas

²⁸ Fuente: Sistema transporte de crudo de Tecpetrol

Reservas probadas²⁹

Las reservas probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos geológicos e ingenieriles, puede estimarse con razonable certeza que serán comercialmente recuperables en un futuro definido, de los reservorios conocidos y bajo las condiciones económicas los métodos, y las regulaciones gubernamentales actuales.

Reservas probables³⁰

Las reservas probables son las reservas no probadas sobre las que el análisis geológico e ingenieril de los datos sugiere que es más probable que sean producidas que no lo sean. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 50% probabilidad que la recuperada final igualará o excederá la suma las reservas probadas más las probables.

Reservas posibles³¹

Las reservas posibles son aquellas no probadas en las que el análisis geológico y los datos ingenieriles sugieren que es menos probable que sean recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se usan los métodos probabilísticos, debe haber por lo menos un 10% de probabilidad de que la recuperada final igualará o excederá la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

1.3.1 Reservas en Los Bastos

Las reservas probadas en el área de Los Bastos han ido creciendo a lo largo de los años con los descubrimientos de nuevas formaciones productivas. Se adjunta un gráfico con la evolución de las reservas en el área y su clasificación.

²⁹ Definición de la Society of Petroleum Engineers (SPE)

³⁰ Definición de la Society of Petroleum Engineers (SPE)

³¹ Definición de la Society of Petroleum Engineers (SPE)

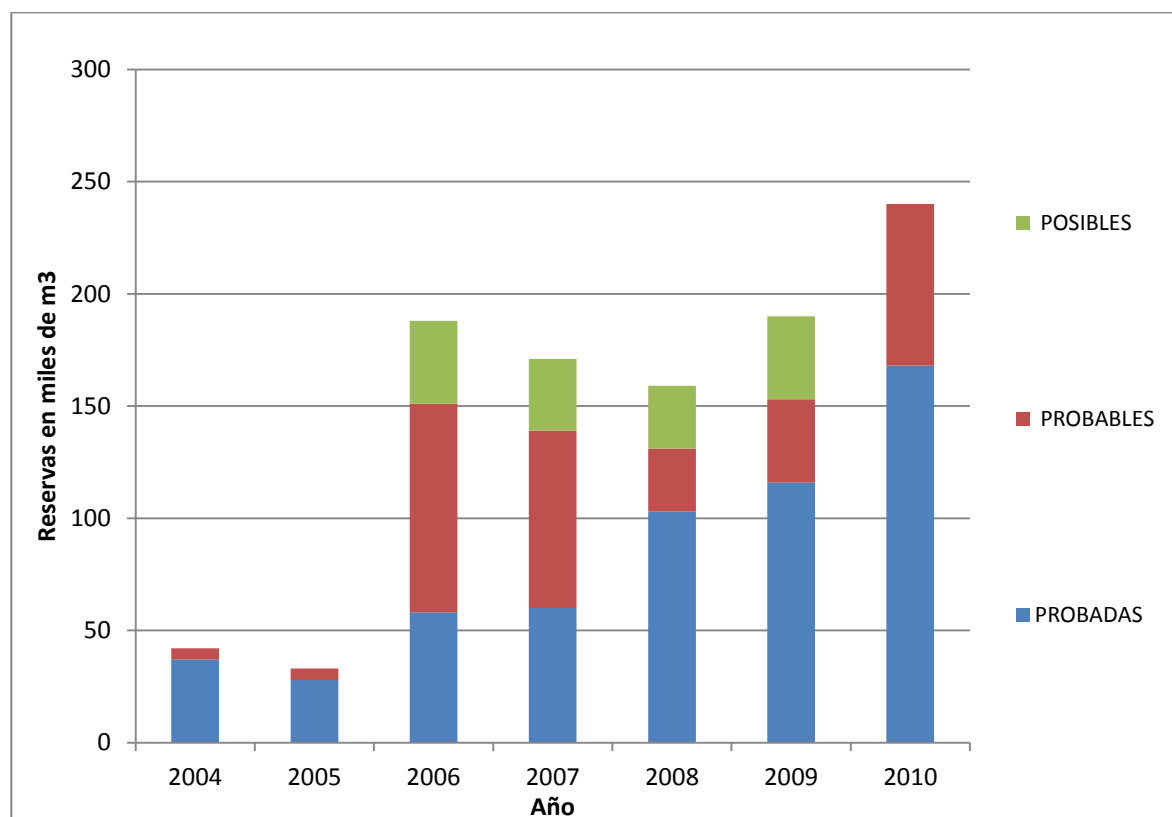


Figura 1.23 Reservas de Los Bastos³²

Podemos apreciar el crecimiento que las reservas probadas han tenido en el área en contrapartida de las no probadas.

1.4 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL ÁREA

Desde que Tecpetrol obtuvo la adjudicación de la concesión del área, en el año 1993, la producción ha sufrido un importante crecimiento debido a las inversiones en pozos nuevos; tanto exploratorios como de desarrollo. Tecpetrol ha sabido aplicar en Los Bastos su experiencia y destreza en el manejo de yacimientos maduros³³ para desarrollar el área.

El incremento de la producción en los últimos años es el de mayor relevancia y es lo que hoy empuja la evaluación del proyecto de instalación del oleoducto para reducir costos logísticos.

En el gráfico a continuación se puede observar la evolución de la producción en el área desde el 2003 (disgregada por yacimiento a partir de 2009).

³² Fuente: Secretaría de Energía

³³ <http://www.radiodelmar.net/informes/petroleo-contrato/index.php>

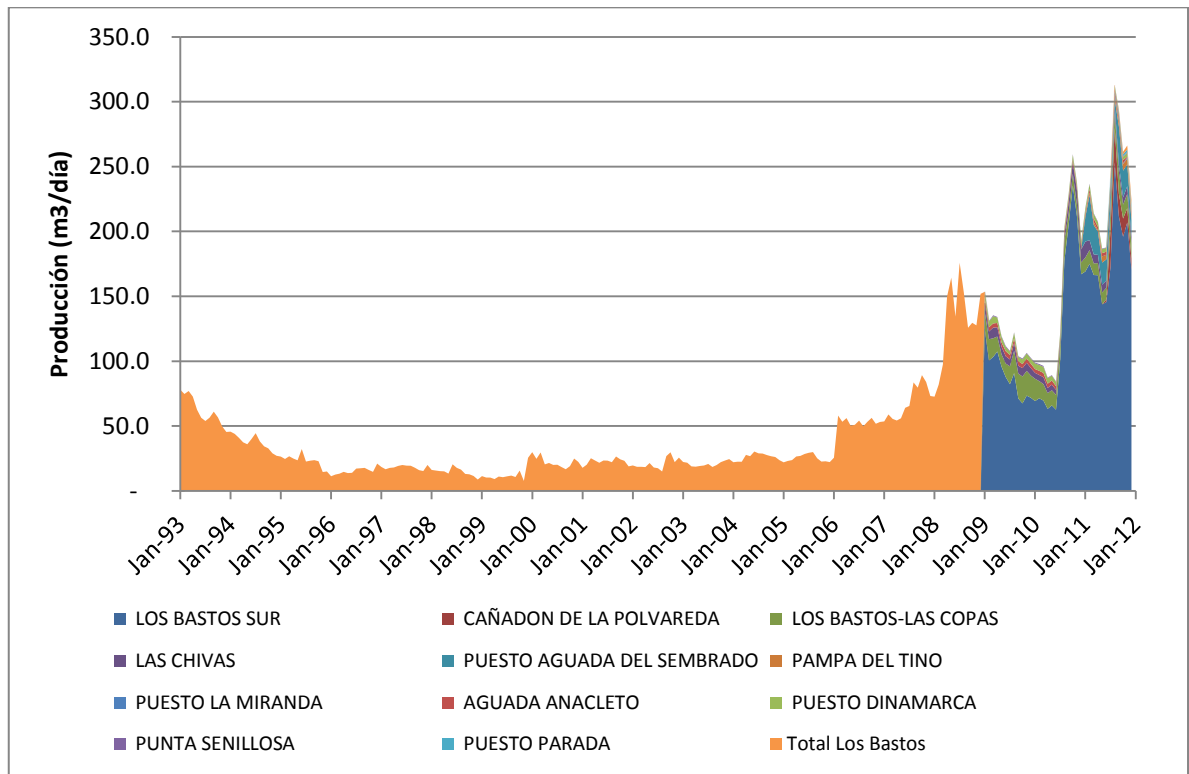


Figura 1.24 Evolución de la producción de Los Bastos (m³/día)³⁴

En la industria del petróleo, se clasifican los pozos según si son exploratorios o de explotación (o desarrollo). Los primeros, son aquellos que apuntan a investigar y comprobar la existencia de acumulación de hidrocarburos en los yacimientos. En cambio, los pozos de desarrollo se emplean para explotar de la forma más rentable el yacimiento encontrado. Así es que se define la separación entre pozos, la frecuencia de perforación, etc.

En los últimos años, se puede observar un gran desarrollo del área especialmente del yacimiento “Los Bastos Sur” pero también se pusieron en producción varios pozos exploratorios en otros yacimientos como Puesto La Miranda, Cañadón de la Polvareda, Puesto Parada, Puesto Dinamarca, entre otros; con muy buenos resultados. En el siguiente gráfico se puede observar la cantidad de pozos perforados en los últimos dos años.

³⁴ Fuente: Secretaría de Energía

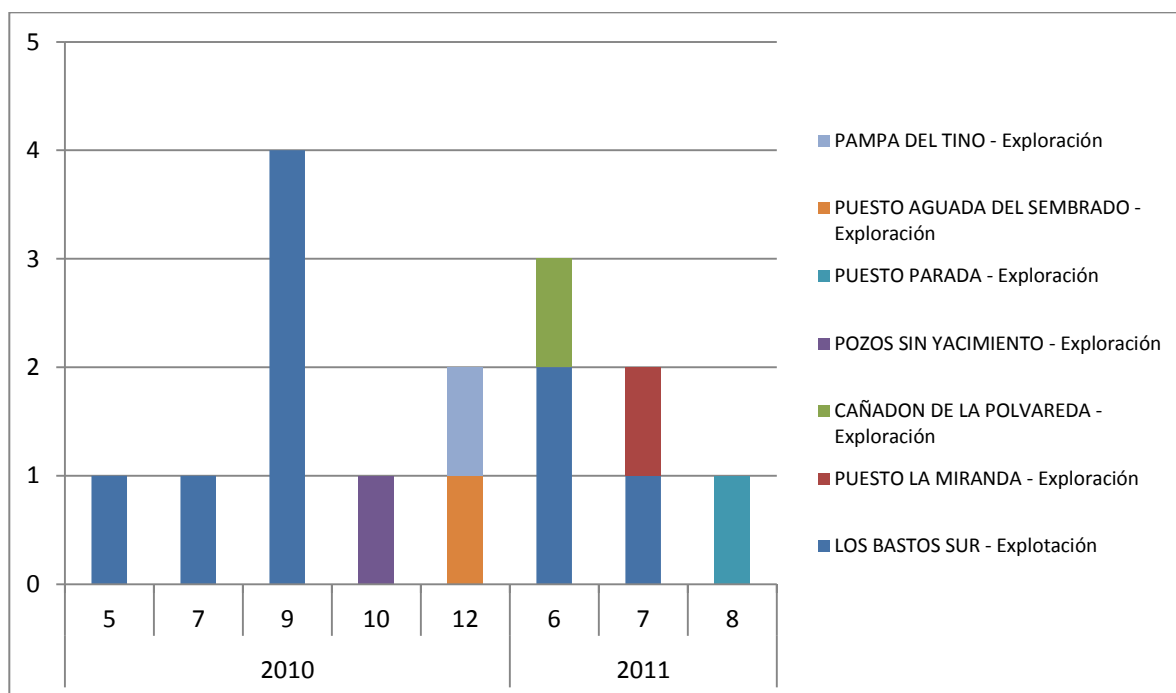


Figura 1.25 Pozos perforados por yacimiento³⁵

En el siguiente gráfico, podemos apreciar el impacto de las perforaciones de nuevos pozos en la producción de Los Bastos.

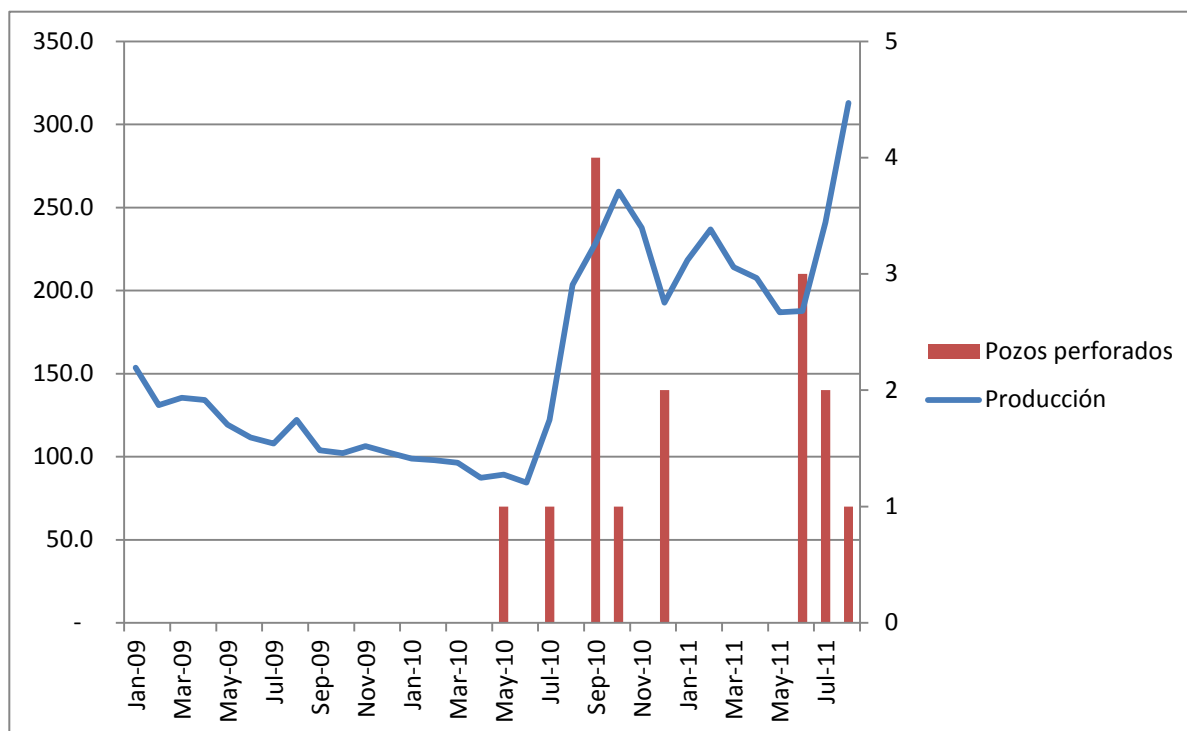


Figura 1.26 Producción diaria y pozos perforados³⁶

³⁵ Fuente: Secretaría de Energía

Dada la gran importancia del plan de perforación, estudiaremos el mismo para la estimación de la producción del área.

1.5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN

El pronóstico de producción del área lo sub-dividiremos en tres partes diferenciadas:

- *Continuidad de Operaciones (CO)*: Estos pozos son los estimables con mayor certeza dado que corresponden a aquellos pozos que actualmente se encuentran en producción y para los cuales se conoce su declinación. La estimación se realiza suponiendo un comportamiento acorde a pozos similares y proyectando con la producción actual y la declinación esperada.
- *Pozos de Desarrollo*: Pozos Nuevos y Work Overs (PN y WO desarrollo). Estas inversiones son aquellas que corresponden a la perforación de pozos nuevos en yacimientos con reservas (ya sean probadas, probables o posibles) y a los denominados Work Overs. Estos últimos incluyen diversos tipos de actividades que se realizan sobre un pozo ya perforado como puede ser fracturas a nuevas formaciones. Para la estimación de la producción de estos pozos, se estima el monto total a producir y se lo “riskea”; es decir, se multiplica la producción estimada por el factor de probabilidad de éxito.
- *Pozos exploratorios*: Pozos Nuevos y Work Overs (PN y WO exploración): Esta categoría corresponde a aquellos pozos o work overs que buscan explotar recursos no probados aún. De modo similar a los pozos de desarrollo, se multiplica la producción estimada por el factor de probabilidad de éxito.

1.5.1 Pozos de Desarrollo

En el gráfico siguiente se detallan los pozos nuevos (PN) y work overs (WO) a realizar a futuro y los yacimientos que buscan explotar.

³⁶ Fuente: Secretaría de Energía

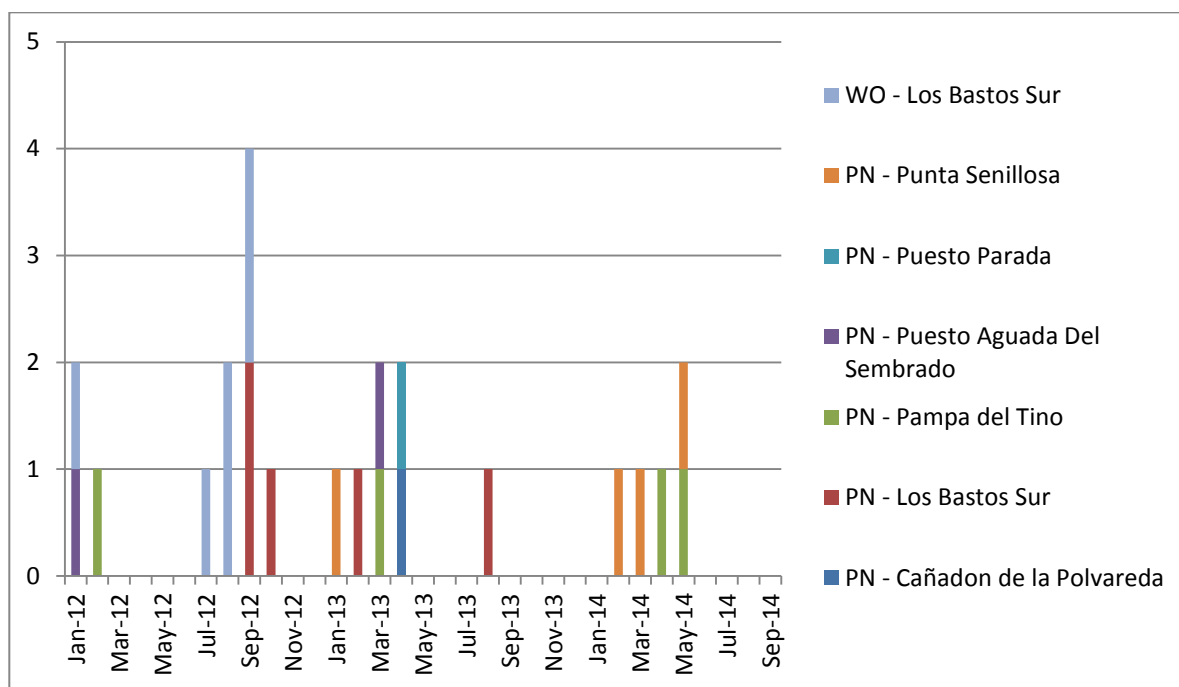


Figura 1.27 Pozos Nuevos y Work Overs de desarrollo³⁷

En base a estos pozos y los resultados esperados³⁸ se obtiene la curva de producción para PN y WO Desarrollo.

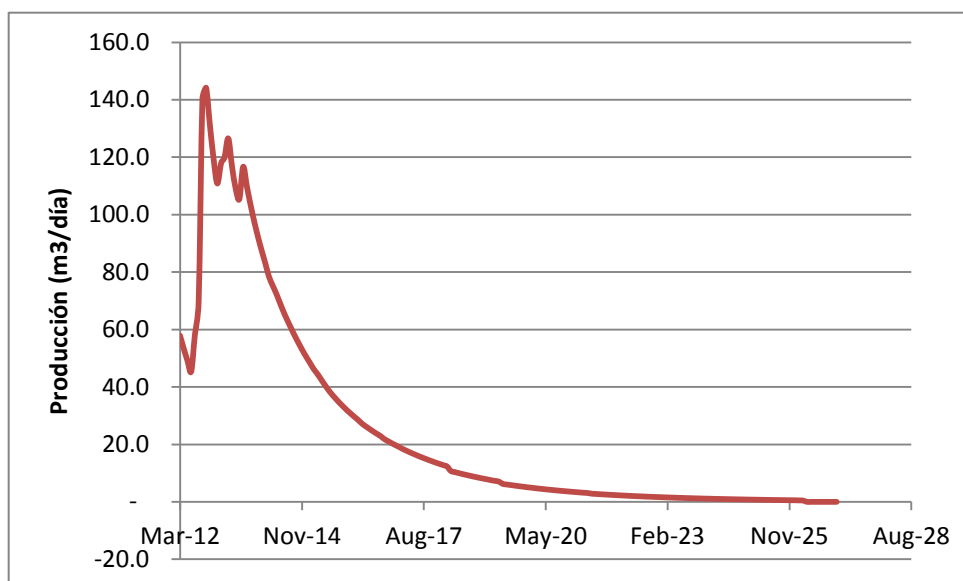


Figura 1.28 Producción estimada para PN y WO Desarrollo (m3/día)

³⁷ Fuente: Tecpetrol

³⁸ El área de Reservorios es el encargado de estimar los volúmenes que producirán los pozos a perforar y la probabilidad de éxito de los mismos.

1.5.2 Pozos Exploratorios

En el caso de los exploratorios, se proyecta perforar 8 pozos en total hasta el 2016. Los mismos son³⁹:

- **Aguada del Paco x-1:** Este pozo se perforará en la campaña 2012/2013 y se estima una probabilidad de éxito del 30%.
- **Cerro Moro x-1:** Este pozo a perforar en principios del 2013 se estima que tiene una probabilidad de éxito del 35%.
- **Aguada de las Casas x-1:** Este pozo pertenece a la campaña 2013/2014 y se estima en un 25% su probabilidad de éxito.
- **Bajo de la Ternera x-1:** De una probabilidad levemente mayor (40%), será perforado en la campaña 2013/2014.
- **Isla del Álamo x-1:** Tiene una probabilidad de éxito del 25%. Se perforará a mediados del 2014.
- **Cañadón de la Chilena x-1:** Se perforará a principios de 2015 y se espera tenga un 25% de probabilidad de éxito.
- **Loma de la Chiva x-1:** 20% de probabilidad de éxito. Planificado para mediados de 2015.
- **Ojo de Agua x-1:** 20% de probabilidad de éxito. Planificado para principios de 2016.

A continuación, se puede observar la curva de producción estimada para los pozos nuevos y work overs de exploración.

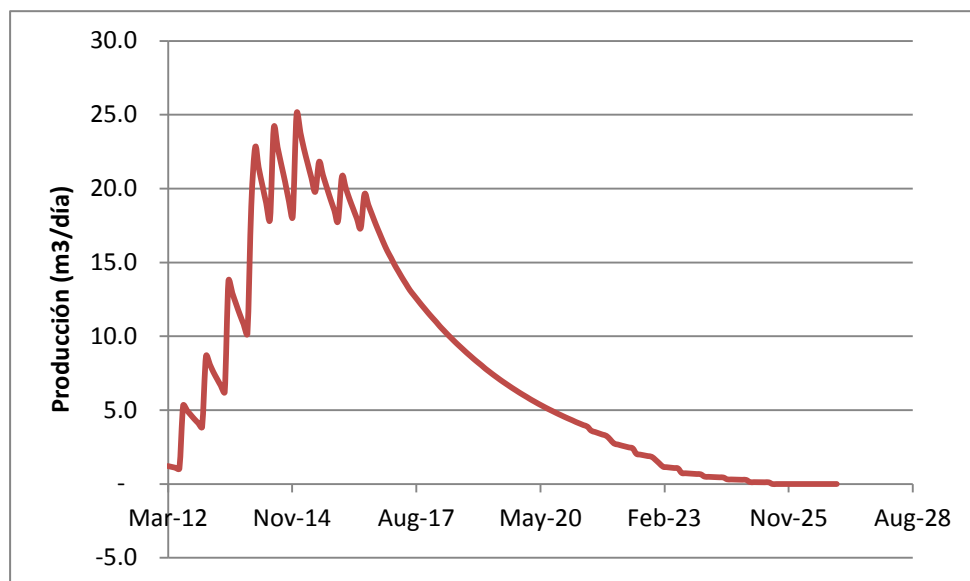


Figura 1.29 Producción estimada para PN y WO Exploración (m³/día)

³⁹ Fuente: Tecpetrol

1.5.3 Producción total estimada (Escenario Base)

Sumando entonces la estimación de la producción de la continuidad de operaciones (CO), los pozos nuevos y work overs de desarrollo (PN y WO Desarrollo), y los pozos nuevos y work overs exploratorios (PN y WO Exploración); podemos armar la siguiente curva de producción estimada.

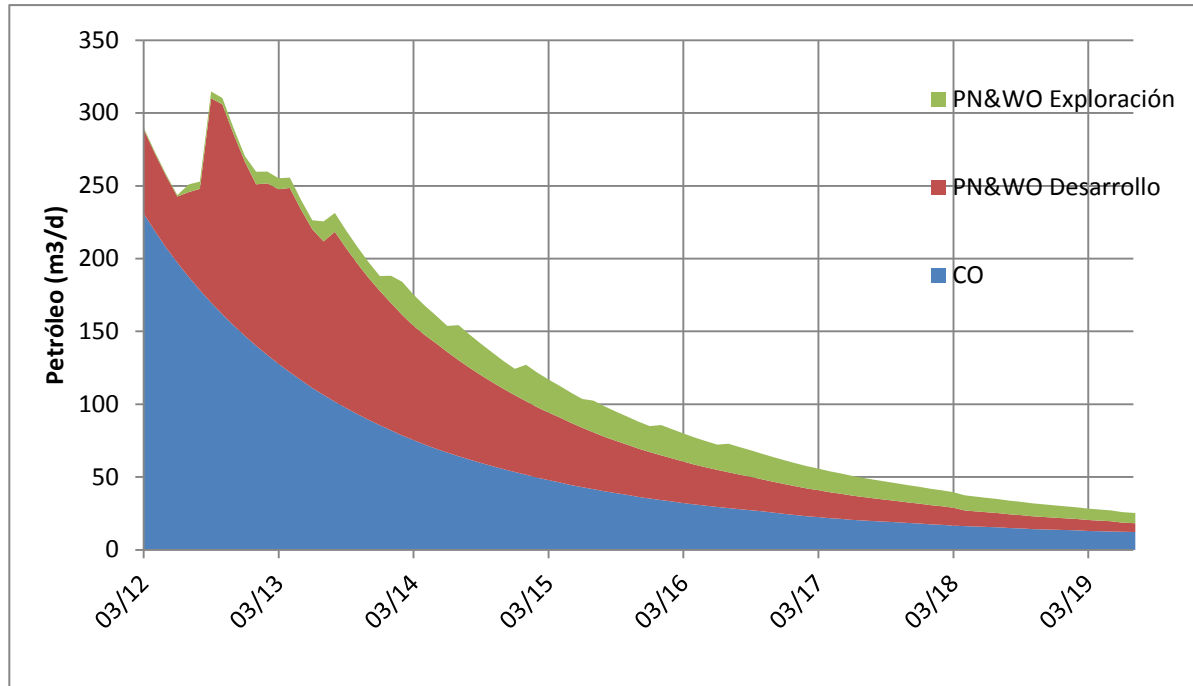


Figura 1.30 Producción estimada - Escenario Base (EB)

Consideraremos a este el escenario base (EB) dado que está pronosticado en función de parámetros conservadores donde se “riskea” la producción estimada a un valor que podría ser considerado muy bajo debido a que se cuenta con cada vez mayor experiencia en el área y, por ende, mayor avance en la curva de aprendizaje.

1.5.4 Producción total estimada (Escenario Favorable)

En la industria petrolera, las estimaciones de producción son muy difíciles de realizar debido a que muchas veces se cae en la necesidad de estimar los rendimientos de pozos que atacaran formaciones desconocidas y para las cuales no se conoce los caudales y que tipo de declinación se obtendrá. Es por ello que generalmente los pronósticos suelen ser conservadores y estiman una declinación muy fuerte y caudales entrantes muy bajos.

Teniendo en cuenta esto, nos vemos en la necesidad de considerar un escenario favorable de producción estimada que conformaremos aplicando dos efectos a la estimación:

- Reducción del factor de declinación de pozos

- Aumento de caudales para pozos entrantes

Obtenemos así la siguiente curva de producción optimista:

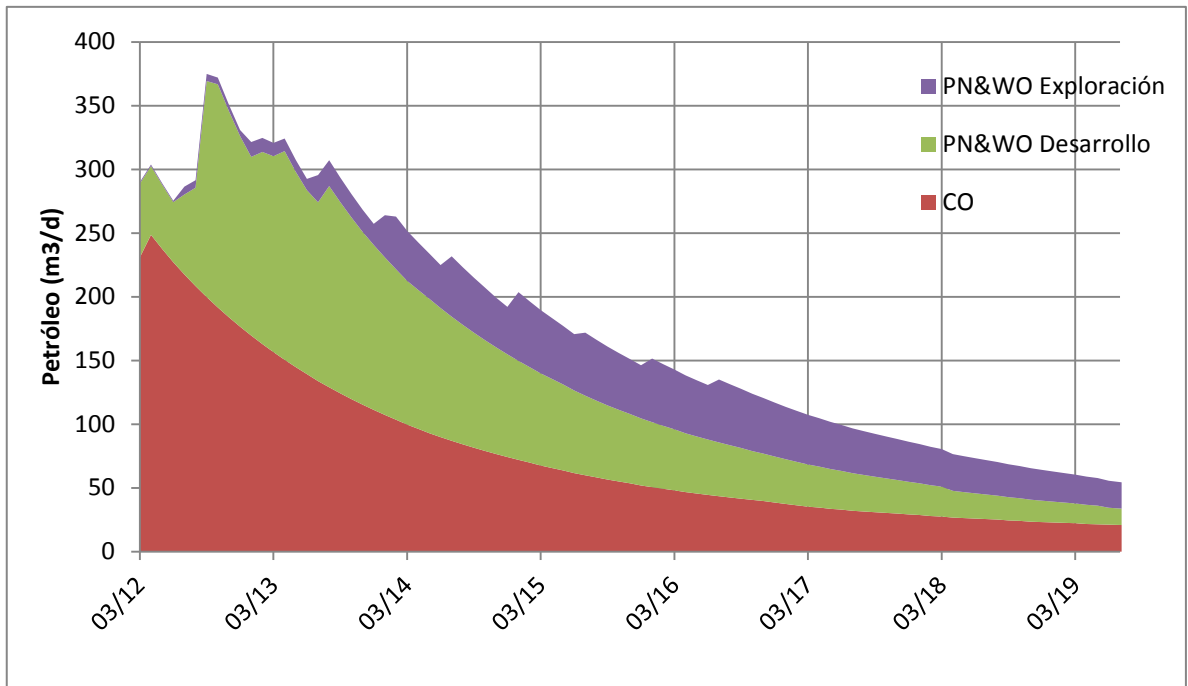


Figura 1.31 Producción estimada - Escenario Favorable (EF)

2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA

2.1 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL SECTOR PROPUESTO PARA LA TRAZA DEL OLEODUCTO

2.1.1 Introducción

El área de Los Bastos se encuentra dentro de la denominada Cuenca Neuquina que comprende la región oriental de la provincia del Neuquén, el sector noroccidental de la provincia de Río Negro y, en su ángulo nordeste, un pequeño sector de la provincia de La Pampa (Figuras 2.1 y 2.2).



Figura 2.1: mapa de ubicación de la Cuenca Neuquina⁴⁰

⁴⁰ Fuente: Mapas IHS

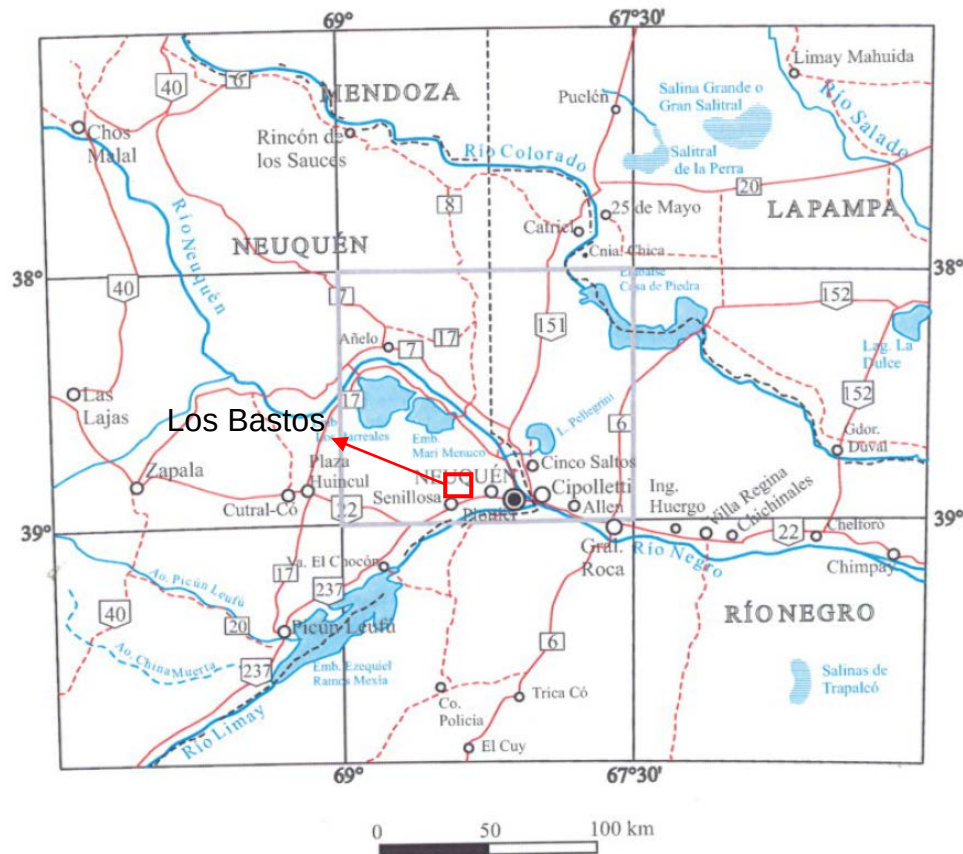


Figura 2.2: mapa de ubicación del Yacimiento Los Bastos en la Cuenca Neuquina⁴¹

Las unidades sedimentarias más antiguas aflorantes en esta zona corresponden a aquellas pertenecientes al Grupo Neuquén (Rodríguez *et al.* 2007). Su depositación ocurre con posterioridad a la discordancia intercretácica determinada por la Fase Miránica Principal del Ciclo Orogénico Patagónico (Rodríguez *et al.*, 2007).

El Grupo Neuquén está formado por los siguientes subgrupos:

- Grupo Río Limay (Turoniano Inferior), formado por las siguientes formaciones:
 - o Formación Candeleros
 - o Formación Huincul
 - o Formación Cerro Lisandro
- Grupo Río Neuquén (Turoniano Superior), formado por las siguientes formaciones:
 - o Formación Portezuelo

⁴¹ Tomado de Hoja Geológica 3969-II, Neuquén.

- o Formación Plottier
- Grupo Río Colorado (Campaniano Inferior), formado por las siguientes formaciones:
 - o Formación Bajo de la Carpa
 - o Formación Anacleto

Según los estudios de Rodríguez *et al.* (2007) puede inferirse que durante la depositación del Grupo Neuquén, el área de sedimentación sufría una subsidencia de tipo intermitente y de variable intensidad que controló el espacio de acomodación (Barredo y Stinco, 2010), lo que invariablemente dio lugar a cambios del nivel energético de los medios de transporte y con ellos a cambios de la granulometría del material aportado. Estos cambios se ven reflejados en los diferentes estilos de sedimentación fluvial reconocidos en las diferentes unidades que lo integran.

Con posterioridad la cuenca se vio sometida a un ingreso marino originado en el océano Atlántico evidenciado a través de los registros del Grupo Malargüe, que fue producida por una fuerte subsidencia regional durante Fase Huantráiquica (Rodríguez *et al.*, 2007).

Este grupo está formado por las siguientes formaciones:

- Formación Allen, con una primera fase de ambiente continental, una segunda de ambientes litorales de baja energía y una sección superior de ambientes supramareales en condiciones de extrema aridez (Rodríguez *et al.*, 2007)
- Formación Jagüel, de edad maastrichtiana-daniana y un ambiente marino de plataforma interna, de moderada profundidad y buena aireación (Rodríguez *et al.*, 2007)
- Formación Roca, correspondiente a un paleoambiente marino con aguas someras de plataforma interna restringida (Rodríguez *et al.*, 2007)
- Formación El Carrizo, de depositación en condiciones netamente continentales (Rodríguez *et al.*, 2007)

A principios del Cenozoico, tanto el Grupo Neuquén como el Grupo Malargüe fueron plegados y ascendidos como resultado de esfuerzos compresivos asociados a la Fase Incaica del Ciclo Orogénico Andino (36 Ma), siguiendo luego un proceso de erosión subaérea que determinó la instauración de una incipiente red de drenaje (Rodríguez *et al.*, 2007). En relación con el actual valle del río Colorado, se produjo la depositación de las sedimentitas marinas y continentales de la Formación Vaca Mahuida (Rodríguez *et al.*, 2007).

En el ámbito del valle del río Negro y hacia el oeste, se registran sedimentitas epi- y piroclásticas, referidas a la Formación Chinchinales. Durante la depositación de esta unidad predominó un paleoclima de carácter continental de tipo sub-tropical (Rodríguez *et al.*, 2007).

En discordancia erosiva sobre la Formación Vaca Mahuida y sobre términos del Grupo Malargüe se apoya la Formación Barranca de los Loros. Esta unidad está integrada por depósitos finos de sistemas fluviales de escaso gradiente y se le asigna una edad Friasense (Rodríguez *et al.*, 2007). La Formación El Palo sucede en discordancia a la unidad anterior y se la asigna al Plioceno (Rodríguez *et al.*, 2007). Esta formación corresponde a un ambiente continental fluvial (Rodríguez *et al.*, 2007).

La Fase Quéchuica, que representa el clímax orogénico del Ciclo Ándico, dio lugar a la reactivación de estructuras extensionales previas y al ascenso Dorso de los Chihuidos e inversión tectónica en los principales ejes estructurales del subsuelo (Rodríguez *et al.*, 2007). En el área extraandina, los efectos se reducen a un estilo estructural caracterizado por un plegamiento de gran longitud de onda de los estratos del Grupo Neuquén y discordancias erosivas en las acumulaciones sedimentarias neógenas (Rodríguez *et al.*, 2007). Todo este conjunto se elevó paulatinamente a fines del Plioceno y principios del Pleistoceno como consecuencia de la Fase Diaguitica; concomitantemente la instalación de sistemas fluviales propiciaron eventos agradacionales potentes representados por la Formación Bayo Mesa (Rodríguez *et al.*, 2007).

Durante el Pleistoceno continuaron originándose importantes episodios de erosión y acumulación que llevaron paulatinamente al modelado de la actual morfología y red de drenaje. Durante el Holoceno, completan el cuadro estratigráfico los depósitos de bajos y lagunas, los eólicos y fluviales (Rodríguez *et al.*, 2007).

2.1.2 Geología del área

2.1.2.1 Descripción del área

El área de Los Bastos se encuentra ubicado en la Provincia del Neuquén a unos 60 km al oeste de la ciudad de Neuquén. El acceso al área se realiza a través de un camino de tierra consolidado de unos 40 km que parte desde la entrada de la localidad de Senillosa (al sureste del yacimiento), ubicada sobre la Ruta Nacional 22.

La Provincia del Neuquén se encuentra relativamente alejada de la costa atlántica y aislada del Pacífico por los Andes. Esto, combinado con el generalmente predominante flujo del Oeste, hace que esta provincia presente

el mayor grado de continentalidad de la Patagonia, es decir amplio rango diurno y anual de la temperatura.⁴² En la zona de Los Bastos, la temperatura media anual es de aproximadamente 14°C. Durante Diciembre y Enero, la temperatura media es de unos 24°C; mientras que en Julio, la temperatura media es de 6°C.

Las precipitaciones en la zona son escasas (cercanas a los 200 mm/año), lo cual determina la aridez de la zona. Las precipitaciones no presentan un ciclo anual definido, variando de un año a otro. En este sentido, el área está dentro de la región de transición entre el régimen de precipitación estival del Oeste subtropical argentino y el de dominancia otoño–invernal de las latitudes más altas.⁴³

Los ríos más importantes de la zona son el Neuquén y el Limay que confluyen en la ciudad de Neuquén formando el Río Negro, que vuelca sus aguas en el Océano Atlántico. La zona cuenta además con arroyos pequeños, que se encuentran en casi la totalidad del año secos, que evacúan el agua de las precipitaciones.

2.1.2.2 Descripción de las rocas

Formación Huincul

Esta unidad fue reconocida por Keidel (en Wichmann, 1927). Su localidad tipo está en las inmediaciones de Plaza Huincul donde se encuentran los afloramientos de areniscas amarillentas resistentes que la caracterizan. Entre las referencias más importantes relativas a esta formación, cabe citar a Roll (1939, 1941), Herrero Ducloux (1946), Di Paola y Marchese (1971), Digregorio (1972), Cazau y Uliana (1973), Ramos (1981) y Leanza y Hugo (1997, 2001).

La Formación Huincul se caracteriza por un conjunto de areniscas de colores claros, que varían del gris al amarillento, bien consolidadas, en estratos gruesos (Rodríguez *et al.*, 2007). Las areniscas son en general de grano medio a grueso y muy micáceas. Ardolino *et al.* (1996) caracterizaron a estas areniscas como de baja madurez composicional y textural.

El ambiente de depositación de la Formación Huincul fue netamente fluvial (Rodríguez *et al.*, 2007). Garrido (2000), propuso dos modelos paleoambientales para las formaciones Candeleros y Huincul en su conjunto: sistema fluvial de tipo entrelazado gravo-arenoso, reconocible en general en afloramientos más occidentales y en las vecindades de la Dorsal de Huincul y,

⁴² Fuente: <http://www.mineria.gov.ar/estudios/irn/neuquen/n-2.asp>

⁴³ Fuente: <http://www.mineria.gov.ar/estudios/irn/neuquen/n-2.asp>

sistema fluvial entrelazado arenoso con desarrollo de macroformas de tipo *sand flat* y barras linguoides, de menor energía que el anterior.

Formación Cerro Lisandro

Esta unidad tiene su localidad tipo en el Cerro Lisandro, situado al norte de la ruta 22, 5km al noroeste de Senillosa. La denominación fue introducida por Herrero Ducloux (en Fossa Mancini et al., 1938). Con posterioridad, Herrero Ducloux (1939, 1946, 1947) y Roll (1939, 1941) describieron y definieron la unidad, en tanto que Di Paola y Marchese (1970), Marchese (1971), Di Gregorio (1972), Cazau y Uliana (1973), Ramos (1981), Danderfer y Vera (1992), Ardolino et al. (1996), Leanza y Hugo (1997, 2001) y Garrido (2000) se ocuparon de aspectos estratigráficos, litológicos y genéticos de la misma. Más recientemente, Giusiano y Pettinari (1999) abordaron aspectos geológicos y mineralógicos de la Formación Cerro Lisandro.

Los afloramientos de la Formación Cerro Lisandro son algo más amplios y están situados hacia el este con respecto a los asomos de la Formación Huincul.

La Formación Cerro Lisandro se compone esencialmente de fangolitas macizas de color rojo ladrillo, con intercalaciones de niveles arenosos grises a amarillentos en la secuencia. Las fangolitas son micáceas, con minerales de arcillas moderadamente expansibles, en tanto que las areniscas son cuarzosas en su composición (Cazau y Uliana, 1973).

El predominio de fangolitas en los depósitos de la Formación Cerro Lisandro sugiere un ambiente fluvial de baja energía; las intercalaciones arenosas reflejan la acción esporádica de corrientes más fuertes, que hacia el techo de la unidad adquieren mayor relevancia (Rodríguez *et al.*, 2007). El contenido paleontológico refleja condiciones húmedas, en ambientes de lagunas o pantanos, bajo clima cálido (Leanza y Hugo, 2001).

Formación Portezuelo

La Formación Portezuelo fue originalmente establecida por Keidel (en Wichmann, 1927); el nombre deriva de la sierra del Portezuelo, situada unos 20 km al oeste de la ciudad de Plaza Huincul, donde se estableció el perfil tipo. Los principales antecedentes sobre esta unidad son los trabajos clásicos de Roll (1939, 1941) y Herrero Ducloux (1946), así como los de Cazau y Uliana (1973) y Ramos (1981).

Los afloramientos de la Formación Portezuelo en la Cuenca Neuquina son extensos y distintivos. Se encuentran formando una orla continua en las elevaciones situadas al norte de la ruta 22, particularmente en los cerros Challacó y Senillosa; se prolongan hacia el oeste constituyendo el cuerpo

principal de la Barda Gonzalez, y hacia el norte se manifiestan en el flanco occidental de la sierra Barrosa.

La Formación Portezuelo está constituida mayoritariamente por areniscas amarillentas, grises y castaño rojizas, con intercalaciones de poco espesor de fangolitas de color rojo ladrillo claro. Las areniscas son coherentes y forman resaltos y relieves positivos en el paisaje (Rodríguez *et al.*, 2007).

Se compone de depósitos de origen fluvial, con dominio de litologías psamíticas en el sector oriental de la cuenca y mayor proporción de pelitas hacia el oeste, en posiciones más centrales (Cazau y Uliana, 1973). La instalación de un sistema fluvial con estas características señala un rejuvenecimiento del sector oriental, donde se desarrolló una amplia bajada en cuya parte distal se depositaban las facies pelíticas en una extensa llanura aluvial (Ramos, 1981). Por su parte, Danderfer y Vera (1992) interpretaron el ambiente como un sistema fluvial anastomosado, que grada progresivamente a sedimentos de llanura aluvial.

Formación Bajo de la Carpa

Esta unidad fue denominada y definida por Herrero Ducloux (1939). En los años subsiguientes, el mismo autor (1946,1947) y Roll (1939,1941) abordaron el tema en diversos trabajos. De Ferrariís (1968), Cazau y Uliana (1973) y Uliana (1979) la trataron como miembro, y finalmente Ramos (1981) la elevó al rango de Formación. Otras referencias que aluden con detalle a esta unidad se deben a Bonaparte (1991), Danderfer y Vera (1992) y Garrido (2000).

Esta formación está ampliamente distribuida en el sector occidental de la Cuenca. Se observa en la Sierra Barrosa y en los cerros Challacó y Senillosa. A partir de este último, se la observa en forma continua hacia el norte, hasta la margen sur del lago Mari Menuco. Bajo o Aguada de la Carpa, la localidad tipo, está contenida en esta franja.

Se compone de areniscas rojizas, castaño amarillentas y grisáceas en estratos tabulares o lenticulares muy extendidos, gruesos y muy resistentes. Composicionalmente, son cuarzo-líticas, pobremente seleccionadas, con matriz arcillosa; el tamaño de grano es mediano a grueso, con algunos niveles sabulíticos a conglomerádicos y frecuentes intraclastos pelíticos.

Depósitos que cubren pedimentos con niveles de base locales

Uliana (1979), colocó estos depósitos dentro de la Formación Lomas Coloradas y la definió como “un conjunto de arenas conglomerádicas, subconsolidadas, dispuestas sobre las pendientes que constituyen el flanco de las mesetas”.

La Formación Lomas Coloradas adoptan la forma de mantos de espesor variable, hasta 12 metros según Uliana (1979), constituidos por areniscas

limosas rosado blanquecinas, con lentes de conglomerado polimítico gris, con clastos redondeados de tamaño variable.

2.1.2.3 Estructuras Geológicas

La Cuenca Neuquina se caracteriza por afloramientos de unidades continentales cretácicas, algunos remanentes de las sedimentitas cretácico – palógenas, correspondientes a la última ingesión marina registrada en la cuenca, y depósitos cenozoicos de escaso espesor. cuyo depocentro principal se encuentra en la región de Añelo (Ramos, 1999). No obstante, en el subsuelo se reconocen unidades del Triásico, del Jurásico y del Cretácico inferior, la mayoría preservadas en facies de borde de cuenca (Rodríguez *et al.*, 2007).

La deformación compresiva está controlada por el basamento y se manifiesta como un plegamiento muy suave generado por inversión tectónica de sistemas extensionales del Mesozoico inferior y que tuvo lugar en sucesivos pulsos durante el Jurásico y Cretácico (Vergani *et al.*, 1995; Ramos, 1999). Este estilo estructural determinó la configuración de las estructuras principales que fueron reactivadas durante la orogenia Ándica (Vergani *et al.*, 1995; Ramos, 1999). Por lo general, muestran escasa o nula expresión en superficie. En la región suroccidental se encuentra la Dorsal de Huincul, como una de las estructuras más importantes.

En la Cuenca Neuquina pueden, en líneas generales, diferenciarse dos sectores con distinto grado de deformación delimitados por una línea aproximadamente N – S que estaría definida por Barreales Colorados – sierra Blanca – valle del río Neuquén (Rodríguez *et al.*, 2007). Al oeste de dicha línea (donde se encuentra Los Bastos) (Figura 2.3), se localizan las exposiciones del Grupo Neuquén, con una disposición homoclinal con valores bajos de inclinación y rumbo general N-NE; localmente se distinguen pliegues suaves y fallas de pequeño rechazo.

La existencia de fracturas menores con rumbo E – O y NO – SE fue mencionada por Herrero Ducloux (1946) en la zona.

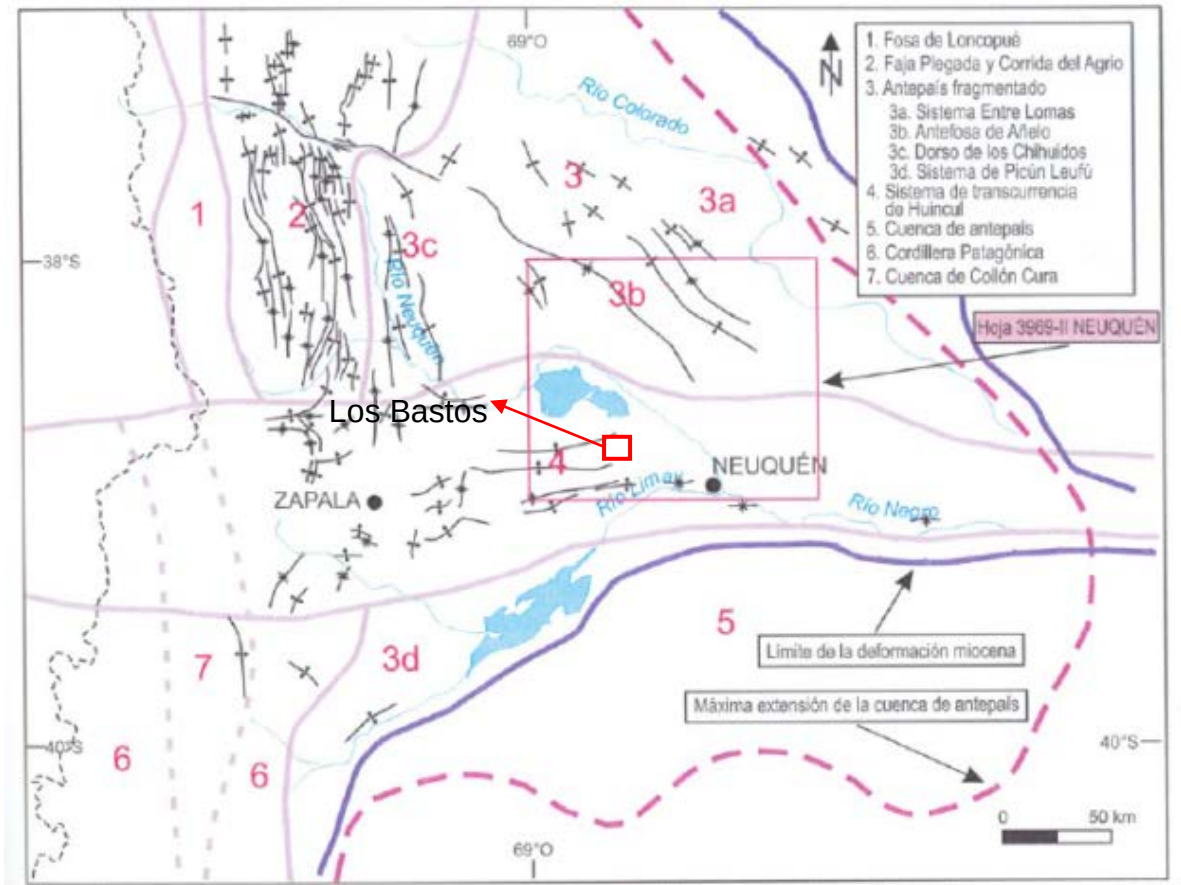


Figura 2.3: unidades morfoestructurales de la cuenca Neuquina⁴⁴

2.1.3 Caracterización Geológica del área de la traza

A lo largo del área de la traza en estudio, se observan arroyos efímeros que atraviesan o pasan cerca a la misma (Figura 2.4). Si bien los mismos en la mayor parte del año no presentan caudal de agua circulante, pueden tenerlo en los días de lluvias fuertes. Uno de estos arroyos cruza la traza en el punto 38° 55' 17,70"S y 68° 42' 41,38"O (Punto 14 de la Figura 2.4). Se pueden observar también arroyos que cruzan de Este a Oeste en el punto 38° 55' 01,12"S y 68° 42' 41, 83"O (Punto 13).

Se pueden apreciar también arroyos de mayor magnitud y caudal como el que cruza la traza en el punto 38° 55' 31,11"S y 68° 42' 40,9"O (Punto 15 de la Figura 2.4). El mismo circula de Este a Oeste y tiene su cabecera en el colector que se puede notar cercano al punto 38° 55' 29,16"S y 68° 42' 27,73"O (Punto 16). Otro arroyo visible es el que se encuentra cercano a la traza propuesta en el punto 38° 55' 42,35"S y 68° 42' 40,78"O (Punto 17 de la Figura 2.4) con dirección Norte-Sur.

⁴⁴ Tomado de Hoja Geológica 3969-II, Neuquén.

Otros arroyos a tener en cuenta cruzan la traza en los puntos 38°51'44.52"S y 68°42'54.32"O (Punto 2 de la Figura 2.4), 38°51'53.03"S y 68°42'53.59"O (Punto 3 de la Figura 2.4), 38°52'12.32"S y 68°42'52.36"O (Punto 4 de la Figura 2.4), 38°52'47.70"S y 68°42'50.21"O (Punto 5 de la Figura 2.4), 38°53'5.38"S y 68°42'49.81"O (Punto 6 de la Figura 2.4), 38°53'15.37"S y 68°42'48.55"O (Punto 7) de la Figura 2.4, 38°53'37.44"S y 68°42'47.10"O (Punto 8 de la Figura 2.4), 38°53'48.10"S y 68°42'46.60"O (Punto 8 de la Figura 2.4), 38°54'7.35"S y 68°42'45.71"O (Punto 10 de la Figura 2.4), 38°54'27.64"S y 68°42'44.91"O (Punto 11 de la Figura 2.4), 38°54'40.24"S y 68°42'43.72"O (Punto 12 de la Figura 2.4).

En el punto 38° 56' 32,08"S y 68° 42' 39,63"O (Punto 19 de la Figura 2.4) se deberá cruzar un pequeño río. Para saltarlo, habría que incurrir en un tramo de ducto adicional importante y, por tratarse de un río de pequeña magnitud, se decide realizar la obra necesaria para que la traza pase por encima del mismo. En total se deberán cruzar: 1 río pequeño y 14 arroyos secos.

Al sur del punto 38° 55' 51, 31"S y 68° 42' 50, 25"O (Punto 18 de la Figura 2.4) se puede observar en la vegetación arbustiva (que indica presencia de agua), que los arroyos se desprenden del troncal hacia el SE.

En general, no se presentan rasgos geomórficos que tengan gran incidencia en la traza, sin embargo se deberán tener en cuenta acorde la normativa vigente y para evitar corrosión en los ductos.

A la salida de la Planta Los Bastos, se puede apreciar una barda con una altura de más de 10 metros que deberá ser saltada por donde sea más suave la pendiente. Por ello, se desvía el oleoducto hacia el este en este primer tramo de forma de evitar un salto de gran pendiente (Punto 1 de la Figura 2.4).

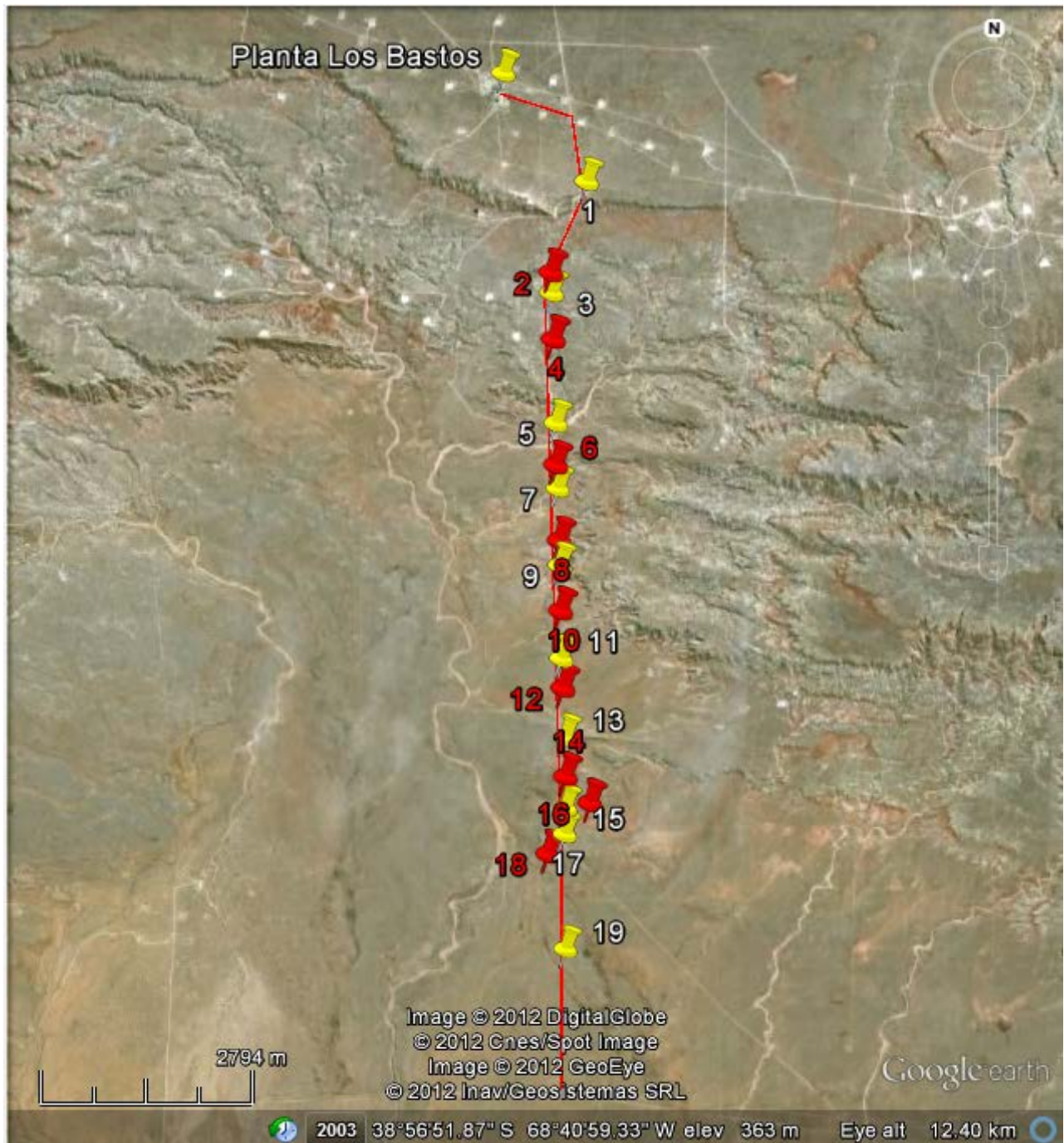


Figura 2.4: imagen satelital del área y traza del ducto⁴⁵

2.2 PRINCIPIOS FÍSICOS EN EL FUNCIONAMIENTO DE OLEODUCTOS

2.2.1 Introducción

El funcionamiento de un oleoducto puede parecer simple a primera vista: se bombea crudo desde una punta y se retira desde la otra. Sin embargo, el

⁴⁵ Nota: Los puntos se marcan en distinto color únicamente para que puedan ser diferenciados con mayor facilidad

diseño e instalación de ductos involucra ciertos cálculos y consideraciones que pueden volverse muy complejos y, por ende, estudiaremos a continuación.

En primer lugar, es la presión la que mueve los fluidos dentro de un ducto. Esta presión es el resultado de la energía que se le introduce al fluido por medio de bombas o la gravedad. En un ducto sin flujo, la presión será uniforme a lo largo de todo el ducto excepto cuando se tiene diferencias de altura. Estas diferencias de altura, provocan un incremento de la presión en los puntos más bajos del sistema debido a la fuerza que la columna de fluido del resto del ducto ejerce sobre estos puntos. Sin embargo, cuando hay flujo en el ducto se tendrá una caída adicional en la presión a medida que se avanza aguas abajo. Esta caída se debe a la fricción que ocurre entre el fluido y las paredes del ducto, así como también de la fricción interna del fluido. Esta fricción transforma la energía del fluido, en forma de presión, en calor.

La cantidad de energía que se transformará dependerá de varios factores:⁴⁶

- Viscosidad
- Densidad
- Velocidad de flujo (que, a su vez, es función del diámetro del tubo y del caudal)
- Rugosidad de la pared del tubo
- Tipo de flujo

2.2.2 Tipo de flujo

El tipo de flujo puede ser laminar, de transición o turbulento.

En un flujo laminar, las moléculas se moverán a través de una línea recta. La velocidad será máxima en el centro del ducto y mínima (cero, en teoría) en las paredes del mismo. En la siguiente figura se puede ver un esquema del flujo laminar.

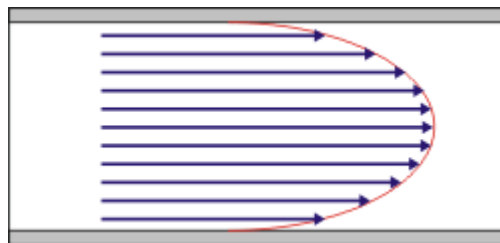


Figura 2.5 Esquema de flujo laminar

⁴⁶ Fuente: Libro Oil and Gas Pipelines, Meisler

En un flujo turbulento, las moléculas se mueven en todas las direcciones rebotando contra las paredes y entre ellas mismas en una dinámica difícil de modelar. En el gráfico siguiente, se puede observar un esquema del flujo turbulento.

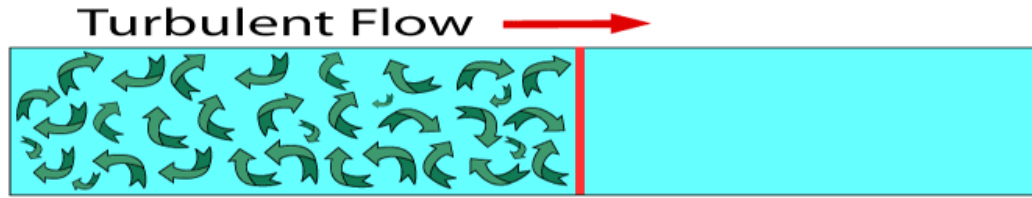


Figura 2.6 Esquema de flujo turbulento

La forma de determinar si un flujo es turbulento, laminar o de transición (intermedio entre ambos) es mediante el denominado “Número de Reynolds”. Este valor es un número adimensional que se calcula con la siguiente fórmula:

$$Re = \frac{\rho * v_s * D}{\mu} \quad (2.1)$$

Dónde:

ρ : densidad del fluido

v_s : velocidad característica del fluido

D : diámetro de la tubería

μ : viscosidad dinámica del fluido

Según los autores:⁴⁷

- Si $Re > 4000$, el flujo será turbulento
- Si $Re < 2000$, el flujo será laminar
- Si $Re > 2000$ y $Re < 4000$, el flujo será de transición

Normalmente, los flujos en ductos son de tipo turbulento.⁴⁸

2.2.3 La ecuación de Bernoulli y la Primera Ley de la Termodinámica

El principio de Bernoulli expresaba que:

$$\text{Presión Estática} + \text{Presión Dinámica} = \text{Constante}$$

La presión estática es lo que comúnmente se conoce como presión del fluido y la presión dinámica representa la energía cinética del fluido debida su movimiento. Bernoulli encontró que cuando disminuía el diámetro de un tubo con flujo, se reducía también la presión pero, por la ecuación de conservación

⁴⁷ Autores como Meisner y otros coinciden en esta definición

⁴⁸ Fuente: Libro Oil and Gas Pipelines, Meisner

de masa, aumentaba la velocidad. Es decir, aumentaba la Presión Dinámica a la vez que se reducía la Presión Estática.

Aplicando el Principio de Conservación de la Energía (Primer Ley de la Termodinámica) para una línea de flujo se puede obtener la siguiente ecuación:

$$h + \frac{v^2}{2g} + \frac{P}{\rho g} = Cte \quad (2.2)$$

dónde:

h: altura del fluido

v: velocidad del fluido

g: aceleración de la gravedad

P: Presión del fluido

ρ : Densidad del fluido

Esta ecuación aplica para flujos ideales en condiciones ideales. Si se agregan las pérdidas debido a la fricción se tendrá:

$$h_1 + \frac{v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} = h_2 + \frac{v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + \text{pérdidas} \quad (2.3)$$

2.2.4 Pérdidas debidas a la fricción

Suponiendo que la densidad se mantendrá constante por tratarse de un fluido incompresible, se puede aplicar la ecuación de Darcy-Weisbach para el cálculo de las pérdidas por fricción:

$$h_l = \frac{f_m L V^2}{2gD} \quad (2.4)$$

dónde:

h_l: altura de pérdidas

f_m: factor de fricción de Moody

L: Largo de la tubería

D: Diámetro de la tubería

El factor de Moody puede ser calculado por fórmulas empíricas o por el Diagrama de Moody (Ver gráfico a continuación):

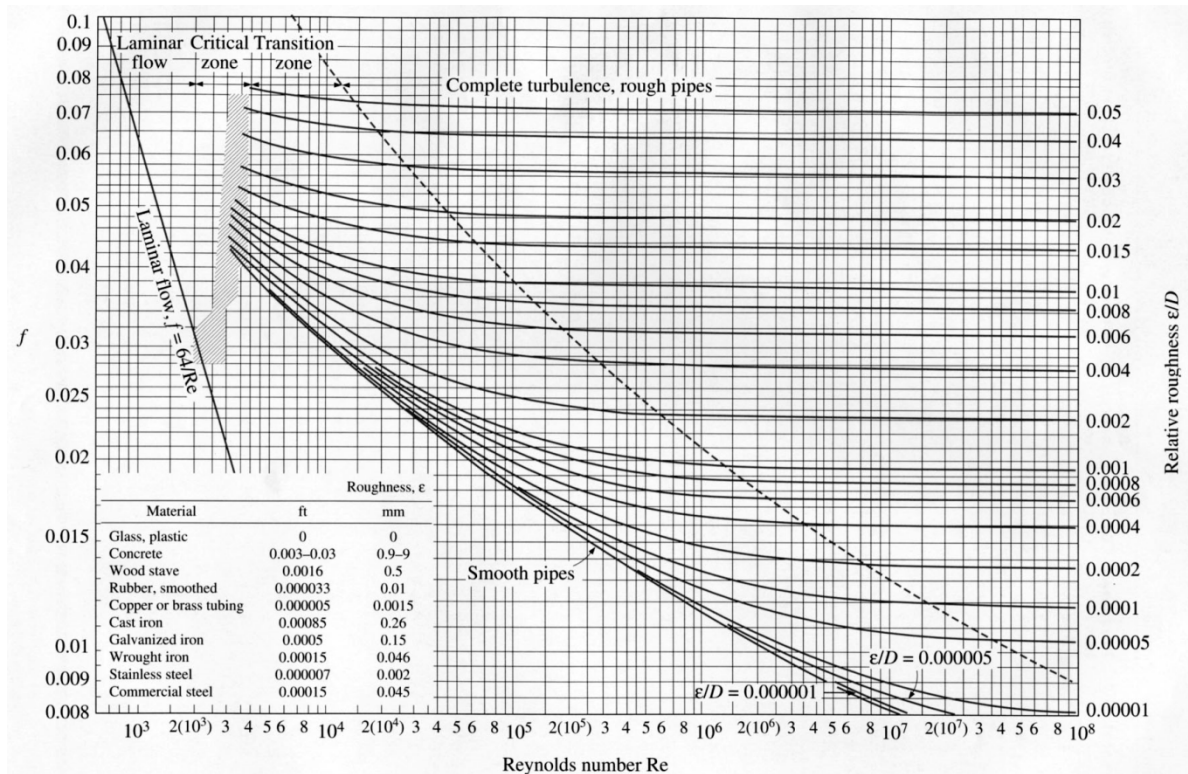


Figura 2.7 Diagrama de Moody⁴⁹

Como se puede apreciar en el gráfico, el factor de fricción depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa de la tubería. Esta rugosidad relativa es la rugosidad (ϵ) dividido por el diámetro de la tubería (D). A mayor rugosidad relativa y menor número de Reynolds, mayor factor de fricción.

Los accesorios y válvulas también generan una fricción adicional que se puede modelar en la ecuación de Darcy-Weisbach como una longitud equivalente.

2.3 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DE OLEODUCTOS

2.3.1 Espesor de pared y diámetro

Se puede calcular la tensión resultante en el ducto utilizando la fórmula de Barlow:

$$\sigma = \frac{D \cdot P}{2t} \quad (2.5)$$

dónde:

σ : Tensión en la pared

t : Espesor nominal

D : Diámetro exterior

⁴⁹ Fuente: <http://mecanicadefluidos.vacau.com/Tema3-1.html>

P: Presión interna

Si incluimos un factor de seguridad en la ecuación, tenemos que la Máxima Presión Admisible de Operación (MAPO) será igual a:

$$MAPO = \frac{2t}{D} * \sigma * Z * E \quad (2.6)$$

dónde:

Z: Factor de diseño

σ : Máxima tensión admisible del material

E: Factor de soldadura

Así, cuanto mayor sea el grado del material (tensión admisible) y el espesor, mayor será la MAPO del ducto. Nótese que al aumentar el diámetro de la tubería se tendrá un MAPO menor. Sin embargo, cuanto mayor sea el diámetro, menor velocidad tendrá el fluido resultando en menores pérdidas (recordemos que son proporcionales a la velocidad al cuadrado); esto se traduce en una menor presión inicial necesaria y un menor costo de operación.

Se debe iterar para encontrar la combinación de grado de material, espesor y diámetro que resulten en la opción más económica teniendo en cuenta tanto la inversión como los costos de operación.

2.3.2 Bombas

El estándar de la industria para oleoductos de petróleo crudo son las bombas centrífugas.⁵⁰ El caudal de trabajo de una bomba centrífuga es función de la presión y da lugar a las curvas de bomba.

Un sistema de ducto con bomba funcionará en un cierto punto de presión y caudal que es el punto de equilibrio dinámico. En él, se equilibran la fuerza que entrega la bomba con las pérdidas por fricción y las diferencias de altura del ducto. Éstas son función de la velocidad, es decir, del caudal. Esto da lugar a las denominadas curvas del sistema. En la siguiente figura, se puede observar un ejemplo de curva de bomba y de sistema con su correspondiente punto de funcionamiento.

⁵⁰ Fuente: Libro Oil and Gas Pipelines, Meisner.

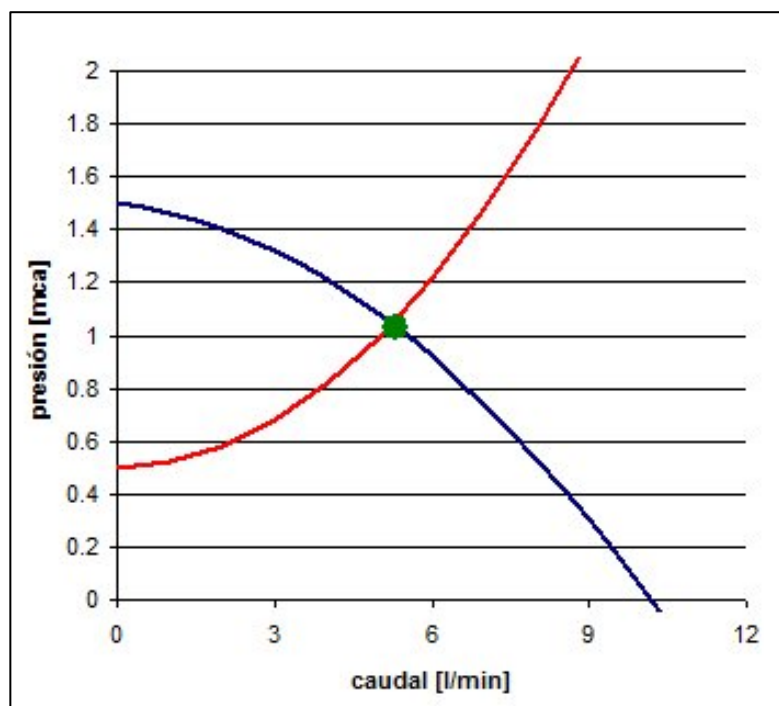


Figura 2.8 Ejemplo de curva de bomba (en azul) y curva de sistema (en rojo). Se puede observar el punto de funcionamiento (en verde)⁵¹

Normalmente, se tiene más de una bomba en paralelo para dar flexibilidad operativa y poder definir los caudales que se bombearán. De esta forma, es posible poner en funcionamiento las bombas que sean necesarias para lograr el caudal deseado. También es posible incluir variadores de frecuencia que varían la curva de la bomba.

Se debe tener en cuenta el ANPA (Altura Neta Positiva en la Aspiración) que es la diferencia entre la presión del punto de succión de la bomba y la presión de vapor del líquido. Las bombas especifican un ANPA mínimo para evitar el fenómeno conocido como cavitación.

2.3.3 Fuerza motriz

La fuente de energía mecánica para poner en funcionamiento la bomba puede ser tanto un motor eléctrico, una turbina o un motor de combustión interna. Se debe elegir la fuente de energía más conveniente en función de:

- El tipo de bomba a utilizar
- Energía necesaria (gas, gas-oil o electricidad):
 - o Confiabilidad
 - o Costo

⁵¹Fuente:<http://aquaesfera.org/panel/showthread.php/2374-Una-bomba-dos-bombas-tres-bombas...>

- o Disponibilidad
- Límites permisibles de emisiones y ruido

2.3.4 Estaciones de bombeo

La presión del ducto debe, en todo punto, ser mayor a la presión requerida para superar el desnivel y menor a la MAPO del ducto. Si esto no puede lograrse con una única bomba al inicio del ducto, se deben agregar estaciones de bombeo para volver a presurizar el ducto. Otra opción es aumentar el MAPO (aumentando la pared del ducto) o reducir las pérdidas por fricción (aumentando el diámetro del ducto). Esto puede verse más claro en el siguiente gráfico.

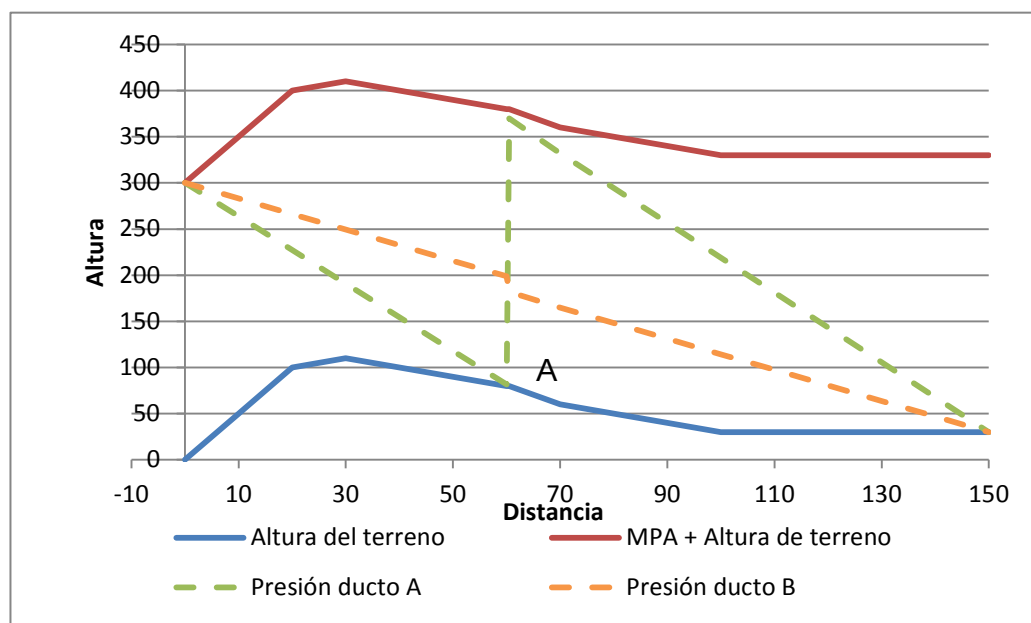


Figura 2.9 Ejemplo de presión del ducto, MAPO y perfil del terreno de un sistema para un ducto A y un ducto B (Este último de mayor diámetro pero igual MAPO). En el punto A es necesaria una estación de bombeo.⁵²

2.3.5 Trampas Scraper

Para poder realizar las operaciones de limpieza vistas con scraper vistas, se diseñan los oleoductos con trampas de lanzamiento y recepción de los Scrapers. A su vez, se diseñan válvulas que permiten redirigir el flujo hacia las trampas cuando se requiera.

A continuación vemos un ejemplo de trampas Scraper. Las dimensiones de la misma depende del Scraper a utilizar y el diámetro de la cañería.

⁵² Elaboración propia

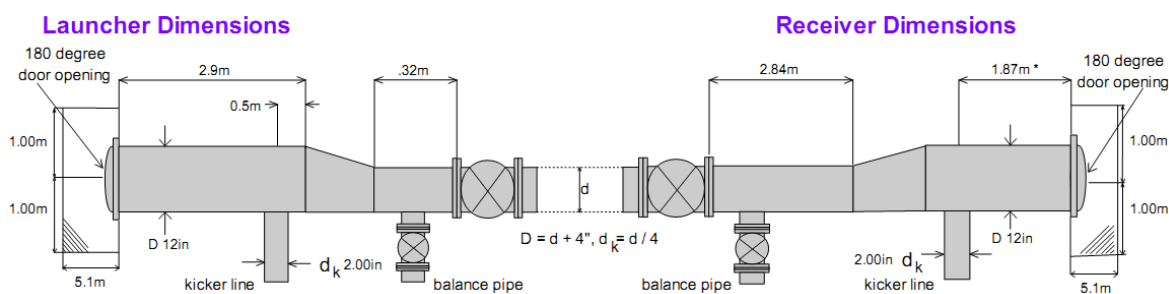


Figura 2.10 Ejemplo de trampa Scrapper para ducto de 8"⁵³

2.4 DISEÑO DEL DUCTO

2.4.1 Introducción

Teniendo en cuenta las consideraciones vistas anteriormente, procederemos al diseño del ducto con el objetivo principal de dimensionar los costos y tiempos en los que se incurrirá como así también determinar la factibilidad técnica.

La normativa vigente para el diseño ingenieril de los ductos es la Resolución 1460/2006 de la Secretaría de Energía. Ésta provee al lector de un reglamento técnico basado en la norma ASME B31.4 (Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids). Esta normativa regula las presiones máximas admisibles, la tapada mínima, las previsiones por corrosión, inspecciones necesarias, consideraciones en la construcción y demás temas inherentes a la ingeniería de la construcción de un ducto para transporte de líquidos.

2.4.2 Condiciones de Diseño

2.4.2.1 Densidad

A mayor densidad, mayor solicitado se encontrará el sistema debido a que la energía que se deberá entregar para alcanzar la misma altura de presión (Head), será mayor.

Teniendo en cuenta la densidad histórica de Los Bastos (Puede verse en la sección anterior), se diseñará el ducto para una densidad de 38 °API. Se considerará la posibilidad de que el crudo se vuelva ligeramente más pesado (hasta unos 33°API) como un riesgo a estudiar. Se fundamenta estudiar este riesgo debido a que es esperable que la densidad del crudo vaya aumentando a medida que pasa el tiempo debido a la evolución de los yacimientos explotados, si bien Los Bastos es un área con yacimientos maduros.

⁵³ PII Solutions DataSheet

2.4.2.2 Temperatura

Se tomará como temperatura del crudo transportado las históricas tanto para verano como para invierno. Éstas últimas son las que mayor sollicitación le aportan al sistema debido a que aumentan la densidad y la viscosidad del producto transportado.

2.4.2.3 Viscosidad

La viscosidad es una medida de la resistencia de un líquido a fluir. La viscosidad se mide en Poise que es definido como la fuerza necesaria para mover un centímetro cuadrado de área sobre una superficie paralela a la velocidad de 1 cm por segundo, con las superficies separadas por una película lubricante de 1 cm de espesor.⁵⁴ Debido a que los valores comunes de viscosidad de los fluidos se encuentran en el orden de las centésimas de Poise, generalmente se expresa la viscosidad en cP (centipoise). Por ejemplo, el agua tiene una viscosidad de alrededor de 1 cP.

La viscosidad varía inversamente con la temperatura del fluido por lo que generalmente se obtienen las denominadas “curvas de viscosidad” que definen los valores de densidad en función de la temperatura. A continuación podemos observar la curva de viscosidad del crudo de Los Bastos.

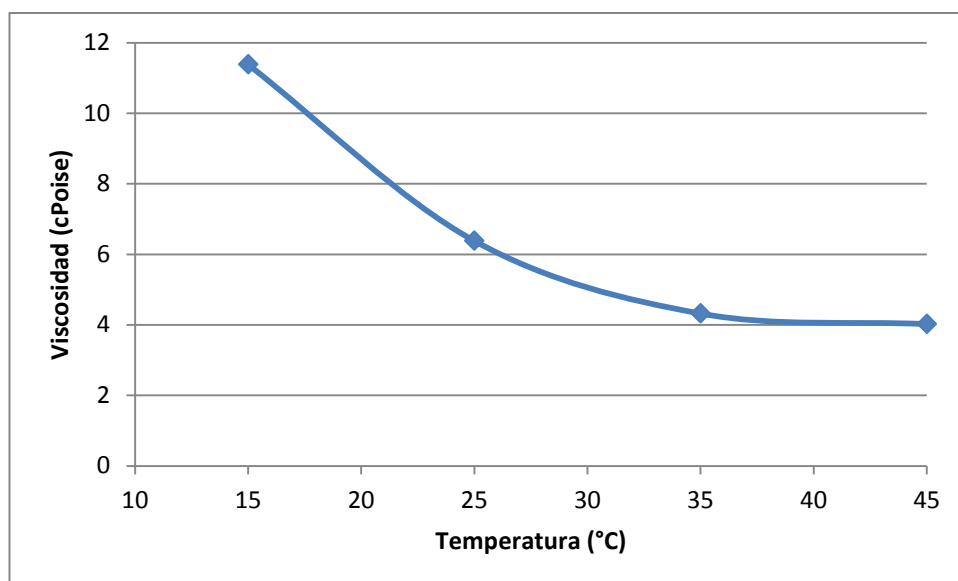


Figura 2.11 Curva de viscosidad del crudo Los Bastos⁵⁵

2.4.2.4 Corrosividad

Se conoce por experiencia que el crudo tratado (sin agua) de Los Bastos no es un crudo corrosivo. El contenido de sales es muy bajo (aproximadamente 15

⁵⁴ Fuente: <http://widman.biz/Seleccion/viscosidad.html>

⁵⁵ Curva obtenida a partir de un ensayo provisto por Tecpetrol

gr/m³) así como también el contenido de agua y sedimentos (menor al 0,3%) del crudo entregado. En función de esto se tomarán las previsiones por corrosión acorde a lo que la norma sugiere para crudos no corrosivos.

2.4.2.5 Tiempo de diseño

Se diseñará el ducto para un tiempo de vida útil de 20 años acorde a lo que se espera pueda durar el área en producción.

2.4.2.6 Material a utilizar

Se utilizarán tubos sin costura grado B API 5L (equivalente a ASTM A53 y A106). Estos tubos tienen un factor de soldadura de 1 (por no tener costura) y una tensión de fluencia mínima de 241 MPa. Afectado este valor por el factor de diseño (0,72 acorde a norma), tendremos una tensión máxima admisible de 174 MPa. La densidad de estos tubos es de 7850 kg/m³ aproximadamente.

Se hará uso de este material ya que es el utilizado en Tecpetrol y un estándar de industria para este tipo de ductos. Esto permite obtener tiempos de entrega más cortos y mejores precios. Además, se conocen las técnicas de instalación necesarias para no afectar la integridad del ducto por lo que se incurre en menores riesgos.

Como valor de rugosidad absoluta (ϵ) se tomará 0,046mm que es lo recomendado para aceros comerciales.⁵⁶

2.4.2.7 Caudal

En función de la producción estimada e histórica (Ver Sección 1.4), se considerarán en el análisis los siguientes caudales requeridos:

- Mínimo: 180 m³/día
- Normal: 300 m³/día
- Máximo: 500 m³/día

Siendo que estos caudales se logran bombeando 24 horas por día y que esto no es siempre posible debido a paradas por medición (cierres), mantenimiento, etc., se diseñará el ducto para un **caudal de 750 m³/día**. De esta forma, si se bombea durante 16 horas diarias, aún se podrá alcanzar el caudal máximo requerido.

⁵⁶ Valor recomendado por Frank M. White en su libro "Mecánica de Fluidos" 5ta edición, página 358

2.4.2.8 Presión de entrada al ducto troncal

La presión de entrada al ducto varía según el horario de operación en función de la operatoria de Oldelval. Para el diseño, tomaremos la presión máxima de entrada de 40 kgf/cm².

2.4.2.9 Factor de Diseño

Debido a que el petróleo crudo es un Fluido de categoría "A"⁵⁷ y se trata de una traza a través del campo (ruta general) el factor de diseño a adoptar será de 0,72. Para los 200 metros previos a la trampa de scraper y los 200 metros posteriores al lanzamiento de scraper se adoptará un factor de 0,5 acorde a la norma.

Para los 200 metros previos a cada cruce de ríos y arroyos (Ver Sección 2.1), se adoptará un factor de 0,6 acorde a la norma.

2.4.3 Bombas a utilizar

Se re-utilizarán las bombas que actualmente son utilizadas para despachar el crudo. Estas son dos bombas centrifugas multietapa tipo Centrilitf SERIE 513 GC 4100 de Baker Hughes conectadas en paralelo con motor de 60 HP. Las bombas cuentan con un total de 38 etapas. A continuación se puede observar la curva de las bombas indicada por el fabricante.

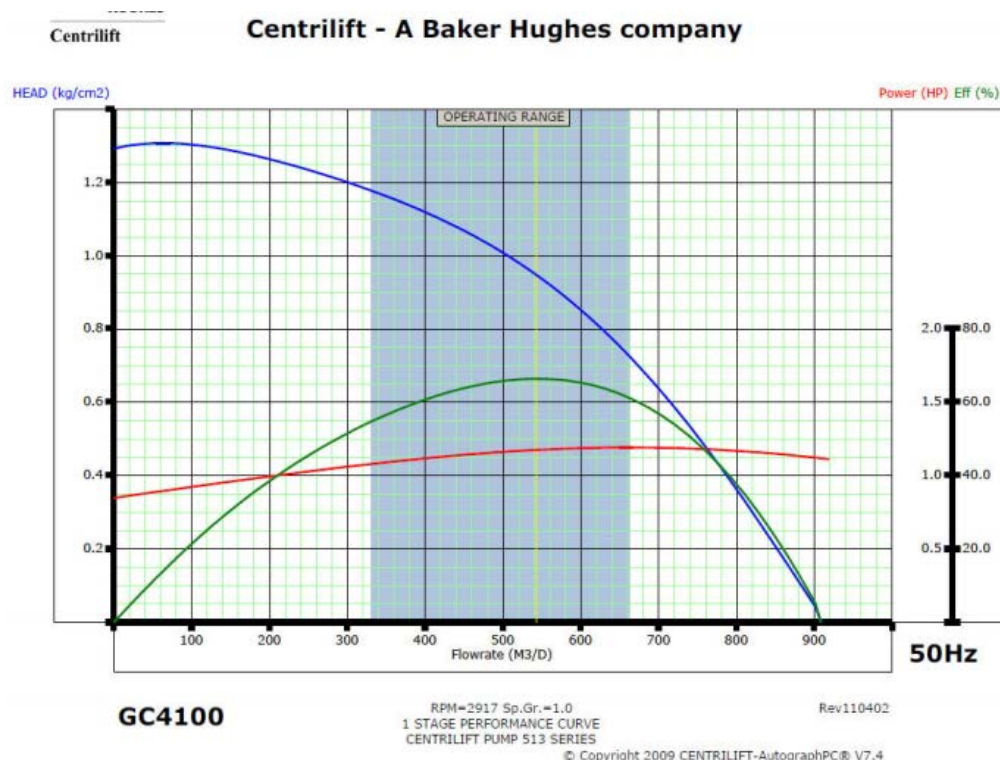


Figura 2.12 Curva de las bombas Centrilitf Series 513 GC 4100 por etapa a 50 Hz

⁵⁷ Resolución 1460/2006

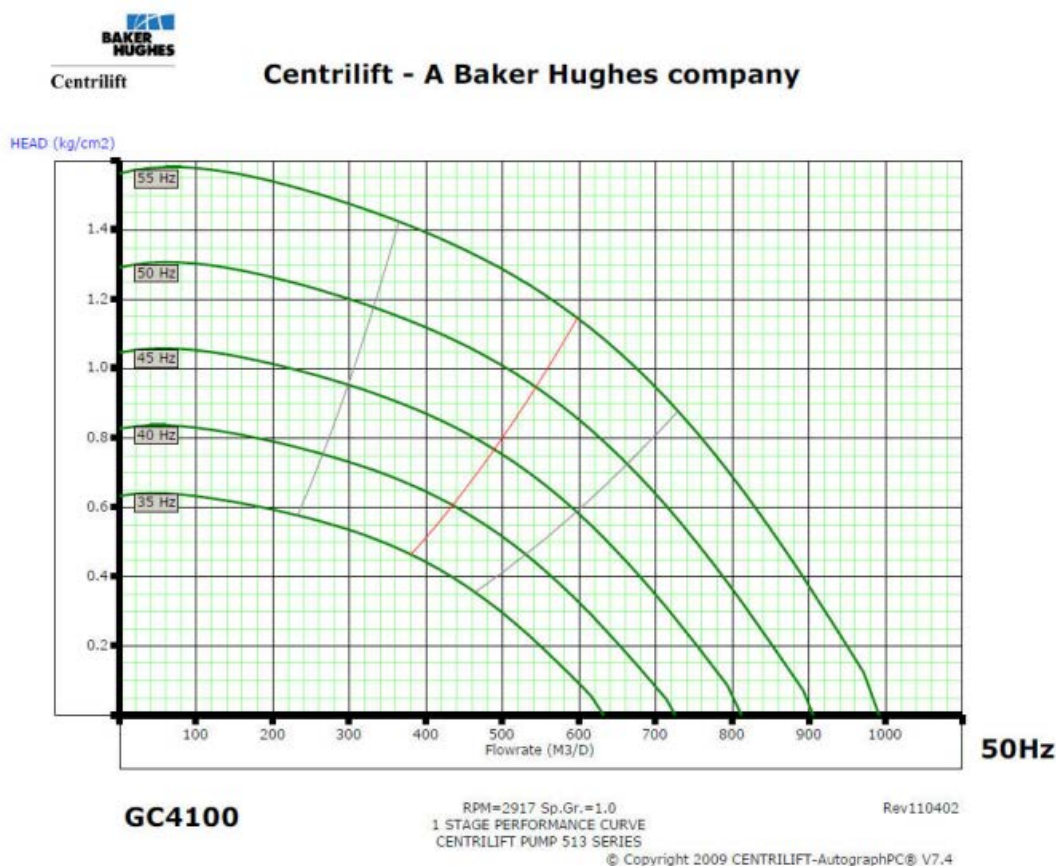


Figura 2.13 Curva de las bombas por etapa a diferentes frecuencias

Las bombas cuentan con variador de frecuencia y se tiene la flexibilidad operativa de utilizar una sola o ambas en paralelo. En caso de que una de las bombas se encuentre fuera de funcionamiento por mantenimiento o cualquier otro motivo, se podrá bombear con una sola de ellas a un caudal inferior. Esto lo analizaremos mas adelante.

2.4.4 Diseño de controles y alivio

2.4.4.1 Sistema de control

El sistema se diseñará para entregar un caudal constante mediante un lazo de control de flujo que actuará sobre el variador de frecuencia de las bombas de despacho. Este valor de caudal se acordará con Oldelval en función de los caudales horarios de operación del ducto troncal.

Adicionalmente el sistema contará con una válvula autoreguladora de presión que contra presionará la bomba de forma tal de asegurar condiciones operativas mínimas.

Se contará además con una segunda válvula autoreguladora de presión a la descarga de la unidad de medición que mantendrá empacada la línea. La operación de la válvula será tal que abrirá únicamente cuando se venza una

presión prefijada superior a la cabeza hidráulica que presentará la línea en condiciones de no flujo.

2.4.4.2 Sistema de protección

Los sistemas de protección se diseñan de forma tal de proteger la línea en caso de alta presión y consideran la cabeza hidráulica (Head) generada por la diferencia de nivel entre los extremos de la línea.

En primera instancia, se cuenta con un interbloqueo con acción de parada de bombas en caso de muy alta presión a la entrada de la unidad LACT. El elemento sensor de presión, se encontrará ubicada en el extremo final del oleoducto.

La segunda protección que actuará en caso de alta presión es el cierre de una válvula on/off rating #600 accionada por un switch de presión de alta presión (PSHH). Esta válvula es una segunda barrera de protección para la unidad LACT y el oleoducto de Oldelval.

2.4.5 Diámetro y Espesor

2.4.5.1 Presión de diseño

La situación mas solicitada corresponde a aquella donde la bomba se encuentra bombeando en máxima presión (Caudal cero). En esta situación, el final del oleoducto será el punto que mayor presión deberá soportar debido a que es donde mayor presión por altura gravitacional existe (Es el punto con menor altura respecto del nivel del mar). La presión que tendrá en esta situación es equivalente a la presión de diseño máxima de descarga de la bomba mas la diferencia de altura (220m aproximadamente).

Si bien para alcanzar esta situación deberá fallar el sistema de control que desactiva la bomba, tomaremos esta presión como nuestra presión de diseño para el cálculo del diámetro y el espesor debido a que la amenaza asociada a este riesgo es muy alta.

Teniendo en cuenta los datos del crudo y de las bombas, la presión de diseño tendrá entonces la siguiente distribución a lo largo de la traza de la tubería:

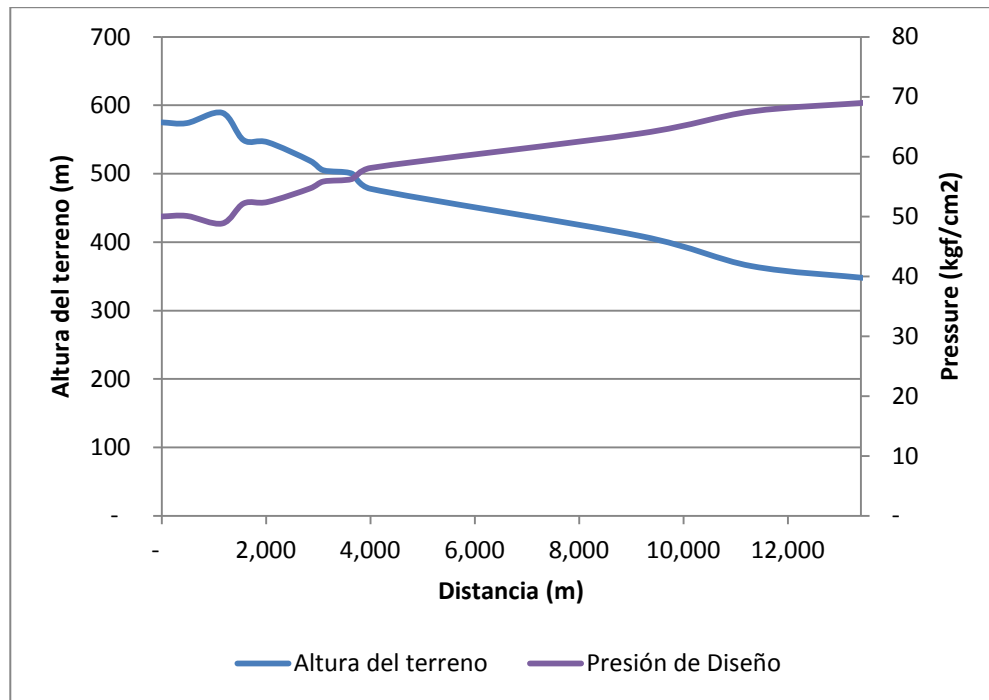


Figura 2.14 Presión de diseño a lo largo de la traza⁵⁸

Se puede observar como la presión será mayor (hasta 70kgf/cm²) a medida que la cota de terreno desciende, y menor (hasta unos 50 kgf/cm²) en el punto mas alto de la traza.

2.4.5.2 Curvas del Sistema

Con los datos reunidos y las ecuaciones de pérdidas por fricción vistas, estamos en condiciones de armar las curvas de sistema que representan la presión que necesitaríamos entregar al sistema para que fluya a un determinado caudal.

⁵⁸ Elaboración propia a partir de cálculos teóricos

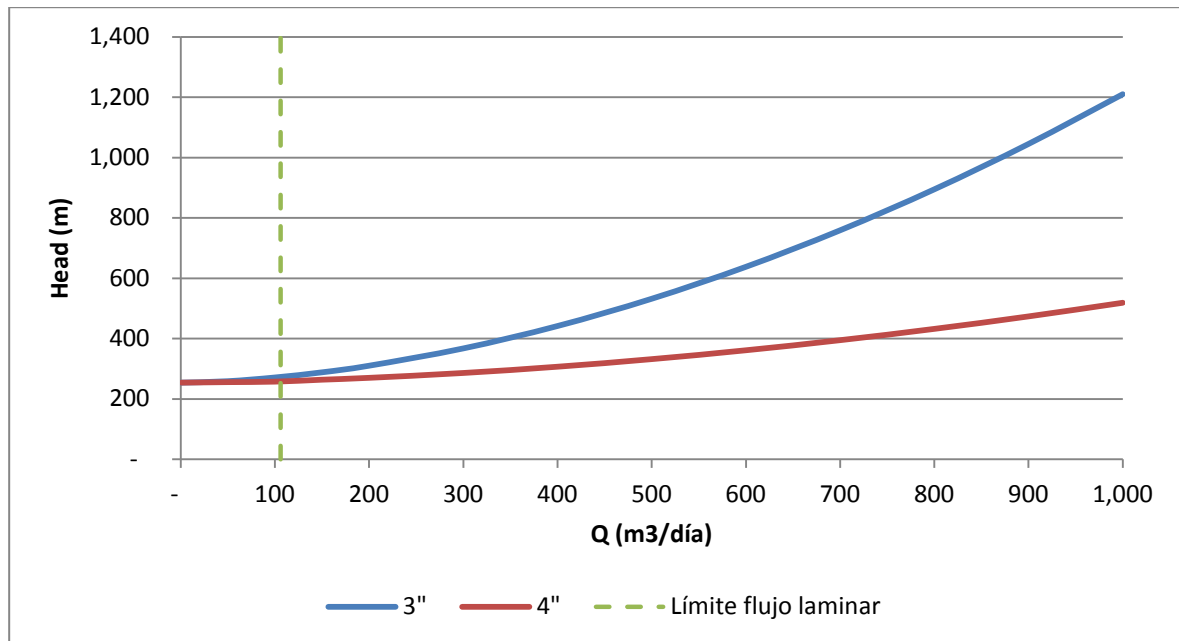


Figura 2.15 Curvas del Sistema para ducto de 3 y 4 pulgadas⁵⁹

Se puede observar que para obtener un caudal cercano a cero, el sistema pide una cierta presión. Esto se debe a que la presión de entrada a Oldelval es mayor que la diferencia de altura, por lo que se deberá generar una presión para lograr el ingreso al ducto troncal más allá de las pérdidas.

A medida que aumenta el caudal, las pérdidas se vuelven exponencialmente mayores. Esto se debe a que, como vimos, las pérdidas son función de la velocidad al cuadrado.

Para nuestro caudal de diseño (750 m³/día) tenemos una cabeza hidráulica (Head) de bomba necesaria de 413m para el ducto de 4", y 825m para el ducto de 3". Esto representa presiones de 34 kgf/cm² y 69 kgf/cm², respectivamente.

2.4.5.3 Diámetro

Dado que la bomba disponible no puede bombear a la presión necesaria en un ducto de 3" y el rating para el que se encuentran diseñado los accesorios que se re-utilizarán no tolera esos valores (#300 que equivale a 50kgf⁶⁰), se optará por el ducto de 4".

⁵⁹ Elaboración propia a partir de cálculos con ecuaciones y datos mostrados. El valor del límite de flujo laminar indica el caudal máximo que se puede obtener con flujo laminar (Es un valor promedio ya que varía según sea 3 o 4 pulgadas el ducto).

⁶⁰ Norma ASME/ANSI B16.5 – 1996 –Pipe Flanges and Flanged Fittings

2.4.5.4 Espesor por Corrosión

Acorde a la norma, se tomará un valor de corrosión acorde a la información disponible de ductos similares y con productos transportados similares. En función de esto, se decide tomar una pérdida por corrosión de 0.1 mm/año.

Afectando este valor por el tiempo de diseño, se diseñará el ducto con un espesor adicional por corrosión de 2mm.

2.4.5.5 Espesor

Utilizando la ecuación 2.6, la presión de diseño, el diámetro de 4" nominal (4,5" exterior), la tensión de fluencia del material, el espesor de corrosión y los factores de diseño podemos calcular los espesores necesarios para cada tramo del ducto (Ver tablas siguientes).

Distancia	Altura del terreno	Presión de Diseño	Factor de Diseño	Espesor necesario (mm)
-	575	50	0.50	4.33
200	575	50	0.72	3.62
484	574	50	0.72	3.62
1,160	589	49	0.72	3.58
1,570	549	52	0.72	3.69
2,030	546	52	0.72	3.69
2,840	519	55	0.72	3.77
3,100	505	56	0.72	3.80
3,650	500	56	0.72	3.82
4,000	478	58	0.72	3.88
9,170	409	64	0.72	4.06
11,300	365	68	0.72	4.18
13,500	346	69	0.72	4.23
13,700	346	69	0.50	5.22

Tabla 2.1 Espesores necesarios por tramo

Distancia	Altura del terreno	Presión de Diseño	Factor de Diseño	Espesor necesario (mm)
3,300	503	56	0.60	4.17
3,600	500	56	0.60	4.18
4,200	475	58	0.60	4.26
5,300	461	60	0.60	4.31
5,900	453	60	0.60	4.33
6,200	449	61	0.60	4.35
6,900	439	61	0.60	4.38
7,200	435	62	0.60	4.39
7,800	427	62	0.60	4.42
8,400	419	63	0.60	4.44
8,800	414	63	0.60	4.46
9,500	402	64	0.60	4.50
10,000	392	65	0.60	4.53
10,400	384	66	0.60	4.56
12,300	356	68	0.60	4.65

Tabla 2.2 Espesores necesarios para los 200 metros previos a cada arroyo

En función de esto, seleccionaremos entre los espesores disponibles⁶¹ el mas adecuado. A continuación podemos ver los espesores necesarios y disponibles.

⁶¹Fuente: Catalogo de Tenaris (http://appls.tecsis.com/catalogo/linepipe/Catalogo.asp?standard=ASTM_A106&input=3&od=4.5&wt=0.188/8.7)

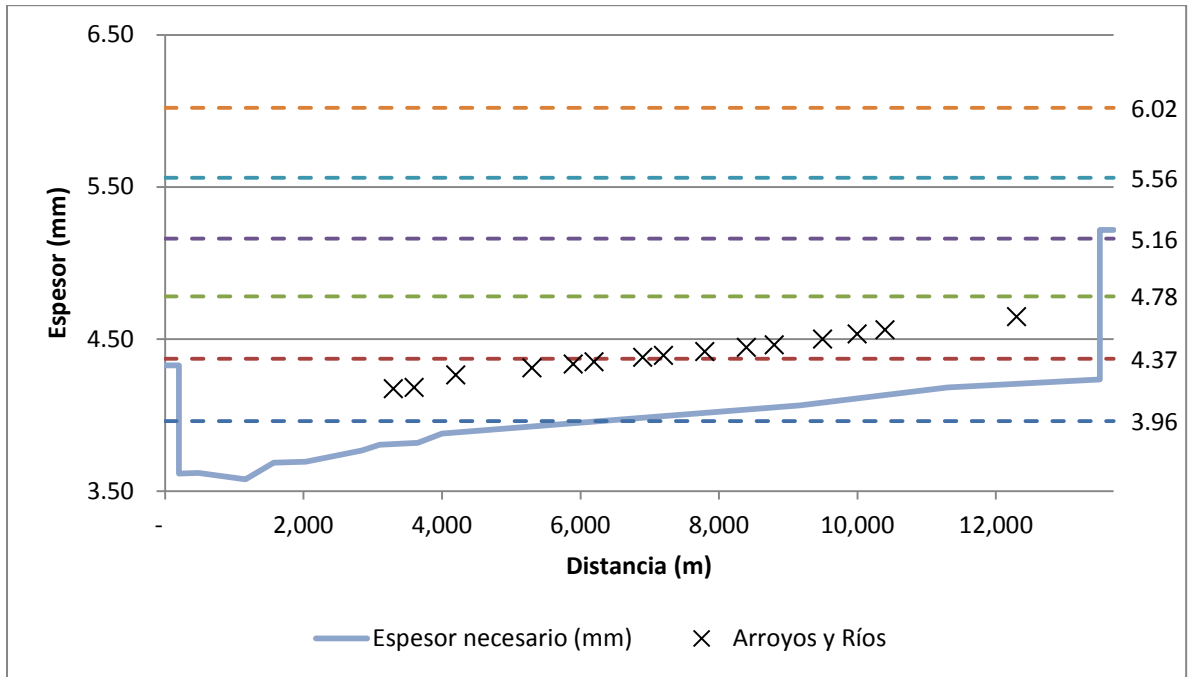


Figura 2.16 Espesor necesario y disponibles

Las cañerías a utilizar serán, en función de los diámetros estándar⁶², los siguientes:

- Para los primeros 200 metros (Salida de trampa Scraper), 4.37mm
- Hasta los 6000 metros, 3.96mm; a excepción de los 200 metros previos a los 5 arroyos en este tramo que utilizaremos 4.37mm (1000 metros de 4.37mm en total y 4800 metros de 3.96mm)
- Hasta los 13500 metros, 4.37mm; a excepción de los 200 metros previos a los 10 arroyos y ríos en este tramo que utilizaremos 4.78 mm (2000 metros de 4.78mm en total y 5500 metros de 4.37mm)
- Para los últimos 200 metros (entrada a trampa Scraper), 5.56mm

Dividir el ducto en tramos trae una ventaja económica debido a que no se sobredimensiona el ducto donde el requerimiento es menor. Dado que el cambio de espesor es pequeño, esta alternativa es realizable. En casos donde el cambio de espesor es mayor, se necesitará usar Scrapers por tramo lo que encarecería la inversión.

El ahorro estimado lo podemos calcular utilizando la siguiente tabla:

⁶² Norma ASTM A106

Espesor (mm)	Longitud (km)	Volumen Acero (l)	Densidad acero (kg/l)	Masa (kg)	Costo (US\$/kg)	Costo Total (US\$)
Alternativa A						
4.37	6.7	10,106.5	7.9	79,336.3	3.0	238,008.8
3.96	4.8	6,585.7	7.9	51,697.4	3.0	155,092.2
4.78	2.0	3,287.6	7.9	25,807.8	3.0	77,423.3
5.56	0.2	379.7	7.9	2,980.5	3.0	8,941.6
TOTAL						\$479,465.9
Alternativa B						
4.78	13.5	22,191.4	7.9	174,202.5	3.0	522,607.5
5.56	0.2	379.7	7.9	2,980.5	3.0	8,941.6
TOTAL						\$531,549.1
AHORRO						\$ 52,083.2

Tabla 2.3 Ahorro estimado por división por tramos

2.4.6 Punto de Operación

Como se mencionó, el sistema tendrá la flexibilidad de operar con 1 o 2 bombas y a distintas frecuencias. Esto permite alcanzar distintos caudales y presiones de descarga de bomba según se vaya requiriendo en función de la producción, la presión de entrada a Oldelval, la densidad del crudo producido, etc. Cabe aclarar que en ningún caso la presión de descarga de la bomba podrá superar los 50kgf debido a que este es el rating máximo de los accesorios.

A continuación podemos observar el punto de funcionamiento para las condiciones de diseño. Este se alcanza utilizando ambas bombas en paralelo y con una frecuencia de 45Hz.

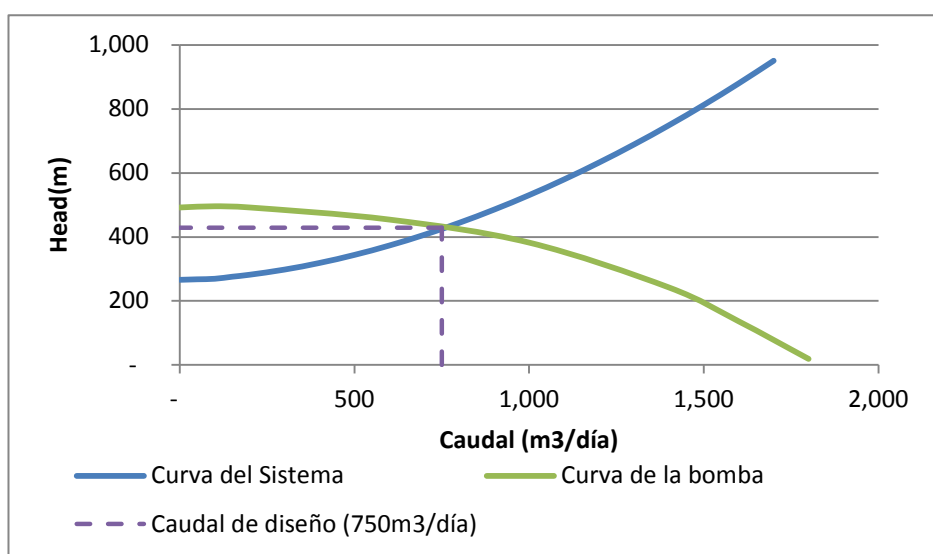


Figura 2.17 Punto de operación calculado para condiciones de diseño

2.4.7 Funcionamiento con bomba única

Podemos calcular, a su vez, el punto de operación para el sistema utilizando una única bomba. Esto simularía un caso en que una de las bombas tuviera algún inconveniente y se tenga que recurrir a utilizar una única bomba.

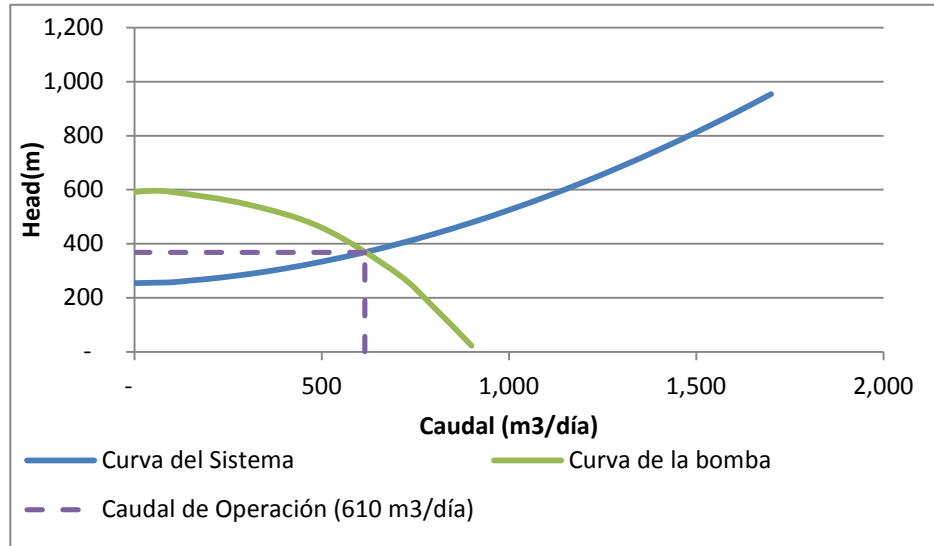


Figura 2.18 Funcionamiento del sistema con una única bomba

Como se puede apreciar, se puede alcanzar un caudal de hasta 610 m³/día con una única bomba. Esto implica que, en situaciones de emergencia, se podrá aumentar el horario de bombeo para poder alcanzar el caudal máximo estimado de 500 m³/día. Es por ello que no es necesario contar con una bomba de repuesto.

2.5 PROCESO CONSTRUCTIVO – COSTOS Y TIEMPOS

2.5.1 Compra de Materiales e Insumos

Previo a la instalación del ducto se deberá hacer el pedido por los distintos componentes que contendrá el ducto. Estos incluyen materiales con tiempos de entrega relativamente cortos como pueden ser los perfiles para la obra civil, y otros materiales con tiempos de entrega de hasta 3 meses como ser las tuberías. Esto tiene una gran importancia en el tiempo esperado de construcción del ducto.

2.5.2 ROW

Se deberá establecer la Right Of Way (ROW). Normalmente, se adquieren 10m a cada lado de la ruta del ducto y 15m en uno de los lados se utiliza para la

etapa de construcción únicamente (movimiento de maquinas, etc).⁶³ Esto representa un total de 342500 m² (34,25 Ha).

En el caso del proyecto en cuestión, dado que la totalidad de la traza se encuentra dentro de la concesión del área, no es necesario adquirir el ROW.

Sin embargo, se deberá pagar al superficiario una indemnización por el uso de la tierra acorde a lo que establece el Decreto 861/96 – Indemnizaciones. Los Bastos se encuentra en un departamento Zona “A”. Dado que el decreto establece que si el ducto corre paralelo y con una proximidad no mayor a 5 metros de un camino no se deberá pagar indemnización adicional, se deberá pagar únicamente por el último tramo de unos que solo se pagará por el último tramo de 3km. El monto total a pagar será de unos 115 U\$S/mes.

2.5.3 Explanación, limpieza y nivelación de la traza

Para la construcción del oleoducto, se debe remover todo tipo de arbustos, plantas y árboles en el ROW seleccionado. Esto se realiza utilizando principalmente una motoniveladora que recorre la traza (Ver figura siguiente). Esta motoniveladora cuenta con varios accesorios cortantes y demás para poder realizar todas las actividades necesarias.



Figura 2.19 Motoniveladora en trabajos de limpieza y nivelación⁶⁴

⁶³ Engr. Md. Sanwar Hossain. “Pipeline Desing and Construction”.

⁶⁴ Fuente: <http://myweb.facstaff.wvu.edu/talbot/WhidbeyWebVersion/C3ClearingLand.htm>

La traza elegida no cuenta con mayores dificultades para este tipo de actividad ya que se trata de un terreno más bien naturalmente nivelado y con escasa vegetación.

La superficie total a explanar se puede calcular tomando el ancho promedio de unos 35m y la longitud total de la traza de aproximadamente 14000m. Esto resulta en una superficie total de aproximadamente 49 hectáreas (490.000 m²).

El costo total en el que se incurre se estima de la siguiente forma:

Recurso necesario	Cantidad	Costo unitario diario (U\$/día)	Costo total diario (U\$S)
Capataz	1	380	\$ 380.00
Operador de motoniveladora	2	250	\$ 500.00
Conductor de camión	2	250	\$ 500.00
Trabajador	10	200	\$ 2,000.00
Motoniveladora	2	975	\$ 1,950.00
Camión	2	624	\$ 1,248.00
Total diario			\$ 6,578.00
Total (10 días)			\$ 65,780.00

Tabla 2.4 Estimación del costo total de explanación, limpieza y nivelación⁶⁵

Los costos diarios son los estimados para avanzar con la traza de a 1,5 kilómetros por día. El tiempo estimado total es entonces de 10 días.

2.5.4 Enfilamiento de tubos en la traza

Una vez preparado el ROW para la construcción, se deberán transportar los tubos y enfilarlos sobre la traza donde finalmente se instalarán. Esto representa un desafío logístico grande pues se debe mover una gran cantidad de tubos desde la ciudad donde se encontrará el depósito de los mismos hasta el recorrido de la traza, tomando los recaudos para no dañarlos.

A medida que se van colocando los tubos sobre la traza, se tomará nota del material y espesor y también cualquier observación que se encuentre. Ejemplos de observaciones pueden ser golpes, fisuras, etc.

Para ayudar a enfilear los tubos se utiliza una maquinaria denominada “Side Boom”. A continuación podemos ver una imagen de la misma.

⁶⁵ Los costos se estimaron a partir de las recomendaciones dadas por McAllister en su libro “Pipeline Rules of Thumb”



Figura 2.20 Maquinaria utilizada para enfilear⁶⁶

Se estima poder trasladar hasta 60 tubos por viaje en camión desde el punto de entrega en Neuquén hasta el área, a un costo de 1500 U\$S/viaje. A continuación podemos observar la estimación del costo de la operación:

Recurso necesario	Cantidad	Costo unitario diario (U\$S/día)	Costo total diario (U\$S)
Capataz	1	380	\$ 380.00
Operador de Side Boom	2	250	\$ 500.00
Trabajador	4	200	\$ 800.00
Side Boom	2	910	\$ 1,820.00
Concepto	Cantidad	Costo unitario (U\$S/unidad)	Costo Total (U\$S)
Traslado de tubos	25	1500	\$ 37,500.00
Total diario			\$ 3,500.00
Total (3 días) + Otros			\$ 48,000.00

Tabla 2.5 Estimación costo enfilamiento y traslado de tubos

2.5.5 Soldadura de línea

Una vez alineados los tubos sobre la traza, se procede a soldarlos para conformar el ducto. Normalmente, se utiliza Soldadura de Arco Eléctrico (SMAW por sus siglas en inglés) o Gas Arco Metal (GMAW por sus siglas en inglés) para soldadura en ductos.⁶⁷

La soldadura por Arco Eléctrico es la más antigua y más versátil de todos los diferentes procesos de soldadura de arco⁶⁸. Un Arco Eléctrico es mantenido entre la punta de un electrodo cubierto (Coated Electrode) y la pieza a trabajar. Las gotas de metal derretido son transferidas a través del arco y son

⁶⁶ Fuente: <http://www.buet.ac.bd/pmre/PIPELINE%20Present.pdf>

⁶⁷ Engr. Md. Sanwar Hossain. "Pipeline Desing and Construction".

⁶⁸ Fuente: <http://www.drweld.com/smaw.html>

convertidas en un cordón de soldadura, un escudo protector de gases es producido de la descomposición del material fundente que cubre el electrodo, además, el fundente también puede proveer algunos complementos a la aleación, la escoria derretida se escurre sobre el cordón de soldadura donde protege el metal soldado aislándolo de la atmósfera durante la solidificación, esta escoria también ayuda a darle forma al cordón de soldadura especialmente en soldadura vertical y sobre cabeza. La escoria debe ser removida después de cada procedimiento.

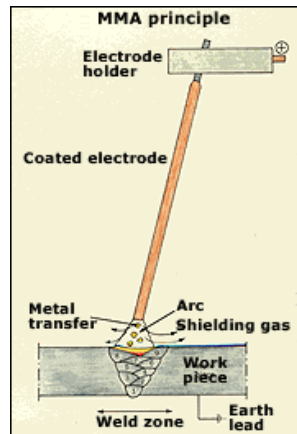


Figura 2.21 Esquema Soldadura por Arco Eléctrico⁶⁹

La soldadura por Gas Arco Metal consiste en un arco eléctrico que es mantenido entre un alambre sólido que funciona como electrodo continuo y la pieza de trabajo. El arco y la soldadura fundida son protegidos por un chorro de gas inerte o activo.

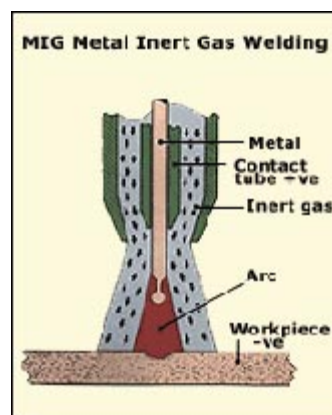


Figura 2.22 Esquema Soldadura por Gas Arco Metal⁷⁰

Para nuestro ducto, utilizaremos la soldadura por Arco Eléctrico pues se puede contar con más disponibilidad de empresas capacitadas para este servicio.

⁶⁹ Fuente: <http://www.drweld.com/smaw.html>

⁷⁰ Fuente: <http://www.drweld.com/gmaw.html>

Para la soldadura por Arco Eléctrico, se deben realizar varias pasadas en función del espesor del ducto a soldar. La primera pasada se le llamada pasada de raíz (o Stringer Bead en inglés) y la segunda se le llama el “Hot Pass”. Luego se realizan las pasadas de relleno. Esto es importante ya que los soldadores que realizan el Stringer Bead y el Hot Pass suelen ser más especializados que los que realizan las pasadas de relleno. La temperatura a la que se realiza la soldadura es de aproximadamente 1500°C⁷¹.

El número de soldaduras que un soldador puede realizar por hora trabajada se puede estimar utilizando la distancia que puede soldar por hora dividido por la circunferencia del ducto. Un soldador promedio podrá soldar unas 140 pulgadas por hora⁷². La masa de electrodo a utilizar será de 0.23kg por soldadura.⁷³ Supondremos una eficiencia del 80% en ambas tareas.

A continuación podemos observar la estimación de costos de soldadura:

Concepto	Cantidad	Unidad
Longitud total	14,000.0	m
Longitud por tubo	9.0	m
Número de soldaduras	1,557.0	Soldadura
Kg de electrodo por soldadura	0.2	Kg/soldadura
Kgs Electrodo totales	447.6	Kg
Costo Electrodo	30.0	U\$/kg
Soldaduras por hora hombre	9.9	Soldadura/HH
Horas hombre necesarias	196.4	HH
Costo por hora hombre	100.0	U\$/HH
Eficiencia	0.8	
Costo Mano de Obra	19,643.2	U\$
Costo Electrodo	13,429.1	U\$
Otros Costos (energía, scrap, etc)	8,000.0	U\$
Costo Total	41,072.3	U\$

Tabla 2.6 Costos de Soldadura

⁷¹ Valores recomendados por el libro “Pipeline Rules of Thumb” de McAllister para aceros al carbono.

⁷² Valores otorgados por el libro “Pipeline Rules of Thumb” de McAllister.

⁷³ Valores otorgados por el libro “Pipeline Rules of Thumb” de McAllister.

El tiempo estimado de la operación es de 5 días.

2.5.6 Inspección de Soldaduras, NDT y recubrimiento

Todas las soldaduras serán visualmente inspeccionadas para encontrar posibles fallas. Adicionalmente, se realizarán Ensayos No Destructivos (NDT por sus siglas en inglés).

El objetivo de las inspecciones es asegurar que los trabajos de soldadura se han realizado con buena calidad y que no hay fallas que puedan afectar la integridad del sistema.

El servicio de inspección se realiza a través de una empresa sub-contratada especializada a tal fin. Ellos realizarán todas las operaciones necesarias como ser:

- Selección de las soldaduras a ensayar
- Selección de ensayos adicionales de ser necesario (Ultrasonido, magnético, tinturas)
- Marcado de Soldaduras (Se realiza con cobre un marcado que luego se vera en las radiografías)
- Ensayos y reportes
- Apego a norma API 1104 "Welding Of Pipelines And Related Facilities" o similar

Las fallas de soldadura más comunes pueden ser:

- Porosidad y Porosidad Agrupada
- Fisuras
- Inclusiones
- Fusión y/o penetración incompleta
- Otras

Una vez terminados los ensayos no destructivos, se realizará el recubrimiento externo estándar sobre la cañería con una máquina especial para tal fin. Luego, se realiza una prueba eléctrica aplicando 10kV al recubrimiento. Cualquier sonido sobre el recubrimiento identificará una falla. A la maquinaria utilizada para esta operación se la llama "Holiday Detector".

A continuación podemos observar la estimación de costos de inspección:

Concepto	Cantidad	Unidad
Equipo de Rayos X	6,700.0	U\$S
Técnico Rayos X	120.0	U\$S/HH
Inspectores	100.0	U\$S/HH
Horas Hombre Inspector	98.2	HH
Horas Hombre Técnico	65.5	HH
Costo Técnico	7,857.3	U\$S
Costo Inspectores	9,821.6	U\$S
Costo Total	24,378.9	U\$S

Tabla 2.7 Costos de Inspección de Soldadura⁷⁴

Los costos de limpieza, recubrimiento y pruebas eléctricas se pueden estimar utilizando la tabla siguiente:

Recurso necesario	Cantidad	Costo unitario diario (U\$S/día)	Costo total diario (U\$S)
Capataz	1	380	\$ 380.00
Operadores	3	200	\$ 600.00
Trabajador	5	200	\$1,000.00
Máquina para recubrimiento	1	949	\$ 949.00
Holiday Detector	1	1014	\$ 1,014.00
Camión	1	624	\$ 624.00
Total diario			\$ 4,567.00
Total (4 días)			\$ 18,268.00
Costo Recubrimiento			\$ 22,000.00
Costo Total			\$ 40,268.00

Tabla 2.8 Costos de limpieza, recubrimiento y pruebas eléctricas⁷⁵

2.5.7 Zanjeo

La maquinaria utilizada para el zanjeo es la zanjadora de rueda (Wheel Ditcher). Una zanjadora de rueda está compuesta de una rueda de metal

⁷⁴ Valores estimados en función de lo recomendado por el libro "Pipeline Rules of Thumb" de McAllister y "Cost Estimating Manual for Pipelines and Marine Structures" de Page.

⁷⁵ Valores estimados en función de lo recomendado por el libro "Pipeline Rules of Thumb" de McAllister y "Cost Estimating Manual for Pipelines and Marine Structures" de Page.

dentada. Gracias a su rueda, es posible trabajar en suelos duros y blandos, ya sea homogéneos (rocas compactas, limos, arena) o heterogéneos (roca quebrada, aluviones, morrenas). Esto es cierto debido al hecho de que la rueda de corte trabaja en la limpieza de la zanja lo que lo hace menos sensible a la presencia de bloques en el suelo.



Figura 2.23 Ejemplo de zanjadora de rueda⁷⁶

La tapada mínima exigida por la norma (Resolución 1460/2006) es de 0,8m por tratarse de una clase de trazado 1 (menos de 10 viviendas por cada tramo de 1600 metros en 200 metros a los costados). Se deberá realizar entonces un zanjado con una profundidad que contemple la tapada mínima y el diámetro externo del ducto. Esto resulta en un zanjeo de unos 0,92 m.

Considerando un ancho de zanjeo de 0,55m⁷⁷ podemos estimar el volumen a remover y de relleno de la siguiente forma:

⁷⁶

Fuente:

http://www.samarais.com/es/ofertas/la_gama/zanjadoras_de_rueda.html?idMachine=13

⁷⁷ Valores recomendados por el libro "Pipeline Rules of Thumb" de McAllister

Profundidad	0.92 m
Ancho	0.55 m
Volumen Total a remover	6932.2 m ³
Volumen del ducto	143.6 m ³
Volumen de relleno	6788.6 m ³

Tabla 2.9 Estimación de volumen a remover y de relleno

Considerando estos volúmenes, se estima un tiempo total de 10 días y un costo utilizando la siguiente tabla:

Recurso necesario	Cantidad	Costo unitario diario (U\$/día)	Costo total diario (U\$S)
Capataz	1	380	\$ 380.00
Zanjadora	1	910	\$ 910.00
Conductor de camión	2	250	\$ 500.00
Trabajador	10	200	\$ 2,000.00
Motoniveladora	1	975	\$ 975.00
Operador de motoniveladora	1	250	\$ 250.00
Camión	2	624	\$ 1,248.00
		Total diario	\$ 6,263.00
		Total (10 días)	\$ 62,630.00

Tabla 2.10 Costos de Zanjeo

2.5.8 Bajada del ducto y relleno

Una vez realizado el zanjeo, se procederá al bajado del ducto. Esta operación se realiza con varios "Side Boom" (Ver figura siguiente) trabajando en conjunto.

En caso de que se detecte roca en el fondo de la zanja, se deberá rellenar con arena un mínimo de 150mm para evitar daños sobre los tubos.



Figura 2.24 Ejemplo de bajada del ducto⁷⁸

A medida que se va bajando el ducto, se irá rellenando con la tierra extraída y aplanando con máquinas pesadas. Se tomará la precaución de dejar una cobertura extra por si ocurriera erosión sobre la tapada. Adicionalmente, se deberá realizar agujeros sobre esta cobertura extra para no interferir con el drenaje natural.

La tasa aproximada de bajada y rellenado para un ducto de 4" y espesor menor a 6mm es de unos 3000 metros por día.⁷⁹ Por lo tanto, el tiempo estimado para esta operación es de 5 días.

Podemos estimar el costo con la siguiente tabla:

Recurso necesario	Cantidad	Costo unitario (U\$S/día)	Costo total diario (U\$S)
Capataz	1	380	\$ 380.00
Operador de Side Boom	2	250	\$ 500.00
Trabajador	5	200	\$ 1,000.00
Side Boom	2	910	\$ 1,820.00
Total diario			\$ 3,700.00
Total (5 días)			\$ 18,500.00

Tabla 2.11 Estimación del costo de bajada y rellenado del ducto

⁷⁸ Fuente: <http://corridoreis.anl.gov/guide/photos/photo7.html>

⁷⁹ Valores estimados por el libro "Pipeline Rules of Thumb" de McAllister

2.5.9 Salto del Río

Como se vio en la Sección 2.1, la traza se cruza con unos 14 arroyos y 1 río. Al los arroyos tratarse de cauces que se encuentran la gran mayoría del tiempo secos, no presentarán mayores problemas en la construcción mas que una excavación levemente mas profunda (ya contemplada en la sección zanjeo) y un espesor mayor.

Por su parte, el cruce del pequeño río deberá realizarse con una estructura por aire. A continuación se muestra una imagen de una estructura similar a la necesaria.



Figura 2.25 Ejemplo de cruce aéreo⁸⁰

El costo total de esta obra es de U\$S 12.000 y tiene una duración de 2 días.

2.5.10 Ensamble de accesorios y bombas

Una vez instalado el ducto, se debe realizar el ensamble y soldado de los accesorios (válvulas, bridas, trampas scraper, bombas, etc).

Para este tipo de accesorios, especialmente los más pesados, se necesitarán fundaciones que deberán ser dimensionadas según el tipo de terreno donde serán instaladas.

⁸⁰ Cortesía Tecpetrol

A continuación, se muestra una tabla con los costos estimados para esta operación:

Recurso necesario	Cantidad	Costo unitario (U\$/u)	Costo total (U\$)
Horas Hombre Soldador	30	100	\$ 3,000.00
Electrodos	35	30	\$ 1,050.00
Horas Hombre Inspector	15	100	\$ 1,500.00
Fundaciones	2	4000	\$ 8,000.00
Otros	1	1500	\$ 1,500.00
Trabajadores	4	200	\$ 800.00
Costo Total			\$ 15,850.00

Tabla 2.12 Costos para el Ensamble de accesorios y bombas

El tiempo estimado para la operación es de 5 días.⁸¹

2.5.11 Instalación de protección catódica

La protección catódica (CP), es una técnica para controlar la corrosión galvánica de una superficie de metal convirtiéndola en el cátodo de una celda electroquímica. A continuación podemos ver un esquema del CP.

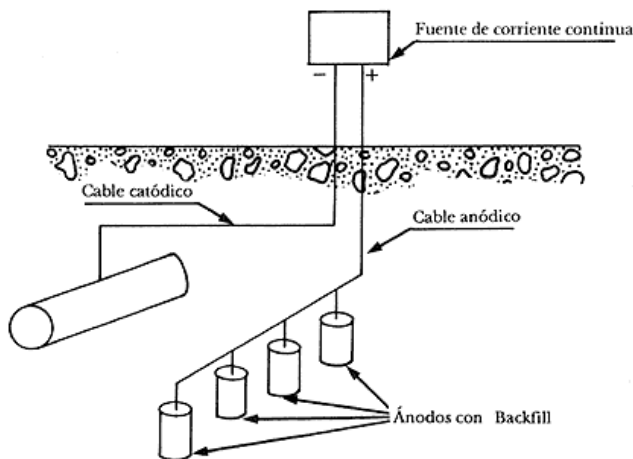


Figura 2.26 Esquema de CP⁸²

Se instalará protección catódica a lo largo del ducto para proteger de una excesiva corrosión. Este servicio se subcontratará a una empresa especializada que determinará las necesidades del ducto.

⁸¹ Basado en proyectos similares en el área

⁸² Fuente: http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen2/ciencia3/079/htm/sec_8.htm

El costo de la protección catódica es de U\$S 10.000 y el tiempo estimado de 1 día.⁸³

2.5.12 Limpieza de la traza

Una vez terminada la instalación del ducto, se deberá limpiar la traza utilizada de todo tipo de residuos que hayan quedado de la construcción.

El tiempo estimado de la operación es de 1 día.⁸⁴

2.5.13 Prueba Hidráulica

Acorde a la Resolución 1460/2006, se deberá realizar una prueba hidráulica con una presión igual a 1,25 veces la presión de diseño. En nuestro caso, se deberá bombear a una presión de aproximadamente 63 kgf/cm².

La prueba deberá mantenerse por al menos 4 horas y se deberá observar el comportamiento del ducto para encontrar posibles pérdidas.

El tiempo estimado de la operación es de 2 días.⁸⁵

2.6 INVERSIONES ADICIONALES NECESARIAS

2.6.1 Revamping⁸⁶ U-Lact

La U-Lact que actualmente se utiliza en las entregas a YPF esta diseñada para baja presión. Dadas las presiones que se manejarán en este ducto, se deberá hacer un revamping de la U-Lact para tolerar presiones medias.

Los sistemas de control que se han mencionado anteriormente, permiten diseñar a la U-Lact para rating 300.

Las partes que componen una U-Lact son las siguientes:

- Desgasificador. Deberá ser remplazado.
- Toma muestra continuo. Deberá ser remplazado.
- Filtro. Deberá ser remplazado.
- Medidor de flujo de desplazamiento positivo. Deberá ser remplazado.
- Indicador y transmisor de temperatura. Ya existentes.
- Indicador de presión. Ya existente.

⁸³ Basado en proyectos similares en el área.

⁸⁴ Basado en proyectos similares en el área.

⁸⁵ Basado en proyectos similares en el área.

⁸⁶ Remodelación, redecoración.

- Computador de flujo y sistema de transmisión de datos. Deberá ser remplazado.
- Calibrador Prover. Ya existente.

La obra se tercerizará a un proveedor especializado en este tipo de proyectos. El costo total y tiempo estimado es:

- Para el desmontaje, traslado y montaje de la actual U-Lact: U\$S 40.000 y 14 días.
- Para el revamping incluidos accesorios: U\$S 75.000 y 5 días.

2.6.2 Infraestructura U-Lact

Las Unidades Lact se encuentran contenidas dentro de un recinto cerrado y con acceso restringido de forma de asegurar la integridad de la medición y evitar cualquier tipo de siniestros. Dentro del mismo se encuentran todos los elementos de medición, los sistemas, el prover, toma muestras continuo, etc. y también una pequeña oficina para trabajar en el momento del cierre de medición.

Para este oleoducto se diseñará un galpón de placas de hormigón de unos 200 m² que deberá contar con espacio suficiente para la entrada del camión de Water Draw. Este camión debe ingresar al recinto periódicamente para la calibración del prover. Adicionalmente, el galpón se encontrará delimitado por una malla perimetral para su aislamiento.

El recinto deberá contar con sistema contra incendio el cual será de tipo local utilizando extintores portátiles.

El costo total estimado para esta obra es de U\$S 110.000. El tiempo total de la obra es de 40 días.

2.6.3 Alimentación Eléctrica

El recinto anteriormente nombrado deberá contar con alimentación eléctrica. Para ello se extenderá la línea eléctrica que actualmente llega hasta el pozo LBS-1015. En total son aproximadamente unos 10 km de línea eléctrica adicional.

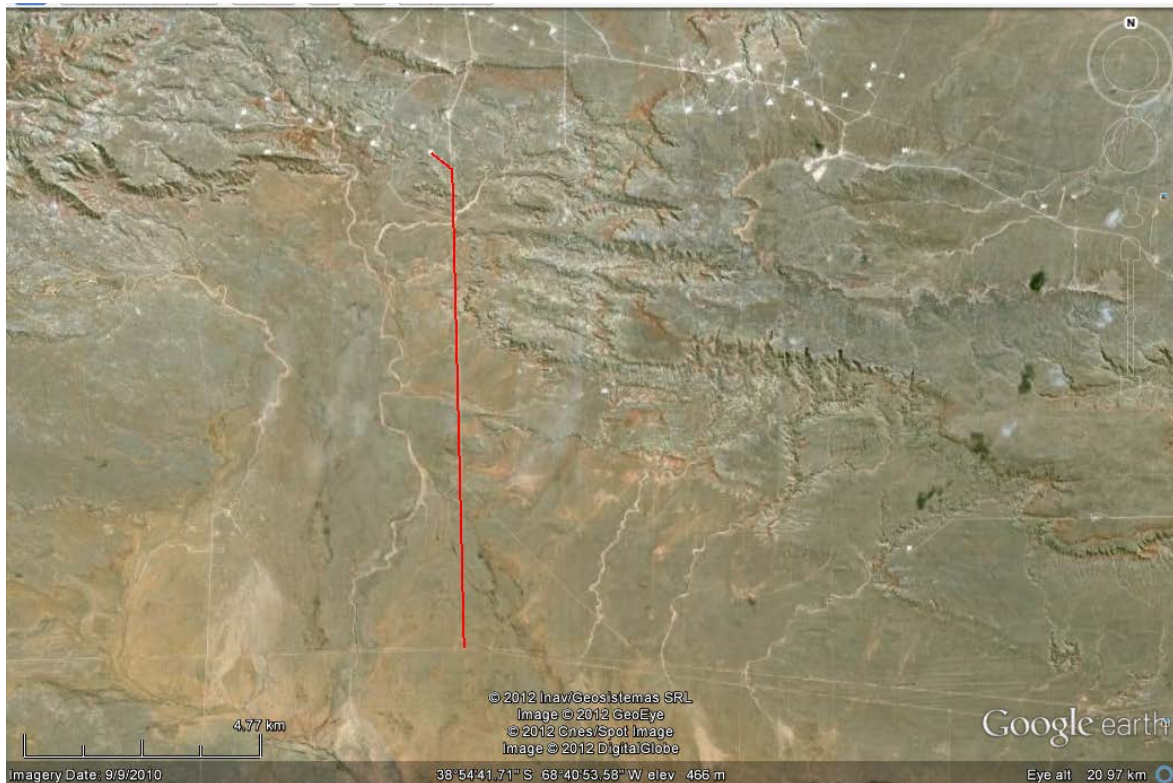


Figura 2.1 Distancia a extender la línea eléctrica

En función de experiencias anteriores en la zona y de la distancia adicional requerida, se estima que el costo total de esta obra será de U\$S 170.000. El tiempo estimado de instalación es de 20 días.

2.7 INVERSIÓN TOTAL

En función de los costos estimados anteriormente, se muestra en la siguiente tabla un resumen de la inversión total a realizar.

Item		Cant.		Precio Unit.	Total MUSD
Presupuesto de inversión				Musd	1309
Tubos					
	Tubos API 5L Grado B, e 4.37mm	4 "	6.7 km	35.5 / km	238.0
	Tubos API 5L Grado B, e 3.96mm	4 "	4.8 km	32.3 / km	155.1
	Tubos API 5L Grado B, e 4.78mm	4 "	2.0 km	38.7 / km	77.4
	Tubos API 5L Grado B, e 5.56mm	4 "	0.2 km	44.7 / km	8.9
Construcción					
	Limpieza y nivelación del terreno		10 d	6.6 / d	65.8
	Zanjeado		10 d	6.3 / d	62.6
	Traslado de tubos		25 camión	1.5 / camión	37.5
	Enfilado		3 d	3.5 / d	10.5
	<i>Soldadura</i>				
	Mano de Obra		196 HH	0.1 / HH	19.6
	Electrodos		448 Kg	0.03 / kg	13.4
	Otros (Scrap, energía, etc)				8.0
	<i>Inspección de Soldaduras (NDT, Inspección Visual, etc)</i>				
	Equipo de Rayos X		1 u	6.7 / u	6.7
	Costo Inspectores		98 HH	0.1 / HH	9.8
	Costo Técnico		65 HH	0.12 / HH	7.9
	Bajada del ducto y relleno		5 d	3.7 / d	18.5
	<i>Recubrimiento, limpieza y prueba eléctrica</i>				
	Costo de instalación y pruebas		4 d	4.6	18.3
	Costo del recubrimiento				22.0
	Ensamble de accesorios y válvulas				15.9
	Protección Catódica				10.0
	Cruce Aereo				12.0
Unidad LACT					
	Unidad LACT - Desmontaje, Traslado, Montaje				40.0
	Revamping				75.0
	Obra civil				110.0
Otras Inversiones					
	Extensión de Línea Eléctrica				170.0
	Ingeniería				25.0
	EIA				15.0
	Válvulas y accesorios				56.0

Tabla 2.13 Detalle de la inversión total

2.8 CRONOGRAMA DE CONSTRUCCIÓN - DIAGRAMA DE GANTT

Considerando todas las tareas nombradas anteriormente y los tiempos estimados se armó el cronograma de construcción del oleoducto.

De forma de acortar los tiempos de puesta en operación, se decide realizar el proyecto en 2 fases:

- **Fase 1:** Esta etapa constituye la instalación total del ducto junto con los accesorios y bombas de forma de poder poner en operación el bombeo directo hacia Oldelval. La U-Lact aún no estaría trasladada por lo que,

hasta entonces, se medirá el volumen despachado por tanques. Esto implica una menor precisión en la medición y una mayor complicación operativa pero tanto el área de Producción como Oldelval están dispuestos a aceptar esto temporariamente.⁸⁷

- **Fase 2:** En esta etapa se realizará la instalación final de la U-Lact para la medición y se hará el paso de la medición por tanques a medición por U-Lact.

A continuación podremos observar el diagrama de GANTT en detalle de cada una de las fases y su respectivo camino crítico formado por las siguientes tareas (algunas etapas presentaban más de una tarea crítica):

1. Compra de tubos (80 días)
2.
 - a. Traslado de tubos (2 días)
 - b. Enfilamiento de tubos en la traza (3 días)
3.
 - a. Soldadura de línea (5 días)
 - b. Inspección visual (5 días)
 - c. NDT (5 días)
4. Recubrimiento (3 días)
5. Bajada del ducto y rellenado (5 días)
6. Ensamble de bombas y accesorios (5 días)
7. Obra Civil (40 días)

Esto conforma un total de **141 días**.

⁸⁷ Fuente: Reuniones con Oldelval en conjunto con representantes del área de Producción

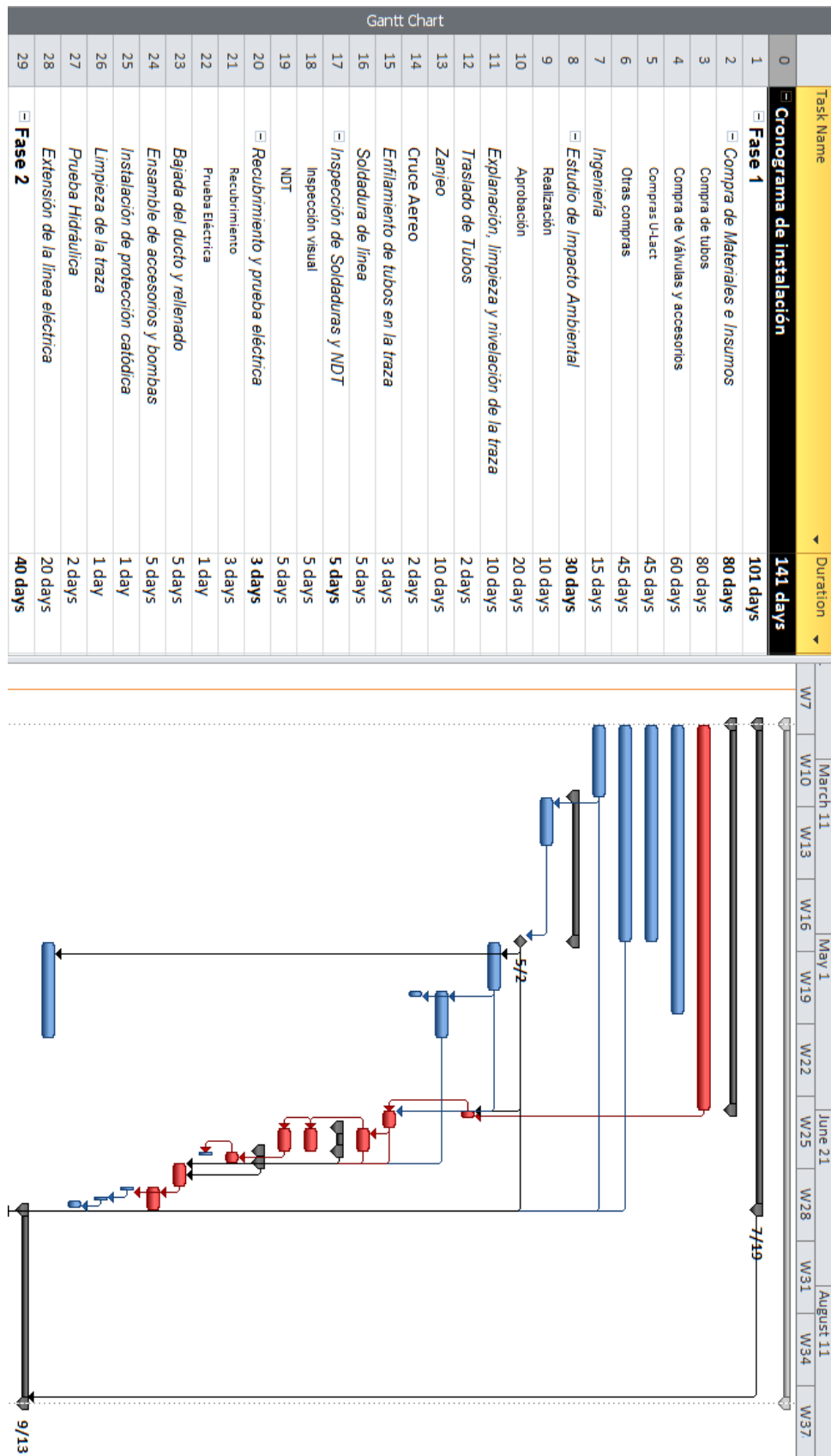


Figura 2.27 Diagrama de GANTT con Fase 1 detallada

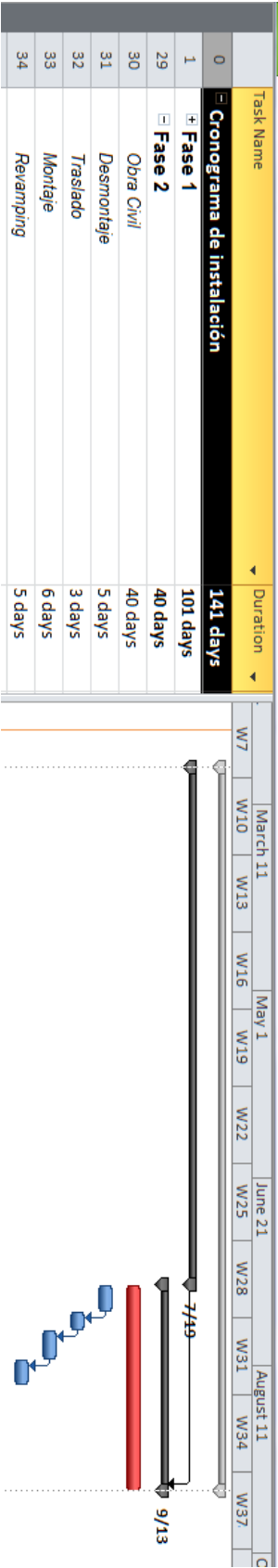


Figura 2.28 Diagrama de GANTT con Fase 2 detallada

3 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA

3.1 COSTOS Y BENEFICIOS DEL PROYECTO

3.1.1 Introducción

Para el análisis, se modelarán los costos y beneficios incrementales en los que se incurra. Estos pueden ser, por ejemplo, aumentos en ventas, disminución de costo de ventas, aumento de pago de impuestos, aumento de pago de Impuesto a las Ganancias, etc.

A partir de la producción proyectada, se evaluarán las diferencias entre la situación con proyecto y sin proyecto y se generará el Estado de Resultados del proyecto junto con su Balance y Cuadro de Fuentes y Usos para lograr llegar a un Flujo de Fondos que nos permita evaluar la conveniencia o no del proyecto.

Cabe aclarar que los beneficios del proyecto comenzarán en la fecha de Puesta en Marcha (PEM), calculada mediante el GANTT realizado en la Sección 2.8.

3.1.2 Merma por doble ajuste

Como vimos, el crudo Los Bastos es evacuado utilizando dos transportistas: YPF y, luego, OLDELVAL. Una vez que es entregado en cada uno de los puntos, el crudo es mezclado con muchos otros crudos y se obtiene como resultado distintas calidades de crudo relativamente constantes en el tiempo en cada etapa. Esto hace que el volumen de crudo despachado sea ajustado por calidad dos veces: primero de lo entregado en Aguada Toledo a lo recibido en Salida Challacó y, Segundo, de la Salida Challacó a la entrada en EBYTEM. Podemos ver esto más claramente en el siguiente diagrama.

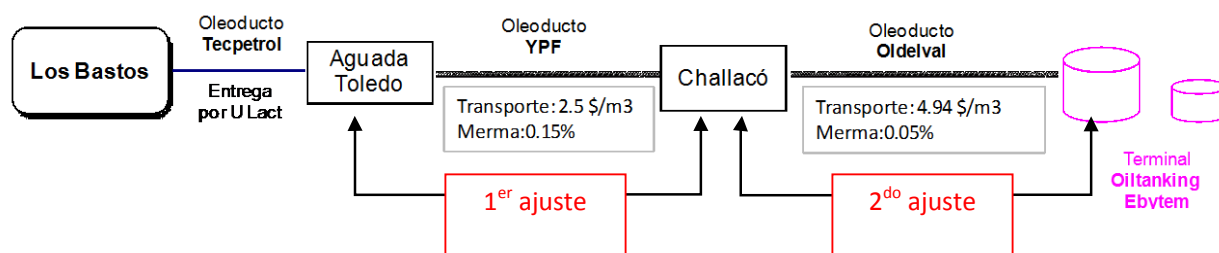


Figura 3.1 Logística de crudo Los Bastos y ajustes por densidad

La densidad del crudo Los Bastos es de unos 38°API aproximadamente. YPF mezcla este crudo y entrega en la Salida Challacó un crudo de entre 40 y 47 °API con un promedio histórico de aproximadamente 41,5°API. Lo recibido en la terminal EBYTEM es lo que se conoce como crudo “Medanito” y tiene una densidad de aproximadamente 33,8°API (se puede ver la evolución a lo largo del tiempo en la Figura 3.2).

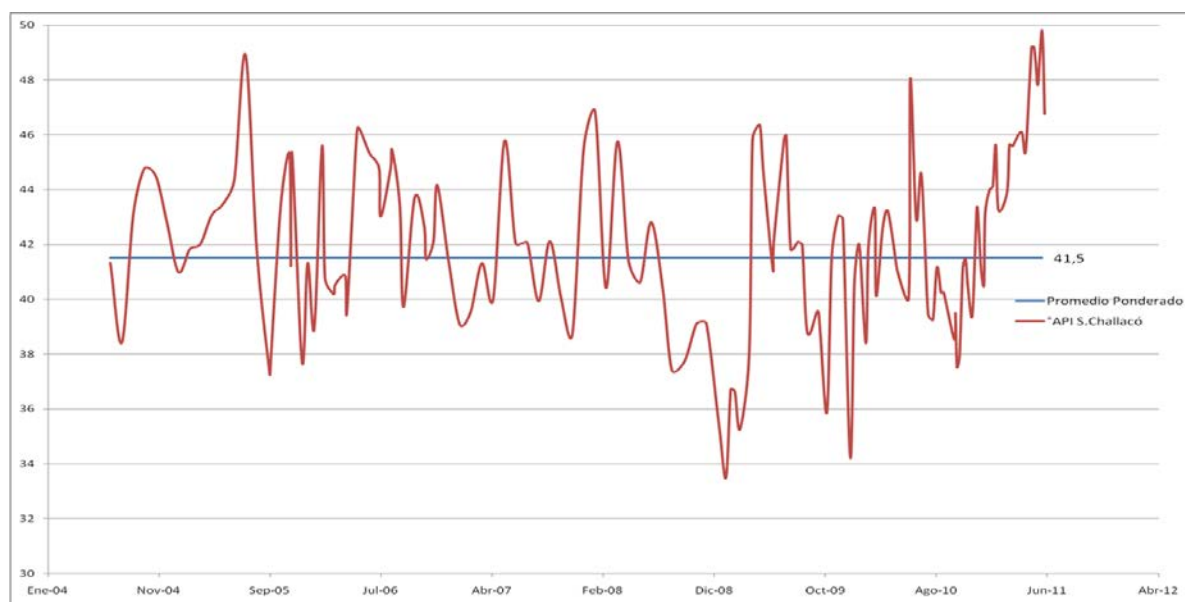


Figura 3.2 Evolución de la densidad en Challacó⁸⁸

Si, utilizando las ecuaciones 1.3 y 1.4, se compara el factor de ajuste que se obtendría si únicamente se ajustara una vez y el que se obtiene con el doble ajuste, se deduce analíticamente que se pierde un adicional de 0,22% del crudo entregado con los valores de densidad promedio. Por ejemplo, si se entregan 100 m³ en Aguada Toledo con 38°API, se recibirían 95.8 m³ en Challacó con 46°API que luego serán ajustados a 101.2 m³ en EBYTEM con 34°API. Si se entregara el volumen directamente a Oldelval, se recibirían 101.95 m³. Esto implica que se devuelve un 0,767% menos debido a este efecto que denominaremos **merma adicional por ajuste de densidad**.

La merma adicional por ajuste de densidad es exponencialmente mayor cuanto más grande sea la diferencia entre la densidad entregada en Aguada Toledo y la recibida en Challacó. Esto se ilustra en la siguiente figura.

⁸⁸ Información extraída de Tecpetrol

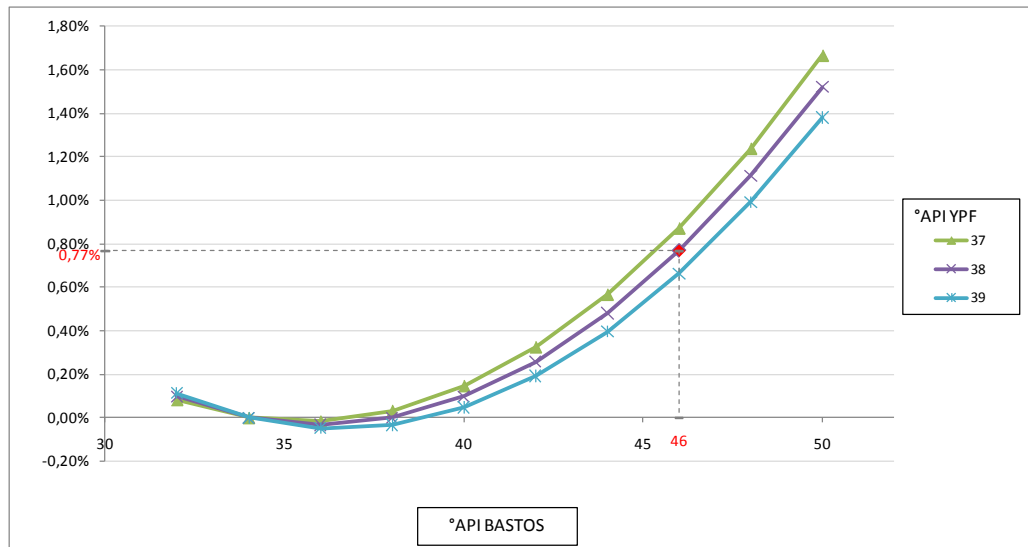


Figura 3.3 Merma adicional por ajuste de densidad⁸⁹

Dada la variabilidad de la densidad en Challacó, consideraremos el promedio histórico de la merma adicional por doble ajuste⁹⁰ para proyectar el valor que tendrá a futuro.

Para realizar esto, se simuló cuanto se hubiera obtenido en cada entrega en caso de entregar directo a Oldelval, cuanto se obtuvo realmente y se calculó la diferencia. Esta diferencia representó un 0,43% del volumen entregado.

Este valor es muy superior al obtenido utilizando las densidades promedio debido a que la densidad en Challacó y la densidad del crudo Los Bastos son muy variables. Esto hace que el comportamiento exponencial en función de las densidades visto en la merma del doble ajuste tenga mayor efecto. Se ilustra a continuación los valores de densidad históricos relativos a la primer entrega (100%).

⁸⁹ Los valores positivos representan pérdidas

⁹⁰ A partir de información extraída de Tecpetrol

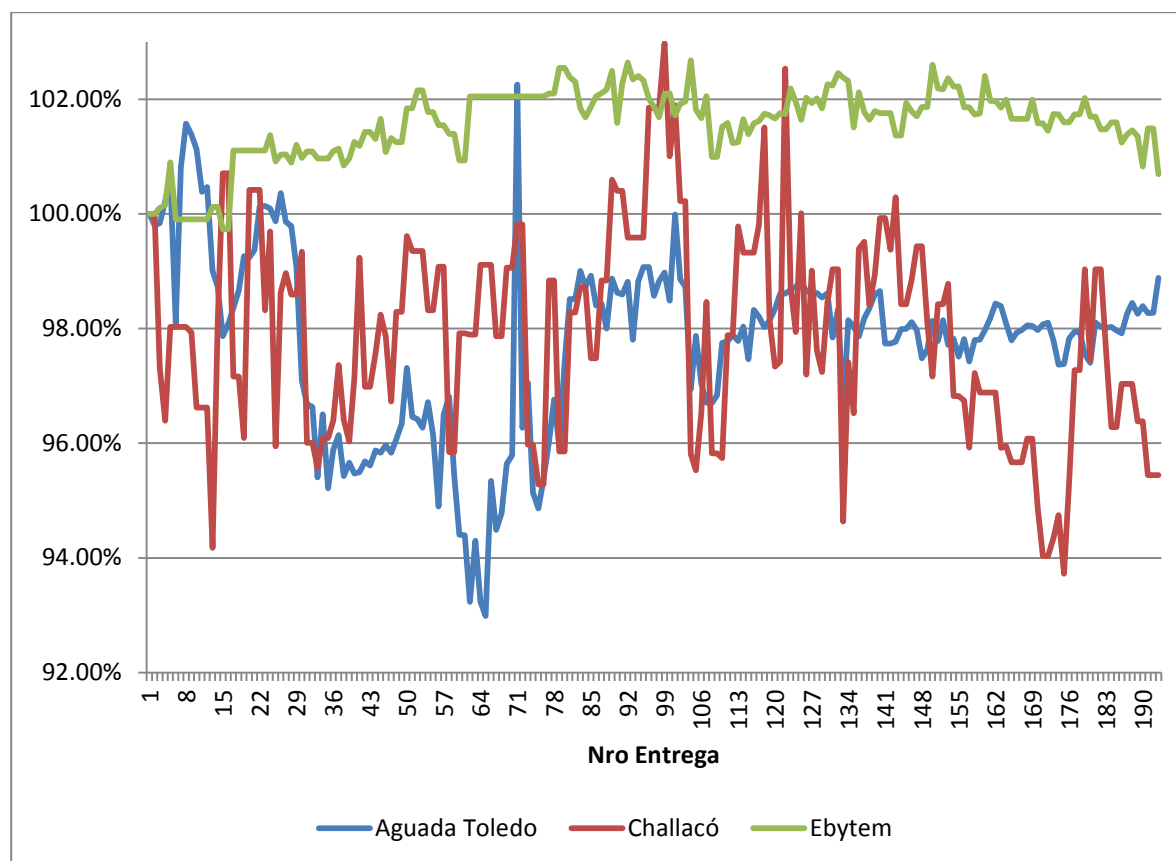


Figura 3.4 Densidades en cada punto de entrega⁹¹

3.1.3 Camiones a Agua Salada

Como se mencionó en la sección descriptiva de la logística del crudo Los Bastos, el excedente de producción que no puede ser evacuado por ducto o por venta a refipymes, debe ser evacuado utilizando camiones que lo lleven a Agua Salada desde donde será despachado al ducto.

El costo por camión de 35 m³ es de U\$S1500⁹². Es decir, se incurre en un costo de U\$S43 por metro cúbico transportado bajo esta modalidad.

Considerando la capacidad máxima vista en la Sección 1.2 y los volúmenes entregados a refipymes, podemos calcular mes a mes la capacidad máxima de despacho. Toda producción excedente deberá ser llevada a Agua Salada.

Cuando la producción es llevada a Agua Salada, es luego inyectada al ducto de Oldelval y recibida en la terminal. Por lo tanto, también se cobrará una tarifa y una merma que será considerada en el análisis. En este caso, no se incurre en el costo de YPF.

⁹¹ Información obtenida de Tecpetrol

⁹² Costo transportista actual Tecpetrol

3.1.4 Costo ductos

Actualmente, se paga a YPF una tarifa por el transporte del crudo y se pactó un valor de merma por transporte.

El ahorro de estos costos presenta un beneficio del proyecto.

De la misma forma, se incurre en costos de transporte y mermas por Oldelval y una merma en la terminal de EBYTEM. El costo por transportar el crudo que cobrará este transportista será el mismo en caso de conectarse directamente al ducto. Sin embargo, se debe considerar este costo en el análisis pues, al haber mermas y ajustes en etapas anteriores a la entrada al ducto, el volumen por el cual Oldelval cobrará sus tarifas será distinto. Lo mismo sucede con la merma que la terminal cobrará.

3.1.5 Ventas en camión

Como se mencionó, los clientes por camión son muy volátiles y sensibles respecto de variables de mercado como los precios de productos de refinación primaria, el costo del crudo, los costos de flete, la disponibilidad de crudo, etc. Además, se muestran muy sensibles a la calidad del crudo (asociada al °API) que se espera vaya disminuyendo a medida que pasa el tiempo.

Teniendo en cuenta un panorama de creciente competitividad en el mercado, se puede esperar que las ventas por camión disminuyan paulatinamente y que este tipo de clientes tenga que enfocarse en algún nicho de mercado más específico que la refinación primaria (por ejemplo, el tratamiento de residuos). En función de esto y para efectos del análisis económico, estimamos que las ventas por camión serán como indica el siguiente gráfico.

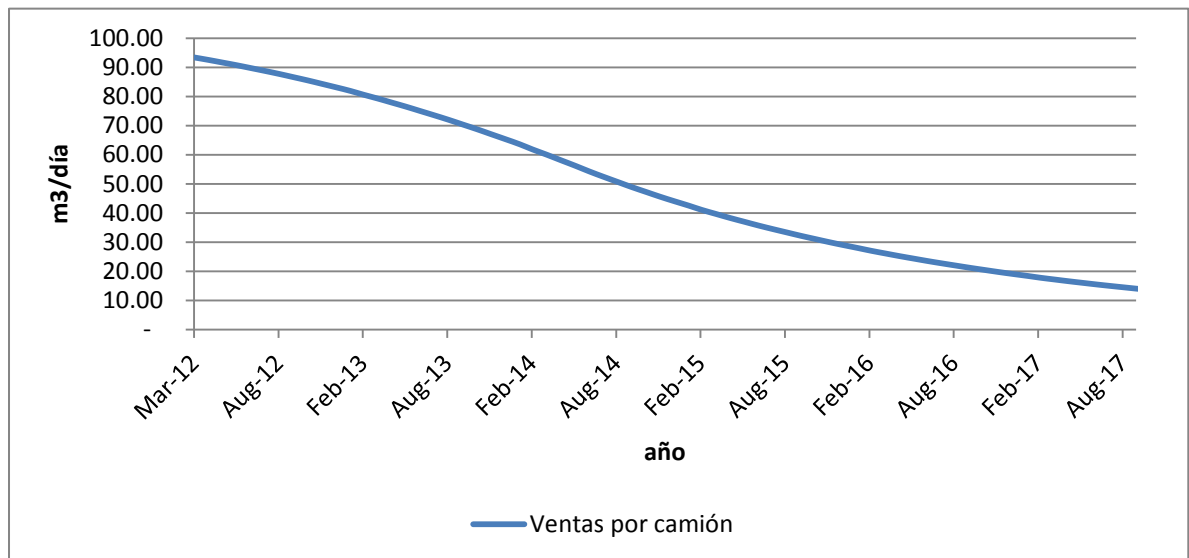


Figura 3.5 Ventas por camión proyectadas

3.1.6 Costo de Operación del Ducto

El costo de operación del ducto tiene una componente fija y una componente variable proporcional al nivel de producción. Los costos que influyen sobre el costo de operación son, entre otros:

- Energía Eléctrica para bombas, U-Lact, etc. (Variable)
- Calibración periódica de la U-Lact (Fijo)
- Mantenimiento de bombas (Semi fijo)
- Limpieza del ducto (Semi fijo)
- Estudios de estado del ducto (Semi fijo)
- Recorrido de traza (Fijo)
- Control de operación (Fijo)

Debido a que tanto las bombas a utilizar, la longitud del ducto, la potencia requerida, el tipo de medición a utilizar (U-Lact) y el control e inspección a realizar serán similares a las actuales en el ducto a YPF; el costo de operación será considerado igual al actual.

3.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

3.2.1 Introducción

Si bien lo relevante para la evaluación de un proyecto son los flujos de caja percibidos (y no los devengados), es decir, los aspectos financieros; nos vemos en la necesidad de realizar un análisis económico para tener en cuenta los aspectos impositivos que si dependen de los ingresos devengados y percibidos. Por esta razón es que proyectaremos, en esta sección, los balances, los cuadros de resultados y demás elementos indispensables para la evaluación del proyecto. Cabe aclarar que todos los análisis serán realizados en dólares constantes.

3.2.2 Inversión en Activo Fijo y Amortizaciones

La gran mayoría de las inversiones en Activo Fijo y Cargos Diferidos se realizarán al inicio del proyecto (Año 0) y en el transcurso del primer año. Adicionalmente, se encuentra el ahorro en inversión de mantenimiento del ducto a realizar en el año 3 (U\$S 630.000). Esta inversión, al presentar un ahorro, se considerará en el presente análisis como una inversión negativa, al igual que sus amortizaciones (Ver Sección 1.2.5).

En función del presupuesto de inversión visto, podemos categorizar las inversiones dentro del rubro fiscal correspondiente.

Se amortizará linealmente los Activos Fijos en 10 años y los Cargos Diferidos en 5 acorde a prácticas usuales.

3.2.2.1 Obras Civiles (edificios), Complementarias e Infraestructura

En esta categoría, se incluye las inversiones en edificios, construcciones como desagües pluviales y cloacales, iluminación, etc. e infraestructura como pilotaje, fundaciones, caminos, playas de estacionamiento y de maniobras, viviendas para personal, áreas de esparcimiento, etc. Para el proyecto, incluiremos en este rubro tanto la inversión en la extensión de la red eléctrica como la infraestructura de la U-Lact.

3.2.2.2 Maquinarias y/o equipos

Este rubro será el de mayor peso ya que incluirá los costos de los tubos, las válvulas y accesorios, los componentes a comprar de la U-Lact, etc.

En este rubro también irá incluido el ahorro de la inversión de remplazo del ducto actual a YPF (Ver Sección 1.2.5).

3.2.2.3 Transporte y Montaje de máquinas y equipos

Este rubro también será importante ya que en él se incluirán todos los gastos de transporte de los equipos, la obra de construcción del ducto, el soldado de los tubos, etc.

3.2.2.4 Cargos Diferidos

El proyecto incurrirá en dos cargos diferidos: el Estudio de Impacto Ambiental y la Ingeniería del proyecto.

Estos costos incluyen los cargos que realizarán las consultoras que realicen los proyectos y los costos en los que se incurrirá para la aprobación de los mismos.

3.2.2.5 Imprevistos

Se considerará para los Activos Fijos, un 3% de Imprevistos y para los Cargos Diferidos, un 5%.

3.2.2.6 Financiación de proveedores

Tecpetrol realiza sus compras con condición de pago 30 días después de la fecha de facturación. A su vez, la factura se envía una vez se ha entregado el producto o servicio.

Se financiará entonces todos los productos y servicio de esta forma excepto por los tubos que, por ser una compra de un volumen muy grande, tendrán el siguiente esquema de financiación:

- 20% adelantado al realizar el pedido

- 80% restante se facturará a 30 días al recibir el producto

3.2.3 Estrategia de compra – “Postponement”

Dado que la inversión en el año 0 es significativa y a efectos de tener un impacto financiero menor, se buscará postergar la compra tanto como se pueda. De esta forma, se evitará tener dinero invertido que no se utilizará hasta la fecha de Puesta en Marcha (PEM).

Para poder lograr esto, se partirá del GANTT armado para identificar aquellas tareas que no sean críticas a la duración del proyecto. Para éstas, se extenderá la fecha de inicio tanto como holgura tenga.

A modo de ejemplo, si la tarea “A” dependiera de las tareas “B” y “C” de duración 10 y 20 días, respectivamente; se extenderá el inicio de la tarea “B” 10 días. De esta forma, la inversión en “B” se posterga pero el tiempo total del proyecto seguirá siendo el mismo.

Claro está que esto implica un mayor riesgo de extensión del proyecto y es por ello que se deberá re-validar con los proveedores los tiempos de las tareas y, en caso de un riesgo no mitigable, agregar algunos días de holgura a la tarea que corresponda.

Teniendo esto en consideración, se adjunta la tabla mostrando las fechas de inicio y finalización de cada una de las tareas.

	Task Name	Duration	Start	Finish
1	Fase 1	101 days	Thu 3/1/12	Thu 7/19/12
2	Compra de Materiales e Insumos	101 days	Thu 3/1/12	Thu 7/19/12
3	Compra de tubos	80 days	Thu 3/1/12	Wed 6/20/12
4	Compra de Válvulas y accesorios	60 days	Fri 4/27/12	Thu 7/19/12
5	Compras U-Lact	45 days	Fri 5/18/12	Thu 7/19/12
6	Otras compras	45 days	Fri 5/18/12	Thu 7/19/12
7	Ingeniería	15 days	Thu 4/5/12	Wed 4/25/12
8	Estudio de Impacto Ambiental	30 days	Thu 4/26/12	Wed 6/6/12
9	Realización	10 days	Thu 4/26/12	Wed 5/9/12
10	Aprobación	20 days	Thu 5/10/12	Wed 6/6/12
11	Explicación, limpieza y nivelación de la traza	10 days	Thu 6/7/12	Wed 6/20/12
12	Traslado de Tubos	2 days	Thu 6/21/12	Fri 6/22/12
13	Zanjeo	10 days	Fri 6/22/12	Thu 7/5/12
14	Cruce Aereo	2 days	Thu 6/21/12	Fri 6/22/12
15	Enfilamiento de tubos en la traza	3 days	Thu 6/21/12	Mon 6/25/12
16	Soldadura de línea	5 days	Tue 6/26/12	Mon 7/2/12
17	Inspección de Soldaduras y NDT	5 days	Tue 6/26/12	Mon 7/2/12
18	Inspección visual	5 days	Tue 6/26/12	Mon 7/2/12
19	NDT	5 days	Tue 6/26/12	Mon 7/2/12
20	Recubrimiento y prueba eléctrica	3 days	Tue 7/3/12	Thu 7/5/12
21	Recubrimiento	3 days	Tue 7/3/12	Thu 7/5/12
22	Prueba Eléctrica	1 day	Thu 7/5/12	Thu 7/5/12
23	Bajada del ducto y relleno	5 days	Fri 7/6/12	Thu 7/12/12
24	Ensamble de accesorios y bombas	5 days	Fri 7/13/12	Thu 7/19/12
25	Instalación de protección catódica	1 day	Mon 7/16/12	Mon 7/16/12
26	Limpieza de la traza	1 day	Tue 7/17/12	Tue 7/17/12
27	Prueba Hidráulica	2 days	Wed 7/18/12	Thu 7/19/12
28	Extensión de la línea eléctrica	20 days	Fri 6/22/12	Thu 7/19/12

Figura 3.6 Inicio y Fin de tareas con Postponement – Fase 1

	Task Name	Duration	Start	Finish
29	Fase 2	40 days	Fri 7/20/12	Thu 9/13/12
30	Obra Civil	40 days	Fri 7/20/12	Thu 9/13/12
31	Desmontaje	5 days	Mon 8/20/12	Fri 8/24/12
32	Traslado	3 days	Mon 8/27/12	Wed 8/29/12
33	Montaje	6 days	Thu 8/30/12	Thu 9/6/12
34	Revamping	5 days	Fri 9/7/12	Thu 9/13/12

Figura 3.7 Inicio y Fin de tareas con Postponement - Fase 2

Cabe aclarar que, si bien se referirá a estas inversiones como de año 0, se analizará posteriormente considerando las fechas reales de pago de las mismas. Para esto, se calculará una fecha de inversión equivalente. Esta fecha será tal que si se invirtiera la totalidad de los montos en esa fecha, el valor presente de esa inversión al inicio del proyecto será igual al valor presente de los flujos descontados a la fecha que efectivamente se pagarán. La siguiente ecuación explica esto:

$$\frac{\sum_{t=1}^n I_t}{(1+i)^{Fe}} = \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+i)^{Ft}} \quad (3.1)$$

Donde:

Fe: Fecha equivalente en número de períodos de i

i: Tasa de descuento

I_t: Inversión t

F_t: Fecha de la inversión t en número de períodos de i

n: Número total de inversiones

Tomando esto en consideración, se muestra los pagos a realizar mes a mes durante el 2012.

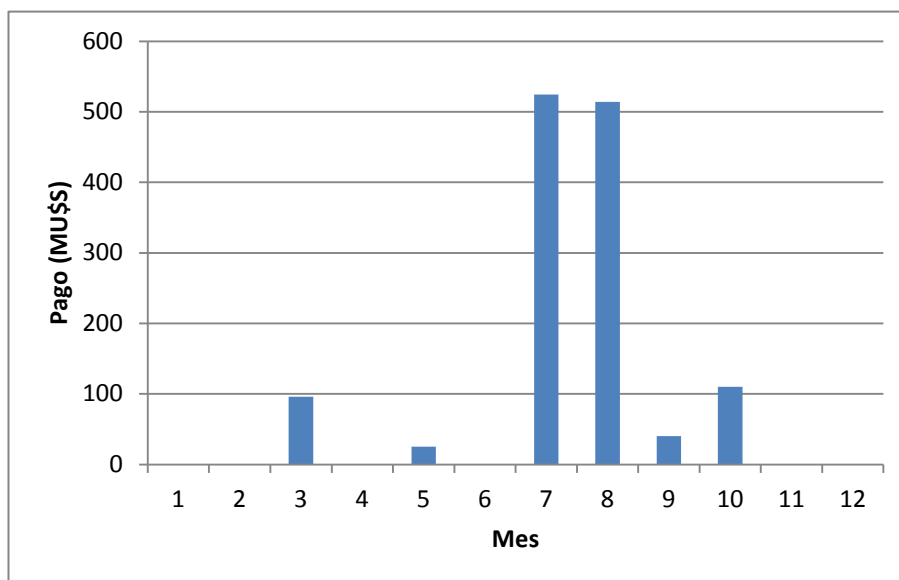


Figura 3.8 Pagos de inversiones a realizar

3.2.4 Activo de Trabajo

Este proyecto generará un cambio en el activo de trabajo debido al crudo contenido dentro de la totalidad de la tubería. Se deberá descontar el crudo contenido actualmente en el ducto a YPF y, valuando este volumen, tendremos una diferencia en el activo de trabajo.

Para calcular el volumen contenido debemos utilizar la siguiente ecuación:

$$V = \frac{L * \pi * D^2}{4} \quad (3.2)$$

Donde:

L= Longitud del ducto

D= Diámetro interno del ducto

V= Volumen contenido

El volumen contenido resulta de 120 m³. El ducto a YPF actual contiene aproximadamente unos 80 m³ ⁹³. Esta diferencia de volumen será valuada a precio de venta acorde a prácticas contables en la empresa.

Además, se incurrirá en un activo de trabajo adicional debido al incremento de las ventas (por la reducción en mermas totales) y su consecuente incremento de crédito por ventas. El crédito promedio otorgado a clientes es de 30 días después de la fecha de embarque.

Adicionalmente, habrá un incremento en la Disponibilidad en Caja debido a que esta es función de las Ventas (3% de las mismas).

Se adjunta una tabla y un gráfico con el valor de los activos de trabajo proyectados.

Activo de Trabajo	0	1	2	3	4	5	6	7
Disp. Min en Caja & Bancos	\$-	\$ 1,497.2	\$ 4,318.8	\$ 2,982.9	\$ 2,018.9	\$ 1,464.9	\$ 1,039.5	\$ 753.4
Crédito por ventas	\$-	\$ 4,159.0	\$ 11,996.6	\$ 8,285.7	\$ 5,608.1	\$ 4,069.1	\$ 2,887.6	\$ 2,092.7
Bienes de cambio								
Stock de PT	\$-	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1
Total de Activo de Trabajo	\$-	\$ 24,538.3	\$ 35,197.5	\$ 30,150.7	\$ 26,509.2	\$ 24,416.1	\$ 22,809.2	\$ 21,728.2
Δ Activo de Trabajo	\$-	\$ 24,538.3	\$ 10,659.2	\$ (5,046.8)	\$ (3,641.5)	\$ (2,093.1)	\$ (1,606.8)	\$ (1,081.1)

Tabla 3.1 Activo de trabajo años 0 a 7

Activo de Trabajo	8	9	10	11	12	13	14	15
Disp. Min en Caja & Bancos	\$ 572.6	\$ 439.8	\$ 359.2	\$ 287.3	\$ 223.8	\$ 176.0	\$ 144.2	\$ 100.0
Crédito por ventas	\$ 1,590.5	\$ 1,221.6	\$ 997.7	\$ 798.2	\$ 621.6	\$ 488.8	\$ 400.7	\$ 277.8
Bienes de cambio								
Stock de PT	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ 18,882.1	\$ -
Total de Activo de Trabajo	\$ 21,045.3	\$ 20,543.5	\$ 20,238.9	\$ 19,967.6	\$ 19,727.5	\$ 19,546.9	\$ 19,427.1	\$ 377.8
Δ Activo de Trabajo	\$ (682.9)	\$ (501.8)	\$ (304.5)	\$ (271.3)	\$ (240.1)	\$ (180.6)	\$ (119.8)	\$ (19,049.3)

Tabla 3.2 Activo de trabajo años 8 a 15

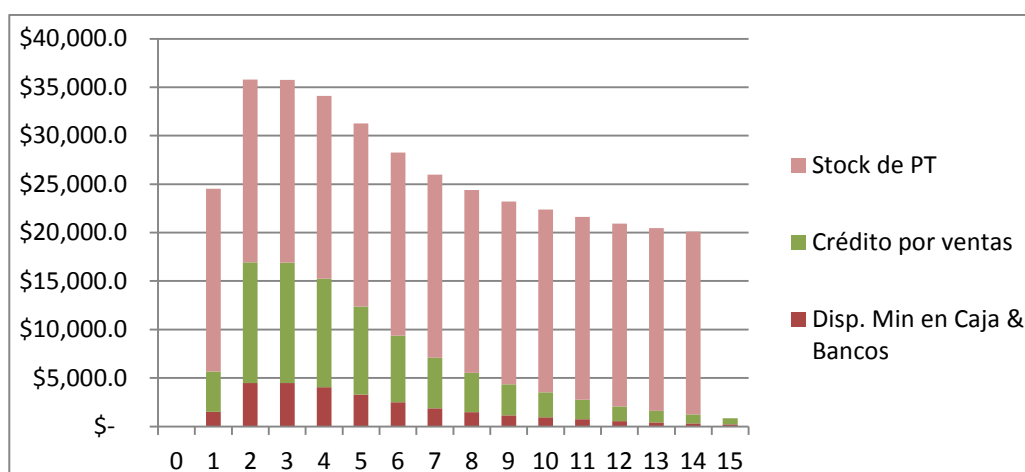


Figura 3.9 Evolución del activo de trabajo

⁹³ Fuente: Tecpetrol

3.2.5 Impuestos

3.2.5.1 Regalías

Las regalías son un impuesto que se aplica al valor del petróleo producido en boca de pozo. Esto es, el volumen producido menos los consumos propios y pérdidas por fuerza mayor, afectado por los ajustes de calidad y mermas, valorizado y descontado los costos de transporte en los que se incurre.

Acorde al artículo 59 de la ley 17.319, los elementos son:

Hecho imponible: es lo producido por la explotación de hidrocarburos considerando la producción computable (Producción en boca de pozo)

Sujeto Pasivo: Concesionario de la explotación y/o permisionario de la explotación (Tecpetrol)

Sujeto activo: Estado Nacional

Base imponible: Valor de boca de pozo de la producción computable de los hidrocarburos. (Producción al precio de venta menos costos de transporte)

La alícuota: En nuestro caso es del 15% desde la renegociación del contrato de explotación con la Provincia del Neuquén a mediados de 2010.

El valor del proyecto se verá afectado por las regalías debido a que la reducción en la merma generará un incremento en ventas y, por ende, un incremento en regalías.

3.2.5.2 Ingresos Brutos

El impuesto a los Ingresos Brutos es un impuesto provincial que se aplica a los ingresos devengados en el período fiscal sin IVA.

Del Código Fiscal de la Provincia del Neuquén se lee: “El ejercicio habitual y a título oneroso –en jurisdicción de la provincia de Neuquén– del comercio, industria, profesión, oficio, negocio, locaciones de bienes, obras o servicios, o de cualquier otra actividad sin consideración a la naturaleza del sujeto que la preste y el lugar donde la realice (espacios ferroviarios, aeródromos, aeropuertos, terminales de transportes, yacimientos, obras hidroeléctricas, edificios y lugares de dominio público o privado y todo otro de similar naturaleza), estará alcanzado con un impuesto sobre los ingresos brutos, con arreglo a las disposiciones del presente y las que se establezcan en leyes tributarias especiales.”

En el caso de la explotación petrolera, este impuesto toma el valor del 3%.

Al igual que en el caso de las regalías, este impuesto afectará el valor del proyecto dado el incremento de ventas por la disminución de merma.

3.2.5.3 Impuesto a las Ganancias

El impuesto a las Ganancias es un impuesto nacional. Tecpetrol paga una alícuota del 35% como Impuesto a las Ganancias que será considerado en el análisis económico.

3.2.6 Financiamiento

La inversión en Activo Fijo del proyecto será financiado en un 60%, acorde a prácticas usuales en Tecpetrol, contrayendo una deuda bancaria.

La financiación será realizada con un préstamo del Banco Nación en dólares con cuotas fijas (Tipo Francés) a 5 años.

Se puede observar en el año 3, un financiamiento negativo. Esto se debe al ahorro en inversión de mantenimiento del ducto (Ver Sección 1.2.5) que ha sido considerada como una inversión en activo fijo negativa. De esta forma, se incurre en una financiación negativa. Es decir, la situación “con proyecto” difiere de la situación “sin proyecto” en el valor negativo de la financiación necesaria para la inversión de mantenimiento.

A continuación, se muestra una tabla con los préstamos pedidos, las cuotas a pagar, el saldo de la deuda, las amortizaciones y los intereses sobre la deuda.

Año	Deudas Contraídas	Cuota	Pagos	Saldo	Amortizaciones	Intereses
0	\$ 809,408	\$ 213,520		\$ 809,408		
1	\$ -	\$ -	\$ 213,520	\$ 676,829	\$ 132,579	\$ 80,941
2	\$ -	\$ -	\$ 213,520	\$ 530,992	\$ 145,837	\$ 67,683
3	\$ -378,000	\$ -99,715	\$ 213,520	\$ -7,428	\$ 160,421	\$ 53,099
4	\$ -	\$ -	\$ 113,804	\$ -121,976	\$ 114,547	\$ -743
5	\$ -	\$ -	\$ 113,804	\$ -247,978	\$ 126,002	\$ -12,198
6	\$ -	\$ -	\$ -99,715	\$ -173,060	\$ -74,918	\$ -24,798
7	\$ -	\$ -	\$ -99,715	\$ -90,650	\$ -82,409	\$ -17,306
8	\$ -	\$ -	\$ -99,715	\$ 0	\$ -90,650	\$ -9,065
9 a 15	\$ -	\$ -	\$ -99,715	\$ 0	\$ -90,650	\$ -9,065

Tabla 3.3 Financiación de Activo Fijo

3.2.7 Cuadro de Resultados

A partir de las variaciones en ventas, costos de venta, amortizaciones y regalías, se confecciona el cuadro de resultados proyectado para el proyecto.

Cuadro de Resultados	0	1	2	3	4	5
Ventas	\$ -	\$ 49,907.8	\$ 143,959.2	\$ 99,428.5	\$ 67,297.5	\$ 48,829.1
Costo de ventas	\$ -	\$ -329,836.8	\$ -254,668.4	\$ -70,242.3	\$ -47,097.1	\$ -33,793.6
Costos de Financiación	\$ -	\$ 80,940.8	\$ 67,682.9	\$ 53,099.2	\$ -742.8	\$ -12,197.6
Utilidad Bruta	\$ -	\$ 298,803.8	\$ 330,944.7	\$ 116,571.6	\$ 115,137.5	\$ 94,820.3
Amortizaciones	\$ -	\$ 139,101.4	\$ 139,101.4	\$ 139,101.4	\$ 76,101.4	\$ 76,101.4
Utilidad Neta	\$ -	\$ 159,702.5	\$ 191,843.4	\$ -22,529.8	\$ 39,036.1	\$ 18,719.0
Regalías	\$ -	\$ 7,486.2	\$ 21,593.9	\$ 14,914.3	\$ 10,094.6	\$ 7,324.4
IIBB	\$ -	\$ 1,497.2	\$ 4,318.8	\$ 2,982.9	\$ 2,018.9	\$ 1,464.9
UAIG	\$ -	\$ 150,719.0	\$ 165,930.7	\$ -40,426.9	\$ 26,922.6	\$ 9,929.7
IG	\$ -	\$ 52,751.7	\$ 58,075.7	\$ -14,149.4	\$ 9,422.9	\$ 3,475.4
Ganancias	\$ -	\$ 97,967.4	\$ 107,855.0	\$ -26,277.5	\$ 17,499.7	\$ 6,454.3

Tabla 3.4 Cuadro de resultados años 0 a 5

Cuadro de Resultados	6	7	8	9	10
Ventas	\$ 34,651.1	\$ 25,112.4	\$ 19,086.5	\$ 14,659.0	\$ 11,971.8
Costo de ventas	\$ -23,580.6	\$ -16,709.5	\$ -12,368.8	\$ -9,179.5	\$ -7,243.8
Costos de Financiación	\$ -24,797.8	\$ -17,306.0	\$ -9,065.0	\$ 0.0	\$ 0.0
Utilidad Bruta	\$ 83,029.5	\$ 59,127.9	\$ 40,520.4	\$ 23,838.5	\$ 19,215.6
Amortizaciones	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4
Utilidad Neta	\$ 15,328.1	\$ -8,573.5	\$ -27,181.0	\$ -43,862.9	\$ -48,485.8
Regalías	\$ 5,197.7	\$ 3,766.9	\$ 2,863.0	\$ 2,198.9	\$ 1,795.8
IIBB	\$ 1,039.5	\$ 753.4	\$ 572.6	\$ 439.8	\$ 359.2
UAIG	\$ 9,090.9	\$ -13,093.7	\$ -30,616.5	\$ -46,501.5	\$ -50,640.7
IG	\$ 3,181.8	\$ -4,582.8	\$ -10,715.8	\$ -16,275.5	\$ -17,724.2
Ganancias	\$ 5,909.1	\$ -8,510.9	\$ -19,900.7	\$ -30,226.0	\$ -32,916.4

Tabla 3.5 Cuadro de resultados años 6 a 10

Cuadro de Resultados	11	12	13	14	15
Ventas	\$ 9,578.1	\$ 7,459.5	\$ 5,865.8	\$ 4,808.3	\$ 3,333.2
Costo de ventas	\$ -5,519.5	\$ -3,993.4	\$ -2,845.3	\$ -2,083.6	\$ -1,021.0
Costos de Financiación	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0	\$ 0.0
Utilidad Bruta	\$ 15,097.6	\$ 11,452.9	\$ 8,711.1	\$ 6,891.9	\$ 4,354.2
Amortizaciones	\$ -63,000.0	\$ -63,000.0	\$ -63,000.0	\$ -	\$ -
Utilidad Neta	\$ 78,097.6	\$ 74,452.9	\$ 71,711.1	\$ 6,891.9	\$ 4,354.2
Regalías	\$ 1,436.7	\$ 1,118.9	\$ 879.9	\$ 721.2	\$ 500.0
IIBB	\$ 287.3	\$ 223.8	\$ 176.0	\$ 144.2	\$ 100.0
UAIG	\$ 76,373.6	\$ 73,110.2	\$ 70,655.3	\$ 6,026.4	\$ 3,754.2
IG	\$ 26,730.7	\$ 25,588.6	\$ 24,729.3	\$ 2,109.3	\$ 1,314.0
Ganancias	\$ 49,642.8	\$ 47,521.6	\$ 45,925.9	\$ 3,917.2	\$ 2,440.2

Tabla 3.6 Cuadro de resultados años 11 a 15

3.2.8 Balances Proyectados

Para la confección de los balances, se tomó la estructura pro-forma sugerida por la cátedra de Proyectos de Inversión del ITBA.

El Activo No Corriente se compone de aquellos activos de duración mayor que el año. Aquí se incluyen entonces las inversiones en Bienes de Uso y los Cargos Diferidos descontando año a año sus correspondientes amortizaciones.

El Activo Corriente se compone tanto de las Disponibilidades, los Créditos por Venta y los Bienes de Cambio del Activo de Trabajo.

El Pasivo No Corriente se compone de las Deudas Bancarias por las inversiones en Activo Fijo.

	0	1	2	3	4	5
Activo Corriente						
Disponibilidad en Caja y Bancos	\$ -	\$ 81,449	\$ 174,730	\$ 130,845	\$ 112,576	\$ 70,669
Créditos por Venta (Sin IVA)	\$ -	\$ 4,159	\$ 11,997	\$ 8,286	\$ 5,608	\$ 4,069
Bienes de Cambio	\$ -	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882
Total AC	\$ -	\$ 104,490	\$ 205,609	\$ 158,012	\$ 137,066	\$ 93,620
Activo No Corriente						
Bienes de Uso	\$ 1,307,014	\$ 1,176,312	\$ 1,045,611	\$ 284,909	\$ 217,208	\$ 149,507
Cargos Diferidos	\$ 42,000	\$ 33,600	\$ 25,200	\$ 16,800	\$ 8,400	\$ -
Total ANC	\$ 1,349,014	\$ 1,209,912	\$ 1,070,811	\$ 301,709	\$ 225,608	\$ 149,507
Activo Total	\$ 1,349,014	\$ 1,314,402	\$ 1,276,420	\$ 459,722	\$ 362,674	\$ 243,127
Pasivo No Corriente						
Deudas Bancarias	\$ 809,408	\$ 676,829	\$ 530,992	\$ -7,428	\$ -121,976	\$ -247,978
Total PNC	\$ 809,408	\$ 676,829	\$ 530,992	\$ -7,428	\$ -121,976	\$ -247,978
Total Pasivo	\$ 809,408	\$ 676,829	\$ 530,992	\$ -7,428	\$ -121,976	\$ -247,978
Patrimonio Neto						
Capital	\$ 539,605	\$ 539,605	\$ 539,605	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605
Utilidad del Ejercicio	\$ -	\$ 97,967	\$ 107,855	\$ -26,277	\$ 17,500	\$ 6,454
Utilidad de ejercicios Anteriores		\$ -	\$ 97,967	\$ 205,822	\$ 179,545	\$ 197,045
Total Patrimonio Neto	\$ 539,605	\$ 637,573	\$ 745,428	\$ 467,150	\$ 484,650	\$ 491,104

Tabla 3.7 Balances proyectados años 0 a 5

	6	7	8	9	10
<u>Activo Corriente</u>					
Disponibilidad en Caja y Bancos	\$ 220,378	\$ 362,773	\$ 501,726	\$ 539,571	\$ 574,580
Créditos por Venta (Sin IVA)	\$ 2,888	\$ 2,093	\$ 1,591	\$ 1,222	\$ 998
Bienes de Cambio	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882
Total AC	\$ 242,148	\$ 383,748	\$ 522,199	\$ 559,674	\$ 594,459
<u>Activo No Corriente</u>					
Bienes de Uso	\$ 81,805	\$ 14,104	\$ -53,597	\$ -121,299	\$ -189,000
Cargos Diferidos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total ANC	\$ 81,805	\$ 14,104	\$ -53,597	\$ -121,299	\$ -189,000
Activo Total	\$ 323,953	\$ 397,852	\$ 468,602	\$ 438,376	\$ 405,459
<u>Pasivo No Corriente</u>					
Deudas Bancarias	\$ -173,060	\$ -90,650	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total PNC	\$ -173,060	\$ -90,650	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total Pasivo	\$ -173,060	\$ -90,650	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<u>Patrimonio Neto</u>					
Capital	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605
Utilidad del Ejercicio	\$ 5,909	\$ -8,511	\$ -19,901	\$ -30,226	\$ -32,916
Utilidad de ejercicios Anteriores	\$ 203,499	\$ 209,408	\$ 200,897	\$ 180,996	\$ 150,770
Total Patrimonio Neto	\$ 497,013	\$ 488,502	\$ 468,602	\$ 438,376	\$ 405,459

Tabla 3.8 Balances proyectados años 6 a 10

	11	12	13	14	15
<u>Activo Corriente</u>					
Disponibilidad en Caja y Bancos	\$ 561,422	\$ 546,120	\$ 529,179	\$ 533,184	\$ 554,629
Créditos por Venta (Sin IVA)	\$ 798	\$ 622	\$ 489	\$ 401	\$ 278
Bienes de Cambio	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ 18,882	\$ -
Total AC	\$ 581,102	\$ 565,624	\$ 548,550	\$ 552,467	\$ 554,907
<u>Activo No Corriente</u>					
Bienes de Uso	\$ -126,000	\$ -63,000	\$ -0	\$ -0	\$ -0
Cargos Diferidos	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total ANC	\$ -126,000	\$ -63,000	\$ -0	\$ -0	\$ -0
Activo Total	\$ 455,102	\$ 502,624	\$ 548,550	\$ 552,467	\$ 554,907
<u>Pasivo No Corriente</u>					
Deudas Bancarias	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total PNC	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Total Pasivo	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
<u>Patrimonio Neto</u>					
Capital	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605	\$ 287,605
Utilidad del Ejercicio	\$ 49,643	\$ 47,522	\$ 45,926	\$ 3,917	\$ 2,440
Utilidad de ejercicios Anteriores	\$ 117,854	\$ 167,497	\$ 215,018	\$ 260,944	\$ 264,861
Total Patrimonio Neto	\$ 455,102	\$ 502,624	\$ 548,550	\$ 552,467	\$ 554,907

Tabla 3.9 Balances proyectados años 11 a 15

3.3 ANÁLISIS FINANCIERO

3.3.1 Cálculo del Costo de Capital

Se denomina “Costo del Capital” o “WACC” (sigla que en inglés significa Weighted Average Cost of Capital) a la tasa de descuento que debe utilizarse para actualizar los flujos de fondos de un proyecto. Corresponde a la rentabilidad que el accionista le exigirá al proyecto por renunciar a un uso alternativo de esos recursos en proyectos con niveles de riesgos similares.

Los recursos que el accionista destina al proyecto provienen de recursos propios y de préstamos de terceros. El costo de utilizar los fondos propios corresponde a su costo de oportunidad o sea lo que deja de ganar por no haberlos invertido en otro proyecto alternativo de riesgo similar. El costo de los préstamos de terceros corresponde al interés de los préstamos.⁹⁴

Dado que la estructura financiera de nuestro proyecto variará año a año por las amortizaciones de la deuda, seguiremos la sugerencia del libro “Lecciones de Ingeniería Económica y Finanzas” de Lelic Rifat, y utilizaremos el método de valuación APV (Adjusted Present Value).

Este método consiste en descontar el flujo de caja libre a la firma (FCFF) con la tasa no apalancada del capital propio (k_u) y sumarle los efectos adicionales de la deuda. Estos se calculan llevando al año 0 los escudos impositivos generados por el ahorro en impuesto a las ganancias del pago de intereses. La ecuación a utilizar será entonces:

$$VAN (APV) = \sum_{t=0}^n \frac{FCFF_t}{(1+k_u)^t} + (\text{Efectos adicionales de la deuda}) \quad (3.3)$$

El costo del capital propio lo estimaremos utilizando el método CAPM (Capital Asset Pricing Method) para mercados emergentes (SSB). Para el cálculo del mismo tomaremos los siguientes datos de mercado:

Beta Unlevered ⁹⁵	1.34
Rp (Riesgo País) ⁹⁶	8.1%
Rm (Tasa de Mercado) ⁹⁷	6.3%
Rf (Tasa Libre de Riesgo) ⁹⁸	1.84%

Tabla 3.10 Datos extraídos para el cálculo del Ke

⁹⁴ Tomado del Libro de Cátedra de Proyectos de Inversión, ITBA

⁹⁵ Beta promedio del Upstream de petróleo. Fuente: Página de Damodarán (<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>)

⁹⁶ Tomado de www.riesgopais.com.ar

⁹⁷ Tomado de Damodarán

⁹⁸ Bonos del tesoro americano a 10 años. Fuente: Yahoo Finance

Siguiendo la metodología del modelo SSB, se redujo la influencia del riesgo país utilizando las tres variables a ponderar:

- G1: 3 (Acceso al mercado de capitales)
- G2: 9 (Susceptibilidad a la inversión por riesgo político)
- G3: 7 (Importancia relativa de la inversión para la compañía)

El resultado es un costo de capital no apalancado de 15,2%.

3.3.2 Flujo de Fondos del Proyecto

El flujo de fondos del proyecto muestra los ingresos y egresos a la empresa. Es un flujo de caja libre a la empresa (FCFF, por sus siglas en inglés). A continuación, se muestra el flujo de fondos proyectado a 15 años.

DEL PROYECTO	0	1	2	3	4	5
Egresos						
Inversión en Activo Fijo	\$ 1,349,013.5	\$ -	\$ -	\$ -630,000.0	\$ -	\$ -
Δactivo de Trabajo	\$ -	\$ 24,538.3	\$ 10,659.2	\$ -5,046.8	\$ -3,641.5	\$ -2,093.1
IG	\$ -	\$ 52,751.7	\$ 58,075.7	\$ -14,149.4	\$ 9,422.9	\$ 3,475.4
TOTAL DE EGRESOS	\$ 1,349,013.5	\$ 77,290.0	\$ 68,734.9	\$ -649,196.2	\$ 5,781.4	\$ 1,382.3
Ingresos						
Utilidad Antes de Impuestos	\$ -	\$ 150,719.0	\$ 165,930.7	\$ -40,426.9	\$ 26,922.6	\$ 9,929.7
Intereses Pagados						
Amortizaciones	\$ -	\$ 139,101.4	\$ 139,101.4	\$ 139,101.4	\$ 76,101.4	\$ 76,101.4
TOTAL DE INGRESOS	\$ -	\$ 289,820.4	\$ 305,032.1	\$ 98,674.5	\$ 103,023.9	\$ 86,031.1
FF	\$ -1,349,013.5	\$ 212,530.4	\$ 236,297.2	\$ 747,870.7	\$ 97,242.5	\$ 84,648.7

Tabla 3.11 Flujo de fondos del proyecto años 0 a 5

DEL PROYECTO	6	7	8	9	10
Egresos					
Inversión en Activo Fijo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Δactivo de Trabajo	\$ -1,606.8	\$ -1,081.1	\$ -682.9	\$ -501.8	\$ -304.5
IG	\$ 3,181.8	\$ -4,582.8	\$ -10,715.8	\$ -16,275.5	\$ -17,724.2
TOTAL DE EGRESOS	\$ 1,575.0	\$ -5,663.9	\$ -11,398.7	\$ -16,777.3	\$ -18,028.8
Ingresos					
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 9,090.9	\$ -13,093.7	\$ -30,616.5	\$ -46,501.5	\$ -50,640.7
Intereses Pagados					
Amortizaciones	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4	\$ 67,701.4
TOTAL DE INGRESOS	\$ 76,792.3	\$ 54,607.7	\$ 37,084.8	\$ 21,199.9	\$ 17,060.7
FF	\$ 75,217.3	\$ 60,271.5	\$ 48,483.5	\$ 37,977.2	\$ 35,089.5

Tabla 3.12 Flujo de fondos del proyecto años 6 a 10

DEL PROYECTO	11	12	13	14	15
Egresos					
Inversión en Activo Fijo	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Δactivo de Trabajo	\$ -271.3	\$ -240.1	\$ -180.6	\$ -119.8	\$ -19,049.3
IG	\$ 26,730.7	\$ 25,588.6	\$ 24,729.3	\$ 2,109.3	\$ 1,314.0
TOTAL DE EGRESOS	\$ 26,459.5	\$ 25,348.5	\$ 24,548.7	\$ 1,989.4	\$ -17,735.3
Ingresos					
Utilidad Antes de Impuestos	\$ 76,373.6	\$ 73,110.2	\$ 70,655.3	\$ 6,026.4	\$ 3,754.2
Intereses Pagados					
Amortizaciones	\$ -63,000.0	\$ -63,000.0	\$ -63,000.0	\$ -	\$ -
TOTAL DE INGRESOS	\$ 13,373.6	\$ 10,110.2	\$ 7,655.3	\$ 6,026.4	\$ 3,754.2
FF	\$ -13,085.9	\$ -15,238.3	\$ -16,893.4	\$ 4,037.0	\$ 21,489.5

Tabla 3.13 Flujo de fondos del proyecto años 11 a 15

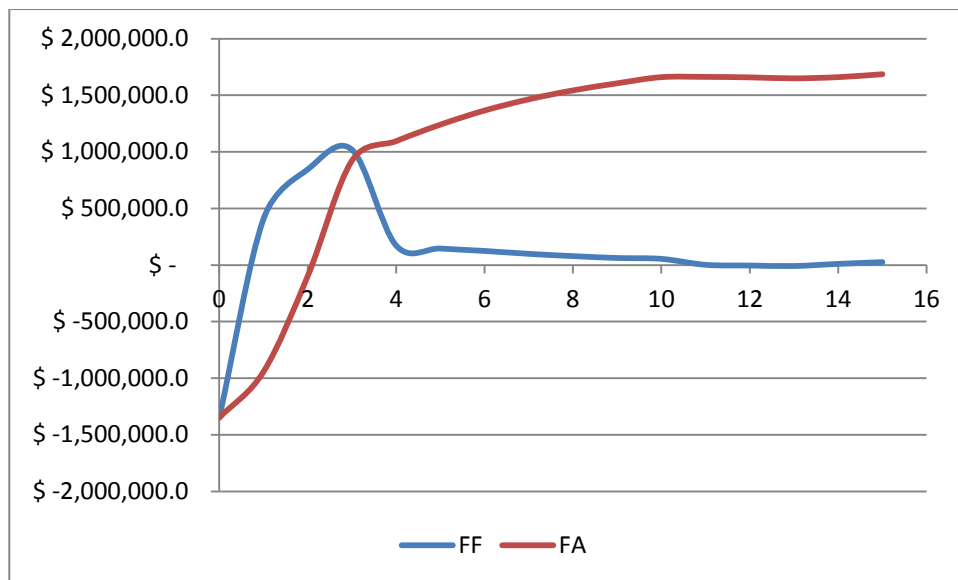


Figura 3.10 Flujo de Fondos (FF) y Flujo acumulado (FA) del proyecto

A continuación, se muestran los resultados obtenidos de este flujo de fondos:

- Período de repago simple: 4,65 años
- Máxima exposición simple: MMU\$S 1,349
- TIR: 6.97%

3.3.3 Flujo de Fondos del Inversor

El flujo de fondos del inversor muestra los ingresos y egresos del inversor. A continuación, se muestran los flujos calculados.

DEL INVERSOR	0	1	2	3	4	5
Egresos						
Aportes de Capital	\$ 539,605.4	\$ -	\$ -	\$ -252,000.0	\$ -	\$ -
TOTAL DE EGRESOS	\$ 539,605.4	\$ -	\$ -	\$ -252,000.0	\$ -	\$ -
Ingresos						
Saldo de Fuentes y Usos	\$ -	\$ 79,951.4	\$ 90,460.3	\$ -42,549.9	\$ -17,304.7	\$ -41,353.2
Dividendos en efectivo						
TOTAL DE INGRESOS	\$ -	\$ 79,951.4	\$ 90,460.3	\$ -42,549.9	\$ -17,304.7	\$ -41,353.2
FF	\$ -539,605.4	\$ 79,951.4	\$ 90,460.3	\$ 209,450.1	\$ -17,304.7	\$ -41,353.2

Tabla 3.14 Flujo de fondos del inversor años 0 a 5

DEL INVERSOR	6	7	8	9	10
Egresos					
Aportes de Capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL DE EGRESOS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos					
Saldo de Fuentes y Usos	\$ 150,135.0	\$ 142,681.0	\$ 139,133.9	\$ 37,977.2	\$ 35,089.5
Dividendos en efectivo					
TOTAL DE INGRESOS	\$ 150,135.0	\$ 142,681.0	\$ 139,133.9	\$ 37,977.2	\$ 35,089.5
FF	\$ 150,135.0	\$ 142,681.0	\$ 139,133.9	\$ 37,977.2	\$ 35,089.5

Tabla 3.15 Flujo de fondos del inversor años 6 a 10

DEL INVERSOR	11	12	13	14	15
Egresos					
Aportes de Capital	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL DE EGRESOS	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ingresos					
Saldo de Fuentes y Usos	\$ -13,085.9	\$ -15,238.3	\$ -16,893.4	\$ 4,037.0	\$ 21,489.5
Dividendos en efectivo					
TOTAL DE INGRESOS	\$ -13,085.9	\$ -15,238.3	\$ -16,893.4	\$ 4,037.0	\$ 21,489.5
FF	\$ -13,085.9	\$ -15,238.3	\$ -16,893.4	\$ 4,037.0	\$ 21,489.5

Tabla 3.16 Flujos de fondo del inversor años 11 a 15

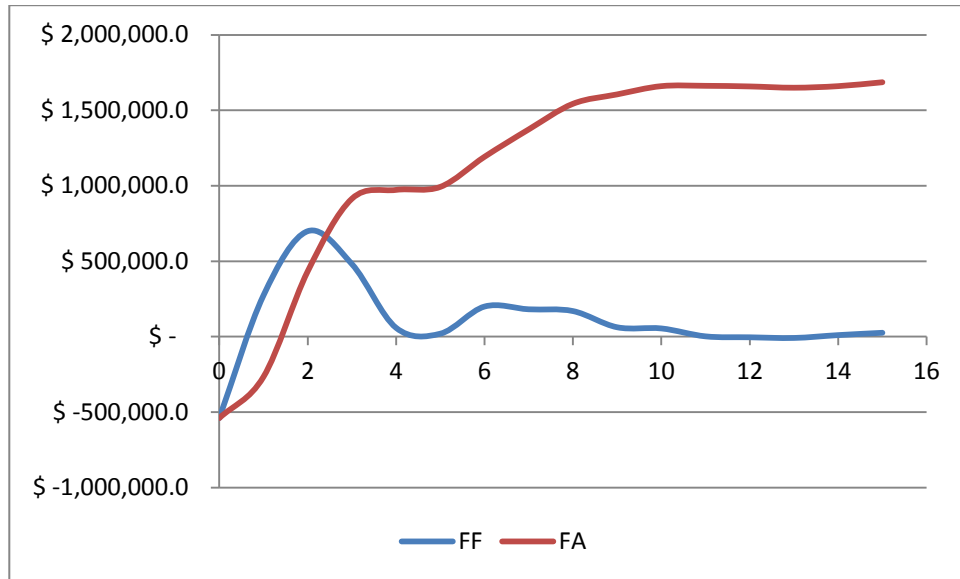


Figura 3.11 Flujo de Fondos (FF) y Flujo acumulado (FA) del inversor

A partir de estos flujos, se puede calcular:

- Período de repago simple: 6,48 años
- Máxima exposición simple: MMU\$S 0,539
- TOR: 10,137%

3.3.4 VAN del proyecto

Como se mencionó, se utilizará la metodología APV para el cálculo del Valor Actual Neto del proyecto.

$$\frac{(\$224,289.57)}{(1+ku)^t} + \frac{\$46,978.64}{\text{Efectos adicionales de deuda}} = \frac{(\$177,310.93)}{\text{VAN}}$$

Tabla 3.1 Cálculo del VAN del proyecto

Como se puede observar, el proyecto resulta de un valor actual negativo cuando es analizado con la situación de producción base y la tasa de descuento calculada. Adicionalmente, también puede observarse el efecto positivo del endeudamiento. Esto también puede apreciarse calculando el apalancamiento TOR/TIR cuyo resultado es de 1.45

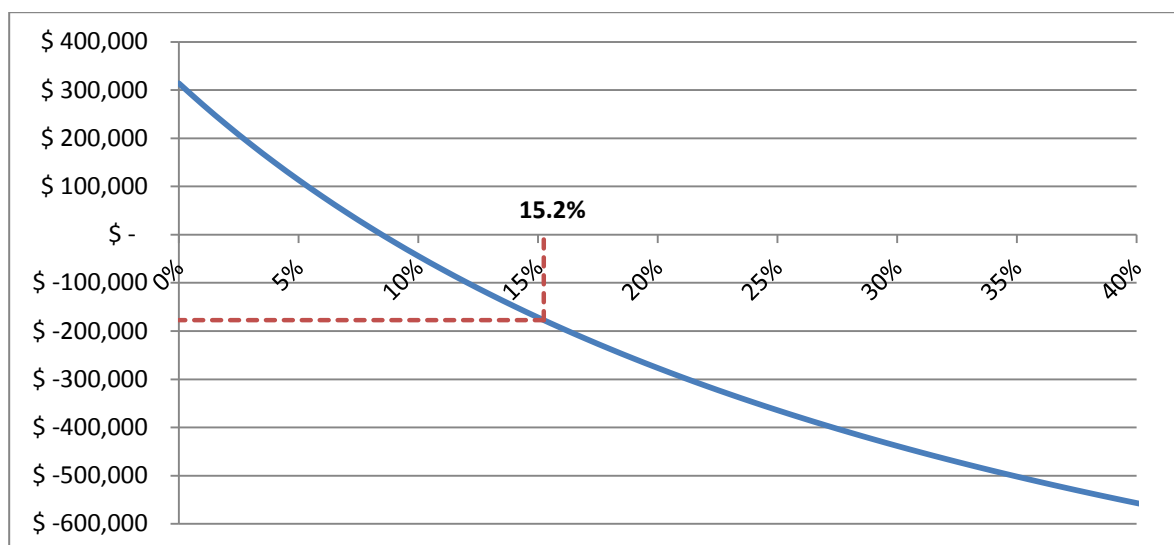


Figura 3.12 Perfil del VAN

Cabe aclarar que este análisis no contempla un riesgo significativo que es el del ducto actual a YPF. Este ducto, como se vio anteriormente, presenta un riesgo de capacidad importante debido al estado en el que se encuentra y a la agresiva campaña exploratoria que YPF tiene en sus yacimientos cercanos. Este riesgo lo evaluaremos mas adelante.

3.3.5 Análisis del Escenario Favorable

Si en cambio consideramos la producción tomando el Escenario Favorable visto en la Sección 1.5, el resultado del proyecto será el siguiente:

- VAN: U\$S 849.071
- TIR: 47,41 %
- TOR: 112,2 %
- Apalancamiento: 2.37
- Período de Repago Simple del proyecto: 2.1 años
- Período de Repago Simple del inversor: 1.38 años
- Flujo de Fondos del Proyecto:

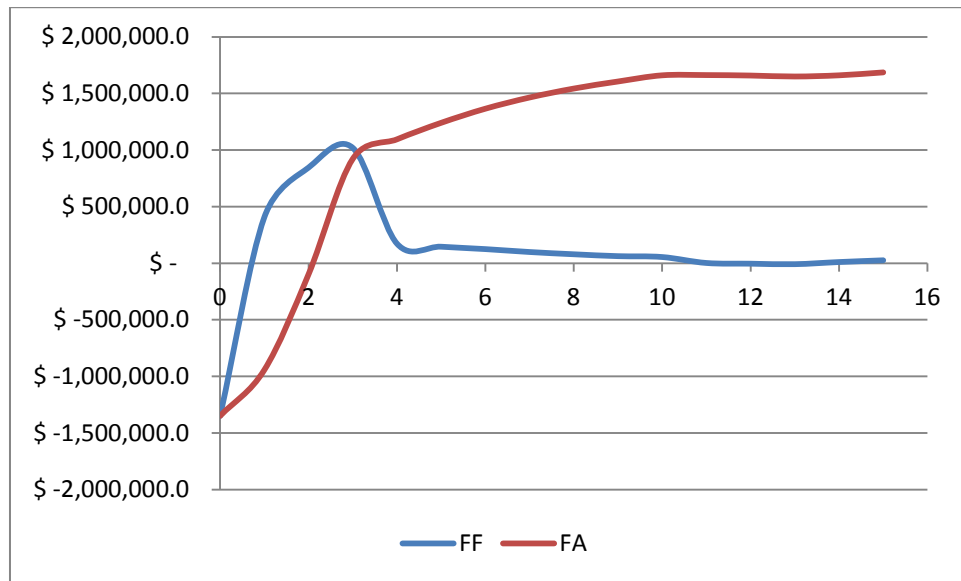


Figura 3.13 Flujo de Fondos del proyecto con Escenario Favorable

Como se puede apreciar, la diferencia en los indicadores financieros y económicos del proyecto con escenario base y escenario favorable es significativa. Esto sugiere que la producción es una variable de gran impacto a analizar.

4 ESTUDIO DE RIESGOS

4.1 SENSIBILIDAD A VARIABLES CRÍTICAS

4.1.1 Pronóstico de Producción

Como se vio en la sección anterior, la producción es crítica en cuanto a la viabilidad o no del proyecto. La industria petrolera presenta inversiones de alto riesgo e incertidumbre y por ello es muy difícil estimar la producción a futuro.

Especial incertidumbre se tiene cuando las perspectivas del área son inciertas por futuras inversiones en pozos exploratorios o estudios adicionales como pueden ser sísmicas. Como se vio en el Estudio de Mercado, Los Bastos tiene perspectivas de una significativa cantidad de pozos exploratorios.

En el siguiente gráfico, puede observarse el impacto en el VAN de un incremento de la producción en un % por encima de la producción base.

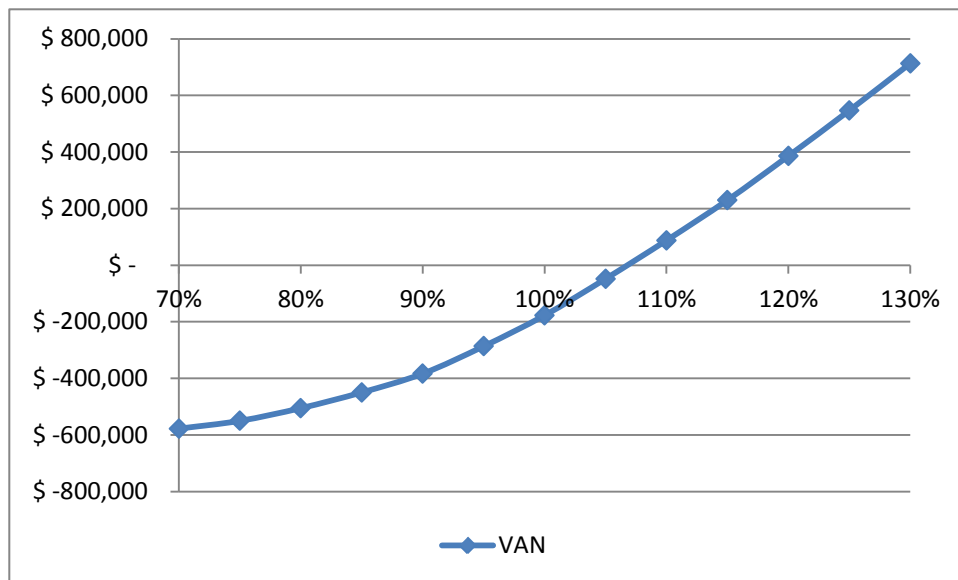


Figura 4.1 Sensibilidad del VAN a la producción

Se puede apreciar de la creciente pendiente de la curva del gráfico que la sensibilidad a la producción se presenta como un upside del proyecto. Es decir, si el pronóstico de producción resulta demasiado conservador, el VAN del proyecto se incrementa en mayor medida de lo que se reduce si el pronóstico resulta demasiado optimista. Siendo que el área históricamente probó incrementar sus reservas y producir mas de lo esperado (Ver estudio de mercado), el panorama de la sensibilidad a la producción resulta muy alentador y uno de los puntos fuertes que respaldan la concreción del proyecto.

4.1.2 Precio del crudo

Dado que los ahorros en mermas se valorizan al precio de venta del crudo, esta variable tiene impacto directo sobre la conveniencia financiera del proyecto.

Como se vio en el Estudio de Mercado, el precio del crudo responde en el mundo a una situación compleja muy asociada a las situaciones políticas y sociales de los grandes países productores. Estos son, en general, menos estables que los países desarrollados o mayores consumidores de petróleo y por ello resulta extremadamente difícil estimar la cotización internacional del crudo.

Si bien hoy, como se vio, el precio en el mercado local se encuentra desacoplado de las fluctuaciones de precio internacional, también se vio que la situación nacional es muy cambiante y por ello no podemos cerciorarnos de que el desacople pueda mantenerse por la totalidad de la vida del proyecto. Aún si se mantuviera, resulta muy complejo predecir los vaivenes del precio que se encuentra muy ligado a beneficios impositivos del gobierno, la declinación de las cuencas productivas, la demanda energética del país y la disponibilidad de unidades de mayor conversión que permitan aumentar la corrida de crudos pesados (hoy con poca demanda) en las refinerías locales.

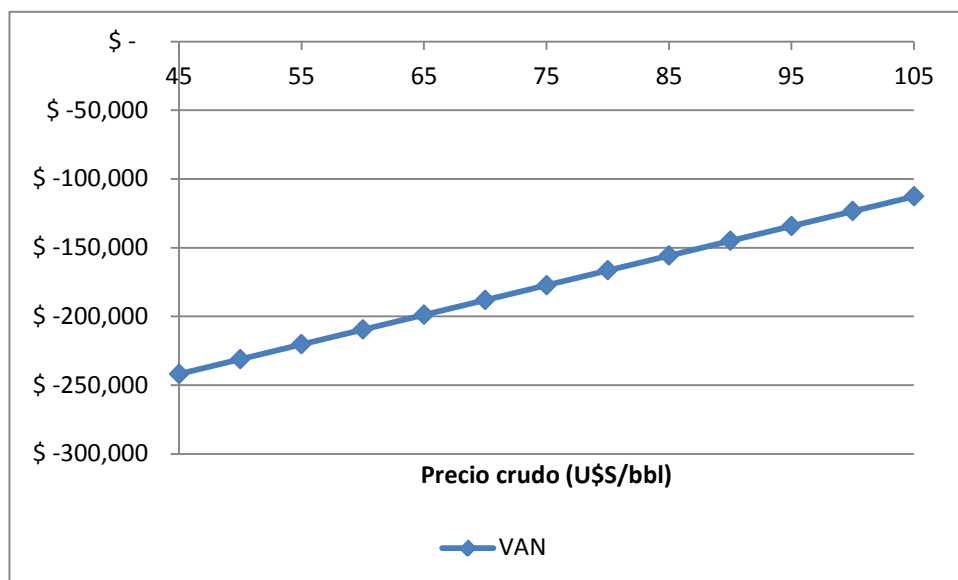


Figura 4.2 Sensibilidad del VAN al precio del crudo

Puede apreciarse una curva lineal de sensibilidad al precio del crudo.

4.1.3 Venta en camiones

Esta variable es determinante ya que la producción que no se pueda evacuar por el ducto actual a YPF o por venta en camiones, deberá ser evacuada a través de camiones hacia Agua Salada con un costo muy grande. Este costo, puede definir la viabilidad del proyecto.

Esto sumado a que, como fue visto, los clientes por camiones se presentan en una fuerte desventaja de escala y logística y, por ende, muestran un futuro incierto; define el estudio de esta variable como crítica para el proyecto.

En el gráfico a continuación podemos ver la sensibilidad del VAN del proyecto a la declinación de las ventas por camión. Mientras más alto es el valor del eje x, más rápidamente caerán las ventas por camión y, consecuentemente, más conveniente será la construcción del oleoducto para evitar caer en el costo de camiones a Agua Salada. Por el otro lado, mientras mas bajo sea el factor de declinación, tendremos la posibilidad, a futuro, de evacuar el crudo por venta en camiones en vez de incurrir en costos de camiones propios a Agua Salada. Esta situación desalienta la inversión.

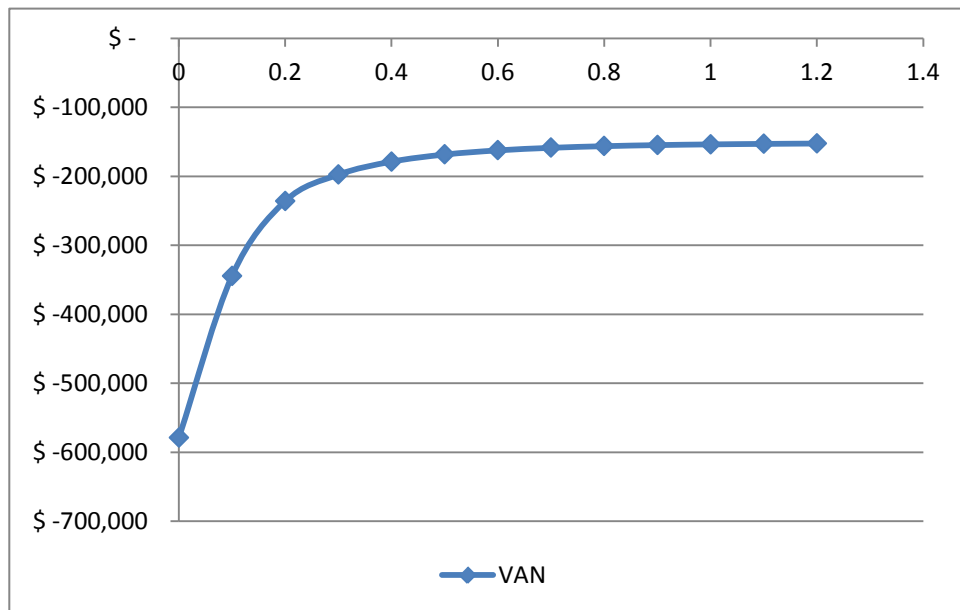


Figura 4.3 Sensibilidad del VAN a las ventas en camión

4.1.4 Monto de la inversión

Como en toda inversión de escala, el monto total en el que se incurre es determinante para el proyecto. Si bien se estudió profundamente las variables determinantes en la inversión total, el riesgo de incurrir en un costo mayor al presupuestado es latente.

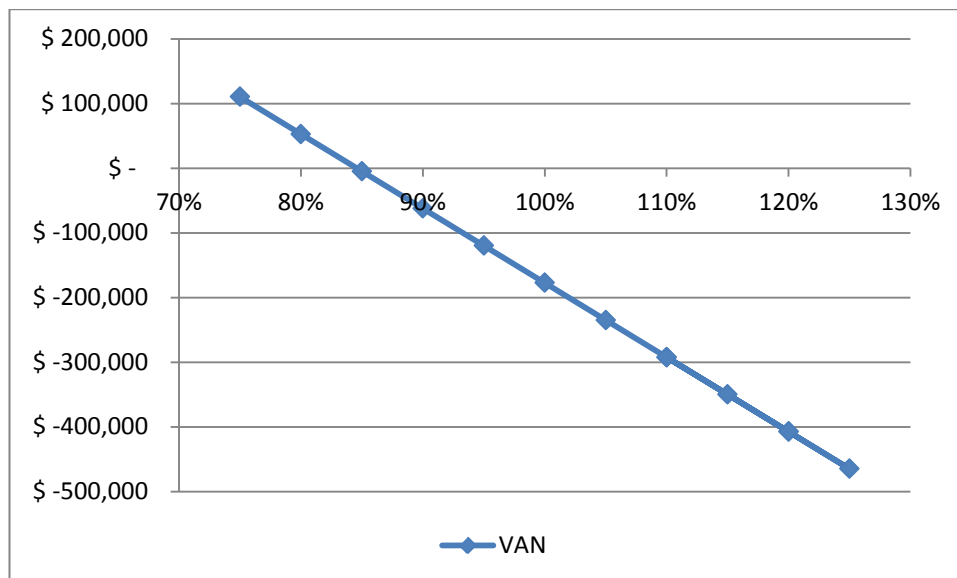


Figura 4.4 Sensibilidad del VAN al factor de inversión

4.1.5 Fecha de Puesta en Marcha (PEM)

La fecha de puesta en marcha del proyecto determina el momento en el cual los beneficios del proyecto se activan. Un retraso en la construcción del oleoducto puede determinar una rentabilidad significativamente inferior del proyecto.

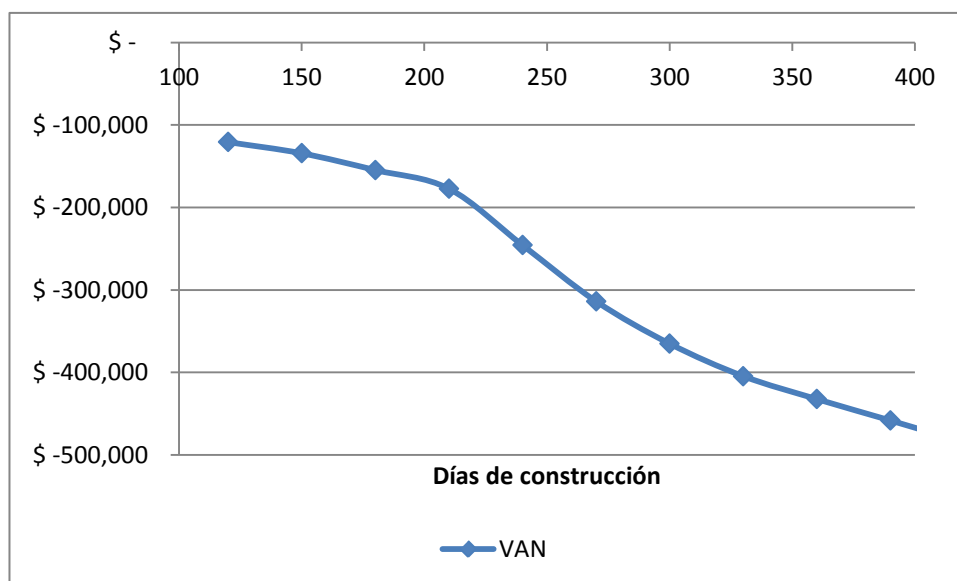


Figura 4.5 Sensibilidad del VAN a los días de construcción del ducto

De forma de mitigar este riesgo, se priorizará la contratación de empresas constructoras conocidas y con buen historial de terminación de proyectos en tiempo y forma.

4.1.6 Merma por doble ajuste

Dada la gran variabilidad de las densidades en los distintos puntos de entrega del ducto actual (Lact Aguada Toledo – Salida Challacó – Lact Entrada Ebytem) y la consecuente gran variabilidad del porcentaje de merma por doble ajuste (ver Figuras 3.2, 3.3 y 3.4), nos encontramos frente a una variable adicional de riesgo.

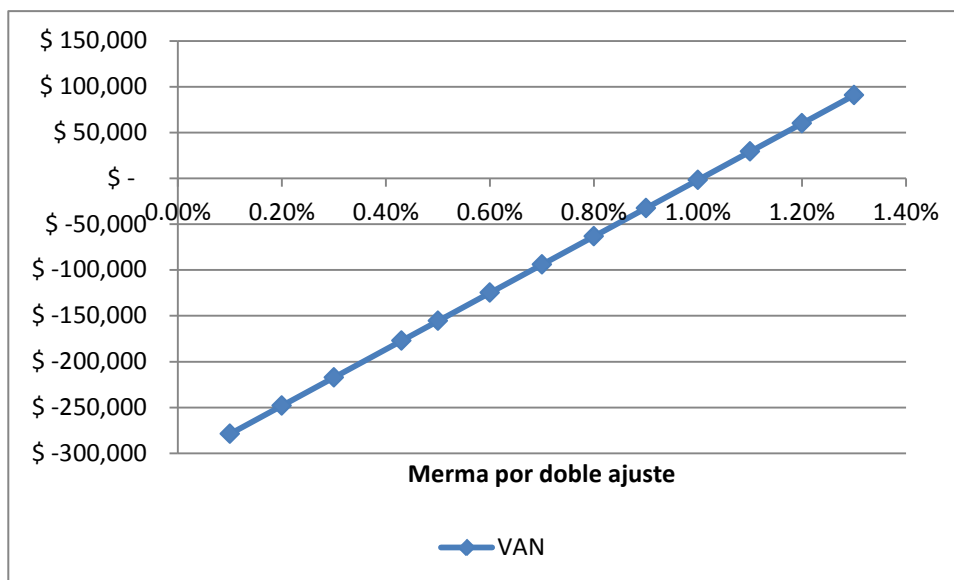


Figura 4.6 Sensibilidad del VAN a la merma por doble ajuste

Cabe recordar que el valor de la merma por doble ajuste es función exponencial del valor de la densidad en Salida Challacó por lo que esto resulta ser un upside muy fuerte del proyecto.

4.2 RIESGO DUCTO ACTUAL – OPCIONES REALES

Como se vio en la Sección 1.2, el ducto actual posee muchos años de operación y presenta ciertos riesgos que debemos estudiar. Adicionalmente, la capacidad de despacho actual por el ducto esta sujeta a la utilización del ducto por parte de YPF. Como se vio, YPF tiene planificada una agresiva campaña de perforación que, en caso de ser exitosa, dejaría inutilizable para Tecpetrol el ducto actual.

Esta situación agrega valor al proyecto debido a que, en caso de que suceda alguno de los dos escenarios planteados, se incurriría en altos costos para evacuar la producción

Sin embargo, aun cuando se decidiera no realizar el ducto en estudio y el ducto actual a YPF sufriera un daño significativo por el cual hubiera que dejar de utilizarlo, se contaría con la siguiente opción:

- Construir el ducto de conexión directa a Oldelval

- Evacuar hasta el fin de la concesión la producción por camiones a Agua Salada.

Esta decisión se tomará en función del VAN esperado de cada una de estas opciones que, a su vez, será función de variables como la producción proyectada a fin de proyecto, el precio del crudo, etc. Esta opción agrega valor a no invertir en el año 0 pues se cuenta mas tarde con una opción.

Dada esta situación, no sería preciso evaluar el proyecto sin considerar la opción que se presentaría en caso de algún inconveniente. Si así lo hiciéramos, estaríamos castigando a la decisión de no invertir en el año 0 pues, de ocurrir un incidente posteriormente, se consideraría que toda la producción se evacua por camiones. Debemos entonces aplicar opciones reales para la evaluación del proyecto.

Encontraremos dos tipos de nodos en el árbol de decisión:

- Nodo de probabilidad: Estos representan si sucederá un inconveniente (Campaña YPF exitosa o rotura del ducto). Estos serán representados por círculos en el diagrama.
- Nodo de decisión: Luego de conocido si hubo inconveniente o no, se podrá decidir si invertir en el ducto o no invertir. Serán representados con rectángulos en el diagrama. Cabe aclarar que si bien cuando no se encuentre un inconveniente se cuenta también con la opción de invertir, esta opción nunca será lógica en nuestro estudio y, por lo tanto, no se mostrará en el gráfico de forma de que se vea mas claro la opción que si agrega valor.

Para el estudio, estimaremos las siguientes probabilidades de inconveniente conjuntas:

- Año 1: 15% de probabilidad de inconveniente
- Año 2: 10% de probabilidad de inconveniente
- Año 3: 5% de probabilidad de inconveniente
- Año 4: 5% de probabilidad de inconveniente

Se realizará el análisis con el escenario base de producción.

A continuación, se puede ver el árbol de decisión. Los VAN corresponden al proyecto diferencia respecto de invertir en el año 0. Es decir, en caso de que no suceda ningún acontecimiento en toda la duración del proyecto, el VAN es el opuesto al calculado en el Estudio Económico (Sección 3.3). Por otro lado, el VAN de invertir en el año 0 corresponde al valor 0.

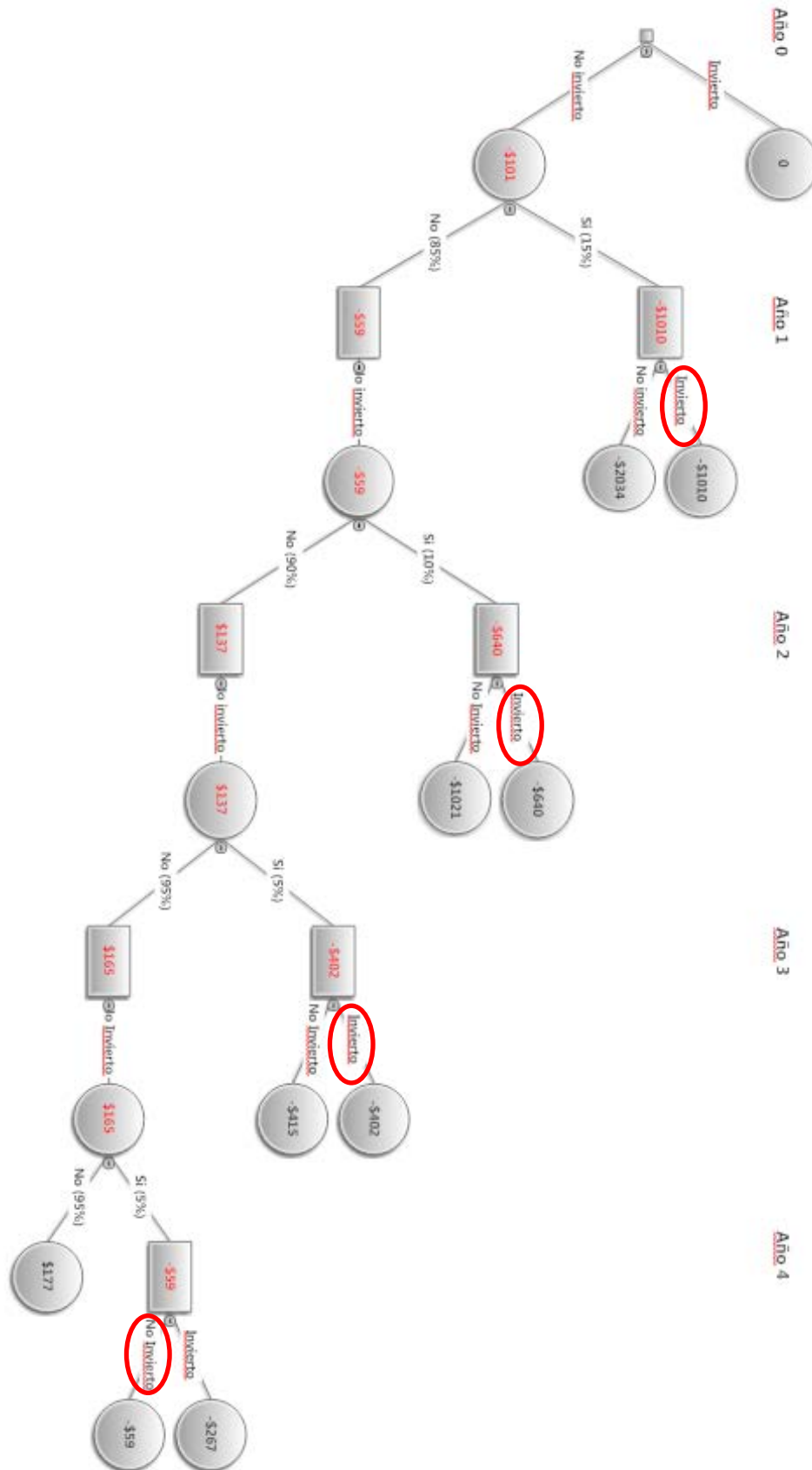


Figura 4.7 Árbol de decisión de opciones reales del no-proyecto (Valores en MU\$)

Como se puede apreciar, en caso de que YPF restrinja el uso del ducto o de que haya una rotura del mismo, conviene invertir en un ducto a Oldelval excepto en el año 4. En este caso, el costo de invertir en el ducto es mayor que el costo de los camiones a Agua Salada debido a que la producción es muy baja.

Teniendo en cuenta las probabilidades de ocurrencia, se puede apreciar que es conveniente invertir en el ducto en el año 0 ya que el VAN de no invertir es menor al VAN de invertir.

También es posible valorizar el riesgo mediante la resta del caso sin riesgo (U\$S 177.310) y el caso con riesgo (-U\$S 101.061). El valor del riesgo es entonces de -U\$S 278.372.

Si, en cambio, no hubiéramos considerado la opción de invertir mas adelante, el valor del riesgo se podría calcular con los VAN de no invertir y la probabilidad de ocurrencia de alguna restricción en el ducto. El esquema de árbol sería el siguiente.

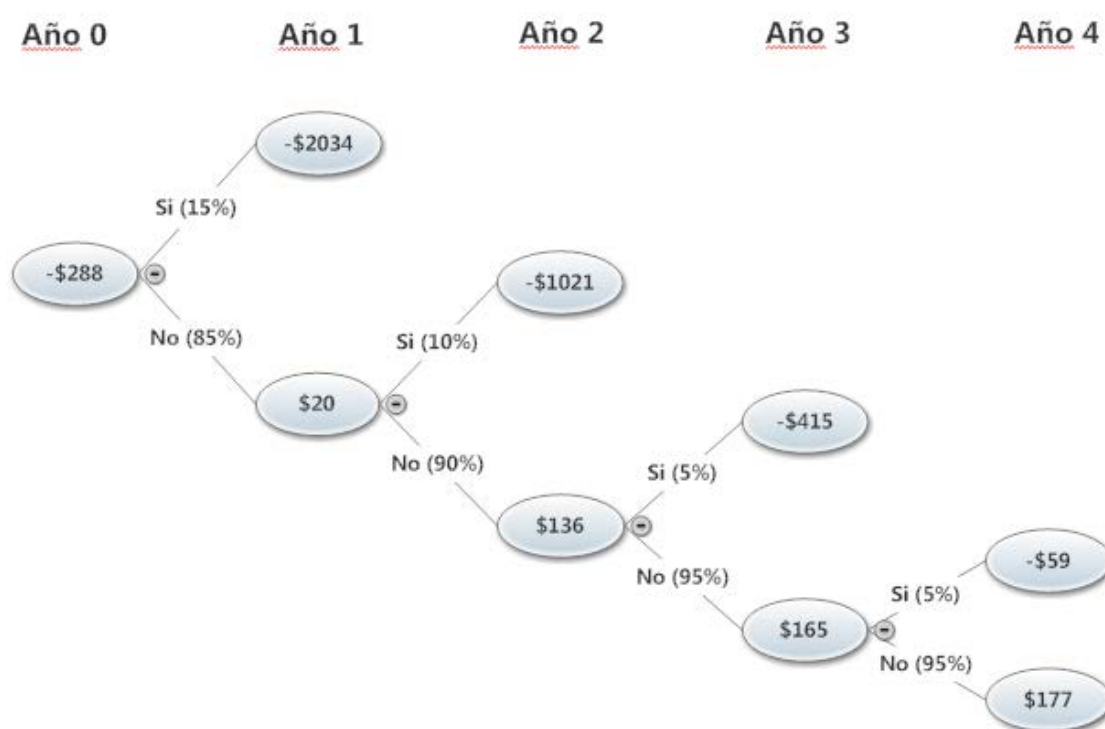


Figura 4.8 Árbol de probabilidad sin opciones reales (Valores en MU\$S)

Como se puede apreciar, el valor del riesgo sería significativamente mayor (MU\$S288 contra MU\$S101). Es decir, que la opción real disminuye el riesgo de una eventual restricción en MU\$S177.

4.3 GRÁFICOS DE TORNADO Y ARAÑA

Si consideramos el valor del riesgo (función de las variables y las decisiones de las opciones reales) y analizamos el impacto sobre el VAN del proyecto de modificar en un $\pm 20\%$ las variables de mayor impacto, podemos obtener los llamados gráficos de tornado y de araña. Estos nos indican de una forma sencilla y clara las variables más influyentes sobre la rentabilidad del proyecto.

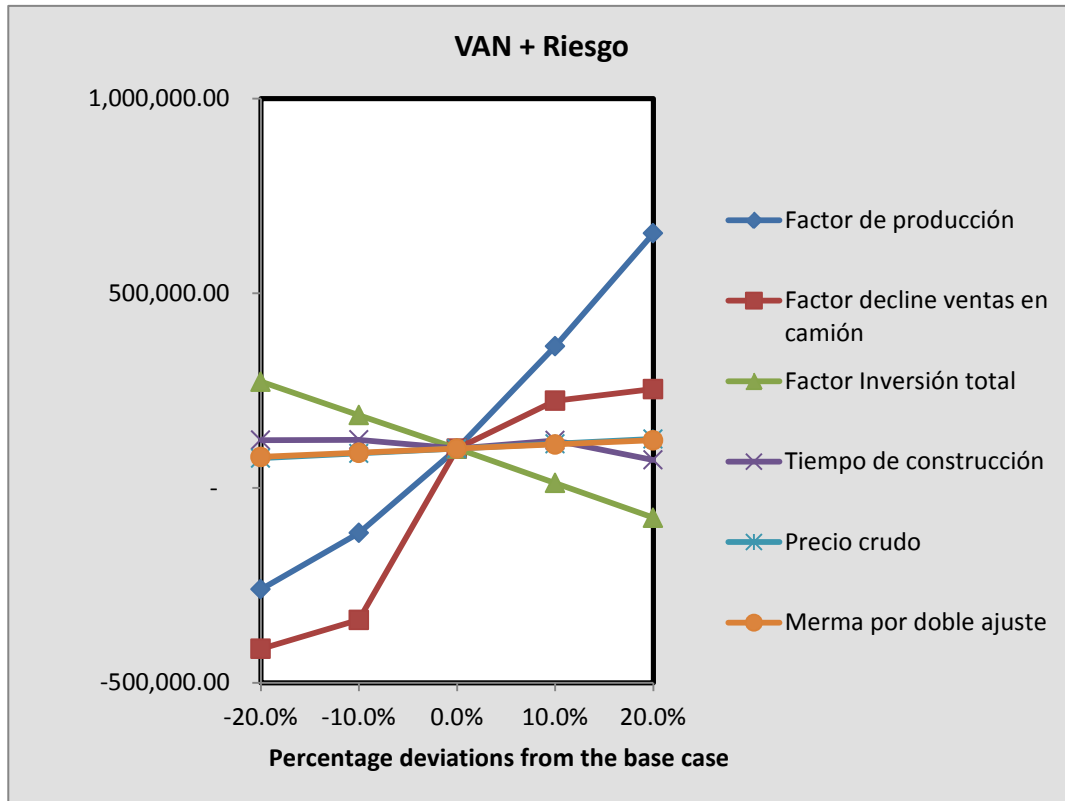


Figura 4.9 Gráfico de Araña

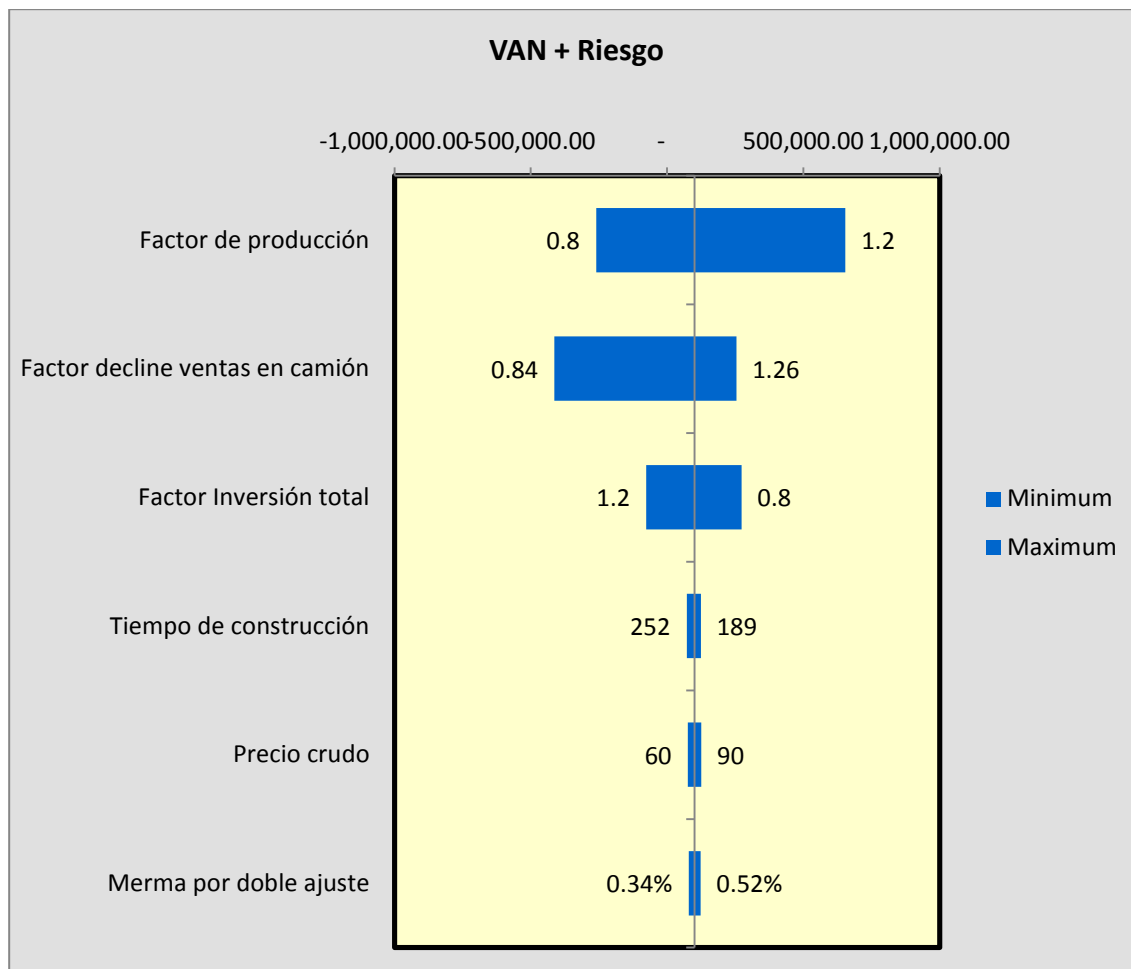


Figura 4.10 Gráfico de Tornado

Como era de esperarse, la producción es la variable más influyente sobre el resultado del proyecto. Es interesante destacar también el impacto de las ventas en camión y el riesgo que esto significa. Adicionalmente, si la inversión fuera significativamente mayor a lo esperado (20%), el proyecto sería no rentable.

5 CONCLUSIÓN

A lo largo de este trabajo, se estudió la factibilidad técnica y económica de la instalación del oleoducto en un contexto político, económico y social complejo. Pudo analizarse satisfactoriamente las distintas variables y los distintos aspectos del proyecto acorde al alcance propuesto.

En el Estudio de la Demanda, se puede observar la decreciente producción y creciente demanda energética en un contexto de tarifas reguladas por medio de instrumentos como retenciones e incentivos fiscales. Se concluye la importancia del crudo Medanito en la demanda local y su consecuente diferencial de precio y valor estratégico para el productor. A partir del análisis, se refuerza la concepción del Medanito como activo estratégico debido a que, como las refinerías más importantes del país no se encuentran en condiciones de procesar mayores cantidades de crudos pesados como el Escalante, los productores se ven obligados a utilizar el Medanito como “gancho” para lograr colocar en el mercado local (con mayor precio) el Escalante. Puede observarse también el mal estado del ducto actual y el riesgo asociado (posteriormente estudiado en el Estudio de Riesgos) y la perspectiva de producción del área en dos escenarios: Base y Favorable.

En el Estudio de Factibilidad Técnica, se concluye que el proyecto no presenta una dificultad técnica significativa tanto desde el punto de vista de la traza como de la construcción e insumos necesarios. La inversión y los tiempos se dimensionan con precisión para estimar un valor económico del proyecto certero.

En el Estudio de Factibilidad Económica, se concluye que la rentabilidad del proyecto existe siempre y cuando la producción del área responda al escenario favorable. En este caso, la rentabilidad es alta (TIR 47%) y el repago corto (2 años) resultando en un VAN muy alto (U\$S 850.000). Sin embargo, cuando se analiza con el escenario de producción base, el proyecto resulta menos atractivo (TIR 7% y VAN –U\$S 177.000) dejando en claro el impacto del pronóstico de producción en la rentabilidad. Se aclara, sin embargo, que no se está teniendo en consideración el riesgo de una eventual restricción en el bombeo a YPF. Esto, tal como quedará demostrado en el Estudio de Riesgos, contribuirá a la rentabilidad del proyecto.

Finalmente, en el Estudio de Riesgos se concluye que las variables más determinantes en la rentabilidad del proyecto son la producción y las ventas en camión. Por su parte, el efecto de la producción sobre el VAN tiene una pendiente creciente; es decir, el efecto sobre el VAN es mayor cuando la producción aumenta que cuando esta disminuye. En cambio, las ventas en camión representan un riesgo del proyecto. Se concluye que, en caso de que las ventas en camión disminuyan con menor intensidad que lo proyectado, la conveniencia del proyecto puede cambiar. El análisis de opciones reales nos

permitió valorizar el riesgo de restricción en la capacidad del ducto haciendo factible económicamente al proyecto en el escenario base.

Por todos los puntos observados, podemos concluir que el proyecto es factible. Si bien se puede argumentar que si se mantienen las ventas en camión el proyecto no es factible, el Estudio de Mercado nos muestra que no hay indicios claros de que esto sea así. Por el otro lado, la posibilidad de una producción mayor a la proyectada es alta debido a que, como muestra el gráfico de la evolución de reservas en el área, estas suelen ser menospreciadas y los pozos exploratorios a perforar son muchos. La necesidad de mantener este activo estratégico sumado a la conveniencia económica incluso en escenarios diversos, ofrecen respaldo adicional a la factibilidad.

6 BIBLIOGRAFÍA

- Rifat, L. 2008. Lecciones de Economía Económica y Finanzas. Ed Nueva Librería.
- García, R. 2004. Inferencia Estadística y Diseño de Experimentos. Ed EUDEBA
- Degarmo, P. et al., 2004. Ingeniería Económica. Ed Pearson Education
- Chase, A. et al., 2003. Administración de la Producción y Operaciones. Ed Mc Graw Hill
- Briceño, P. 2001. Administración y Dirección de Proyectos (un enfoque integrado). Ed Mc Graw Hill
- ASME Code B31.4, 2009. Pipeline Transportation System for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids. American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- Manning, R et al., 1995. Oilfield Processing of Petroleum: Crude oil. Ed PennWell
- Perry, R et al, 1997. Perry's Chemical Engineers' Handbook. Ed Mc Graw Hill
- GPSA, 2004. Engineering Data Book. Gas Processor Suppliers Association.
- McAllister, E.W., 2005. Pipeline Rules of Thumb Handbook. Ed Elsevier
- Meisner, O et al, 2006. Oil & Gas Pipelines in Nontechnical Language. Ed PennWell
- Rosbaco, J., 1988. Evaluación de Proyectos – Teoría General Y Su Aplicación A La Explotación De Hidrocarburos. Ed Eudeba
- Page, J, 1977. Cost Estimating Manual For Pipelines and Marine Structures. Gulf Publishing Company
- Apuntes de la Cátedra de Proyectos de Inversión del ITBA
- Galtieri, F., 2011. Modelo Simplificado de la Matriz Energética Argentina. Tesis de grado en Ingeniería Industrial. Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
- Ley 17.319 (Argentina) "Ley de Hidrocarburos". Disponible desde: <http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/17319.htm>. [Consultada Diciembre 2011]
- Decreto 44/91 (Argentina) "Decreto Reglamentario De La Ley 17319 Sobre Hidrocarburos." Disponible desde: <http://www.legislatura.lapampa.gov.ar/LabParlament/Digestos/DigestoMineria/Hidrocarburos/DECNAC44%20.htm> [Consultada Diciembre 2011]
- Resolución 1460/2006 (Argentina) "Reglamento Técnico de Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías". Disponible desde:

http://www.redproteger.com.ar/Legal/combustible/c_res_1460_2006.htm

[Consultada Diciembre 2011]

- Sistema de Información Estadístico para Petróleo y Gas (SIPG) del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG)
- <http://energia3.mecon.gov.ar> Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios. Secretaría de Energía [Consultada Septiembre 2011]
- <http://www.tecpetrol.com> Tecpetrol Argentina [Consultada Septiembre 2011]
- <http://www.oilproduction.net/> OilProduction Consulting & Training [Consultada Octubre 2011]
- <http://www.spe.org.ar/> Society of Petroleum Engineers (SPE) Argentina [Consultada Octubre 2011]
- <http://www.ypf.com> YPF [Consultada Octubre 2011]
- <http://www.petrobras.com.ar> Petrobras Argentina [Consultada Octubre 2011]
- <http://www.shell.com.ar> Shell Argentina [Consultada Octubre 2011]
- <http://www.iapg.com.ar> Instituto Argentino del Petróleo y del Gas [Consultada Octubre 2011]
- <http://www.tenaris.com> Tenaris [Consultada Diciembre 2011]

Bibliografía utilizada en la Caracterización Geológica (Sección 2.1)

- ARDOLINO, A., M.FRANCHI y L.FAUQUÉ, 1996. Geología. En: Ardolino, A. y M.Franchi (Eds.), Geología y Recursos Minerales del Departamento Añelo, provincia del Neuquén, República Argentina. Dirección Nacional del Servicio Geológico y Dirección General de Minería de la provincia del Neuquén, Anales 25:9-106. Buenos Aires
- BARREDO, S.P. y STINCO, L.P., 2010. Geodinámica de las cuencas sedimentarias: Su Importancia en la localización de sistemas petroleros en Argentina. Revista Petrotecnia. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) (2): 48-68. ISSN 0031-6598
- BONAPARTE, J.F., 1991. Los vertebrados fósiles de la Formación Río Colorado de la ciudad de Neuquén y cercanías, Cretácico superior, Argentina. Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales "Bernardino Rivadavia", (Sección Paleontología)4(3):15-123. Buenos Aires.
- CAZAU, L.B. y M.A. ULIANA, 1973. El Cretácico Superior continental de la Cuenca Neuquina. 5º Congreso Geológico Argentino, 3: 131 – 163. Buenos Aires.

- DANDERFER J.C. y P.VERA, 1992. Geología. En: Geología y recursos naturales del Departamento Confluencia, provincia del Neuquén, República Argentina. Dirección Provincial de Minería, Boletín 1: 23-45. Zapala.
- De FERRARÍIS, C., 1968. El Cretácico del norte de la Patagonia. 3as Jornadas Geológicas Argentinas, 1:121-144. Buenos Aires.
- DIGREGORIO, J.H., 1972. Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed), Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias: 439 – 505. Córdoba.
- DI PAOLA, E. y H.G. MARCHESE, 1970. Relaciones litoestratigráficas entre las Formaciones Rayoso, Candeleros y Huincul, provincia del Neuquén, República Argentina. Revista de la Asociación Geológica Argentina, 25(1): 111-120. Buenos Aires.
- GARRIDO, A., 2000. Estudio estratigráfico y reconstrucción paleoambiental de las secuencias fosilíferas continentales del Cretácico Superior en las inmediaciones de Plaza Huincul, provincia del Neuquén. Tesis de Licenciatura, inédita. Universidad Nacional de Córdoba. Córdoba.
- GIUSIANO, A. y G.PETTINARI, 1999. La Formación Lisandro (Cretácico Superior) Neuquén: Geología, mineralogía y características tecnológicas. 14º Congreso Geológico Argentino, 1: 449-452. Salta.
- HERRERO DUCLOUX, L., 1939. Reconocimiento geológico de la zona situada entre la vía férrea, el río Neuquén y el meridiano de Plaza Huincul. Informe inédito. Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Gerencia de Exploración. Buenos Aires.
- HERRERO DUCLOUX, L., 1946. Contribución al conocimiento geológico del Neuquén extrandino. Boletín de Informaciones Petroleras, 23(226): 245-281. Buenos Aires.
- HERRERO DUCLOUX, L., 1947. Los depósitos terrestres del Cretácico medio y superior del Neuquén y sur de Mendoza. Boletín de Informaciones Petroleras, 24: 171-178. Buenos Aires.
- LEANZA, H.A. y C.A.HUGO, 1997. Hoja Geológica 2969-III, Picún Leufú, provincias del Neuquén y Río Negro. Programa Nacional de Cartas Geológicas de la República Argentina (escala 1: 250.000). Servicio Geológico Minero Argentino. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Boletín N°218: 1-135. Buenos Aires.
- LEANZA H.A. y C.A. HUGO, 2001. Cretaceous red beds from southern Neuquén Basin (Argentina): age, distribution and stratigraphic discontinuities. 7º International Symposium on Mesozoic Terrestrial Ecosystems, Asociación Paleontológica Argentina, Publicación Especial, 7: 111-122. Buenos Aires.

- MARCHESE, H.G., 1971. Litoestratigrafía y variaciones faciales de las sedimentitas mesozoicas de la Cuenca Neuquina, provincia de Neuquén, República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 26(3):343-410. Buenos Aires.
- RAMOS, V.A., 1981. Descripción geológica de la Hoja 33c, Los Chihuidos Norte. Servicio Geológico Nacional, Boletín N°182: 1-103. Buenos Aires.
- RAMOS, V.A., 1999. Las provincias geológicas del territorio argentino. En: Caminos, R. (Ed.), *Geología Argentina*. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Anales 29(3): 41-96. Buenos Aires.
- RODRÍGUEZ, M.F., H.A. LEANZA y M. SALVARREDY ARANGUREN, 2007. Hoja Geológica 3969-II, Neuquén, provincias del Neuquén, Río Negro y La Pampa, Instituto de Geología y Recursos Minerales. Servicio Geológico Minero Argentino, Boletín 370, 165pp. Buenos Aires.
- ROLL, A., 1939. La cuenca de los Estratos con Dinosaurios al sur del río Neuquén. Yacimientos Petrolíferos Fiscales. Y.P.F. Gerencia de Exploración, informe inédito. Buenos Aires
- ROLL, A., 1941. Über die Ortiz und Roca Schichten des Oberen Kreide der Río Negro Senke (Nord Patagonien). *Neues Jahrbuch für Mineralogie, Geologie und Paläontologie*, 85(B): 144-190.
- ULIANA, M.A., 1979. Geología de la región comprendida entre los ríos Colorado y Negro, provincias del Neuquén y Río Negro. Tesis Doctoral, inédita. Universidad Nacional de La Plata. La Plata.
- VERGANI, G.D., A.J. TANKARD, H.J. BELOTTI y H-J- WELSINK, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén Basin, Argentina. En: Tankard, A.J. et al. (Eds.), *Petroleum Basins of South America*. American Association of Petroleum Geologists, Memoir 62: 383-402.
- WICHMANN, R., 1927. Los Estratos con Dinosaurios y su techo en el este del Territorio del Neuquén. Dirección General de Minería, Geología e Hidrología, Publicación 32: 3-25. Buenos Aires.

7 ANEXOS

7.1 ANEXO 1 – EXPORTACIONES DE PETRÓLEO

Año	Mes	Cuenca Golfo San Jorge - Chubut (Escalante)	Cuenca Golfo San Jorge - Santa Cruz (Cañadón Seco)	Cuenca Austral - Tierra I Fuego - Off Shore (Hidra)	Cuenca Austral - Tierra I Fuego - On Shore (San Sebastián)	Total
2010	1	16,484.2	2,532.0	0.0	0.0	19,016.2
2010	2	5,785.1	0.0	0.0	42.5	5,827.6
2010	3	11,833.9	3,707.5	0.0	11.0	15,552.4
2010	4	10,874.9	0.0	0.0	35.8	10,910.8
2010	5	10,514.1	5,188.3	0.0	0.0	15,702.5
2010	6	10,880.6	2,562.5	0.0	0.0	13,443.1
2010	7	10,566.4	2,445.0	0.0	0.0	13,011.4
2010	8	14,346.0	2,552.2	0.0	0.0	16,898.2
2010	9	11,832.6	2,465.0	0.0	0.0	14,297.5
2010	10	10,027.6	4,721.1	1,945.0	0.0	16,693.7
2010	11	17,373.9	5,259.8	974.3	0.0	23,608.0
2010	12	4,970.0	2,539.2	0.0	0.0	7,509.2
2011	1	5,283.0	0.0	2,902.2	0.0	8,185.2
2011	2	11,561.3	2,245.8	0.0	0.0	13,807.0
2011	3	15,536.3	1,606.6	0.0	0.0	17,142.9
2011	4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
2011	5	0.0	0.0	0.0	30.3	30.3
2011	6	5,137.1	0.0	0.0	0.0	5,137.1
2011	7	10,712.5	0.0	0.0	0.0	10,712.5
2011	8	10,463.9	0.0	3,275.6	0.0	13,739.5
2011	9	10,809.9	0.0	0.0	0.0	10,809.9
2011	10	10,664.1	0.0	0.0	0.0	10,664.1
2011	11	9,973.7	0.0	0.0	0.0	9,973.7
2011	12	11,020.8	1,347.3	1,446.7	0.0	13,814.8
Promedio		9,860.5	1,632.2	439.3	5.0	11,937.0

Tabla 7.1 Exportaciones de petróleo años 2010-2011 (m3/día)

Año	Volumen Exportado
1994	17,234.5
1995	31,731.6
1996	51,670.5
1997	53,293.7
1998	52,561.1
2000	2,442.9
2001	45,714.0
2002	42,358.5
2003	36,536.1
2004	28,046.7
2005	23,798.9
2006	13,916.5
2007	9,044.3
2008	9,010.6
2009	16,674.9
2010	14,372.5
2011	8,495.7

Tabla 7.2 Exportaciones de petróleo años 1994 - 2011 (m3/día)

7.2 ANEXO 2 – CATÁLOGO DE TUBOS TENARIS



TABLA DIMENSIONAL DE PRODUCTOS

DIÁMETRO NOMINAL (pulgadas)	DIÁMETRO EXTERNO (milímetros)		SCHEDULE													
			STD	XS	XXS	10	20	30	40	60	80	100	120	140	160	
1/8	10,3	Espesor	1,73	2,41	-	-	-	-	1,73	-	2,41	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	0,37	0,47	-	-	-	-	0,37	-	0,47	-	-	-	-	-
1/4	13,7	Espesor	2,34	3,02	-	-	-	-	2,34	-	3,02	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	0,63	0,80	-	-	-	-	0,63	-	0,80	-	-	-	-	-
3/8	17,1	Espesor	2,31	3,20	-	-	-	-	2,31	-	3,20	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	0,84	1,10	-	-	-	-	0,84	-	1,10	-	-	-	-	-
1/2	21,3	Espesor	2,77	3,73	7,47	-	-	-	2,77	-	3,73	-	-	-	-	4,78
		Peso Nominal	1,27	1,62	2,55	-	-	-	1,27	-	1,62	-	-	-	-	1,95
3/4	26,7	Espesor	2,87	3,91	7,82	-	-	-	2,87	-	3,91	-	-	-	-	5,56
		Peso Nominal	1,69	2,20	3,64	-	-	-	1,69	-	2,20	-	-	-	-	2,90
1	33,4	Espesor	3,38	4,55	9,09	2,77	-	-	3,38	-	4,55	-	-	-	-	6,35
		Peso Nominal	2,90	3,24	5,45	2,09	-	-	2,90	-	3,24	-	-	-	-	4,24
1 1/4	42,2	Espesor	3,56	4,85	9,70	2,77	-	-	3,56	-	4,85	-	-	-	-	6,35
		Peso Nominal	3,39	4,47	7,77	2,69	-	-	3,39	-	4,47	-	-	-	-	5,61
1 1/2	48,3	Espesor	3,68	5,06	10,16	2,77	-	-	3,68	-	5,06	-	-	-	-	7,14
		Peso Nominal	4,05	5,41	9,66	3,11	-	-	4,05	-	5,41	-	-	-	-	7,25
2	60,3	Espesor	3,91	5,54	11,07	2,77	-	-	3,91	-	5,54	-	-	-	-	8,74
		Peso Nominal	5,44	7,48	13,44	3,93	-	-	5,44	-	7,48	-	-	-	-	11,11
2 1/2	73,0	Espesor	5,16	7,01	14,02	3,05	-	-	5,16	-	7,01	-	-	-	-	9,53
		Peso Nominal	8,63	11,41	20,39	5,26	-	-	8,63	-	11,41	-	-	-	-	14,92
3	88,9	Espesor	5,49	7,62	15,24	3,05	-	-	5,49	-	7,62	-	-	-	-	11,13
		Peso Nominal	11,29	15,27	27,68	6,46	-	-	11,29	-	15,27	-	-	-	-	21,35
3 1/2	101,6	Espesor	5,74	8,08	-	3,05	-	-	5,74	-	8,08	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	13,57	18,64	-	7,41	-	-	13,57	-	18,64	-	-	-	-	-
4	114,3	Espesor	6,02	8,56	17,12	3,05	-	-	6,02	-	8,56	-	11,13	-	-	13,40
		Peso Nominal	16,08	22,32	41,08	8,37	-	-	16,08	-	22,32	-	26,32	-	-	33,54
5	141,3	Espesor	6,55	9,53	19,05	3,40	-	-	6,55	-	9,53	-	12,70	-	-	15,88
		Peso Nominal	21,77	30,97	57,43	11,56	-	-	21,77	-	30,97	-	40,28	-	-	49,12
6	168,3	Espesor	7,11	10,97	21,95	3,40	-	-	7,11	-	10,97	-	14,27	-	-	18,26
		Peso Nominal	28,26	42,56	79,22	13,83	-	-	28,26	-	42,56	-	54,21	-	-	67,57
8	219,1	Espesor	8,18	12,70	22,23	4,78	6,35	7,04	8,18	10,31	12,70	15,09	18,26	20,62	23,01	-
		Peso Nominal	42,55	64,64	107,69	25,26	33,32	36,82	42,55	53,09	64,64	75,92	90,44	100,93	111,27	-
10	273,0	Espesor	9,27	12,70	25,40	4,19	6,35	7,80	9,27	12,70	15,09	18,26	21,44	25,40	28,58	-
		Peso Nominal	60,29	81,53	155,10	27,78	41,76	51,01	60,29	81,53	95,98	114,71	133,01	155,10	172,27	-
12	323,8	Espesor	9,52	12,70	25,40	4,57	6,35	8,38	10,31	14,27	17,48	21,44	25,40	28,58	33,32	-
		Peso Nominal	73,79	97,44	186,92	35,98	49,71	65,19	79,71	108,93	132,05	159,87	186,92	208,08	239,69	-
14	355,6	Espesor	9,53	12,70	-	6,35	7,92	9,53	11,13	15,09	18,05	23,83	27,79	31,75	35,71	-
		Peso Nominal	81,33	107,40	-	54,69	67,81	81,33	94,55	126,72	158,11	194,98	224,66	253,58	281,72	-
16	406,4	Espesor	9,53	12,70	-	6,35	7,92	9,53	12,70	16,66	21,44	26,19	30,96	36,53	40,49	-
		Peso Nominal	93,27	123,31	-	62,65	77,63	93,27	123,31	160,13	203,54	245,57	286,66	333,21	365,38	-
18	457,0	Espesor	9,53	12,70	-	6,35	7,92	11,13	14,27	19,05	23,83	29,36	34,93	39,57	45,24	-
		Peso Nominal	105,17	139,16	-	70,57	87,71	122,38	155,81	205,75	254,57	309,64	363,58	408,28	469,39	-
20	508,0	Espesor	9,53	12,70	-	6,35	9,53	12,70	15,09	20,62	26,19	32,54	38,10	44,45	50,01	-
		Peso Nominal	117,15	155,13	-	78,96	117,15	155,13	183,43	247,84	311,19	381,55	441,52	508,15	564,85	-
24	610,0	Espesor	9,53	12,70	-	6,35	9,53	14,27	17,48	24,61	30,96	38,89	46,02	53,37	59,54	-
		Peso Nominal	141,12	187,07	-	94,53	141,12	209,65	255,43	355,28	442,11	547,74	640,07	720,19	808,27	-
30	762,0	Espesor	9,53	12,70	-	7,92	12,70	15,88	-	-	-	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	176,85	234,68	-	147,29	234,68	292,20	-	-	-	-	-	-	-	-
36	914,0	Espesor	9,53	12,70	-	7,92	12,70	15,88	19,05	-	-	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	212,57	282,29	-	176,97	282,29	351,73	420,45	-	-	-	-	-	-	-
42	1067,0	Espesor	9,53	12,70	-	-	-	15,88	-	-	-	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	248,53	330,21	-	-	-	411,64	-	-	-	-	-	-	-	-
48	1219,0	Espesor	9,53	12,70	-	-	-	15,88	-	-	-	-	-	-	-	-
		Peso Nominal	284,25	377,81	-	-	-	471,17	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota: Espesor mm. Peso Nominal Kg/m. Normas Utilizadas: ASTM A 53/A 136, ASTM A 333, ASTM A 303, API 5L, ISIRI IAS U 550-218, EN 10217 y otras.

Tabla 7.3 Catálogo de tubos Tenaris

7.3 ANEXO 3 – BETAS POR INDUSTRIA

Industry Name	Number of Firms	Average Beta	Market D/E Ratio	Tax Rate	Unlevered Beta	Cash/Firm Value	Unlevered Beta corrected for cash
Advertising	31	2.02	43.26%	10.73%	1.46	16.60%	1.75
Aerospace/Defense	64	1.10	25.66%	20.72%	0.91	11.84%	1.03
Air Transport	36	1.21	24.32%	20.54%	1.02	7.61%	1.10
Apparel	57	1.30	18.38%	16.08%	1.13	7.89%	1.22
Auto Parts	51	1.70	27.65%	18.99%	1.39	12.46%	1.59
Automotive	12	1.59	134.57%	24.07%	0.79	17.77%	0.96
Bank	426	0.77	156.11%	15.97%	0.33	11.41%	0.38
Bank (Midwest)	45	0.93	59.52%	17.77%	0.63	14.13%	0.73
Beverage	34	0.88	26.52%	19.14%	0.73	5.09%	0.77
Biotechnology	158	1.03	13.48%	2.49%	0.91	21.45%	1.16
Building Materials	45	1.50	94.33%	11.17%	0.82	7.75%	0.89
Cable TV	21	1.37	68.06%	27.35%	0.92	6.13%	0.98
Chemical (Basic)	16	1.36	27.35%	20.90%	1.12	9.66%	1.24
Chemical (Diversified)	31	1.51	22.37%	21.73%	1.29	7.42%	1.39
Chemical (Specialty)	70	1.28	21.15%	17.58%	1.09	5.29%	1.15
Coal	20	1.53	28.90%	12.75%	1.22	7.66%	1.32
Computer Software	184	1.04	7.49%	12.27%	0.98	17.16%	1.18
Computers/Peripherals	87	1.30	10.23%	11.77%	1.19	10.67%	1.33
Diversified Co.	107	1.14	102.24%	15.55%	0.61	14.29%	0.71
Drug	279	1.12	15.46%	5.36%	0.98	9.18%	1.08
E-Commerce	57	1.03	6.40%	12.33%	0.97	10.22%	1.08
Educational Services	34	0.83	12.33%	25.17%	0.76	16.55%	0.92
Electric Util. (Central)	21	0.75	86.16%	31.82%	0.47	1.71%	0.48
Electric Utility (East)	21	0.70	66.16%	33.14%	0.48	2.09%	0.49
Electric Utility (West)	14	0.75	84.54%	31.30%	0.47	2.57%	0.49
Electrical Equipment	68	1.33	12.66%	17.02%	1.20	11.32%	1.35
Electronics	139	1.07	22.33%	10.36%	0.89	17.78%	1.08
Engineering & Const	25	1.22	11.99%	26.26%	1.12	19.03%	1.39
Entertainment	77	1.63	40.99%	15.38%	1.21	7.86%	1.31
Entertainment Tech	40	1.23	9.76%	11.59%	1.14	23.34%	1.48
Environmental	82	0.81	43.70%	11.71%	0.58	2.88%	0.60
Financial Svcs. (Div.)	225	1.31	251.49%	19.18%	0.43	14.47%	0.50
Food Processing	112	0.91	29.53%	20.00%	0.74	4.02%	0.77
Foreign Electronics	9	1.09	42.09%	35.12%	0.86	30.82%	1.24
Funeral Services	6	1.14	56.60%	30.84%	0.82	4.49%	0.85
Furn/Home Furnishings	35	1.81	24.39%	20.43%	1.52	8.22%	1.65
Healthcare Information	25	1.17	6.35%	22.19%	1.12	6.95%	1.20
Heavy Truck & Equip	21	1.80	43.66%	20.62%	1.34	9.47%	1.48
Homebuilding	23	1.45	100.28%	5.12%	0.74	27.00%	1.02
Hotel/Gaming	51	1.74	52.07%	14.53%	1.20	6.33%	1.28
Household Products	26	1.07	18.99%	25.12%	0.94	2.03%	0.95
Human Resources	23	1.24	10.31%	25.35%	1.15	18.00%	1.40
Industrial Services	137	0.93	32.71%	19.03%	0.74	8.78%	0.81
Information Services	27	1.07	30.21%	18.93%	0.86	3.47%	0.89
Insurance (Life)	30	1.58	64.14%	28.04%	1.08	29.47%	1.54
Insurance (Prop/Cas.)	49	0.91	23.60%	19.36%	0.76	24.15%	1.01
Internet	186	1.09	2.71%	6.87%	1.06	14.08%	1.24
IT Services	60	1.06	6.09%	19.15%	1.01	11.70%	1.14
Machinery	100	1.20	19.12%	22.15%	1.04	8.54%	1.14

Tabla 7.4 Betas por industria (1/2)⁹⁹

⁹⁹ Fuente: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Estudio de Factibilidad: Oleoducto Los Bastos

Industry Name	Number of Firms	Average Beta	Market D/E Ratio	Tax Rate	Unlevered Beta	Cash/Firm Value	Unlevered Beta corrected for cash
Maritime	52	1.40	170.38%	5.55%	0.53	7.62%	0.58
Med Supp Invasive	83	0.85	16.08%	11.86%	0.74	7.20%	0.80
Med Supp Non-Invasive	146	1.03	13.02%	12.73%	0.92	13.31%	1.07
Medical Services	122	0.91	49.45%	19.93%	0.65	16.30%	0.78
Metal Fabricating	24	1.59	15.49%	26.55%	1.43	12.22%	1.63
Metals & Mining (Div.)	73	1.33	14.10%	11.04%	1.18	7.60%	1.28
Natural Gas (Div.)	29	1.33	37.07%	21.98%	1.03	3.41%	1.06
Natural Gas Utility	22	0.66	67.38%	30.16%	0.45	1.52%	0.46
Newspaper	13	1.76	46.35%	25.13%	1.31	7.73%	1.42
Office Equip/Supplies	24	1.38	63.03%	21.05%	0.92	11.77%	1.04
Oil/Gas Distribution	13	0.96	58.30%	13.70%	0.64	1.17%	0.65
Oilfield Svcs/Equip.	93	1.55	22.92%	17.39%	1.30	5.99%	1.39
Packaging & Container	26	1.16	51.82%	24.23%	0.83	5.90%	0.88
Paper/Forest Products	32	1.36	59.86%	10.61%	0.89	8.05%	0.96
Petroleum (Integrated)	20	1.18	19.19%	27.41%	1.04	7.30%	1.12
Petroleum (Producing)	176	1.34	24.88%	11.14%	1.10	3.00%	1.13
Pharmacy Services	19	1.12	20.48%	24.67%	0.97	2.98%	1.00
Pipeline MLPs	27	0.98	40.97%	6.37%	0.71	0.83%	0.72
Power	93	1.35	148.82%	8.66%	0.57	11.45%	0.65
Precious Metals	84	1.15	8.20%	7.51%	1.07	6.64%	1.14
Precision Instrument	77	1.28	15.94%	13.94%	1.12	15.55%	1.33
Property Management	31	1.13	140.63%	18.59%	0.53	9.96%	0.59
Public/Private Equity	11	2.18	59.87%	3.79%	1.38	15.01%	1.62
Publishing	24	1.25	63.28%	18.55%	0.82	7.71%	0.89
R.E.I.T.	5	1.47	34.71%	1.04%	1.09	4.71%	1.15
Railroad	12	1.44	25.15%	23.74%	1.21	2.62%	1.24
Recreation	56	1.45	48.69%	17.37%	1.03	6.60%	1.11
Reinsurance	13	0.93	23.54%	7.22%	0.76	27.84%	1.05
Restaurant	63	1.27	12.77%	21.57%	1.15	3.41%	1.19
Retail (Hardlines)	75	1.77	24.33%	23.04%	1.49	9.78%	1.65
Retail (Softlines)	47	1.44	5.61%	24.64%	1.38	12.40%	1.57
Retail Automotive	20	1.37	38.11%	34.43%	1.09	2.45%	1.12
Retail Building Supply	8	1.04	14.06%	31.39%	0.95	1.63%	0.97
Retail Store	37	1.29	25.58%	25.02%	1.08	5.70%	1.14
Retail/Wholesale Food	30	0.75	41.34%	31.21%	0.58	8.32%	0.64
Securities Brokerage	28	1.20	430.56%	26.22%	0.29	32.79%	0.43
Semiconductor	141	1.50	8.35%	11.01%	1.40	17.26%	1.69
Semiconductor Equip	12	1.79	15.20%	15.17%	1.59	34.39%	2.42
Shoe	19	1.25	2.18%	24.31%	1.23	10.72%	1.38
Steel	32	1.68	46.40%	21.03%	1.23	12.09%	1.40
Telecom. Equipment	99	1.02	12.96%	13.16%	0.91	28.77%	1.28
Telecom. Services	74	0.98	34.09%	14.22%	0.76	8.04%	0.82
Telecom. Utility	25	0.88	96.15%	29.42%	0.52	3.22%	0.54
Thrift	148	0.71	29.33%	12.43%	0.57	24.35%	0.75
Tobacco	11	0.85	18.71%	31.03%	0.76	3.13%	0.78
Toiletries/Cosmetics	15	1.30	20.64%	20.30%	1.12	6.56%	1.20
Trucking	36	1.24	27.77%	25.48%	1.03	4.60%	1.08
Utility (Foreign)	4	0.96	155.03%	26.07%	0.45	6.59%	0.48
Water Utility	11	0.66	81.42%	35.22%	0.43	0.38%	0.43
Wireless Networking	57	1.27	27.06%	12.12%	1.03	8.43%	1.12

Tabla 7.5 Betas por industria (2/2) ¹⁰⁰

¹⁰⁰ Fuente: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>