

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ECONOMICA Y
CIENCIAS SOCIALES



APLICACION DE METODOLOGIA SOCIOECONOMICA EN EL
ANALISIS COSTO – BENEFICIO PARA PROYECTOS DE
INVERSION EN HIDROCARBUROS – PERU

PARA OPTAR EL GRADO ACADEMICO DE MAESTRO
CON MENCIÓN EN PROYECTOS DE INVERSION

ELABORADO POR:

LUCIO FRANCISCO CARRILLO BARANDIARAN

LIMA - PERU

2004

CONTENIDO

	Página
1.- INTRODUCCION	
1.1.- Marco Teórico	9
1.2.- Definición del Problema	10
1.3.- Objetivo del Estudio	11
1.4.- Hipótesis del Estudio	12
1.5.- Organización de la Tesis	12
2.- MARCO TEORICO	
2.1.- Los recursos naturales	14
2.1.1.- Tres postulados: Contaminación, Agotamiento y Valoración	22
2.1.2.- Tres medidas: Costo de Uso, Costo Marginal y Precios	25
2.1.3.- Los recursos y la Depreciación, Crecimiento e Inversión	31
2.1.4.- Historia jurídica de la Regalía o Costo de Uso	32
2.1.5.- La Regalía en el contexto de la Globalización	33
2.2.- La Inversión y el Desarrollo Económico	35
2.2.1.- Teoría económica de las inversiones	35
2.2.2.- Importancia de la Inversión en la Explotación de Recursos	40
2.2.3.- La Inversión Extranjera Directa y Requerimientos	42
2.2.4.- Estrategia para la colocación de IED en América del Sur.....	44
2.2.5.- La IED y la explotación de Hidrocarburos	45
2.2.6.- La IED en el Sub-Sector Hidrocarburos en el Perú	46
2.3.- Los proyectos de inversión y el Desarrollo Económico	49
2.3.1.- Definición – Clasificación – Ciclo	49
2.3.2.- Métodos y Objetivos de los Proyectos de Inversión	58
2.4.- La evaluación Social de Proyectos y el Desarrollo Económico	59
2.4.1.- Definición de Evaluación Social.	59
2.4.2.- El Contexto de la Evaluación Social	62
2.4.3.- Análisis de Costo Beneficio y Asignación Eficiente	66
2.4.4.- La Evaluación Socioeconómica frente a la IED	67
2.4.5.- Externalidades e Intangibles	71
2.4.6.- La Importancia de la IED y su impacto social	74
2.4.7.- La Evaluación Socioeconómica y el Planeamiento Estratégico .	77
2.4.8.- La Evaluación Socioeconómica y el Desarrollo Energético	78
3.- DESARROLLO DE METODOLOGIA	
3.1.- Objetivo	81
3.2.- Punto de Vista de la Evaluación	82
3.3.- Supuestos	82
3.4.- Consideraciones Adicionales	83
3.5.- Desarrollo Teórico	84
3.5.1.- Aspectos Microeconómicos	84

3.5.1.1.- Efectos Reales	86
3.5.1.2.- Efectos Redistributivos	90
3.5.2.- Aspectos Macroeconómicos	91
3.6.- Desarrollo Metodología	93
3.6.1.- Modelo de Costos y Beneficios	94
3.6.1.1.- Efectos Reales	94
A.- Cambios en Consumo y Producción	95
B.- Costos Directos de Inversión y Operación	98
C.- Mano de Obra Nacional	103
D.- Mano de Obra Extranjera	109
E.- Impuesto a Utilidades y Regalías	111
F.- Efectos Directos Secundarios	112
G.- Indirectos, Externalidades e Intangibles	113
3.6.1.2.- Efectos Redistributivos	115
3.7.- Parámetros para Evaluación Social	119
4.- RESULTADOS DE LA APLICACION – Curso TALLER II	
4.1.- Resumen Ejecutivo	120
4.2.- Aspectos Generales	133
4.3.- Identificación	137
4.3.1.- Diagnóstico de la situación actual	137
4.3.2.- Definición del problema y sus causas	147
4.3.3.- Objetivo del proyecto	148
4.3.4.- Alternativas propuestas	151
4.3.5.- Alternativa de Exploración	152
4.4.- Formulación y Evaluación	153
4.4.1.- Horizonte de planeamiento	153
4.4.2.- Análisis de demanda	153
4.4.3.- Análisis de oferta	159
4.4.4.- Balance oferta demanda	161
4.4.5.- Descripción técnica de alternativas propuestas	163
4.4.6.- Elaboración de línea base	165
4.4.7.- Alternativas evaluadas	169
4.4.8.- Costos	171
4.4.9.- Beneficios	174
4.4.10 Evaluación privada	178
4.4.11 Evaluación social	180
4.4.12 Análisis de sensibilidad	190
4.4.13 Análisis de sostenibilidad	193
4.4.14 Impacto ambiental	195
4.4.15 Plan de implementación	200
4.4.16 Elección de alternativa	202
4.4.17 Matriz de marco lógico	203
4.5.- Conclusiones de la aplicación	204
4.6.- Recomendaciones de la aplicación	206

5.- CONCLUSION Y RECOMENDACION	207
NOMENCLATURA Y SIGLAS	210
GLOSARIO	211
BIBLIOGRAFIA CONSULTADA	217
ANEXO I – Trabajo de Campo / Estudio Taller II	228
ANEXO II – Alternativa A – Perforación de pozos	235
ANEXO III – Alternativa B – Instalación de Planta GTL	255
ANEXO IV – Aspectos de la Economía de los Recursos Naturales	281
ANEXO V – Aspectos de Inversión en el Sub-Sector Hidrocarburos	312

LISTA DE TABLAS

2-1 Clasificación de los recursos	18
2-2 Definición / Clasificación del Recursos Hidrocarburos	21
2-3 América Latina y el caribe: Estrategias de Empresas transnacionales	45
2-4 Matriz de decisión con criterios tangibles e intangibles	73
3-1 Resumen de Beneficios y Costos de Metodología	115
4-1 Relación de lotes en la costa norte peruana	137
4-2 Regalías / Retribución media – diciembre 2003	139
4-3 Regalías / Retribución marginal – diciembre 2003	139
4-4 Balanza comercial de hidrocarburos	140
4-5 Hidrocarburos producidos y comercializados – febrero 2004	143
4-6 Demanda estimada de combustibles derivados de petróleo 2003-2012 ..	158
4-7 Demanda estimada de combustibles derivados de petróleo 2003-2012 ..	158
4-8 Pronóstico de producción de hidrocarburos 2003-2012	161
4-9 Resultados de la evaluación a nivel perfil	164
4-10 Producción de petróleo año 2003/2004 – Noroeste	165
4-11 Declinación de la producción de petróleo	166
4-12 Estimado de participación del estado en producción futura	167
4-13 Características técnicas y económicas – Alternativa A	169
4-14 Hidrocarburos fiscalizados – porcentaje de regalía	169
4-15 Datos de Alternativa B	170
4-16 Inversiones para pozo típico	171
4-17 Detalle de costos para una producción	172
4-18 Inversiones de capital para unidades de Planta GTL	173
4-19 Actividad de perforación – Lotes del Noroeste costa	174
4-20 Comparación de proyecciones de precio del petróleo	175
4-21 Comparación de proyecciones de precio del petróleo	176
4-22 Volumen de productos a producir en Planta GTL	176
4-23 Precios históricos de productos	177
4-24 Estimado del beneficio anual – Planta GTL	177
4-25 Datos generales para evaluación económica del proyecto	178

4-26	Resultados de la evaluación económica privada	178
4-27	Datos generales para la evaluación económica del proyecto	179
4-28	Resultados de la evaluación económica privada	179
4-29	Parámetros para evaluación social	180
4-30	Estructura del precio y paridad de importación	182
4-31	Valoración ambiental (deforestación)	184
4-32	Resultados de la evaluación social – Alternativa A	186
4-33	Resultados de la evaluación social – Alternativa B	189
4-34	Análisis de sensibilidad evaluación privada – Alternativa A	190
4-35	Análisis de sensibilidad evaluación social – alternativa A	191
4-36	Factores que impactarán ambiente	197
4-37	Identificación de impactos	198
4-38	Valoración de impactos	199
4-39	Cronograma Alternativa A	200
4-40	Cronograma Alternativa B	201
4-41	Marco Lógico – Perforación de pozos	203
Tabla I	327
Tabla II	328
Tabla III	329
Tabla IV	330
Tabla V	331
Tabla VI	332
Tabla VII	333

LISTA DE GRAFICOS

2-1	Clasificación del Recurso	18
2-2	Clasificación de reservas de hidrocarburos	20
2-3	Esquema de la tendencia Precio – Costo Uso y Costo Extracción	25
2-4	Precio mercado – costo - costo uso - renta ricardiana	27
2-5	Efectos de la Incertidumbre sobre los Proyectos	38
2-6	Efectos de la demora en los Proyectos	39
2-7	Inversión en Sub-Sector Hidrocarburos – Perú	47
2-8	Matrices energéticas en Sudamérica	48
2-9	Fases y Etapas en el Ciclo de Proyecto	55
2-10	Estrategia para mejorar progreso social	69
2-11	Planificación para desarrollo regional	70
2-12	Inversión social durante el ciclo de proyecto	76
3-1	Componente de oferta nacional de hidrocarburos	84
3-2	Curva de oferta agregada	85
3-3	Curva de oferta agregada	86
3-4	Efectos del Proyecto sobre renta económica	87
3-5	Costo social y ambiental debido a producción proyecto	89
3-6	Efectos del proyecto sobre excedente del consumidor	90
3-7	Flujo de Costos y Beneficios – Inversionista extranjero	94

3-8	Curva de oferta y demanda de petróleo crudo	96
3-9	Oferta y demanda de insumos	99
3-10	Mano de obra – Pleno empleo y valoración parcial de aportes	104
3-11	Mano de obra – desempleo	105
4-1	Tendencia del agotamiento de los reservorios – Noroeste	136
4-2	Mapa de ubicación de Lotes	138
4-3	Evolución de la producción de petróleo costa norte	144
4-4	Contrato de Licencia: para precio crudo 22 US\$/bl	146
4-5	Contrato de Servicios: para precio crudo 22 US\$/Bl	146
4-6	Arbol de causas y efectos	148
4-7	Arbol de medios y fines	150
4-8	Arbol de medios y acciones	151
4-9	Demanda de productos del petróleo a nivel nacional	153
4-10	Evolución comparativa Demanda vs PBI	155
4-11	Población y tasa de crecimiento	156
4-12	Tasa de crecimiento intercensal anual 1940 – 2002	156
4-13	PBI 1992 – 2003	157
4-14	Oferta de hidrocarburos a nivel nacional	159
4-15	Oferta / Demanda de petróleo	162
4-16	Producción de petróleo – costa noroeste	167
4-17	Flujo de costos y beneficios a nivel país – inversionista extranjero	185
4-18	Análisis de sensibilidad – Evaluación privada – Alternativa A	190
4-19	Análisis de sensibilidad – Evaluación social – Alternativa A	191
4-20	Análisis de sensibilidad – Evaluación privada – Alternativa B	192
4-21	Esquema procedimiento administrativo evaluación impacto ambiental ...	196

DEDICATORIA

*A la memoria de mis padres: Lucio y Hermila,
quienes desde el cielo han guiado mis aspiraciones
A mi familia, quien con su amor y soporte me han permitido lograr este
proyecto*

1.- INTRODUCCION

Esta tesis es una continuación, ampliación y adecuación del trabajo presentado en los cursos Taller I y Taller II correspondientes al currículo de la Maestría en Ciencias con mención en Proyectos de Inversión de la Facultad de Economía y Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Ingeniería. El título fue “Incremento de la producción de hidrocarburos líquidos en la Costa Norte del Perú” y el proyecto fue presentado inicialmente a nivel de Perfil (curso Taller I) y posteriormente a nivel de estudio de Pre-Factibilidad (Taller II), relacionado al sub-sector energía del Ministerio de Energía y Minas y específicamente dentro del ámbito de las funciones de PERUPETRO, relacionadas con el rol promotor en el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221.

En este contexto, es que se ha decidido continuar con el tema relacionado con las implicancias económicas, sociales y ambientales que conlleva la implementación de este tipo de proyectos de inversión, para con la sociedad. Se ha decidido ampliar el ámbito a fin de agregar la teoría económica relacionada con los recursos naturales no renovables, proyectos de inversión, aspectos socioeconómicos originados por la implementación de proyectos privados con capitales nacionales y/o extranjeros desde la perspectiva de proyectos de inversión, para el caso especial de nuestro país. La adecuación del tema, se ha efectuado en el sentido de reforzar los criterios de investigación y crítica constructiva a fin de lograr los objetivos establecidos.

En este sentido, la presente tesis pretende poner a disposición de la sociedad un mecanismo informativo que le permita conocer, dentro de cierto grado de error, si el monto de los beneficios que se espera obtener por la ejecución de un proyecto, supera los costos que este implica, a partir de una metodología de evaluación socioeconómica de inversiones tanto nacionales como extranjeras.

El caso especial de los proyectos relacionados con la explotación de hidrocarburos, de acuerdo a la Constitución y a la Ley Orgánica de Hidrocarburos, los Hidrocarburos “in situ” son de propiedad del Estado. En este sentido, podemos considerar que la explotación o puesta en producción de estos recursos, debido a la gran magnitud de inversión requerida y al alto riesgo involucrado en el hallazgo de Hidrocarburos, es que cae en el ámbito del sector privado¹ más que en el público, pero también participa

¹ Si consideramos que un país busca la eficiencia en el gasto gubernamental, la cual es reflejada en desregulaciones, desburocratización y privatización.

la sociedad al poner a disposición el recurso natural no renovable y por lo cual espera obtener una rentabilidad o una mejora de su bienestar.

Como es sabido, el desarrollo de un país gira en torno a dos ejes fundamentales: La infraestructura y los servicios públicos. Ante la insuficiencia de los recursos públicos y la tendencia creciente de las demandas sociales, la inversión privada juega un rol importante al destinar recursos que deberían ser congruentes desde el punto de vista técnico, financiera, ambiental y social con las prioridades definidas en cada programa de gobierno.

En este sentido, mientras más alto sea el monto de recursos que un país dedica a la inversión, y que los proyectos realizados cuenten con una alta calidad y rentabilidad social, mayores serán sus posibilidades de crecimiento económico.

1.1.- Marco Teórico

La evaluación de los proyectos de inversión con un enfoque social resulta cada vez más importante en el escenario de la economía peruana, dada la necesidad de lograr el máximo beneficio para el país, ya sea con capitales nacionales o extranjeros. Este enfoque es importante en la medida que el componente de mercado está presente en el aspecto microeconómico, el cual debe ser analizado considerando los intereses sociales.

Las inversiones en hidrocarburos involucran y comprometen el empleo de recursos en un horizonte temporal extenso, por lo que su asignación a diferentes destinos, debe responder a las mejores expectativas de racionalidad económica y al mayor empeño de eficiencia a escala agregada.

Para el Perú, el problema es de gran significado, dado el insuficiente desarrollo, desde la teoría y la práctica, de métodos que sean coherentes en la determinación del efecto real de las inversiones para toda la sociedad en su conjunto, con el interés de reflejar una realidad objetiva. En el Perú, desde el punto de vista teórico o académico, no se dispone de abundantes trabajos que desarrollen métodos de evaluación de inversiones con criterio social y, desde el punto de vista práctico, no se acostumbra darle la verdadera connotación social de los proyectos tanto públicos como privados.

El fundamento conceptual del enfoque económico social de las decisiones de inversión, según el método de análisis costo beneficio (ACB), ha sido atribuido al pensamiento neoclásico. La aplicación de los principios neoclásicos que toma el análisis beneficio costo siempre que sean asumidos con juicio crítico, puede servir de aporte positivo en la valoración económico social de las decisiones de inversión tanto públicas como privadas en un mundo de economía globalizada y dinámica.

En nuestro país, es conveniente verificar y garantizar el cumplimiento del *objeto social* del sector público y llevar a cabo las acciones que permitan evaluar la mejora social, inducidas por las nuevas inversiones; públicas y privadas; en la actividad económica productiva y de servicios.

La economía peruana se ha transformado en la década pasada. Han cambiado en una medida importante sus estructuras y mecanismos económicos así como gran parte de la superestructura pública. Las decisiones que comprometen el desarrollo económico social futuro de la economía peruana, especialmente en lo referente a la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, adquieren una característica clave en el actual contexto del país, especialmente aquellas relacionadas con las inversiones extranjeras.

En éste contexto, se requiere en el ámbito nacional y en especial de las regiones, disponer de herramientas, a fin de que exista un conocimiento claro y preciso del grado de respuesta de un proyecto hacia la sociedad. Es importante anotar que la posición relativa de las empresas sobre como, cuándo y donde invertir no queda exclusivamente en manos de estas, debido a la actuación de la sociedad a través de Consultas previas, Talleres participativos y Audiencias. Esta intervención debe ser encaminada a fin de evitar desviaciones de la real necesidad de la sociedad peruana.

A la fecha se ha alcanzado un adecuado grado de conocimiento y desarrollo de las técnicas de evaluación de inversiones con criterio financiero. El carácter social de los análisis de inversiones debe sustentarse en los más avanzados conceptos y prácticas internacionales establecidas.

1.2.- Definición del Problema

La **situación problema** que se presenta es la insuficiencia teórica - metodológica para un análisis de factibilidad de inversiones en el sub-sector hidrocarburos que permita la consideración del enfoque social en la evaluación de proyectos.

El **problema** que nos plantea el *objeto de investigación* se sintetiza en:

¿Cómo sistematizar los elementos que caracterizan la evaluación social para el perfeccionamiento de la evaluación de proyectos de inversión vinculados al sub-sector hidrocarburos peruano?; y cuyas características son: *estructuralmente heterogénea, participación plena de privados en el mercado, insertada a la economía mundial globalizada y, expuesta en un alto grado al ciclo económico mundial y vinculado a las reglas del mercado internacional.*

Adicionalmente se cuenta con las siguientes *interrogantes*:

- ¿Por qué es necesario el enfoque social en el estudio de proyectos en el ámbito nacional? ¿Cuáles son los componentes principales de orden teórico que justifican esta necesidad?
- ¿Es posible formular los elementos del modelo que integren un esquema básico de evaluación y medición de los flujos económicos con un enfoque social empíricamente viable y ajustado a las características de la economía peruana?

1.3.- Objetivo del Estudio

El propósito del estudio actual es incorporar a la metodología usada para evaluación social de proyectos, en el análisis ACB, las consideraciones respecto al impacto del origen del inversionista: Nacional o Extranjero y promover la integración de sus tres elementos claves: Crecimiento, distribución, y ambiente. Por lo tanto, las entidades normativas y supervisoras tendrán una herramienta para decidir sobre las alternativas del proyecto.

En este sentido, el **objetivo general** de la investigación es el de desarrollar una metodología para ser complemento en la Evaluación de inversiones del sub-sector hidrocarburos peruano, que considere el impacto del origen del inversionista: Nacional o Extranjero.

Los **objetivos específicos** complementan la lógica y estructura de la investigación y se definen como sigue:

- Presentar una mejora del estado del arte de la teoría y práctica de la evaluación socioeconómica de proyectos de inversión bajo las condiciones de inversionistas privados tanto nacionales como extranjeros y, en ese sentido, se consultaron o leyeron aproximadamente 100 artículos y varios libros (listados en el apéndice) cuyo resultado se refleja en el análisis de diversos aspectos sobre recursos naturales no renovables, proyectos de inversión y metodología socioeconómica para proyectos de inversión, tanto en una perspectiva general, como en el modelo propuesto, en las premisas del mismo, y en las simplificaciones adoptadas;
- Presentar una metodología simple con los fundamentos teórico-metodológicos de la evaluación social de inversiones, desarrollados por el pensamiento neoclásico, a fin de diseñar una aproximación conceptual del enfoque social de evaluación de proyectos de inversión (eficiencia económica), coherente con la articulación de la economía interna a la economía mundial globalizada.
- Evaluar la relevancia de la metodología propuesta en la aplicación a los

trabajos efectuados en los cursos Taller I y Taller II, pertenecientes al currículo de la maestría en ciencias con mención en Proyectos de Inversión.

- Disponer de una herramienta informativa que le permita a la sociedad, conocer dentro de cierto grado de error, si el monto de los beneficios que se espera obtener por la ejecución de un proyecto, supera los costos que este implica, a partir de una metodología de evaluación socioeconómica de inversiones tanto nacionales como extranjeras, sin afectar las oportunidades generadas por la globalización² de la economía, para efecto de la maximización de valor de una empresa en el sector de petróleo;

La principal **NOVEDAD** de la investigación es *el desarrollo de un Esquema Básico para la evaluación de las inversiones con enfoque económico social desde el punto de vista del inversionista privado extranjero y nacional en el sub-sector hidrocarburos peruano.*

1.4.- Hipótesis del Estudio

Los proyectos deben promover los siguientes objetivos públicos: impulsar el crecimiento económico, promover la distribución del ingreso, y asegurar la disponibilidad futura del ambiente.

La **hipótesis** que sirvió de guía a la investigación afirma que: *Es posible y viable la aplicación de una metodología, cuyo enfoque económico social contribuya al perfeccionamiento de la evaluación de inversiones en el contexto de la Evaluación Social de Proyectos considerando el punto de vista del inversionista nacional y extranjero.*

1.5.- Organización de la Tesis

La **ESTRUCTURA GENERAL** que se ha seguido en la exposición de la tesis es la siguiente:

En el primer capítulo se efectúa una introducción, con lo cual se define el

² La Globalización es un proceso por el cual la economía nacional llega a ser cada vez mas integrada. La integración económica toma lugar en términos de incrementar el factor de movilidad, en particular la movilidad del capital, y la elevación de los volúmenes de bienes comercializados. Aunque existen conceptos antagónicos al respecto: Por un lado, que la Globalización conduce a una distribución mas eficiente de los recursos mundiales y por lo tanto una mayor producción y crecimiento y por otro lado interrumpe el patrón de empleo, genera ingresos mas volátiles y amenaza la disposición de los gobiernos en lo referente a redistribución del ingreso y a proporcionar bienes públicos.

problema y se establece el objetivo e hipótesis de la tesis.

El segundo capítulo está relacionado con el marco teórico referido a los recursos naturales. Se define y clasifica a los recursos naturales con énfasis en los recursos naturales no renovables. Se discute los tres postulados básicos de la economía de los recursos naturales: Contaminación, Agotamiento y Valoración, con lo cual se genera un marco adecuado para describir las tres medidas económicas básicas: Costo de Uso, Costo Marginal y Precios y así establecer su relación con la depreciación económica, crecimiento e inversión.

El segundo capítulo incorpora también una discusión sobre la orientación de la inversión y su impacto en el desarrollo económico, a través de la explotación de recursos naturales no renovables. Asimismo, se describe la teoría relacionada con los proyectos de inversión y evaluación social de proyectos y su relación con la inversión y desarrollo económico.

El tercer capítulo muestra el desarrollo teórico de la metodología para apoyar la evaluación socioeconómica en el ACB para proyectos de explotación de hidrocarburos, tomando en cuenta que el inversionista pueda ser un nacional o extranjero. Se establece la base microeconómica particular para el sub-sector hidrocarburos peruano y se resumen las respectivas ecuaciones.

El cuarto capítulo presenta la aplicación de la metodología sobre la base del trabajo desarrollado durante los cursos de Taller I y Taller II. Este estudio de proyecto de pre-factibilidad presenta el detalle actualizado para una propuesta de reducción de regalías (ingreso del Estado) a fin de viabilizar inversiones del sector privado en actividades de perforación de nuevos pozos en reservorios agotados del Noroeste peruano. El objetivo de la aplicación es por un lado analizar la consistencia de las ecuaciones desarrolladas y por otro lado analizar la viabilidad de la propuesta de reducción de regalías desde el punto de vista privado y socioeconómico.

Finalmente, se adjuntan cinco anexos con información teórica y trabajos de campo que han servido para dar el soporte técnico a la tesis y al proyecto de pre-factibilidad.

El desarrollo de la tesis conllevó a la revisión de más de 100 artículos técnicos conseguidos a través de Internet y e-mails elaborados por connotados autores-especialistas y más de 20 libros texto. De estos artículos, se han seleccionado más de 50 artículos, los que han sido grabados en un CD y que forma parte del sustento de la presente tesis, a fin de que cualquier consulta al respecto pueda ser ampliada en la profundidad requerida por el usuario. En éste sentido, cada nota al pie que llevan inserto la palabra ARTICULO, significa que éste se encuentra adjunto en el mencionado CD.

2.- MARCO TEORICO

2.1.- LOS RECURSOS NATURALES

Definición de recurso

El término “recurso” representa conceptos de acuerdo a las diferentes disciplinas. Un recurso es un insumo importante en el proceso económico. Los recursos pueden ser materiales o inmateriales (tal como la información) y los recursos materiales pueden ser de origen natural o artificial (hechos por el hombre). Los servicios proporcionados por la naturaleza (tal como la “capacidad asimilativa”) son también llamado recursos.

Jiménez³ manifiesta que la noción de recurso presupone una interacción entre el hombre con la naturaleza para satisfacer necesidades individuales y colectivas y cita a una frase de Erich Zimmerman: “La palabra recurso no se refiere a una cosa o a una sustancia sino a la función que éstas pueden desempeñar o la acción en que puedan tomar parte, a saber, la función o acción de alcanzar un fin determinado como el de satisfacer una necesidad”.

Carrizosa⁴ hace notar la dinámica de los recursos frente a la tecnología y la información al considerar que los recursos son originados por las personas a partir de una determinada materia-energía, buscándoles un cierto uso y tratando de obtenerlos en cantidad suficiente. De este modo la cantidad de un recurso es dinámica, variando con la tecnología, disponibilidad y utilidad y tomando en cuenta que lo importante no es el recurso en sí, sino el servicio derivado por su consumo.

Definición de recurso natural

En lo referente a la definición de recurso natural, el significado y alcance del término ha originado que cada disciplina académica disponga de múltiples definiciones, tanto de carácter general como las utilizadas por los naturalistas y otras de carácter económico, donde la definición de recursos se relaciona con el concepto de escasez y la posibilidad de que exista un mercado para su comercialización.

³ L. Jiménez H, “Desarrollo Sostenible y Economía Ecológica”, Editorial Síntesis, 1997, Madrid-España, página 147-148.

⁴ Carrizosa, en su aporte al Diccionario de la Naturaleza (1987).

Seinfeld, Cuzquén, Farje y Zaldívar⁵ definen a los recursos naturales como elementos o bienes de la naturaleza que el hombre puede aprovechar para satisfacer sus necesidades.

Para Ayres⁶, el término recurso natural se restringe a la energía – a la cual la denomina exergía⁷ (exergy) - materiales crudos o básicos extraídos del ambiente natural por la actividad humana intencional. Para aclarar su concepto, presenta el ejemplo cuando se quema un combustible no-nuclear: la masa y la energía (contenido del combustible y aire) son iguales a la masa y la energía contenida en los productos del desecho. Lo que ha cambiado es la disponibilidad de la energía (en el combustible) para hacer trabajo. Esta disponibilidad es cuantificable. Se han usado varios términos para esto, incluyendo “trabajo disponible”, “disponibilidad” y “essergía”, pero Ayres lo denomina “exergía”.

Para Romero⁸, los recursos naturales son factores que afectan a las actividades productivas, pero que no han sido hechos por el hombre, ni tampoco a través de un proceso de fabricación iniciado por el hombre. Es decir, el concepto de recurso natural no corresponde a los conceptos capital o trabajo, sino más bien esta relacionado al concepto del factor tierra utilizado por los economistas clásicos.

Podemos definir entonces desde el punto de vista económico, a los recursos naturales como volúmenes de activos físicos que no son bienes producidos y son valiosos para la sociedad. La sociedad puede considerar un recurso como valioso debido a su sola existencia o porque el activo o recurso produce servicios que pueden ser usados en la producción o consumo.

Clasificación de recurso natural

Basado en un artículo de Sweeney⁹, podemos clasificar a los recursos naturales de acuerdo a:

- (1) Características físicas, y
- (2) Escala de tiempo.

⁵ J. Seinfeld, G. Cuzquén, G. Farje y S. Zaldívar, “Introducción a la economía de los recursos naturales”, Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico, 1999, Lima-Perú, página 15.

⁶ Robert U. Ayres, “Resources, Scarcity, Growth and the Environment”, Center for the Management of Environmental Resources, INSEAD, Boulevard de Constance, F-77305 Fontainebleau Cedex, France, ARTICULO, “Resources-scarcity-Growth.pdf”

⁷ Traducción efectuada por el autor de la tesis: exergy = exergía

⁸ Carlos Romero, “Economía de los Recursos Ambientales y Naturales”, profesor de la Universidad Autónoma de Madrid, 1994.

⁹ James L. Sweeney, Profesor de la Universidad de Stanford publicó un artículo sobre “Economics of Energy” en internet, 29 páginas, ARTICULO, “Energy-Economics.pdf”

(1) Características Físicas

Basado en sus características físicas, los recursos pueden ser divididos en: biológicos, minerales no energéticos, minerales energéticos y ambientales¹⁰. Como ejemplos, los recursos biológicos incluirían los peces, animales salvajes, flores, ballenas, insectos y productos agrícolas. Los recursos minerales no energéticos son el oro, hierro, sal o tierra. Los recursos minerales energéticos incluirían a la radiación solar, madera usada para quemar, petróleo y gas natural. Los recursos ambientales podrían incluir aire, agua, bosques o la capa de ozono.

(2) Escala de Tiempo

Basado en la escala de tiempo necesaria para el ajuste del proceso, podemos clasificar los recursos como inagotable, renovable, y no renovables (agotables).

(.) Recursos Inagotables.- Son aquéllos cuya velocidad de ajuste es tan rápida que los impactos sobre el recurso en un período de tiempo tienen poco o ningún efecto en los períodos subsecuentes. Por ejemplo, el aire, la radiación solar o el agua de mar.

(.) Recursos Renovables.- Estos se ajustan rápidamente, de tal manera que se auto renuevan dentro de una escala de tiempo importante (ciclo ecológico) para una toma de decisión económica, es decir su uso produce su agotamiento o destrucción, pero en seguida se produce la regeneración. Ciertas acciones que alteran el stock del recurso en un período de tiempo pueden tener consecuencias en períodos futuros.

Su uso puede incrementarse solo hasta una cierta magnitud, porque de otro modo, ocurrirá una sobre explotación. Si la explotación es óptima, los recursos renovables pueden usarse por un período infinito de tiempo. Si estos son sobre-explotados, se agotarán rápidamente.

Los recursos renovables incluyen bosques, peces, fauna, agua, cosechas agrícolas, e incluso la tierra. Los stocks no son fijos, por lo que estos pueden ser aumentados o disminuidos. Un stock de recurso renovable tal como un bosque natural, crecerá a una cierta tasa o ratio que depende de factores tales como tiempo, edad media de las plantaciones, nutrientes de la tierra, pérdidas naturales, etc.

¹⁰ Cada una de estas categorías podría ser dividida en categorías adicionales si esto fuera útil para propósitos de análisis o recolección de información.

Un concepto relacionado al manejo del recurso natural renovable, es el de producción sustentable, dónde la tasa promedio de consumo se mantiene igual a la tasa de crecimiento promedio neto del stock, con lo cual se logra el equilibrio o balance entre el crecimiento y el consumo, significando en teoría, que el nivel de stock se mantiene hasta la perpetuidad¹¹. El potencial para incrementar el stock renovable a través de la intervención humana es bastante alto.

(.) Recursos No-Renovables (agotables).- son aquellos cuya velocidad de ajuste es tan lenta que podemos considerar como disponibles una sola vez, es decir su uso implica su destrucción (no reciclables). El petróleo y el gas natural son ejemplos típicos.

Los recursos No Renovables también puede ser con servicios reciclables, cuando su uso implica su destrucción en cuanto a su forma actual, pero es recuperable por medio de un proceso industrial, tales como el hierro y el níquel.

Estos recursos se encuentran depositados sobre o debajo de la corteza terrestre y pueden ser extraídos en cualquier momento. Han sido la base para la revolución industrial y el crecimiento económico. Su explotación puede incrementarse en función de capital y trabajo, pero está limitada por la cantidad disponible en la tierra y por el tamaño del stock el cual varía para cada área, con lo cual se puede concluir que los stocks se agotarán algún día.

Estos recursos cuyos stocks son fijos, tienen un largo período de regeneración natural de tal manera que el potencial para aumentar el stock a través de la intervención humana es virtualmente cero, tal como el caso de los minerales y el petróleo dónde se han requerido millones de años para formar de manera natural el stock.

La forma en que los recursos naturales son asignados y explotados y la tasa a la cual son consumidos o conservados (nivel óptimo de extracción a través del tiempo) son elementos críticos para el desarrollo sustentable. Si estos se manejan apropiadamente, pueden contribuir al desarrollo en un período de tiempo largo e incluso indefinido para algunos casos.

¹¹ Se puede asumir como analogía al nivel de stock, el dinero en efectivo depositado en un banco a una determinada tasa de interés anual. Las ganancias por el interés anual es equivalente al flujo de beneficios. Si incrementa el stock, puede aumentar el flujo sustentable de ingresos. Si se empieza a reducir el stock de capital, sus ganancias de interés sustentables se reducirán. Si empieza a retirar el interés (flujo sustentable) y parte del stock de capital, su volumen de stock declinará gradualmente

Una estrategia de desarrollo sustentable debe considerar la inversión del ingreso (re-inversión) proveniente por la explotación de los recursos no-renovables, para construir un stock de recurso renovable, como el de invertir en capital productivo y humano¹².

El Gráfico N° 2-1 muestra esquemáticamente la clasificación del recurso, tal como ha sido descrita.



Fuente: Elaboración propia

La tabla N° 1 muestra la clasificación anteriormente descrita, con la ubicación de algunos recursos.

TABLA N° 2-1
CLASIFICACION DE LOS RECURSOS

ESCALA DE TIEMPO	CARACTERISTICAS FISICAS			
	BIOLOGICOS	MINERALES NO ENERGETICOS	MINERALES ENERGETICOS	AMBIENTALES
INAGOTABLES (EXPENDABLES)	Productos agrícolas	Sal	Radiación solar, Hidroenergía, Etanol	Aire, Agua de mar
RENOVABLES (RENEWABLE)	Productos forestales, Peces, Insectos, Flores		Madera, Hidroenergía, Geotérmica	Agua subterránea, Aire,
NO-RENOVABLES (DEPLETABLE)	Especies en peligro de extinción	Oro, Hierro, Sal, Suelo superficial	Petróleo, Gas Natural, Carbón, Uranio,	Capa de Ozono, Agua en acuíferos, Región virgen sin cultivar.

Fuente: Elaboración propia

¹² Hans Christoph Binswanger, Rabindra Nath Chakraborty, "The Economics of Resource Management", by University of St. Gallen, Institute for Economy and the Environment, Tigerbergstrasse 2, CH-9000 St. Gallen, Switzerland, ARTICULO.

Binswanger y Chakraborty¹³ consideran como una categoría adicional a la tierra o espacio requerido para cualquier actividad humana. Sostienen que la tierra¹⁴ es un recurso *sui generis*, base para toda actividad económica y para la vida y que el impacto del uso de recursos para la actividad económica sobre el ambiente no puede ser evaluado adecuadamente sin la consideración de tierra.

Clasificación de los recursos no-renovables

Los recursos naturales no-renovable pueden ser clasificados en varias categorías, dependiendo de factores que influyen en su clasificación tales como: precios, costos de extracción y tecnología. Los recursos pueden convertirse en reserva cuando son encontrados y pueden ser económicamente extraídos sobre la base de costos, precios y tecnología actual. Algunos recursos pueden ser sub-económicos y por lo tanto no son incluidos como reservas actuales.

Se puede establecer una clasificación basada tanto en la de Tietenberg¹⁵, como de la obtenida como consecuencia de la aprobación conjunta del Comité de Directores de la Society of Petroleum Engineers (SPE) Inc., del Comité Ejecutivo del World Petroleum Congresses (WPC), y del Comité Ejecutivo del American Association of Petroleum Geologists (AAPG), en febrero del 2000. La tabla N° 2-2 muestra la clasificación general y el Gráfico N° 2-2 muestra la clasificación particular a partir de la tabla anterior y solo para la clasificación de reservas.

¹³ Hans Christoph Binswanger, Rabindra Nath Chakraborty, "The Economics of Resource Management", by University of St. Gallen, Institute for Economy and the Environment, Tigerbergstrasse 2, CH-9000 St. Gallen, Switzerland

¹⁴ Desde un punto de vista ecológico, se distinguen las categorías de uso siguientes: uso proteccionista (áreas dejadas a la naturaleza), uso productivo (agricultura), y uso estéril (construcción de camino, etc.).

¹⁵ Thomas Tietenberg, "Environmental Economics & Policy", Addison Wesley Longman, Tercera Edición, 2000.

GRAFICO N° 2-2
CLASIFICACION DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

RECURSO DESCUBIERTO	COMERCIAL	RESERVAS			
		PROBADAS		PROBABLES	POSIBLES
		Desarrolladas	No Desarrolladas		
	SUB-COMERCIAL	RECURSO CONTINGENTE			
		VOLUMEN NO RECUPERABLE			

Adaptado de SPE, WPC y AAPG.

La mejora de la tecnología de exploración, junto al incremento en los precios del recurso, permiten descubrir nuevos stocks que se agregará al stock económico o sub-económico. El mejor ejemplo de cambios en los stocks del recurso está en el petróleo.

En los años setenta, cuando los precios del petróleo incrementaron en el Medio Oriente, las compañías petroleras incrementaron su búsqueda por petróleo, encontrando nuevos reservorios. Los precios altos del petróleo permitieron re-clasificar los stocks sub-económicos hacia la categoría de reservas, tal como en el Mar del Norte y las arenas bituminosas de Canadá (Alberta).

A fines de los 90's, el nivel de reservas globales incrementó significativamente, originando una declinación en los precios del petróleo a medida que fueron puestas a producir excediendo la demanda global. La tasa de extracción de las reservas actuales esta influenciada por los precios, costos y tecnología y por la disponibilidad de sustitutos tal como energía de biomasa, automóviles eléctricos y energía solar. Si los sustitutos llegan a ser más baratos, la demanda por petróleo podría declinar.

TABLA N° 2-2
DEFINICION / CLASIFICACION DE RECURSOS HIDROCARBUROS
TOTAL RECURSO (PETROLEO ORIGINAL EN SITIO)

TOTAL RECURSO (PETROLEO ORIGINAL EN SITIO)				
	DESCUBIERTO Es la cantidad de petróleo que se estima, en una fecha dada, estar contenida en las acumulaciones conocidas.		NO DESCUBIERTO Cantidades estimadas a una fecha dada, que se espera sean contenidas en acumulaciones aún no descubiertas	
	DEMOSTRADO Cuya localización es conocida geológicamente	INFERIDO Localizado en áreas inexploradas y la estimación basada en proyecciones geológicas.	HIPOTETICO No descubierto, se espera exista en área conocida, bajo condiciones geológicas conocidas	ESPECULATIVO No descubierto, puede encontrarse en reservorios conocidos o desconocidos, bajo condiciones geológicas favorables.
	MEDIDO	INDICADO		
	PRODUCCION			
	RESERVAS Son las cantidades de petróleo que se anticipa sean comercialmente recuperables en una fecha dada, de acumulaciones conocidas.			
COMERCIAL	PROBADAS Cantidades comerciales bajo condiciones económicas actuales.	PROBABLES Estas reservas pueden estar basadas en condiciones económicas futuras	POSIBLES Pueden estar basadas en condiciones económicas futuras	
SUB-COMERCIAL	RECURSO CONTINGENTE Se estima que son potencialmente recuperables, pero que actualmente no son considerados recuperables comercialmente (no-mercado, depende de desarrollo de nueva tecnología, evaluación de acumulación en etapa inicial).			
			RECURSO PROSPECTIVO Cantidades estimadas, a una fecha dada, para ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas	

Adaptado de Tietenberg, SPE, WPC y AAPG.

NOTA: Cualquier volumen de recurso no debe ser clasificado como reserva, a menos que exista la expectativa que su desarrollo y puesta en producción se efectuarán en un razonable plazo de tiempo. Las cantidades clasificadas como Reservas, Recursos Contingentes o Recursos Prospectivos no deben ser sumados sin la debida consideración de la diferencia en los criterios de clasificación asociados. Puede existir un riesgo significativo de que la acumulación que contenga Recursos Contingente o Recursos Prospectivos no alcance la producción comercial.

2.1.1.- TRES POSTULADOS: CONTAMINACIÓN, AGOTAMIENTO Y VALORACIÓN

Contaminación

La contaminación o deterioro de los recursos ambientales ha sido considerada como algo externo al sujeto que la percibe y se describe como resultado de la descarga de desechos asociada con la producción de bienes privados y públicos, de tal manera que la solución a los problemas ambientales generados por la contaminación, ante la ausencia de precios para ciertos recursos ambientales, como el agua y el aire, ha permitido el análisis económico sobre precios sustitutos bajo la forma de impuestos unitarios, derechos a contaminar y otras modalidades.

Las propuestas para determinar el nivel óptimo de contaminación se cuestionan debido a la doble penalización que para el contaminador genera la aplicación del impuesto correspondiente: una por la pérdida de beneficio al verse obligado a reducir el volumen de producción (de X_{max} a X^*) y la otra por el propio pago del impuesto. Normalmente el impuesto va a desplazar la curva de oferta a la izquierda con la consecuente disminución del tamaño de la industria. La justificación al problema ambiental depende de que el agente contaminante tenga o carezca del derecho a usar los recursos ambientales.

Los impuestos que se constituyen en un cobro al contaminador, no se convierten, en un pago a la víctima, lo que algunos autores consideran en ciertas circunstancias necesarias para un resultado eficiente. Algunos autores concluyen que la compensación a las víctimas no está permitida, excepto a través de transferencias globales. Si las víctimas son compensadas por los daños que sufren, ya no tendrían el incentivo para comprometerse en alcanzar niveles eficientes de medidas defensivas.

Considerando el objetivo de maximización del bienestar y asumiendo que el efecto físico de un determinado contaminante sea el mismo en un país que en otro, el impuesto por contaminación o las soluciones del mercado deberían partir de consideraciones particulares en cuanto al nivel de desarrollo económico de cada país. Para resolver esto, en algunos países se han propuesto modificaciones por razones distributivas utilizando métodos de igualación o transferencia de ingresos que consideren los costos incrementales.

La fijación de subsidios, desplaza la curva de oferta a la derecha, modificando las condiciones de entrada y salida de empresas en una determinada industria, generando en el mediano plazo un aumento del número de empresas y de la producción y un incremento de la cantidad total de contaminación emitida. Para obtener un número adecuado de empresas se considera esencial que las empresas paguen en reemplazo del costo marginal, el costo total de los daños causados por sus emisiones.

Agotamiento

Cuando se discute sobre la tasa de extracción de los recursos no renovables, usualmente se utiliza la regla de Hotelling que hace intervenir el tipo de interés del dinero¹⁶, considerando a los yacimientos que contienen los recursos como bienes de capital. Bajo tal consideración se está asumiendo que el futuro será más próspero que el presente, lo cual es bastante incierto, ya que el tipo de interés sólo puede acumularse en forma permanente cuando la economía crece.

Ante una mayor inversión para incrementar el consumo actual, se logrará aumentar también el consumo futuro y ello da lugar a descontar el valor actual de la demanda futura, a lo largo del tiempo por medio de la tasa de interés. El punto crítico es determinar la tasa de descuento del futuro, si suponemos una larga vida para la humanidad y la existencia de dudas respecto al crecimiento.

Algunos autores proponen una tasa de descuento igual a cero, para no atentar contra las futuras generaciones, lo que supone un ritmo más lento en la extracción de recursos agotables al aplicar la regla de Hotelling y lo que implica mayor generosidad con el futuro que con los sectores pobres de la generación contemporánea. Otros economistas como Dasgupta (1982) defienden una tasa de descuento positiva, considerando que el consumo por persona aumenta con el tiempo y por lo tanto se debe descontar el valor presente del consumo futuro.

Algunos autores han propuesto adoptar una tasa social de descuento inferior a la determinada por el mercado, lo que producirá un ritmo inferior de agotamiento de los recursos.

En consecuencia, la utilización de recursos agotables por las próximas generaciones, va a estar fuertemente influenciado por aspectos inciertos como la evolución tecnológica y la demanda futura.

Valoración

Las metodologías establecidas para la valoración de los recursos naturales en los proyectos de desarrollo económico, basados tanto en las preferencias reveladas como expresadas, han sido objetos de críticas debido a:

- (a) La teoría económica muestra que el valor total de cualquier bien puede solamente ser calculado, examinando la curva de demanda que muestra cuánto del bien la gente usaría al variar los precios. En el caso especial del agua, este esquema llevaría a una gran disparidad entre el precio y el valor del recurso, ya que la curva mostraría que las personas pagarían cualquier precio con tal de asegurar una oferta básica de agua.

¹⁶ Aart de Zeeuw, "Resource Management : Do we need public policy?", Tilburg University, Netherlands, 2000, ARTICULO, "ResourceManagement-DoWeNeedPublicPolicy.pdf".

- (b) La economía no considera las características físicas de los bienes y tiene en cuenta sólo su precio. Si se considera que algún precio es mejor que nada en un esquema de asignación de precios de los llamados “no-curva de demanda”, se corre el riesgo de subestimar el valor de un recurso y llevar a cabo una gestión equivocada de su manejo.
- (c) El precio, que es considerado un medio razonable de valoración para los bienes de consumo que se intercambian en el mercado y cuyo valor es apreciable sólo por el comprador, no tiene aplicación para el caso de los bienes públicos únicos e irremplazables como la vida, tampoco para los recursos ambientales que no son comercializados en los mercados ni son consumidos individualmente y cuyo valor es apreciado colectivamente por la sociedad. Muchos de los más importantes recursos ambientales no son cuantificables bajo la forma de precios, y además, la incertidumbre sobre el funcionamiento de los sistemas ecológicos impide la aplicación de un análisis de externalidades.

En lo referente a la valoración a través del mercado, se puede comentar:

- (a) Los valores obtenidos dependerán del ingreso de los consumidores, lo cual es notorio en lo referente a las preferencias expresadas donde a los encuestados se les pregunta su disposición a pagar. Si para solucionar esto se procede a dar más ponderación a la gente de menores ingresos se pierde la objetividad buscada con el método de valoración monetaria.

Si no se hace ponderación, se estaría asumiendo que la desigualdad de poder de negociación en el mercado no es importante y esto generaría un juicio de valor.
- (b) El método de preferencias expresadas supone que los recursos sí tienen valor monetario y que el problema se reduce a hallarlo.
- (c) La gente puede negarse conscientemente a darle valor monetario al medio ambiente, debido a las diferentes parcialidades originadas tanto en el diseño de encuestas como en la muestra de personas que responde al cuestionario.
- (d) La economía ecológica considera que la asignación de valores monetarios a los recursos naturales y a las externalidades ambientales y su posterior incorporación a los métodos de valoración de mercado, representan problemas técnicos, debido a la gran cantidad de información y conocimiento requerido para la identificación de los bienes y sus características y a su correlación con los precios; lo que contribuye a incrementar la desigualdad nacional e internacional en el acceso a los

recursos.

- (e) Los riesgos e incertidumbres asociados a la estabilidad y deterioro de los ecosistemas; a los procesos de degradación irreversible y a la destrucción cultural de las sociedades tradicionales, no son fácilmente internalizables en los modelos de desarrollo económico, representando una gran limitación para valorar los recursos naturales, el ambiente humano y el desarrollo sostenible y equitativo.

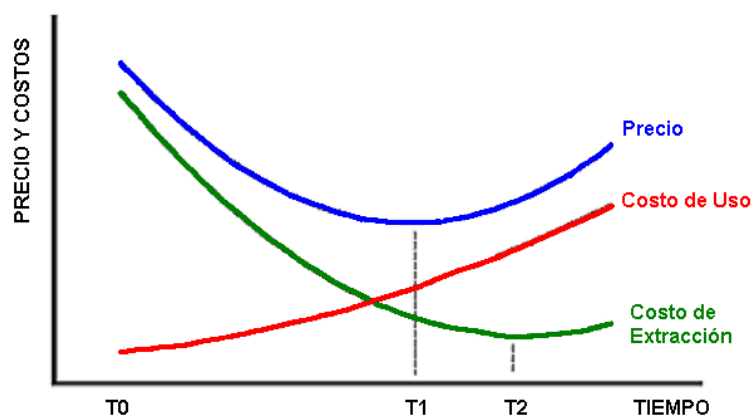
2.1.2.- TRES MEDIDAS: COSTO DE USO, COSTO MARGINAL Y PRECIOS

Las tres medidas económicas básicas atribuidas a la existencia y explotación de los recursos reflejan diferentes aspectos o fuentes de escasez: (1) el Costo de Uso¹⁷ enfoca la disponibilidad del recurso en el subsuelo, (2) el Costo Marginal se enfoca en el proceso de producción y su impacto sobre la disponibilidad, y (3) los precios reflejan los efectos combinados de ambas tendencias en la disponibilidad in situ y en la producción. El gráfico N° 2-3 muestra esquemáticamente la relación existente entre estas 3 medidas económicas.

Sobre la base de resultados históricos se puede decir que el efecto de reducir costos con nueva tecnología, tiene más impacto que el efecto del incremento en los costos debido a la declinación de la calidad del recurso que esta siendo explotado. Como resultado, los costos de producción se han reducido durante el último siglo.

GRAFICO N° 2-3

**ESQUEMA DE LA TENDENCIA DEL PRECIO
COSTO DE USO y COSTO DE EXTRACCION**



¹⁷ El Costo de Uso es el costo de oportunidad de la no disponibilidad de un recurso natural a una fecha futura, como resultado de haber usado el recurso hoy en lugar de guardarlo en su estado natural. El Costo de Uso también puede ser considerado como el valor del recurso en su estado natural, es decir, el valor en el subsuelo antes de ser extraído.

Las tendencias históricas entre el Costo de Uso y los precios no son claras. En el caso del Costo de Uso, la obtención de datos confiables en un período extenso es difícil. Para el precio, esto no es un problema, pero la interpretación de la tendencia si lo es¹⁸. Algunos estudios consideran al precio, en el largo plazo, como estacionario, y concluye que la escasez creciente no es un problema. Otros encuentran tendencias que siguen una curva en forma de U en el tiempo, y concluyen que la escasez se incrementará.

A pesar de las tales inconsistencias, se puede argumentar lo siguiente:

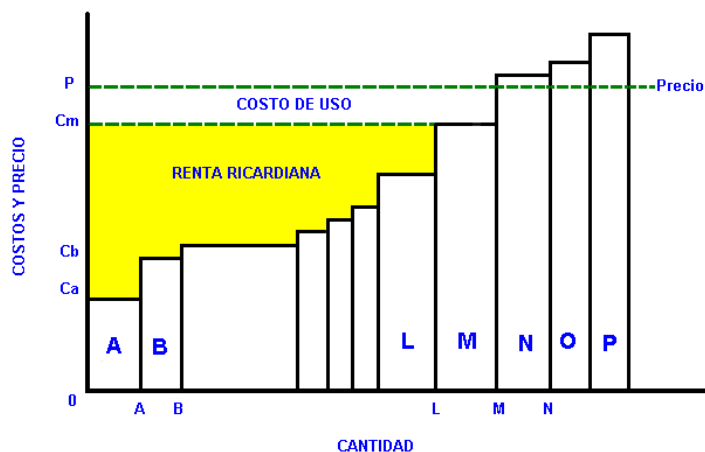
- (1) Durante el último siglo, la demanda fue alta y el mundo consumió más recursos que en toda la historia previa, por lo que podríamos decir que el agotamiento del recurso no ha producido problemas de escasez, aún considerando que el consumo actual es más alto que antes. A pesar que no existe una única tendencia en los precios para el largo plazo, estos no han forzado al mundo a reducir su consumo. Los factores de oferta tal como el descubrimiento de nuevos reservorios y el progreso en la tecnología de extracción han mitigado el efecto de escasez por agotamiento de los reservorios existentes.
- (2) En el largo plazo, la tendencia de los precios y la disponibilidad del recurso no es fija y cambian con el tiempo en respuesta a la introducción de nueva tecnología, a la tasa de crecimiento económico mundial, y a otros determinantes de oferta y demanda. Esto sugiere ser cauteloso en el uso de tendencias para predecir el futuro, ya que si las tendencias han cambiado en el pasado, podrían hacerlo en el futuro.

En este contexto, los productores tienen un incentivo para incrementar la producción hasta el punto donde los costos de producción marginal más el Costo de Uso sean igual al precio de mercado, lográndose la relación de éstas tres medidas económicas.

El Gráfico N° 2-4 ilustra la naturaleza de esta relación. El eje vertical muestra el precio del mercado y los costos de producción para varios reservorios descubiertos a partir de los cuales, las compañías pueden producir el hidrocarburo.

¹⁸ International Monetary Fund, "The impact of higher oil prices on the global economy", 2000, ARTICULO, "TheImpactHigherOilPricesGlobalEconomy-IMF.pdf"

GRÁFICO N° 2-4
PRECIO MERCADO - COSTO - COSTO USO - RENTA RICARDIANA



Los costos de producción difieren debido a que los reservorios varían en calidad. Algunos son de alta calidad, fáciles para procesar, con infraestructura en el lugar y localizados cerca al océano para un transporte barato, mientras otros no lo son.

La columna marcada con A en el Gráfico N° 2-4 identifica al reservorio de menor costo (alta calidad). Este puede producir una cantidad OA anualmente a un costo unitario de Ca. La columna B indica que el siguiente mejor reservorio puede producir AB a un costo unitario de Cb. La columna C representa el tercer mejor reservorio, y así sucesivamente.

El Gráfico indica que el precio de mercado es P y el Costo de Uso es P-Cm por unidad producida. Podemos asumir que el costo de producción unitario varía poco dentro de un mismo reservorio, pero existe diferencia de costos entre reservorios diferentes, por lo que los costos de producción se grafican como una línea horizontal para cada reservorio.

Si consideramos que las compañías desarrollan y producen los reservorios, solo si el precio de mercado cubre sus costos de producción más el Costo de Uso, se puede construir una curva de oferta a largo plazo por adicionar el Costo de Uso (P-Cm) a la altura de cada columna (costo de producción) en el Gráfico N° 2-4. Al precio de mercado P, la industria producirá OM hasta el último reservorio M.

Las columnas N y superiores representan reservorios que no son económicos explotarlos al precio P. Los hidrocarburos que ellos contienen son recursos y no son reservas actualmente.

Los costos de producción más el Costo de Uso para el reservorio M son iguales al precio de mercado, y es este reservorio el que ilustra la relación entre el precio del mercado, costo de producción marginal, y Costo de Uso - las tres medidas económicas de disponibilidad del recurso.

Los reservorios Intra-Marginales, mostrados en las categorías A hasta la L, tienen costos de la producción más Costo de Uso menores que el precio de mercado, de tal manera que logran una ganancia adicional como resultado de su calidad superior. Esta ganancia extra, normalmente se llama Renta Ricardiana, tal como lo muestra el Gráfico N° 2-4, donde sólo los reservorios desde A hasta L disfrutan de rentas Ricardianas y los reservorios tal como el M ganan solo Costos de Uso.

Los tres indicadores mostrados en el Gráfico N° 2-4 miden diferentes cosas. El precio de mercado refleja el costo de oportunidad (en el sentido de que tiene que ser otorgado) de obtener un barril de petróleo.

El Costo de Uso refleja el costo de oportunidad o el valor del petróleo en el subsuelo. Bajo ciertas condiciones, el Costo de Uso se aproxima a los costos adicionales de encontrar una unidad adicional de reservas de calidad marginal (categoría M). Reservas de alta calidad normalmente es más costoso descubrir.

Los costos de extracción y procesamiento reflejan el valor de la labor y otros insumo requeridos para extraer los recursos del subsuelo y convertirlos a petróleo crudo refinado¹⁹. Éstas diferencias significan que las tres medidas económicas pueden proporcionar diferentes señales con respecto a la disponibilidad del hidrocarburo en el largo plazo.

La regla de Hotelling presentó que en un escenario dónde (a) los costos de extracción y procesamiento permanecen constantes, (b) no ocurren descubrimientos o nueva tecnología, y (c) todos los reservorios existentes son de igual calidad, el Costo de Uso se eleva a “r” por ciento al año (la tasa de retorno sobre otros activos similares a los recursos en el subsuelo). Como resultado, el costo marginal de producir la última unidad de producto es la misma para cada período, e igual al costo promedio a través de todo el producto.

En esta situación, el precio de mercado se eleva a la misma tasa que el Costo de Uso. Si el porcentaje de incremento en el precio de mercado es menor que “r” de la tasa para Costo de Uso, se podría decir que el Costo de Uso y en menor grado los precios de mercado indican una creciente escasez, mientras los costos de producción no muestran ningún cambio en la disponibilidad del recurso.

El impacto del cambio tecnológico en la extracción y procesamiento del hidrocarburo genera la posibilidad que los costos de producción pueden declinar con el tiempo. Tal

¹⁹ La empresa tienen un incentivo para extender su esfuerzo de exploración, hasta un punto donde el costo de encontrar (“finding cost”) otra unidad de reserva es igual al valor de esta unidad.

declinación puede ser mayor a la elevación del Costo de Uso, permitiendo que el precio de mercado decline.

Si en adición al cambio tecnológico en la extracción y procesamiento, consideramos que los nuevos reservorios descubiertos varían en calidad, se introduce la posibilidad que el Costo de Uso y los costos de producción pueden caer en el tiempo, haciendo que el precio de mercado decline indefinidamente.

Discusión sobre las 3 Medidas Económicas

Las medidas económicas (precio, costo marginal de producción, y Costo de Uso) de disponibilidad del recurso, hasta ahora aceptadas como superiores a las medidas físicas (reservas, recursos, y recurso base), no son perfectas.

Respecto a los precios del hidrocarburo, pueden en el corto plazo, ser influenciados por fluctuaciones en el ciclo del negocio, accidentes, huelgas, y otros factores mas que por las tendencias en la disponibilidad en el largo plazo.

También los precios pueden ser distorsionados por una variedad de imperfecciones del mercado, incluyendo carteles y otras formas de dominio de mercado: control de precios por el gobierno, subsidio público, y costos sociales y ambientales que productores y consumidores no pagan. Esto incrementó bruscamente los precios en los inicios de los 70's, reflejando mas el poder de mercado de la OPEP y fluctuaciones en el corto plazo en el ciclo de negocios que por los problemas de disponibilidad en el largo plazo.

Las imperfecciones del mercado y perturbaciones en el corto plazo, pueden distorsionar los costos de extracción. Por ejemplo, el alza en los precios del petróleo en los inicios de los 70's, estimuló a los inversionistas para desarrollar pozos de alto costo que previamente eran antieconómicos. Esto significa que los precios del hidrocarburo se incrementan en anticipación a una escasez futura, mientras que los costos de producción dependen de la calidad del recurso que esta siendo producido más que de la calidad de éste en el futuro.

Con respecto al Costo de Uso es fácil de interpretar cuando los costos de producción son constantes. Cuando los costos de extracción se están elevando, el Costo de Uso puede declinar a medida que la sociedad se mueve hacia un recurso de pobre calidad pero más abundante. Desde el punto de vista intertemporal, los costos de producción se enfocan en el pasado, mientras el Costo de Uso se enfoca en el futuro.

Respecto a los costos de producción, estos, ante la presencia de nueva tecnología, pueden reducirse a través del tiempo, mientras el agotamiento de los reservorios puede incrementar el Costo de Uso. Los precios del recurso en tales situaciones pueden estar subiendo, cayéndose, o estar constante, y las implicaciones para las tendencias en la disponibilidad del recurso son ambiguas.

Los economistas ecológicos presentan algunas discusiones al respecto, que pueden ser resumidas de la manera siguiente:

- (1) El sistema económico, es una parte o un subsistema de un ecosistema global finito, que extrae los recursos y los desechos los regresa al ecosistema. Cuando la economía mundial era pequeña, los ecosistemas absorbieron éstas interacciones con poco o ningún costo. Con el crecimiento del sistema económico global desde el siglo pasado, se han generado grandes costos sociales y ambientales que no se reflejan en los costos que los productores incurren o en los precios que los consumidores pagan.

Si suponemos que los precios y los costos reflejaran las verdaderas tendencias en la disponibilidad del recurso, estaríamos de acuerdo que todos los costos, incluyendo los ambiental y otros costos sociales, deberían ser internalizados. Pero, probablemente los costos externos serían muy grandes y que la sociedad no podría obligar a productores y consumidores a pagar estos costos. Por otro lado, si se hubieran internalizado estos costos en el pasado, los precios y los costos actuales hubieran sido mucho mayores e incrementarían mucho más rápido en el futuro.

- (2) El mercado proporciona indicadores confiables de escasez, solo si los participantes que determinan el precio, los costos de producción y el Costo de Uso, son informados apropiadamente. Si no están informados, los costos y precios que sus decisiones generen reflejarán su ignorancia como realidad.
- (3) Un porcentaje de la población del mundo determina la demanda para el hidrocarburo, como consecuencia de una distribución muy sesgada de ingreso global y la riqueza, por lo que los indicadores del mercado reflejarán la evaluación solo de esta población.
- (4) El sistema del mercado no proporciona una adecuada ponderación a los intereses de las generaciones futuras. A fin de tomar en cuenta a las generaciones futuras, se podría pensar en descontar menos los ingresos futuros e incrementar los precios actuales del hidrocarburo para generar un mayor consumo en el futuro.
- (5) El mercado es antropocéntrico y toma en cuenta sólo los intereses de las personas, ya que existen otras especies que tienen valor intrínseco también. El mercado y la política pública consideran sus intereses solo a la magnitud a que las personas están preparadas.

2.1.3.-LOS RECURSOS Y LA DEPRECIACION, CRECIMIENTO E INVERSION

J. Vincent y B. Castaneda²⁰ comentan la relación teórica entre agotamiento, crecimiento de la economía e inversión para el recursos natural, y su consumo en el largo plazo. Para un modelo sin cambio técnico, citan a Hartwick (1977) quien demostró que para lograr el sostenimiento de los niveles de consumo actuales de un país se requiere de inversiones en capital reproducible físico y humano equivalente a la depreciación económica²¹ del recurso natural²².

Mencionan que Hartwick (1977) demostró que, para recursos naturales, la depreciación económica es equivalente a la porción de "Hotelling" de la renta total del recurso: la renta marginal (precio menos el costo marginal) de la cantidad extraída en el caso de un recurso no renovable. Para alcanzar un nivel de consumo creciente se requiere de crecimiento de la economía e inversión mayor a la renta de Hotelling, a fin de expandir y no solo mantener, el stock de capital total económico.

Un resultado técnico equivalente es que las posibilidades de consumo en el largo plazo se indican por el producto neto: producto bruto menos la depreciación económica, para lo cual Endress y Roumasset²³ presentan un modelo económico. El producto Neto indica la verdadera economía o el ingreso de Hicksian: la cantidad máxima que puede ser consumida sin afectar los niveles de consumo futuro. Esto proviene del hecho que el producto neto es el retorno económico del stock de capital total²⁴.

Si el consumo excede el producto neto, entonces el stock de capital total debe necesariamente caer, ya que lo que se estaría consumiendo sería el mismo stock de capital y no su retorno. La tendencia en el corto plazo en el producto bruto, que incluye consumo de capital (depreciación económica), no necesariamente refleja la tendencia en el largo plazo de las posibilidades de consumo, dado por el producto neto. Stern²⁵ presenta el concepto de teoría del capital (CTA) a fin de mostrar una relación entre el mantener un stock de capital y los conceptos de agotamiento.

²⁰ Jeffrey Vincent and Beatriz Castaneda, "Economic Depreciation of Natural Resources in Asia and Implications for Net Savings and Long-Run Consumption", Harvard Institute for International Development, HARVARD UNIVERSITY, Development Discussion Paper No. 614, December 1997, 32 páginas, ARTICULO.

²¹ La depreciación Económica es la reducción en el valor de un activo que ocurre como una consecuencia de la utilización de este activo.

²² el nivel requerido de inversión es aun mayor si es que el stock de capital reproducible también se deprecia

²³ Lee Endress y James Roumasset, "Sustainable Development Without Constraints", Asia-pacific Center and University of Hawaii, 2000, ARTICULO, "SustainableDevelopmentWithOutConstraints.pdf"

²⁴ Kenji Takeuchi, "Sustainable Development", Kobe University, 2002, ARTICULO, "SustainableDevelopment.pdf"

²⁵ David Stern, "The Capital theory approach to sustainability: A critical appraisal", Boston University, 1995, ARTICULO, "TheCapitalTheory ApproachSustainability.pdf"

La Fundación Terram²⁶, manifiesta que “Carecer de herramientas adecuadas que permitan contabilizar los recursos naturales, representa un peligro para mejorar o mantener el bienestar de un país en el futuro. Este peligro es real ya que el actual Sistema de Cuentas Nacionales (SCN) no contempla el tratamiento del capital natural como activos que puedan proveer ingresos a lo largo del tiempo.

Asimismo, cita al economista del World Resource Institute, Robert Repetto: “un país puede agotar sus recursos, cortar sus bosques, erosionar suelos, contaminar sus aguas, extinguir su vida silvestre y su pesca, sin que la medida de ingreso se vea afectada por la pérdida de estos activos, al contrario, la medida de ingreso tradicional, el Producto Interno Bruto, puede verse aumentado, a pesar de la pérdida y agotamiento de los activos naturales.

En este contexto, la degradación irreversible del medio ambiente y el agotamiento de los recursos naturales aparecen como serias amenazas a los objetivos del desarrollo sustentable”.

Estos resultados teóricos implican que los impactos del agotamiento del recurso natural sobre las posibilidades de consumo de un país en el largo plazo pueden predecirse por:

- (i) Verificar si es positiva o negativa, la medida comprensiva del ahorro neto (net savings), definida como la economía bruta (gross savings) menos la depreciación económica de todas las formas de capital (incluyendo los recursos naturales), o,
- (ii) Verificar si la tendencia en una medida comprensiva de producto neto, definido como producto bruto menos la depreciación económica de todas las formas de capital (otra vez, se incluye los recursos naturales), es ascendente o descendente.

2.1.4.- HISTORIA JURIDICA DE LA REGALIA O COSTO DE USO

El Costo de Uso también puede visualizarse como la regalía²⁷ que pagan los Productores de hidrocarburos en el país.

En América Latina y el Caribe, como resultado de la influencia de la legislación española, se estableció desde sus inicios, una distinción entre la propiedad territorial,

²⁶ Fundación Terram, “Informe de Recursos 2001”, Octubre 2002, Chile, ARTICULO, “InformeDeRecursos-MineríaCHILE.pdf”

²⁷ Debe entenderse por regalías como el pago que efectúan los Contratistas (Empresas Privadas) al Estado por el derecho a la explotación de los recursos hidrocarbúricos cuyo propietario es el Estado. Este pago consiste en un porcentaje del valor de la producción extraída en un período (quincenal o mensual) y pertenece al Estado el destino de este monto.

que podía ser adjudicada a privados, y el dominio sobre las riquezas depositadas en el subsuelo que pertenecerían al Estado o directamente a la Nación²⁸.

Esta característica histórico-jurídica propia del desarrollo capitalista en los países de América Latina, permite re-definir el concepto de *renta absoluta*, esta vez en el ámbito *internacional*, a partir del dominio o de la propiedad estatal sobre los recursos mineros y energéticos.

Desde la época de la llamada Independencia, los países de América Latina y el Caribe reafirmaron el dominio del Estado sobre las principales riquezas contenidas en su territorio, con el objetivo de financiar los gastos que implicaba la construcción de estados capitalistas independientes de la corona española.

La elaboración de cartas constitucionales y legislación específica sobre recursos energéticos, fue fundando jurídica y políticamente la *soberanía nacional* sobre dichos recursos naturales. Este fenómeno alcanzó su mayor desarrollo durante los procesos de nacionalización que se llevaron a cabo desde la década de 1960 y que alcanzaron a numerosos países en vías de desarrollo.

Como consecuencia, la renta absoluta se transformó en una fuente de ingresos públicos y contribuyó al desarrollo relativo en aquellos países que los utilizaron en beneficio de la sociedad.

2.1.5.-LA REGALIA EN EL CONTEXTO DE LA GLOBALIZACION

Desde inicios de 1990 comienza a producirse un cambio en la hegemonía sobre los recursos naturales y energéticos y muchos países inician una política referida a ofrecer a los inversionistas términos fiscales más competitivos, para así lograr atraer la escasa inversión²⁹, generándose una relación entre capital y explotación de recursos naturales.

Estas tendencias, impulsadas por los propios estados, se orientan hacia un proceso generalizado de liberalización de las legislaciones relativas a la explotación de los recursos naturales y energéticos, con lo cual se tiende a favorecer la transferencia de renta hacia los privados.

Esto genera un cambio estructural al interior de las industrias que explotan recursos naturales energéticos, y disminuyen la contribución de éstas industrias al desarrollo económico y social en los países en vías de desarrollo.

²⁸ En estos países el pago de derechos de explotación sobre los recursos naturales, como royalties o regalías, es algo muy común y se entiende como el pago que exige el propietario del recurso natural a quien lo explota y por lo cual obtiene una ganancia. Esta forma de retribución a la propiedad territorial está íntimamente relacionada al fenómeno de la renta de recursos naturales.

²⁹ Thomas Baunsggaard, "Revenue Collection", Workshop on Petroleum Revenue Management, IMF 2002, ARTICULO, "RevenueCollection-Discussion01.pdf"

Las empresas que operan en sectores de recursos naturales, se beneficiarían de ventajas comparativas e incluso de ventajas absolutas, que ofrecen la mayoría de los países latinoamericanos por su abundancia y calidad en recursos naturales y con lo cual se originaría lo siguiente:

- (.) La tendencia a la *sobreproducción* mundial de productos energéticos. A pesar de las fluctuaciones de precio que estos productos experimentan en los mercados mundiales, los retornos corporativos que perciben los capitales multinacionales se mantienen elevados e, incluso, experimentan aumentos en la medida en que desplazan del mercado a productores de más altos costos incrementando su participación en las ventas de la industria.
- (.) La fluctuación de precios de los productos energéticos primarios también favorecería a las empresas multinacionales que se encuentran integradas verticalmente desde las fases de extracción hasta las fases de refinación, en la medida en que consiguen reducir los costos de las materias primas en el comercio intra-firma. Estos procesos productivos industriales se desarrollan habitualmente en regiones y países distintos de aquellos de los que se extrae el recurso en bruto.
- (.) Lo anterior, provocaría la salida de la industria de los capitales menos productivos y la disminución de su aporte de producción al mercado. Pero, en vez de que la reducción de la oferta de mercado permita la recuperación del precio, los capitales multinacionales que provocan tal situación, aumentan su participación de mercado generando sobreproducción y la caída de precios en la medida en que sus bajos costos les permiten obtener elevadas rentabilidades aún en tales condiciones. Por otro lado, el comercio intra-firma con bajos precios de materias primas les permite realizar mayores ganancias en procesos productivos de mayor valor agregado industrial, que desarrollan generalmente en otros países y regiones del mundo, tal como el caso de los proyectos GNL (Gas Natural Licuefactado).

2.2.- LA INVERSION Y EL DESARROLLO ECONOMICO

2.2.1.-TEORIA ECONOMICA DE LAS INVERSIONES

De acuerdo a lo citado por Sachs y Larraín³⁰, la inversión es el flujo de producto que se usa para mantener o incrementar el stock de capital de la economía. Comúnmente, la inversión se analiza con referencia a la inversión física, aunque hay otros tipos, como la inversión en capital humano.

Existen tres modelos para explicar el comportamiento efectivo de la inversión. Estos son:

- (a) El modelo del acelerador de la Inversión³¹,
- (b) El Enfoque del Costo de Ajuste³² y,
- (c) La teoría “q” de Tobin³³.

Estos modelos son llamados “modelos neoclásicos de inversión”, y forman el núcleo de la mayoría de las investigaciones empíricas del comportamiento de la inversión agregada. Estos modelos se basan en la regla del VAN (valor actual neto), usando conceptos de *evaluación marginal*, que menciona que la empresa debe invertir hasta el punto en que el costo marginal del capital (inversión) iguala el retorno marginal de la inversión.

La teoría moderna de la inversión, considerando la dinámica (la incertidumbre) de la economía ha empezado a incorporar la técnica de las opciones reales, que básicamente se identifica con activos físicos. La técnica de las opciones reales se encuentra en desarrollo y representa uno de los campos más fértiles para la evaluación de proyectos de inversión e investigación financiera. Black-Scholes³⁴ muestra la conexión entre la teoría económica y la teoría de finanzas al indicar que sólo dos activos del mercado (sin riesgo, como un bono o letra del tesoro) son necesarios para fabricar cualquier activo derivado, cuyo resultado es una función determinística del valor terminal del activo básico.

³⁰ Jeffrey D. Sachs y Felipe Larraín, “Macroeconomía en la economía global”, Prentice Hall Hispanoamericana, México, 1994, páginas 113-142, capítulo “La Inversión”.

³¹ Esta teoría es la más antigua y todavía se usa empíricamente. Se basa en la idea de que existe una relación estable entre el stock deseado de capital y el nivel del producto.

³² Esta teoría reconoce que los niveles efectivos y deseados del stock de capital no son iguales.

³³ Este modelo, considera que el valor de la empresa en el mercado bursátil dividido por el costo de reposición de su capital ayuda a medir la brecha entre el capital efectivo y el deseado.

³⁴ Ver R. Brealey y S. Myers, “Principios de Finanzas Corporativas”, Quinta Edición, 2001, páginas 436-438

Características

Desde el punto de vista de proyectos, puede definirse a la inversión como el acto de incurrir en costos inmediatos ante la expectativa de futuros beneficios, satisfaciendo la condición de obtener un determinado retorno de la inversión. En una analogía con una acción financiera, el retorno de cualquier inversión puede ser descompuesto en dos partes: dividendos + ganancia de capital. En una inversión de un yacimiento de petróleo, por ejemplo, en cada instante de operación del campo, el dividendo es el flujo de producción de petróleo y gas (convertido monetariamente por el precio de esos productos en el mercado), mientras que la ganancia de capital es la valorización (o desvalorización, porque la ganancia de capital puede ser negativa) del volumen recuperable de petróleo que todavía no ha sido producido, en función de la evolución del precio del hidrocarburo.

Una inversión en capacidad productiva, tiene tres características importantes que deben ser consideradas:

- (1) Irreversibilidad,
- (2) Incertidumbre y,
- (3) Oportunidad de Inversión.

- (1) **Irreversibilidad.-** Las inversiones son en general irreversibles. La irreversibilidad puede ser parcial o total, es decir, después de efectuada la inversión y en caso de arrepentirse de la decisión, no es posible recuperar toda o la mayor parte del capital invertido. Ejemplos de inversiones totalmente irreversibles son la perforación de un pozo y la instalación de un ducto, ya que el costo de recuperar los materiales utilizados es más grande o igual que el valor de reventa de este material. La completación de un pozo es parcialmente reversible, porque es factible recuperar el árbol de Navidad³⁵.

En el caso del cierre de un pozo, ocasionado por una reducción significativa en el precio del petróleo (y no por agotamiento del reservorio o algún problema técnico), el equipo tendrá poco valor, ya que este sólo puede usarse en pozos de petróleo, y no podría usarse por otras industrias, no afectadas por los bajos precios. Para el caso de activos que pueden ser usados en otras industrias (microcomputadores, vehículos, construcciones civiles, etc.) frecuentemente el mercado de equipos usados paga valores por debajo de lo que se podría suponer como "justo", debido al efecto de la *asimetría de información* entre el

³⁵ Equipo que se coloca en la superficie e inmediatamente sobre el pozo, a fin de controlar la operación del mismo.

comprador y el vendedor (desconfianza del comprador) sobre el estado real del equipo³⁶.

De esta manera, gran parte del costo de la inversión es un costo hundido. En este sentido, la inversión irreversible debe ser efectuada cuando la probabilidad de fracaso es pequeña. La decisión de esperar para efectuar la inversión es reversible (excepto en el caso de inversiones del tipo "ahora-o-nunca").

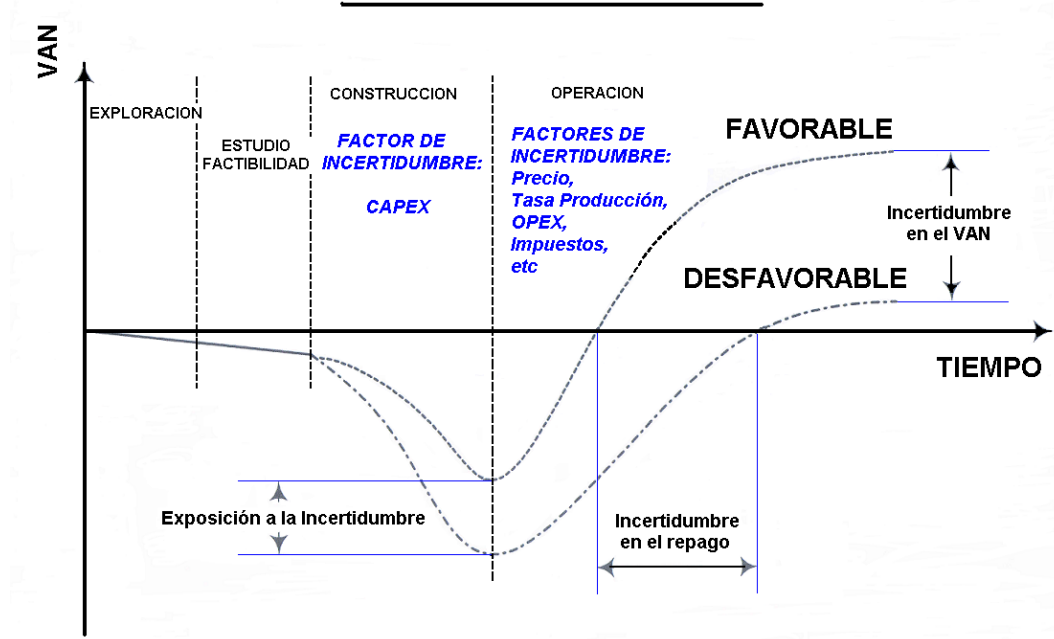
- (2) **Incertidumbre.-** En el caso de proyectos de inversión en hidrocarburos la incertidumbre se da especialmente en los beneficios, porque estos proyectos generalmente son de períodos de mediano a largo plazo y la fluctuación de los precios del petróleo afecta el retorno de la inversión. En este contexto, un proyecto que actualmente presenta un valor actual neto (VAN) ligeramente positivo, podría presentar un perjuicio en los siguientes años.

Otra fuente de incertidumbre son los costos de bienes de capital específicos de la industria del petróleo, cuya demanda y precios depende fuertemente de las oscilaciones del precio del petróleo. Estas son las llamadas *incertidumbres económicas*. Otro tipo de incertidumbre es la llamada *incertidumbre técnica*, como por ejemplo en el caso de proyectos que usan nuevas tecnologías, con equipos que son fabricados por primera vez, en que la incertidumbre no sólo está presente en el costo de adquisición, sino también en el costo de instalación y mantenimiento. Otro ejemplo de incertidumbre técnica es el volumen de hidrocarburos de un yacimiento³⁷. El gráfico N° 2-5 muestra los efectos de la incertidumbre en los proyectos a lo largo del horizonte de planeamiento.

³⁶ En nuestro mercado es también conocido como "mercado de segunda mano", que esta relacionado con el equipo usado.

³⁷ Jan de Co, Clive Duerden y Rik Drenth, "E&P Investment: Optimizing Value", Oil & Gas Journal, 2000, ARTICULO, "IntegratingEvaluation-OGJ.pdf".

GRAFICO N° 2-5
EFFECTOS DE LA INCERTIDUMBRE
SOBRE LOS PROYECTOS



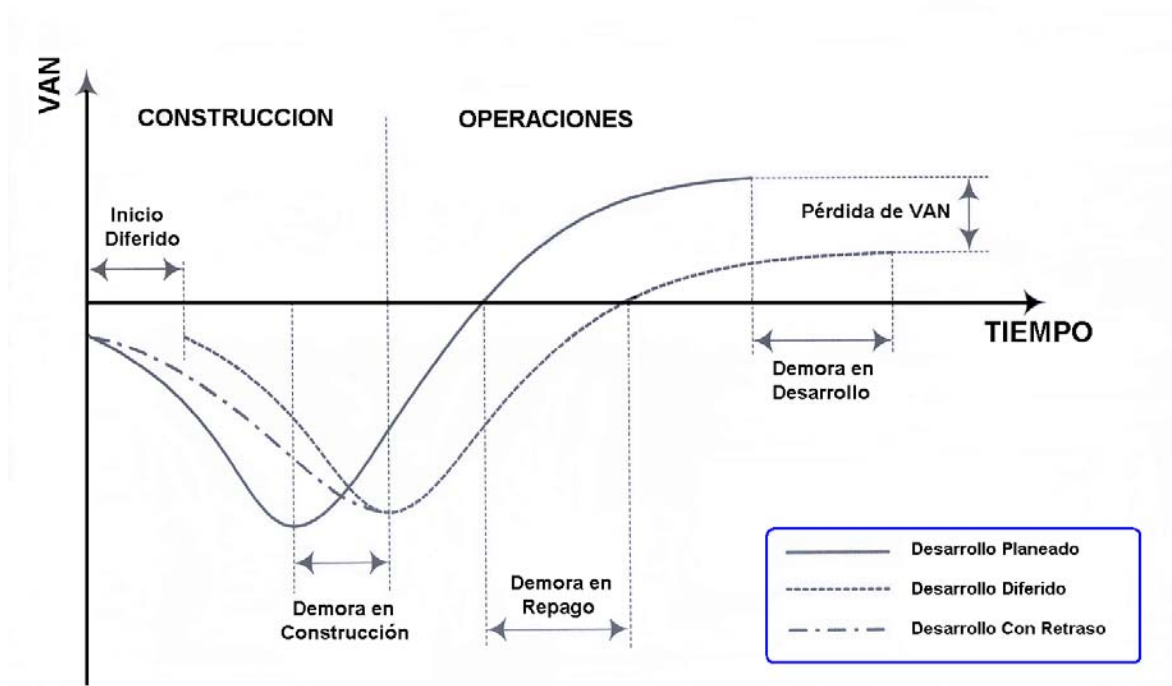
Fuente: Elaboración propia.

- (3) **Oportunidad de inversión.-** La oportunidad de inversión ("timing") es la característica que muchas veces es subestimada. Se tiene que decidir si es mejor invertir ahora o si es mejor esperar por nueva información y/o mejores condiciones. Raramente una inversión es del tipo "ahora o nunca".

Ante un escenario de monopolio estatal en hidrocarburos se podría, teóricamente, esperar el tiempo necesario para invertir en un campo petrolero. En un escenario de competencia (sin monopolio), las empresas se disputan los Lotes durante las licitaciones por las concesiones de los gobiernos y, las que ganan el derecho a invertir en un Lote, tienen un período de tiempo, generalmente entre 7 a 10 años, para hacerlo (en otros términos, se origina un monopolio temporal en ese Lote). Si al término del período no hay expectativa de continuar con la inversión, el Lote es devuelto al gobierno para una nueva Licitación.

El gráfico N° 2-6 muestra de manera esquemática el efecto de la demora en los proyectos.

GRAFICO N° 2-6
EFFECTO DE LA DEMORA EN LOS
PROYECTOS



Fuente: Elaboración propia.

En resumen, en un ambiente de incertidumbre, se debe tomar en cuenta el momento adecuado para realizar una inversión irreversible, de tal manera que el proyecto tenga una probabilidad de éxito adecuada, a fin de maximizar la riqueza de la empresa.

Componentes

Las cuentas nacionales identifican tres áreas principales de gasto de inversión³⁸:

- (a) Inversión en activos fijos.- Estructura física ocupada por una fábrica u oficina comercial y equipo tal como maquinaria y vehículos. Mankiw³⁹ la denomina Inversión en bienes de equipo y Dornbusch⁴⁰ la denomina Inversión Fija de las Empresas.

³⁸ J. Sachs y F. Larraín: "Macroeconomía en la Economía Global", 1994, Prentice Hall, páginas 113-145.

³⁹ G. Mankiw: "Macroeconomía", Antoni Bosch Editor, 3ra Edición, 1997, páginas 559-583.

⁴⁰ R. Dornbusch, S. Fischer y R. Startz: "Macroeconomía", Mc Graw Hill, 8va Edición, 2002, páginas 335-361.

- (b) Inversión en Inventarios.- Referidos a stocks de materia prima, bienes no terminados en proceso de producción o bienes terminados que se encuentran en posesión de las empresas. Mankiw (1997) y Dornbusch (2002) la denominan Inversión en Existencias.
- (c) Inversión en Estructuras Residenciales.- Referida a producción de nuevas viviendas o mantenimiento de viviendas. Mankiw (1997) la denomina Inversión en Construcción y Dornbusch (2002) la denomina Inversión en Viviendas.

De acuerdo a lo concluido por Mankiw (1997), una expansión económica debe estimular la inversión y una recesión debe reducirla.

2.2.2.-IMPORTANCIA DE LA INVERSIÓN EN LA EXPLOTACION DE RECURSOS

F. Rojas y O. Nina⁴¹, manifiestan que “Dados los efectos positivos que la Inversión Extranjera Directa (IED) puede tener sobre el crecimiento y la transformación de la economía, es que los países en desarrollo están implementando medidas encaminadas a mejorar los principales factores políticos, sociales y económicos que influyen en la selección del destino de la Inversión Extranjera Directa. Existiendo así, una marcada competencia de los países en desarrollo en ofrecer a los grandes inversionistas multinacionales las condiciones adecuadas para atraer sus inversiones”.

“La experiencia boliviana confirma el hecho de que los factores determinantes que más influyen sobre el lugar de destino de la IED son de carácter económico. Los principales determinantes económicos son la búsqueda de mercado y recursos naturales. En ese sentido, el acceso al mercado local y regionales se constituye en la principal atracción del flujo de capitales hacia Bolivia seguido por el acceso a recursos naturales. Otro factor importante, de acuerdo a opinión directa de las empresas con capital extranjero, es la seguridad jurídica. La falta de esta condición disminuye el desempeño económico. Las limitaciones institucionales elevan los costos de transacción y ponen en evidencia la carencia de un Estado que mantenga un entorno de estabilidad económica, política y social”.

Para CEPAL⁴², los niveles de los flujos de capital y el PBI de América Latina parecen estar estrechamente correlacionados: cuando aumentan los flujos de capital, se acelera el crecimiento; cuando se reducen considerablemente o cambian de dirección, decae el crecimiento.

⁴¹ Fernando Rojas y Osvaldo Nina, “Atractivo de Bolivia a los Inversionistas Extranjeros”, Universidad Católica Boliviana, mayo 2001, ARTICULO, “AtractivoDeBoliviaALaInversionExtranjera.pdf”.

⁴² CEPAL, “Crecimiento, Empleo y Equidad: El impacto de las reformas económicas en América Latina y el Caribe”, Capítulo VIII, 1999-2000, ARTICULO, “Crecimiento-Empleo-Equidad-IED-CEPAL.pdf”

CEPAL⁴³ concluye que América Latina, no ha registrado un desempeño alentador tanto en lo que se refiere a crecimiento económico como a la profundización del proceso de industrialización y el progreso de las exportaciones con contenido tecnológico. México, debido a un sustantivo fortalecimiento de su competitividad, constituye la única excepción. Ahora bien, a partir del análisis de experiencias de los países que más han elevado la competitividad internacional es posible sacar significativas conclusiones de política, y en particular en torno al vínculo existente entre la IED asociada a SIPIs (Sistemas Internacionales de Producción Integrada) de las empresas multinacionales y los flujos comerciales asociados.

El Dr. Flotow⁴⁴ manifiesta que existe una relación entre IED, globalización, multinacionales y medioambiente y que la IED esta llegando a ser una parte dominante del flujo de capitales hacia los países en vías de desarrollo a pesar que el mayor flujo de IED ocurre entre países de la OECD. En este sentido, el incremento de la IED y su estructura, formará las economías de los países en vías de desarrollo. Sostiene que las compañías alemanas se ubican entre los tres mayores inversionistas en los países en vías de desarrollo y por lo tanto tendrán un enorme potencial para influir en el comportamiento económico y ecológico de estos países ya sea directamente al usar tecnología moderna y ambientalmente aceptable o indirectamente dando ejemplos que podrían ser imitados por otros.

Díaz⁴⁵ concluye que la existencia de menores costos laborales o de un mayor tamaño del mercado con efecto proporcional sobre los flujos de IED no eran capaces de justificar la localización de la IED para las diferentes regiones Españolas. Se contemplan como algunos de los responsables de las amplias diferencias constatadas, variables adicionales como la cualificación de la población, la infraestructura, o el tipo de estructura productiva de la región.

El Banco Mundial⁴⁶ considera que la utilidad normal a una inversión puede ser visualizado como el retorno para un activo libre de riesgo más un premio acorde al riesgo a la inversión. Un proyecto de alto riesgo deberá perseguir un alto premio y una utilidad alta. En un proyecto para explotar recursos naturales, se debe considerar un nivel de utilidad normal tanto en el corto plazo como en el largo plazo.

⁴³ CEPAL, "La competitividad internacional y el desarrollo nacional", 2001, ARTICULO, "LaCompetitividadInternacionalyDesarrolloNacional-IED-CEPAL.pdf"

⁴⁴ Paschen Von Flotow, "Globalisation and sustainable development - starting-points for an improved integration of environmental requirements into foreign direct investment", Institute for Environmental Management and Business Administration at the European Business School, Alemania, ARTICULO, "Globalization-FDI.pdf"

⁴⁵ Raquel Díaz, "Un modelo explicativo de la localización regional de la inversión extranjera directa: Una aplicación a la economía española", Universidad de Vigo, España, 2001, ARTICULO, "UnModeloExplicativoDeLocalizacionIED.pdf"

⁴⁶ Benoit Bosquet, "The role of natural resources in fundamental tax reform in the Russian federation", World Bank, 2002, ARTICULO, "TheRolOfNaturalResourcesInFundamentalTaxRussian-WB.pdf".

2.2.3.-LA INVERSION EXTRANJERA DIRECTA Y REQUERIMIENTOS

Uno de los fenómenos más significativos de los últimos 15 años es el constante aumento de las inversiones extranjeras directas (IED) en el mundo. De un promedio anual de US\$ 50 mil millones entre 1980 y 1985 y de cerca de US\$ 160 mil millones entre 1986 y 1991, el período entre 1992 y 1997 muestra un promedio anual de US\$ 284 mil millones. Lo más notable es que los flujos año tras año se incrementan, llegando a los US\$ 400 mil millones en 1997 y a los 650 mil millones de dólares en 1998⁴⁷.

Las formas que puede adquirir la IED son diversas y responden a diferentes estímulos y necesidades. Las más comunes son, por un lado, la IED para formación de capital, entre las cuales se encuentran las modalidades de inversión directa (*greenfield investment*) y las ampliaciones; por otro lado, se ubican las IED destinadas a la compra de empresas, que incluye las privatizaciones y las fusiones y adquisiciones.

La modalidad de fusión y adquisición fue fundamental en el auge de la IED en el mundo durante 1998, sobre todo en los países industrializados, totalizando unos 468,000 millones de dólares en ese año. En el año 1999 se registró un nuevo récord de megafusiones (aquellas que superan a los 500 millones de dólares), siendo las industrias más afectadas la de telecomunicaciones y la del comercio minorista.

Ventajas Comparativas y Competitivas que requiere la IED

Las empresas multinacionales que operan en un mundo globalizado, buscan actividades que generan valor agregado, lo cual está relacionado a tres puntos claves que la evaluación de proyectos debe tomar en cuenta:

- (a) Localización,
- (b) Internalización,
- (c) Grado de competencia local,

La localización de la producción depende de factores tales como la disponibilidad de recursos productivos necesarios para producir, la intervención estatal que favorezca la inversión extranjera (como, por ejemplo, incentivos fiscales para la radicación de empresas extranjeras), entre otros.

Las ventajas de localización son conocidas como ventajas comparativas del país.

La internalización se origina cuando las empresas multinacionales consideran que una vez establecida la localización, es más ventajoso poseer estas ventajas para explotárselas ella misma, en vez de venderlas a otras.

⁴⁷ CEPAL, "La inversión extranjera en América Latina y El Caribe", 1999.

En lo referente al grado de competencia local, es importante que la empresa pueda tener ventajas de propiedad específicas⁴⁸.

Ventaja de Localización	Ventaja de Internalización	Ventaja de Propiedad
Ventaja Comparativa del País		Ventaja Competitiva de las Empresas
<ul style="list-style-type: none"> · Disponibilidad de recursos naturales o creados en una localización específica; precios, calidad y productividad de los insumos; costos de transporte y comunicación; incentivos a la inversión; barreras artificiales al comercio de bienes; economías de centralización en la producción de I&D; diferencias culturales, idiomáticas, empresariales, etc. 	<ul style="list-style-type: none"> · Evitar costos de búsqueda y negociación; incertidumbre respecto al comprador; necesidad por parte del vendedor de garantizar la calidad de los insumos intermedios o del bien final; controlar la oferta o las condiciones de venta de los insumos; resguardar la capacidad de aplicar políticas que logren mantener una ventaja competitiva (subsidios entre actividades, precios predatorios). 	<ul style="list-style-type: none"> · Derechos de propiedad y/o activos específicos: innovación en productos, administración de la producción, sistema de comercialización y organización, capacidad innovación, experiencia del capital humano. · De la posición de la empresa en el mercado (economías de escala y de especialización, poder monopólico, acceso exclusivo o en mejores condiciones a los mercados de insumos y/o de productos finales). · De la multinacionalidad: conocimiento de mercados internacionales, aprovechar ventajas en diferentes áreas geográficas, diversificar o reducir riesgos en áreas monetarias y/o escenarios políticos.

Para que una empresa decida realizar actividades de agregación de valor fuera de sus fronteras nacionales debe poseer conjuntamente ventajas de propiedad, de localización y de internalización. Si se cumplen estas tres condiciones, a la empresa le resultará más ventajoso producir por ella misma en otro país que, por ejemplo, exportar parte de su producción al país de destino u otorgar una licencia a un productor local.

Un proyecto debe generar una tasa de rendimiento (TIR) mayor que la que puede ser ganada en los mercados de capitales (mercado financiero). Por lo tanto, un aspecto significativo del análisis de la estrategia corporativa consiste en buscar oportunidades de inversión que puedan producir un Valor Actual Neto (VAN) positivo.

⁴⁸ La ventajas de propiedad se origina cuando la empresa tiene acceso a una fuente de materias primas en forma exclusiva, y, por lo tanto inhibe la competencia. También es una fuente de ventajas de propiedad la posesión de activos intangibles, como las patentes.

Ross⁴⁹ manifiesta que es razonable suponer que los proyectos que tienen un VAN positivo son difíciles de encontrar y que la mayor parte de las propuestas de proyectos son “culpables hasta que se pruebe lo contrario” y presenta algunas estrategias que incorpora la evaluación de proyectos y utilizan las empresas para lograr un VAN positivo.

ESTRATEGIA GENERICA (Ross)	ESTRATEGIA EN HIDROCARBUROS (propio)
Introducir un nuevo producto	Introducir nuevos conceptos y modelos para localización de estructuras geológicas.
Desarrollar la tecnología estructural	Desarrollar la tecnología estructural a través de empleo de tecnología específica.
Crear una barrera para el acceso a la competencia	Participar de fusiones y alianzas estratégicas, a fin de reducir costos.
Introducir variaciones en los productos existentes	Introducir variaciones en modalidad Contratos y distribución de la renta para áreas sub-económicas.
Crear un producto diferenciado	Crear estándares ambientales superiores a los establecidos en los países dueños del recurso.
Utilizar una innovación organizacional	Utilizar innovación organizacional acorde con la realidad de cada país.

2.2.4.-ESTRATEGIA PARA LA COLOCACION DE IED EN AMERICA DEL SUR

CEPAL⁵⁰ manifiesta que en América del Sur, las empresas multinacionales han seguido con su orientación histórica de búsqueda de materias primas y mercados. El drástico cambio que ha experimentado últimamente el contexto subregional con respecto a la década de 1990, y la ausencia de aquellos factores que en ese período habían estimulado la inversión (tales como las privatizaciones, la confianza en los efectos favorables de las reformas económicas, y las expectativas de alto crecimiento), plantearon nuevas condiciones estructurales a las empresas y las obligaron, en consecuencia, a modificar su estrategia inversora (Tabla N° 6). De esta manera, en 2002 se confirmó un proceso que se había iniciado el año anterior, caracterizado por una mayor orientación de la IED hacia la manufactura de exportación extrarregional, como defensa ante un mercado interno deprimido.

⁴⁹ Ross, Westerfield y Jaffe, “Finanzas Corporativas”, McGraw-Hill, 5ta Edición, 2000.

⁵⁰ CEPAL, “La inversión extranjera en América Latina y El Caribe”, 2002.

TABLA N° 2-3
AMERICA LATINA Y EL CARIBE: ESTRATEGIAS DE LAS EMPRESAS
TRANSNACIONALES EN LOS AÑOS 90

SECTOR	BUSQUEDA DE EFICIENCIA	BUSQUEDA DE MATERIA PRIMA	BUSQUEDA DE ACCESO AL MERCADO (Nacional o Subregional)
PRIMARIO		Petróleo/Gas: Argentina, Bolivia, Brasil, Colombia, Ecuador, Perú, Trinidad y Tobago y Venezuela. Minerales: Argentina, Chile y Perú.	
MANUFACTURAS	Industria Automotriz: México. Electrónica: México, Centroamerica y Caribe. Confecciones: Centroamerica y países del Caribe, México.		Industria Automotriz: Argentina y Brasil. Agroindustria: Argentina, Brasil y México. Química. Brasil.
SERVICIOS			Financieros: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, México, Perú y Venezuela. Telecomunicaciones: Argentina, Brasil, Bolivia, Chile, Colombia, México, Perú y Venezuela. Energía Eléctrica: Argentina, Brasil, Chile, Colombia, Perú y países de Centroamerica. Distribución de Gas natural: Argentina, Brasil, Chile, Colombia y México. Comercio Minorista: Argentina, Brasil, Chile y México.

Fuente: CEPAL, Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales, División de Desarrollo Productivo y Empresarial.

2.2.5.- LA IED Y LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

Según CEPAL⁵¹, la IED orientada a la extracción de materias primas se mantuvo casi al mismo nivel que el registrado el año anterior. Ello se debió, ante todo, a las inversiones en el sector de hidrocarburos (petróleo y gas natural), especialmente en los países de la Comunidad Andina.

La IED dirigida hacia actividades extractivas tiene generalmente como objetivo, la exportación extrarregional, a diferencia de la explotación de gas natural, cuyas condiciones particulares de transporte permiten el desarrollo de inversiones locales. Las inversiones en estos sectores hacen un uso intensivo de capital y, tienen pocos encadenamientos con las economías locales, por lo que las condiciones internas del país huésped tienen escasa incidencia en las decisiones de inversión.

Debido al carácter estratégico de los hidrocarburos, las corporaciones multinacionales suelen invertir incluso en condiciones que podrían considerarse adversas para la IED. Entre estas condiciones figuran la posición dominante ejercida por la empresa estatal

⁵¹ CEPAL, "La inversión extranjera en América Latina y El Caribe", 2002.

del rubro, la obligación de asociarse con empresas públicas, que la IED sólo pueda incursionar en campos marginales o en zonas de exploración, la inestabilidad política, y los conflictos armados. Finalmente, el actual contexto geopolítico imperante en el Golfo Pérsico, que aumenta la inseguridad del aprovisionamiento y redundando en la elevación del precio del petróleo, ha reforzado el interés de las multinacionales por invertir en otras regiones con potencial petrolífero.

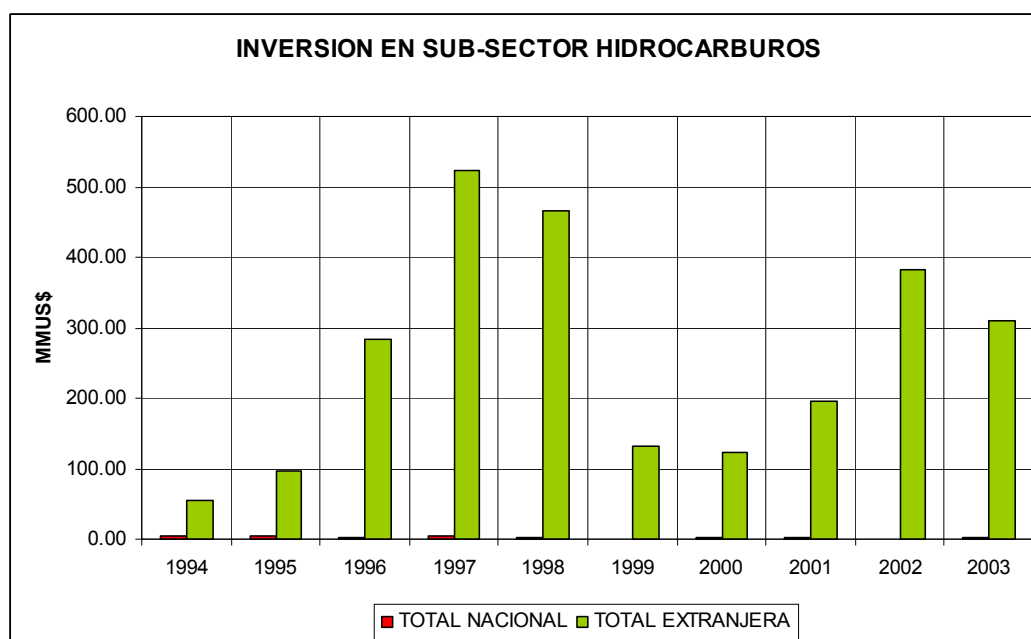
Para el caso del gas natural, el dinamismo de la IED no se ha visto perjudicado, pese a que el mayor grado de encadenamiento de esta actividad con las economías locales podría haber actuado en sentido contrario, dadas las dificultades económicas por las que atraviesan varios países de la región. Ello se explica por la necesidad de las empresas de monetizar las importantes reservas descubiertas en los últimos años, principalmente en Bolivia, y por las que ya se han realizado cuantiosas inversiones. A lo anterior deben agregarse otros dos elementos favorables: primero, la posibilidad de desarrollar nuevos mercados para el gas natural, toda vez que éste ocupa aún un lugar modesto, salvo en Argentina, en la matriz energética de los países de la región, y, segundo, el potencial no menos interesante que encierran los proyectos de exportación de gas natural licuado (GNL) a mercados extrarregionales.

2.2.6.- LA IED EN EL SUB-SECTOR HIDROCARBUROS EN EL PERU

La internacionalización a través de la inversión extranjera directa (IED) es uno de los procesos más dinámicos que se observa en la economía internacional. En él se reflejan los profundos cambios en la organización de la producción, la generación de innovaciones tecnológicas, la tendencia creciente de los bienes más diferenciados en el patrón del comercio internacional y la participación creciente de las empresas multinacionales. El Perú no ha estado ausente de esta corriente de inversiones, que ha incidido muy directamente en su actual transformación económica y en su estilo de desarrollo.

La industria del petróleo en lo referente a explotación y exploración depende casi en su totalidad de la inversión extranjera directa (IED). Desde el año 1994, el Perú abrió en forma significativa las puertas a la inversión extranjera e inició los procesos de liberalización de los flujos financieros, incluido el ingreso de la inversión extranjera en las entidades bancarias y financieras. Contrastando con décadas anteriores se puede indicar que existe mucho mayor grado de libertad en la circulación de capitales. Para el caso de los hidrocarburos, el 99% de la inversión total ha sido IED, tal como se muestra en el Gráfico N° 2-7.

GRAFICO N° 2-7



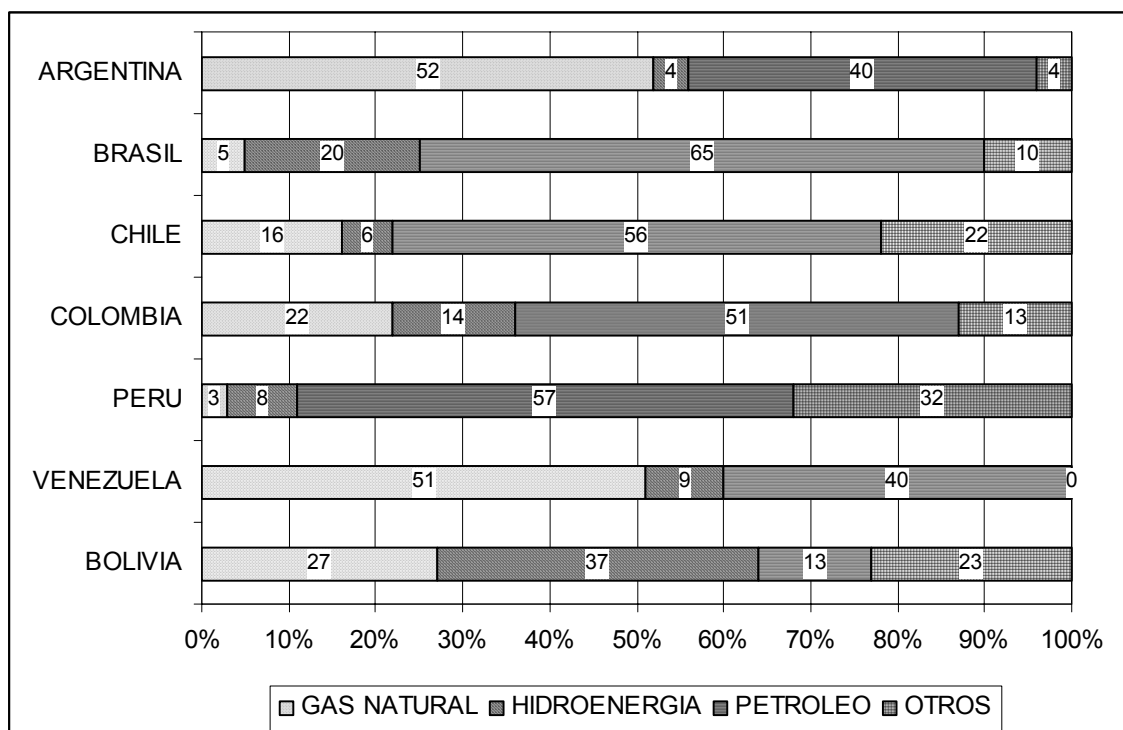
Fuente: Elaboración propia con datos MEF, PERUPETRO, DGH

Esta alta dependencia de la IED para continuar explorando y explotando los yacimientos de hidrocarburos, se refuerza si consideramos que la matriz energética peruana en casi un 60% corresponde a hidrocarburos (56% petróleo y 3% gas). En el ámbito de Sudamérica, todos los países tienen a los hidrocarburos como un componente importante de su matriz energética (Gráfico N° 2-8).

En este contexto, es vital para el desarrollo económico de nuestro país, explotar los recursos de hidrocarburos ya que la producción e inversión actual representan aproximadamente el 1% del PBI, por lo cual es necesario mejorar la competitividad⁵² en un contexto dinámico, a fin de atraer IED. Se hace énfasis en el contexto dinámico, porque puede ser que en un primer momento se fijen bajos porcentajes de regalías, para incentivar al empleo de nuevas tecnologías, investigación y desarrollo, y con los primeros descubrimientos se lograrían recolectar elevados montos como consecuencia de la nueva producción de hidrocarburos, lográndose convertir también en un área atractiva para las inversiones, promoviendo el mercado de hidrocarburos lo cual conllevaría a una mayor competitividad.

⁵² Se entiende a la competitividad como el potencial que tiene un país de incrementar cada vez más el nivel de vida de sus habitantes, o como la capacidad de crecimiento potencial de un país dado su nivel de desarrollo relativo.

GRAFICO N° 2-8
MATRICES ENERGETICAS EN SUDAMERICA



Fuente: "Integración de los Mercados Energéticos en Sudamérica", por Ricardo Markous, Tecgas Argentina.

Un importante desarrollo del recurso hidrocarburífero a través de la ejecución de IED conjuntamente con evaluación social de los proyectos puede considerarse como una herramienta de política económica para profundizar la liberalización comercial y la competencia y reforzar la intención de no revertir el proceso de liberalización.

Es muy importante tomar conocimiento que hacia el futuro existen importantes desafíos. Será necesario encontrar nuevos incentivos que permitan profundizar las inversiones en exploración, necesarias para mantener un razonable horizonte de reservas.

La Ley de Hidrocarburos y los cambios en el esquema exploratorio, el impacto de las distorsiones impositivas, el rol de los organismos reguladores y el proceso de integración regional, son los procesos, cuya evolución influye de manera significativa en las decisiones de inversión en el sector. Es muy importante efectuar un análisis de las perspectivas del sub-sector, intentando delinear cuál será el perfil que adoptará el sub-sector en los próximos años a partir del marco regulatorio existente y de las tendencias registradas hasta ahora.

2.3.- LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN Y EL DESARROLLO ECONOMICO

2.3.1.- DEFINICIÓN – CLASIFICACION - CICLO

AUTOR	FUENTE	DEFINICIÓN
Sanin, Héctor	“Guía Metodológica para la preparación y evaluación de proyectos sociales”, ILPES 1995	“Una propuesta de acción que implica la utilización de un conjunto determinado de recursos para el logro de ciertos resultados esperados”
BANOBRAS	“Apuntes sobre evaluación social de proyectos”, página 3, CEPEP 1999. México.	“Cuando existe una acción o decisión que genera beneficios y costos en diferentes momentos a lo largo del tiempo”. Cuando un plan de acción ocasiona únicamente costos, no se considera como un proyecto.
Palacios, Luis E.	“Principios esenciales para realizar proyectos – Un enfoque latino”, Segunda Edición, Venezuela.	“Un proyecto es un trabajo que realiza una organización con el objetivo de dirigirse hacia una situación deseada. Se define como un conjunto de actividades orientadas a un fin común, que tiene un comienzo y una terminación”. Define a un proyecto como único, temporal, irreplicable, con incertidumbre y elaboración multidisciplinaria.
Nassir Sapag y Reinaldo Sapag	“Preparación y Evaluación de Proyectos”, Ed. 2000, página 1-2	“Es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema tendiente a resolver, entre tantas, una necesidad humana”
Luis Bocco y Alberto Vence	“Proyectos de Inversión – Métodos de Evaluación, Problemas y Aspectos Especiales”, Errepar, Buenos Aires-Argentina, 2000, página 7	“Inversión es cualquier erogación de capital con la intención de obtener un retorno en el futuro, que pague la inversión original y genere una utilidad adicional”.

Se puede definir como proyecto a una actividad que representa a un conjunto único de ideas, orientadas a un fin común ante la presencia de un problema específico y complejo que el ser humano debe resolver para obtener la satisfacción de una necesidad o conjunto de necesidades, involucrando necesariamente costos y beneficios a través del tiempo.

Definición de Proyecto de Inversión

AUTOR	FUENTE	DEFINICIÓN
Arturo Velásquez J.	“Proyectos de Inversión”, Lima-Perú, 2000, página 37.	“Proyecto de Inversión es la unidad de actividad económica de cualquier naturaleza, cuyo objetivo es producir bienes o servicios para atender determinadas necesidades, requiriendo la utilización de recursos económicos escasos, tanto para su ejecución, como para su funcionamiento”.
Simón Andrade	“Preparación y Evaluación de Proyectos”, Segunda Edición, Lima-Perú, 1999, página 21.	“Un proyecto de inversión es el conjunto de estudios necesarios para implementar la producción económica de bienes y servicios, así como para ampliar la capacidad productiva existente”.
Walter Andia	“Formulación y Evaluación Estratégica de Proyectos”, Lima-Perú, 2001, página 11.	“El proyecto de inversión es el modelo en el cual sobre la base de un conjunto de información y antecedentes, se puede estimar las ventajas y desventajas que se deriven de asignar ciertos recursos para la producción de un bien o la realización de un servicio. Todo proyecto contribuye a un objetivo global de desarrollo empresarial, por lo tanto, no es una acción independiente a emprender”.
Arrow, Dasgupta y Maler ⁵³	ARTICULO	Un proyecto de inversión puede ser visualizado como una perturbación al mecanismo de asignación de recursos por un breve período (horizonte del proyecto), después del cual el mecanismo retorna a su forma original. Se considera que un proyecto es relativamente pequeño cuando se compara con el tamaño de la economía

Un proyecto de inversión es un conjunto de estudios que representa una unidad estratégica la que altera el mecanismo de asignación de recursos por un cierto período de tiempo en una organización y se invierten insumos de varias clases, tomando en cuenta las condiciones de mercado, aspectos técnicos, económicos, financieros y ecológicos, con el propósito de generar productos o servicios útiles a la sociedad o a los individuos que la conforman.

⁵³ Kenneth Arrow, Partha Dasgupta y Karl Maler, “Evaluating Projects And Assessing Sustainable Development In Imperfect Economies”, Stanford University, University of Cambridge y Beijer International Institute of Ecological Economics, 2002, ARTICULO, “EvaluatingProjectsAndAssessingSustainable.pdf”.

En adición a la anterior definición, se deben cumplir un conjunto de características para que una serie de actividades pueda considerarse como un proyecto. Las más relevantes se citan a continuación:

- (.) **Búsqueda de uno o varios objetivos.-** Las actividades aisladas no constituyen, por sí solas, un proyecto. El objetivo general de un proyecto es satisfacer un conjunto de requisitos técnicos, a un costo dado, en las condiciones más eficientes. Si un conjunto de actividades carece de fin, es porque no existe un objetivo alcanzable y, por lo tanto, no constituyen un proyecto
- (.) **Actividades planificadas, ejecutadas y supervisadas.-** La coordinación de las actividades anteriormente mencionadas es requisito fundamental para que se les pueda calificar como proyecto. Para que exista un proyecto, debe existir una coordinación de actos y vinculación entre las actividades orientadas a conseguir uno o varios objetivos, integrados entre sí y estructurados, tanto en el aspecto técnico como económico, ya que persiguen un objetivo común. Esa vinculación debe plasmarse en forma de planificación (técnica, temporal y económica), cuya ejecución y supervisión es clave para el éxito del proyecto.
- (.) **Disponibilidad limitada de recursos.-** El proceso de efectuar un proyecto implica la búsqueda de la eficiencia en el uso de los recursos, para obtener el resultado esperado. Si los recursos son ilimitados, desaparece el concepto de eficiencia.
- (.) **Limitado en el tiempo.-** Un proyecto debe estar limitado en términos del principio y el final del mismo. El final de un proyecto se alcanza cuando se cumplen los objetivos prefijados. Sin embargo, el aspecto temporal no implica periodos cortos de tiempo. Hay proyectos que duran años por ejemplo, los proyectos de exploración y desarrollo de un campo petrolífero. Por otro lado, aunque el proyecto puede estar limitado en el tiempo, no sucede lo mismo con sus resultados, que pueden perdurar muchas décadas (Los lotes petroleros actuales de la Selva Peruana iniciaron a producir desde hace 25 años y aún continúan produciendo).
- (.) **Resultado único.-** El tomar en cuenta un trabajo finalizado y tratar de repetir sus resultados no es un proyecto. Un proyecto requiere llevar a cabo algo nuevo o único en su genero, y no reproducir resultados de otras actividades.

El objeto de la elaboración de un proyecto, consiste en obtener un resultado, en forma de bien o servicio, para un destinatario, usuario o cliente. Este destinatario impone un conjunto de especificaciones (técnicas, de prestaciones, de calidad, etc.) que deben cumplirse para considerar que el resultado del proyecto es válido. Para obtener dicho resultado, se hace uso de un conjunto de recursos, materiales y/o humanos, sometidos a un cierto numero de restricciones, de índole económico,

técnico, ambiental, seguridad, competencia y temporal. La dirección del proyecto lleva a cabo la planificación, ejecución y supervisión de las actividades del mismo, que permiten alcanzar los resultados perseguidos con los recursos disponibles y con las limitaciones existentes.

En un plano superior al de los proyectos podemos ubicar el concepto de programa. Un programa es un conjunto ordenado de proyectos independientes que, de manera global, persiguen o acercan un objetivo común.

Clasificación de Proyectos.

De acuerdo a los objetivos de un proyecto, se puede conocer su orientación ya sea con propósitos privados o sociales. No siempre que un proyecto es rentable para un particular, también lo es para la comunidad y viceversa. Los proyectos en función de su ámbito, se pueden clasificar en:

- (.) **Proyectos Privados.-** Tienen por finalidad generar productos o servicios con calidad que satisfaga plenamente las necesidades de los clientes, a un precio de venta competitivo y en el lugar y tiempo oportuno para el cliente. En el mundo actual, las empresas tienen que ser altamente competitivas para conservar su mercado o seguir creciendo, para lo cual deben participar con productos o servicios que atiendan las necesidades de nuevos nichos de oportunidades de negocios en un ambiente cambiante, incierto y limitante, y al mismo tiempo deben ser cuidadosas con las amenazas y tener la capacidad de hacer algo al nivel de los mejores (competitividad).
- (.) **Proyectos Sociales.-** Los proyectos sociales tienen como propósito fundamental satisfacer necesidades de la comunidad, estado, región o país. Por lo general, sus beneficios son a largo plazo y la cantidad de individuos que afecta es grande; pero su rentabilidad casi nunca es atractiva para las empresas privadas, como proyecto en sí.

Usan criterios similares a los proyectos privados para estudiar su factibilidad; sin embargo, se diferencian en el valor que se da a cada una de las variables relevantes de los beneficios y de los costos que se consideran.

Para evaluar proyectos privados se usan criterios relacionados con precios de mercado; mientras que al evaluar proyectos sociales se comparan con precios sombra o beneficios sociales. En los proyectos sociales, a veces es difícil medir el beneficio; por ejemplo, cuando se construye un puente se mejora la vialidad de varias comunidades al mismo tiempo.

A diferencia de los proyectos privados en que solo se evalúan los beneficios y costos directos asociados con el proyecto; en los proyectos sociales, también se valoran y se toman en cuenta los beneficios y costos indirectos, así como los

beneficios y costos tangibles, que aunque no se pueden medir en dinero, se consideran cualitativamente en la evaluación de un proyecto.

Ciclo de Proyectos

Los proyectos presentan un esquema que parte desde el análisis de la idea hasta su abandono y por lo tanto permiten tipificar en mejor forma las diferentes etapas de la transformación de ideas en acciones u obras concretas, lo cual se conoce como ciclo del proyecto.

Las fases del ciclo de proyectos

En el desarrollo de un proyecto podemos distinguir tres fases sucesivas de estudio y consolidación del mismo: Preinversión, Inversión y Operación.

1.- Preinversión

En esta fase se identifica el problema que se quiere resolver y que ha dado origen al proyecto, se presentan diferentes alternativas de solución, se selecciona la más conveniente, y finalmente se evalúa la viabilidad de su ejecución.

Dentro de esta fase existen cuatro etapas, cada una de las cuales permite tomar la decisión de pasar o no a la siguiente, según se apruebe, postergue o rechace el proyecto:

- (i) Idea: detectar el problema.
- (ii) Estudio de Perfil: estimación preliminar tanto de aspectos técnicos como de beneficios y costos, incluyendo las probables alternativas.
- (iii) Estudio de Prefactibilidad: estudio de las diferentes alternativas seleccionadas en función del tamaño, localización, momento de iniciación, tecnología y aspectos administrativos. Esta etapa es la última instancia para eliminar proyectos ineficientes, puesto que posteriormente los grupos de presión vinculados con los insumos o con los productos del proyecto incrementan su poder.
- (iv) Estudio de Factibilidad: valoración precisa de los beneficios y costos del proyecto seleccionado considerando su diseño optimizado.

2.- Inversión

Una vez seleccionada la alternativa óptima se procede a las etapas de:

- (i) **Diseño detallado**: estudios de ingeniería de detalle y programación de actividades.

- (ii) Ejecución: desarrollo de las obras físicas e implementación de las actividades programadas.

Esta fase recibe el nombre de inversión porque en ella se realizan los gastos de construcción de obras físicas, de instalación de equipos y en general, de disposición de los recursos materiales.

3.- Operación

Corresponde a la puesta en marcha del proyecto. En esta fase se comienzan a producir los bienes o servicios que darán origen a los beneficios estimados.

Cabe destacar la conveniencia de seguir estas etapas en forma rigurosa y manteniendo una posición objetiva frente al problema, con el objeto de facilitar la toma de decisiones correctas al menor costo posible. En efecto, si un proyecto no muestra una rentabilidad adecuada en las primeras etapas (etapa de perfil) no es conveniente efectuar los mayores gastos que implica el estudio de las etapas siguientes (prefactibilidad o factibilidad) que son muy superiores (entre 10 a 100 veces los de un análisis de perfil).

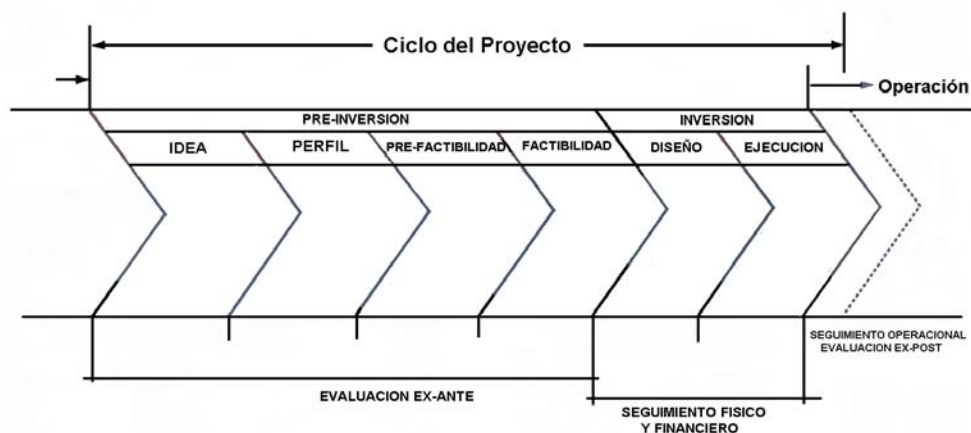
La evaluación a través del ciclo de Proyectos.

Como se dijo en la introducción, la evaluación de proyectos debe entenderse como un proceso continuo durante el ciclo del proyecto. Con el propósito de asignar recursos a aquellos proyectos que generen el mayor beneficio neto, es necesario que las evaluaciones y decisiones de continuar o rechazar el proyecto en las tres fases de preinversión, inversión y operación del ciclo del proyecto se apliquen ordenadamente.

Esta es la única forma de identificar rápidamente los proyectos poco eficientes y tomar las medidas correctivas adecuadas, sean éstas detener el estudio, modificar la puesta en marcha, mejorar o readecuar su operación o abandonarlo si se considera que ha llegado el término de su vida útil económica.

Dependiendo de la fase del proyecto, la evaluación correspondiente se concentrará en distintos aspectos, tal como se expresa en el Gráfico N° 2-9:

GRAFICO N° 2-9
FASES Y ETAPAS EN EL CICLO DEL
PROYECTO



Fuente: Elaboración Propia.

1.- Evaluación Ex-Ante

La Evaluación Ex-ante es el conjunto de técnicas para determinar la rentabilidad de nuevos proyectos, considerando las características futuras y estimando sus beneficios y costos durante el horizonte de planificación.

La evaluación Ex-Ante se lleva a cabo en la fase de pre-inversión y es en esta fase donde se toma la decisión de realizar el proyecto, por lo tanto la evaluación ex-ante es muy importante para apoyar la decisión de su eliminación, postergación o continuación.

En esta etapa es necesario verificar la factibilidad técnica, administrativa, ambiental y legal del proyecto y además determinar si sus beneficios netos estimados aseguran una rentabilidad adecuada, de no ser así, el proyecto deberá modificarse o rechazarse.

La evaluación ex-ante consta de cuatro etapas:

- (i) Identificación de Costos y Beneficios: es en esta etapa donde se presentan los mayores errores en la evaluación, tanto por omisión de costos o de beneficios, como por la consideración de otros que no son directamente atribuibles al proyecto.

Debido a la dificultad para identificar los beneficios en los proyectos sociales, se debe tener especial cuidado en los siguientes aspectos:

- (a) Tener en cuenta que los principales problemas que dan origen a nuevos proyectos son: falta de cobertura, deficiente infraestructura, congestión de los centros actuales e inadecuada calidad de servicio.
 - (b) Proyectar la evolución del problema que ha originado el proyecto, para un período futuro que recibe el nombre de horizonte de planificación. Se trata de estimar el desarrollo futuro en términos de número de afectados y de la intensidad de la escasez. Esta descripción intertemporal recibe el nombre de **situación sin proyecto**.
 - (c) Optimizar la situación sin proyecto, considerando la realización de actividades que permitan solucionar parcial o totalmente el problema detectado, al menor costo posible. En general estas medidas son de carácter administrativo o se trata de inversiones marginales con respecto al costo total del proyecto propuesto. El resultado de estas actividades da origen a lo que se conoce como situación de base optimizada o simplemente **situación base**.
 - (d) Definir varias alternativas para la situación con proyecto, las que pueden diferir en tecnología, localización, tamaño, fecha de implementación, etc.
 - (e) Comparar cada una de las alternativas propuestas con la situación de bases y determinar los beneficios y costos atribuibles a cada una de ellas. Cabe señalar que el máximo beneficio atribuible a un proyecto no puede ser superior al costo de conseguir los mismos efectos por medio de un proyecto o actividad alternativa.
- (ii) Medición de los Recursos y de los Beneficios. Los criterios de medición normalmente son técnicos y se expresan en unidades específicas para cada disciplina: calorías, años de vida saludables, barriles de petróleo, horas hombre de diferentes tipos de recursos humanos, kilogramos, kilowatt u otros.
 - (iii) Valoración de los Recursos y de los Beneficios: los recursos empleados en las actividades del proyecto y los beneficios generados, se valoran a precios de mercado en el caso de evaluaciones para la toma de decisiones de inversionistas privados (evaluación privada).

Para las evaluaciones sociales, es decir, aquellas que consideran los beneficios y costos incurridos por todos los agentes (consumidores y productores de los bienes generados por el proyecto, otros productores afectados directamente por los cambios en los precios que genera el proyecto o indirectamente a través de efectos externos y finalmente otros consumidores afectados directa o indirectamente por el proyecto), deberán emplearse los precios sociales que corresponda y valorarse adecuadamente las externalidades.

- (iv) Medición de la rentabilidad del proyecto expresada en términos del VAN o de la TIR y selección de la alternativa más conveniente.

2.- Seguimiento Físico Financiero

Una vez que se ha elegido la alternativa que se implementará y comienza su diseño y ejecución, se debe supervisar constantemente el avance de las obras y el cronograma de actividades con el propósito de minimizar costos y reducir atrasos.

En esta etapa cobra particular importancia la determinación de las trayectorias críticas para determinar los tiempos mínimos de diseño y ejecución de las obras que implica la inversión del proyecto. Debe tenerse presente que un mayor tiempo de construcción implica atrasos en la recepción de los beneficios y dificulta el logro de la rentabilidad establecida en el estudio.

3.- Seguimiento de la Operación y Evaluación Ex-Post

Durante la fase de operación del proyecto debe hacerse un seguimiento con el fin de verificar que lo realizado sea tal como fue evaluado, y además, identificar la presencia de situaciones diferentes a las consideradas en el diseño inicial que planteen nuevos desafíos y muestren la conveniencia de realizar modificaciones al proyecto primitivo.

La comparación de los resultados con los objetivos inicialmente planteados tiene por objeto establecer la conveniencia de modificar el proyecto, pero también sirve para detectar errores en todo el proceso de evaluación e implementación.

Finalmente, cuando se considera que las condiciones que dieron origen al proyecto se han modificado sustancialmente, como puede ser el caso de un proyecto cuyo objetivo es entregar alimentos a los menores desnutridos en un país en que la desnutrición ha prácticamente desaparecido y en cambio se observa sobrepeso y obesidad; o el caso de escuelas o centros asistenciales que se han construido para incrementar la cobertura en zonas que debido a un proceso migratorio acelerado han reducido su población fuertemente, entonces es conveniente una evaluación ex-post destinada a verificar si el proyecto primitivo es rentable en las nuevas condiciones y a establecer las modificaciones que se considere pertinente.

Es interesante destacar que un proyecto es conveniente si simultáneamente muestra una rentabilidad adecuada en su diseño, si sus gastos de inversión y puesta en marcha son concordantes con lo establecido en los estudios de prefactibilidad y factibilidad y si durante su operación los beneficios netos son a lo menos iguales a lo programado. Por lo tanto, todas y cada una de las fases son fundamentales para el logro de proyectos que efectivamente promuevan el crecimiento económico.

2.3.2.- METODOS Y OBJETIVOS DE LOS PROYECTOS DE INVERSION

En política económica y en evaluación de proyectos se tratan dos grandes objetivos: crecimiento y redistribución⁵⁴.

Referente al objetivo de crecimiento, estos se asocian a los proyectos de creación de nuevas industrias o de ampliación de negocios ya existentes. En este tipo de proyecto se cuenta con información de mercado (precios de mercado) para valorar sus beneficios y por lo tanto se emplea el análisis de costo beneficio.

Referente al objetivo de redistribución, estos se asocian a los programas de entrega de alimentos, escolaridad gratuita y prestaciones de salud subsidiada, entre otros, los que surgieron como proyectos destinados a promover el consumo de lo que se conoce como necesidades básicas. La dificultad para valorar los beneficios de estos programas surge debido a que los precios de mercado sobreestiman la valoración que le asignan sus beneficiarios, ya que ellos no están dispuestos a comprar los bienes a dichos precios.

Para priorizar dichos proyectos redistributivos se han diseñado métodos de evaluación como el análisis de impacto o el de costo efectividad en que basta con la identificación o medición de sus beneficios.

En este sentido, los llamados proyectos de "crecimiento" son evaluados con técnicas de costo beneficio y, los proyectos "redistributivos" son justificados con análisis de impacto o de costo efectividad.

⁵⁴ Guilles Gauthier, "Benefit-Cost Analysis: A Practical Guide", Centre for International Business Studies (CETAI), Montreal-Quebec, ARTICULO, "CBA-APracticalGuide.pdf"

2.4.- LA EVALUACION SOCIAL DE PROYECTOS Y EL DESARROLLO ECONOMICO

2.4.1.- DEFINICIÓN DE EVALUACIÓN SOCIAL

AUTOR	MEDIO	DEFINICION
Ernesto R. Fontaine	Libro: "Evaluación Social de Proyectos", 12ª Edición, Alfaomega 2000, Chile.	<p>"Para la evaluación social o socioeconómica, interesa el flujo de recursos reales (de los bienes y servicios) utilizados y producidos por el proyecto", pag. 35.</p> <p>"La evaluación social de proyectos consiste en comparar los beneficios con los costos que dicho proyecto implica para la sociedad; es decir, consiste en determinar el efecto que el proyecto tendrá sobre el bienestar de la sociedad", pag. 272.</p> <p>"La evaluación social de proyectos es útil también para el diseño de políticas económicas que incentiven o desincentiven la inversión privada". Página 282.</p> <p>"La evaluación socioeconómica de proyectos pretende medir el impacto que la ejecución de un proyecto – versus no ejecutarlo – tiene sobre la disponibilidad total de bienes y servicios en un país. En su sentido más amplio, pretende medir el impacto del proyecto sobre el nivel de bienestar socioeconómico del país", pag. 439.</p> <p>"La evaluación socioeconómica compara los niveles de ingreso "real" que el país logra con el proyecto versus los niveles que hubiera logrado sin la realización del proyecto", pag. 439-440.</p>
BANOBRAS	"Apuntes sobre evaluación social de Proyectos", CIAPEP, 1999, México	<p>"La evaluación social de proyectos consiste en identificar, cuantificar y valorar con claridad los costos y los beneficios que la sociedad espera se generen cuando se realiza un proyecto, de manera que con esa información, sea posible determinar su nivel de rentabilidad y en consecuencia, decidir si un proyecto debe o no llevarse a cabo".</p> <p>"Es una herramienta de la administración pública que proporciona a los tomadores de decisiones, elementos de juicio al momento de asignar los recursos públicos" (Prólogo).</p> <p>"La evaluación socioeconómica o evaluación social puede aplicarse tanto a proyectos públicos como a privados", página 321.</p> <p>"Los criterios de decisión que se aplican en la evaluación socioeconómica son los mismos que se utilizan para la evaluación privada. Lo que hace diferente a la evaluación socioeconómica es: (a)La consideración de beneficios y costos no tomados en cuenta en la evaluación privada; y, (b)La distinta valoración de beneficios y costos que son comunes a ambos (privada y social), página 319.</p>
Raul Castro y Karen Mokate	"Evaluación económica y social de proyectos de inversión", Ed. 1998 – Colombia.	<p>"La evaluación económica y social son áreas que se han diseñado para el análisis de la contribución que un proyecto o una política hace al bienestar nacional. Como tal, tiene por objeto medir el aporte neto de un proyecto o políticas, al bienestar de toda la colectividad nacional", página 18.</p>

La evaluación social de proyectos puede definirse como el conjunto de estudios que trata de medir el efecto que tendrá la ejecución de un proyecto sobre el bienestar de la sociedad, permitiendo a la vez diseñar políticas económicas que permitan asignar eficientemente los recursos en proyectos públicos y privados, implicando necesariamente costos y beneficios. En términos generales, estos proyectos implican la consideración de aspectos éticos y expresan intencionalidades y compromisos personales e institucionales con respecto a la transformación de una determinada situación.

Diferencias entre Evaluación Privada y Social

- (1) La evaluación social⁵⁵ de proyectos es similar en forma a la evaluación privada, ya que ambos estiman la rentabilidad de una inversión. El concepto de rentabilidad privada no es el mismo que el de rentabilidad social. La evaluación privada de un proyecto estima el incremento de la ganancia hacia la entidad que opera el proyecto o para los participantes del proyecto, mientras que la evaluación socioeconómica mide el efecto del proyecto sobre la economía nacional. Para que un proyecto sea socialmente viable, debe ser financieramente sustentable, así como socialmente eficiente. Si un proyecto no es financieramente sustentable, los beneficios socioeconómicos no serán realizados. La evaluación privada y la evaluación socioeconómico son por lo tanto dos lados de la misma moneda y complementarios.
- (2) Ambos tipos de evaluación son efectuados en términos monetarios, la diferencia mayor se encuentra en la definición de costos y beneficios. En la evaluación privada todo los gastos incurridos en el proyecto y los ingresos resultantes de este son tomados en cuenta. Esta forma de análisis es necesaria para:
 - (a) Evaluar el grado al cual un proyecto generará ingresos suficientes para cumplir con sus obligaciones financieras,
 - (b) Evaluar el incentivo para los productores, y
 - (c) Asegurar que la demanda o el pronóstico de los productos sobre el cual se ha basado el análisis económico, sea consistente con los costos financieros o el presupuesto disponible de recursos.
- (3) En la evaluación socioeconómica se intenta evaluar el impacto global o total de un proyecto sobre la mejora del bienestar económico de los ciudadanos del país involucrado. Este análisis evalúa un proyecto en el contexto de la economía nacional, mas que para los participantes del proyecto o la entidad que implementa el proyecto. La evaluación socioeconómica difiere de la

⁵⁵ En algunos textos, se considera sinónimos a la evaluación económica y evaluación social o socioeconómica y se considera sinónimo a la evaluación financiera y evaluación privada. En este texto se utilizará evaluación social (o socioeconómica) y evaluación privada (evaluación económica y/o financiera).

evaluación privada en función de (i) el ámbito de la identificación y evaluación del insumo – producto, y (ii) la medida de beneficios y costos. La evaluación socioeconómica incluye a todos los miembros de la sociedad, y mide los impactos positivos y negativos del proyecto en términos de la disponibilidad a pagar por unidad de consumo incrementado, y para aceptar una compensación por cada unidad dejada de consumir. La disponibilidad a pagar y disponibilidad a aceptar una compensación son usadas en vez de usar los precios actualmente pagados o recibidos debido a:

- (a) Muchos de los impactos del proyecto a ser incluidos en la evaluación socioeconómica son completamente no comercializables, por ejemplo, la preservación de la biodiversidad, o son incompletamente comercializables, como por ejemplo el suministro de agua y beneficios sanitarios. De esta manera, se debe estimar alguna forma de valorizar los no comercializables.
 - (b) Muchos impactos del proyecto que son comercializados se compran y venden en mercados dónde los precios se encuentran distorsionados ya sea por intervención gubernamental, por políticas macroeconómicas, o por competencia imperfecta.
- (4) La evaluación socioeconómica usa los precios sombra para estimar la disponibilidad a pagar y la disponibilidad para aceptar los valores de compensación ante la ausencia de mercado y ante las imperfecciones del mercado.
- (5) Los beneficios de un proyecto constituyen el ámbito o la extensión a la cual el proyecto contribuye a incrementar el valor del consumo disponible para la sociedad. El consumo puede definirse ampliamente. El consumo social puede aplicarse igualmente a la disponibilidad que tiene la sociedad para pagar por la preservación de plantas o especies animales, así como la disponibilidad a pagar por el consumo de productos agrícolas o para beber agua limpia.
- (6) En la evaluación socioeconómica, los costos reflejan el grado al cual la sociedad sacrifica un consumo por derivar recursos que podrían tener otros usos, hacia los requerimientos del proyecto. El cambio total neto en el consumo disponible para la sociedad representa el impacto neto del proyecto. Cuando las unidades de consumo son valorizadas en términos de la disponibilidad marginal a pagar por las unidades adicionales de consumo y por la disponibilidad marginal para aceptar compensación para las unidades no consumidas, el beneficio neto económico resultante del proyecto reflejará la suma de los cambios en el ingreso neto de la sociedad como un todo, resultante de la situación con el proyecto y comparado con la situación sin el proyecto.
- (7) En la evaluación socioeconómica, se usan precios sombra para tomar en cuenta los mayores impactos de un proyecto dónde los valores

socioeconómicos difieren de los valores privados o de mercado. En muchos países en desarrollo, los precios pagados y recibidos puede venir de mercados relativamente completos donde los mayores impactos son capturados en la transacción entre comprador y vendedor, y son reflejados por los precios pagados y recibidos. A medida que proceden medidas de ajuste estructural y ajuste sectoriales, y los proyectos involucran implementación exitosa de conceptos institucionales y organizacionales para el desarrollo de mercado, las diferencias entre los valores privados y valores socioeconómicos pueden disminuir.

2.4.2.- EL CONTEXTO DE LA EVALUACION SOCIAL

La evaluación de los proyectos de inversión con un enfoque social resulta cada vez más importante en el escenario de la economía peruana, dada la necesidad de lograr el máximo beneficio para el país, ya sea con capitales nacionales o extranjeros. Este enfoque es importante en la medida que el componente de mercado está presente en el aspecto microeconómico, el cual debe ser analizado considerando los intereses sociales.

En este sentido, cualquier discrepancia entre los puntos de vista interés social - interés privado, encuentra la solución a través del enfoque social de la evaluación de inversiones, lo cual representa una fórmula de conciliación positiva y normativa.

Las inversiones involucran y comprometen el empleo de recursos en la sociedad en un horizonte temporal extenso, por lo que su asignación a diferentes destinos, debe responder a las mejores expectativas de racionalidad económica y al mayor empeño de eficiencia a escala agregada.

En la presente tesis se pretende un acercamiento al tratamiento que se le ha dado desde la teoría económica o desde algunos ángulos prácticos al problema de la *valoración económico social en las decisiones de inversión*. Esta problemática en un mundo de economía globalizada y dinámica sigue involucrando investigaciones en lo referente, por un lado, con el diseño de métodos como el del análisis beneficio costo (ABC), su desarrollo particular por Little & Mirless y Squire & Van der Tak o el método de los efectos, que sustentan el proceso de evaluación de proyectos de inversión con nuevas justificaciones teóricas de los paradigmas neoclásicos conocidos.

Para el Perú, el problema es de gran significado, dado el insuficiente desarrollo, desde la teoría y la práctica, de métodos que sean coherentes en la determinación del efecto real de las inversiones para toda la sociedad en su conjunto, con el interés de reflejar una realidad objetiva. En el Perú, desde el punto de vista teórico o académico, no se dispone de abundantes trabajos que desarrollen métodos de evaluación de inversiones con criterio social y, desde el punto de vista práctico, no se acostumbra darle la verdadera connotación social de los proyectos tanto públicos como privados.

El fundamento conceptual del enfoque económico social de las decisiones de inversión, según el método de análisis beneficio costo, se le ha atribuido su "*paternidad*" al pensamiento neoclásico. Podríamos mencionar que la aplicación de los principios neoclásicos que toma el análisis beneficio costo siempre que sean asumidos con juicio crítico, pueden servir de aporte positivo en la valoración económica social de las decisiones de inversión tanto públicas como privadas en un mundo de economía globalizada y dinámica.

En el Perú, se mantiene e incluso se hace uso de una intensa creatividad para fomentar nuevos programas sociales que vienen potenciando a una escala superior y renovadora el enfoque social globalizado y dinámico. Aunque se ponen en práctica acciones encaminadas a verificar y garantizar el cumplimiento del *objeto social* del sector público y la correspondiente ejecución de inversiones, quedan insuficientemente registradas las contribuciones al encargo social de aquellas con lo que no se puede constatar de modo consistente la mejora social necesaria y posible inducidas por las nuevas inversiones; públicas y privadas; en la actividad económica productiva y de servicios.

A este problema se dirige esta tesis, su reflexión y propuesta analítica de *esquema básico para la evaluación económico social de las inversiones*.

La economía Peruana se ha transformado en la década pasada. Han cambiado en una medida importante sus estructuras y mecanismos económicos así como la superestructura Pública. Las decisiones que comprometen el desarrollo económico social futuro de la economía Peruana, especialmente en lo referente a la exploración y explotación de recursos naturales no renovables, adquieren una característica clave en el actual contexto del país, especialmente aquellas relacionadas con las inversiones Extranjeras.

En este contexto, se requieren a nivel Nacional y de las Regiones disponer de herramientas a fin de que exista un conocimiento claro y preciso del grado de respuesta de un proyecto hacia la sociedad. Es importante anotar que si bien es cierto que la posición relativa de las empresas sobre como, cuándo y donde invertir no queda exclusivamente en manos de estas, debido a la actuación de la sociedad a través de Consultas previas, Talleres participativos y Audiencias. Esta intervención debe ser encaminada a fin de evitar desviaciones de la real necesidad de la sociedad peruana.

Hasta el presente se ha alcanzado un adecuado grado de conocimiento y desarrollo de las técnicas de evaluación de inversiones con criterio financiero. El carácter social de los análisis de inversiones debe sustentarse en los más avanzados conceptos y prácticas internacionales establecidas.

Hay dos enfoques fundamentales en la evaluación de inversiones, aunque en la práctica se dificulta en ocasiones encontrar los límites entre ambos, la Privada (o Evaluación Financiera, como se le llama en gran parte de los textos) y la Social

(Evaluación Económica, Evaluación Socioeconómica ó Evaluación Económico Social).

El enfoque económico social de las inversiones considera la afectación global positiva o negativa sobre el conjunto de los agentes sociales con la advertencia de que cualquier modelo diseñado en esta dirección, siempre corre el riesgo de dejar de lado importantes variables que forman parte de ese "recorte" de la realidad. Es importante resaltar la importancia teórica y práctica de tomar en cuenta este tipo de enfoque en los estudios de preinversión, toda vez que el bienestar social requiere ser monitoreado ex ante para evitar las decisiones irracionales o con insuficiente demostración de su conveniencia.

Se asocia a la Evaluación Social, la aplicación del *análisis beneficio costo* (ACB) para la evaluación de las inversiones, considerando bases teóricas que incorpora la *microeconomía*, la *Economía del bienestar* y las *Decisiones públicas* a partir de sus principales representantes: Samuelson, Pareto, Kaldor, Hicks, Rawls, Harberguer, Fontaine, Gramlich, los que aportan la base conceptual y analítica del ABC y sus aplicaciones. Se cuenta con otros métodos como el de los "efectos" o "método francés" o su versión más cercana conocida por las siglas ONUDI y también la versión del ACB denominada LMST.

Se deben resaltar los elementos comunes que unen a tales bases filosóficas-metodológicas particulares: la búsqueda y determinación del máximo "excedente neto social" como propósito final (de última instancia) y el reconocimiento de que la mayor dificultad recae en la cuantificación precisa y objetiva del "excedente neto social".

El principio supremo de la microeconomía, en términos agregados, se reduce a que cuando se igualan el ingreso marginal social y el costo marginal social se alcanza el óptimo social o el mayor "excedente neto social". Este principio de equilibrio del mercado, defendido por toda la corriente microeconómica no resulta contradictorio con la Teoría de la Economía del bienestar, que defiende la posición de la mejora del bienestar según los criterios paretianos, para las que una medida de cambio económico, siempre que garantice un aumento del bienestar general absoluto o por compensación, será aceptable bajo criterios socializadores. Por último, la Teoría de las Decisiones Públicas, según Stiglitz, permite concluir que el criterio de la mayoría es el que define la mejor decisión de inversión, o sea, despojada de su filiación ideológica, esta corriente de pensamiento refleja la necesidad de que cuando se tome una decisión de inversión se contemple la opinión de la mayor cantidad de agentes involucrados en la afectación o disfrute de sus efectos.

Para medir los flujos económicos en una decisión con enfoque social se debe considerar los niveles de efectos generados por una inversión: *directos*, *indirectos*, *externos* e *intangibles*. Estos últimos se relacionan con la valoración: del consumo adicional que posibilita el proyecto y la valoración de los recursos liberados de la producción de otros en términos de beneficios y con la valoración: del incremento de la producción de insumos demandados por el proyecto y de la reducción del consumo de recursos por otros demandantes, en términos de costos.

La determinación de los efectos indirectos así como las externalidades e intangibles exigen una cuidadosa calidad del juicio del evaluador que define en buena medida los límites del ámbito de estudio, los agentes económicos involucrados y la magnitud de los impactos y el monto total de los efectos. Estas evaluaciones incluyen: tipo de productos o servicios objeto de inversión, mercado o espacio económico en que se inserta dicho producto o servicio (físico y temporal), mercado de los sustitutos o complementarios, significación del espacio intergeneracional cuando cobran valor las futuras generaciones en el disfrute o padecimiento de un efecto dado, fijación de precios con visión social y envergadura en la percepción de impactos no monetizables, entre otros.

En la determinación de efectos externos es importante tomar en cuenta el método de costos evitados. Este fue formulado por el Banco Interamericano de Desarrollo y ha sido citado por expertos como Castro & Mokate⁵⁶ partiendo en su esencia del concepto de costo de oportunidad, en virtud del cual serán beneficios los costos que se dejan de incurrir y los beneficios no percibidos.

En el caso de los efectos intangibles asociados a una inversión, es necesario conjugar los efectos monetizables (en calidad de costos o beneficios), conceptualizados como **Factor objetivo**, y los efectos no monetarios (en calidad de impactos cualitativos): considerados como **Factor subjetivo**.

El Valor Actual Neto Social es el indicador más recomendado en evaluación social, sin dejar de considerar que fuera del análisis beneficio costo (ACB) otras pueden ser las medidas del bienestar social más aconsejables. El término "social" en el valor actual neto queda asegurado con la determinación de los flujos de fondos del proyecto de inversión al diferir por la inclusión de los efectos directos, indirectos y externos del flujo de caja financiero en las evaluaciones de inversión empresariales.

El aporte fundamental radica en sistematizar un procedimiento metodológico para estimar los componentes principales en los flujos de fondos económicos en términos de efectos directos, indirectos, externos e intangibles, para lo cual se debe llegar a una aproximación sustancial de tales impactos, y lograr el valor actual neto social lo cual permite resumir la viabilidad (o no) del proyecto objeto de análisis.

Las condiciones económicas y su relación con el resto del mundo cambiaron en los años noventa respecto a la precedente década, los nexos económicos internos y externos se desenvuelven con menor certidumbre que en el pasado y están ligados a decisiones que se toman y sus efectos posteriores. La apertura a nuevos agentes económicos en el mercado, el paso a la regulación económica de corte financiera y el perfeccionamiento empresarial generan un movimiento económico espontáneo.

⁵⁶ Castro, R., Mokate, M. "Evaluación económico social de proyectos de inversión", Ed. UniAndes, Santa Fé de Bogotá, Colombia, 1998

El riesgo y la incertidumbre - siempre presentes en toda actividad humana - que antes parecían superadas, ahora, se nos proyectan en toda su objetividad y complejidad, conjuntamente con la reinserción de la economía nacional al mundo del capital en la era de la globalización. Los países en vías de desarrollo y sus instituciones realizan importantes esfuerzos para regular los impactos negativos o positivos de la relación directa con el capital extranjero en calidad de suministrador, comprador y financista, resultando cada vez más evidente la influencia del ciclo económico mundial sobre el comportamiento de la economía interna.

2.4.3.- ANÁLISIS DE COSTO BENEFICIO Y ASIGNACIÓN EFICIENTE

La eficiencia se ha entendido en su definición de eficiencia productiva, que establece que para cada nivel de producción los bienes deben ser producidos al mínimo costo, y de eficiencia asignativa, el cual define que el nivel de producción óptimo es aquel en que en el margen, los beneficios son iguales a los costos, en tanto que para niveles de producción inferiores los beneficios netos son positivos.

Para lograr eficiencia en una economía donde existen agentes privados y públicos (ministerios, organismos regionales y organizaciones municipales y locales), que están tomando decisiones de inversión, es necesario:

- (i) disponer de una metodología que permita comparar los diferentes proyectos que desean realizar los agentes anteriormente mencionados,
- (ii) lograr un diseño óptimo en cada proyecto, en términos de tamaño, localización y momento de realización y,
- (iii) lograr un nivel de operación que sea eficiente en cada momento del tiempo. Para lograr las condiciones de diseño y operación eficientes, y facilitar las comparaciones entre proyectos, se emplea el análisis de costo beneficio.

El análisis de costo beneficio (ACB) tiene por objeto la determinación, medición y valoración de los beneficios atribuibles al proyecto, con el objeto de compararlos con los costos del mismo, de allí el nombre de análisis de costo beneficio o de beneficio-costo con que se conoce este método⁵⁷.

La fórmula para calcular el VAN es:

$$VAN = \sum_{i=0}^T \frac{B_i - C_i}{(1+r)^i}$$

⁵⁷ Kenneth Murphy y Steven John, "Using Cost Benefit Analysis for Enterprise Resource Planning Project Evaluation : A Case for including Intangibles", Florida International University, 2001, ARTICULO, "UsingCBAForEnterpriseResource-Project.pdf".

donde:

Bi y Ci son los valores de los Beneficios y Costos para el período “i” y “r” es el factor de descuento.

Las técnicas específicas con que se miden y valoran los beneficios y sus modalidades de aplicación a lo largo del ciclo del proyecto recibe el nombre de evaluación de proyecto.

2.4.4.- LA EVALUACION SOCIOECONOMICA FRENTE A LA IED

Ian Thompson⁵⁸ comenta que para algunos casos, la necesidad de evaluar socioeconómicamente un proyecto, ya evaluado, desde el punto de vista privado, es muy diferente al de hace un par de décadas, especialmente en América Latina. Ahora que, como norma, hay un sólo tipo de cambio, más o menos libre flotante, la tasa de cambio sombra puede ser estimada con más facilidad. La rebaja y la normalización, tanto de las tasas arancelarias como de los impuestos sobre los productos comercializados, también reduce la intensidad de las evaluaciones socioeconómicas. Por otra parte, las mayores preocupaciones sobre temas como el medio ambiente y el desarrollo sustentable, las hacen más necesarias que antes.

Las industrias extractivas, tal como la del petróleo y gas natural, generan importantes productos energéticos para la economía global. La demanda de estos insumos permite incrementar, especialmente en los países en vías de desarrollo, los niveles de vida de sus pobladores. Asimismo, estas industrias generan importantes impactos ambientales y sociales en el largo plazo. En este contexto, el Banco Mundial mantiene una importante influencia a través de políticas ambientales y sociales, guías y procedimientos y los efectos demostrativos de sus proyectos, a pesar que ha experimentado grandes presiones en los recientes años, proveniente de sectores de la sociedad civil, las que a través de algunas organizaciones no gubernamentales (ONG's) presentaron, en su reunión anual del año 2000, un requerimiento a fin de detener el soporte de inversión a las industrias extractivas, debido a que desde su punto de vista, ésta generaba impactos ambientales y sociales adversos, en adición a los cambios climáticos resultantes del uso de los combustibles fósiles⁵⁹.

El Banco Mundial propone tres principales áreas de mejora:

⁵⁸ Ian Thompson, “Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del siglo XIX y una comparación entre esta y un caso del presente”, CEPAL, 2001.

⁵⁹ Banco Mundial, “Extractive Industries and Sustainable Development: An Evaluation Of World Bank Group Experience – 4 volumes”, Julio 2003.

MEJORA	DESCRIPCION
Formular una Estrategia Integrada	El Proyecto, sea o no financiado por el Banco, debería no solo proporcionar un adecuado TIR a los inversionistas, sino que también debería proporcionar ingresos a los gobiernos, mitigar efectos negativos ambientales y sociales y beneficiar a las comunidades locales.
Fortalecer Implementación de Proyectos	Considerando los potenciales impactos ambientales y sociales de la extracción y las controversias generadas en el sub-sector, El Banco considera necesario definir, monitorear, documentar y reportar sistemáticamente, sobre los impactos económicos, sociales y ambientales de sus proyectos. Específicamente la distribución de los beneficios identificados como un aspecto importante para el sub-sector, necesita ser explícitamente monitoreado y evaluado.
Involucrar a los Inversionistas	Mejorar la interacción entre inversionistas, comunidades locales y gobierno, tomando en cuenta sus impactos en la elaboración de los proyectos.

La IED y el Progreso Social⁶⁰

De acuerdo a lo mencionado por CEPAL (CEPAL, 2002), en términos económicos, el progreso social puede concebirse como el producto de tres factores básicos:

- (1) Una política social de largo plazo, destinada a incrementar la equidad y garantizar la inclusión;
- (2) Un crecimiento económico que genere un volumen adecuado de empleos de calidad; y,
- (3) Una reducción de la heterogeneidad estructural de los sectores productivos, que reduzca las brechas productivas entre distintas actividades económicas y distintos agentes.

Para alcanzar el progreso social, la política social debe guiarse por tres principios básicos: universalidad, solidaridad y eficiencia (CEPAL, 2000, cap. 3).

En los últimos años, han sido los instrumentos (focalización, criterios de equivalencia entre contribuciones y beneficios, descentralización, participación del sector privado) y no los principios, los que han guiado las reformas del sector social. Los instrumentos deben estar claramente subordinados a los principios señalados. Así, la focalización debe considerarse un instrumento para lograr que los servicios básicos tengan una cobertura universal y nunca como un sustituto de la universalidad. Los criterios de equivalencia no deberían entrar en contradicción con el principio de solidaridad.

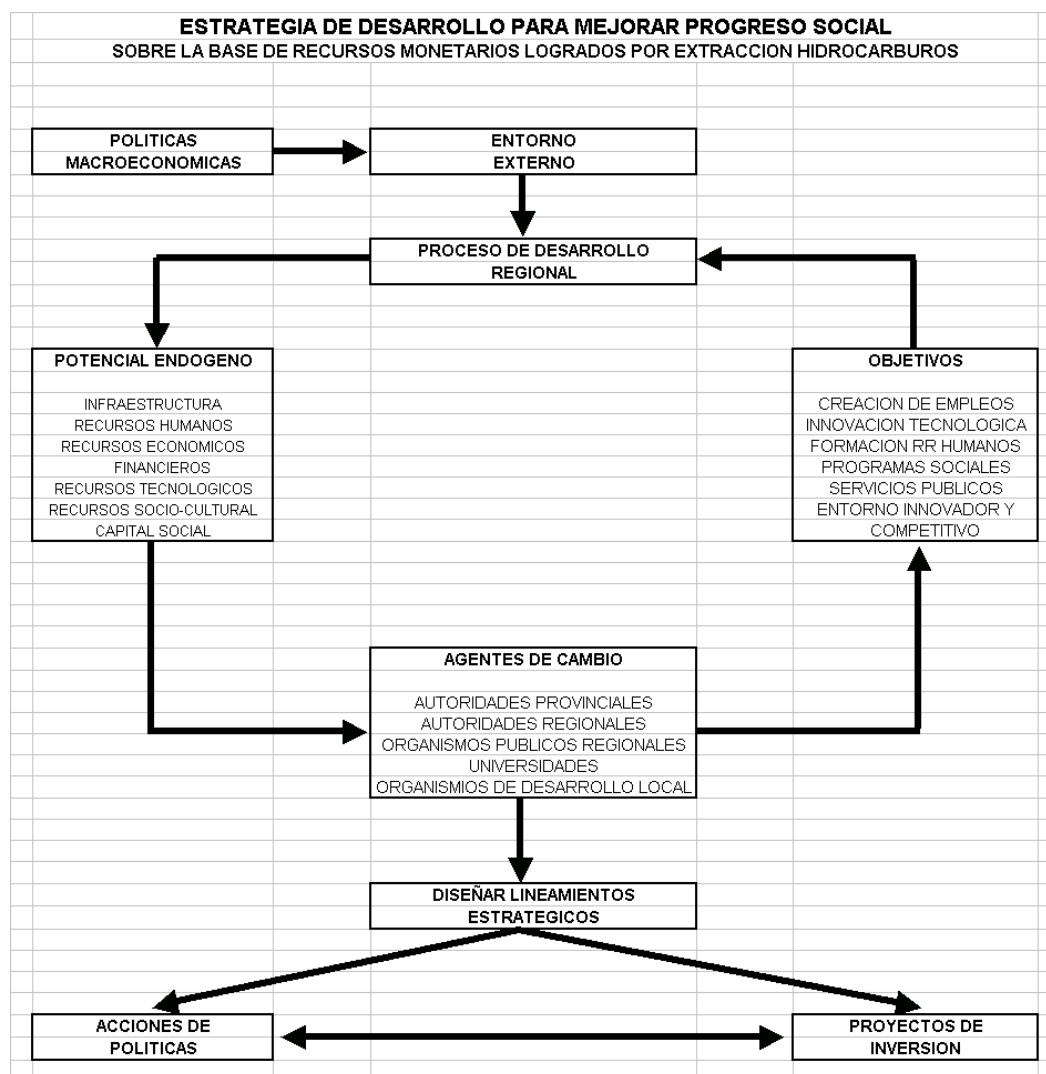
⁶⁰ ILPES – CEPAL, “Bases conceptuales para el ciclo de cursos sobre gerencia de proyectos y programas”, abril 2003, página 14-16.

La participación del sector privado, es un instrumento que contribuye a la eficiencia, al igual que la descentralización.

En este sentido, deben establecerse encadenamientos favorables de economía política, efectos positivos en el mercado de capitales y nexos entre cohesión social, inversión y productividad.

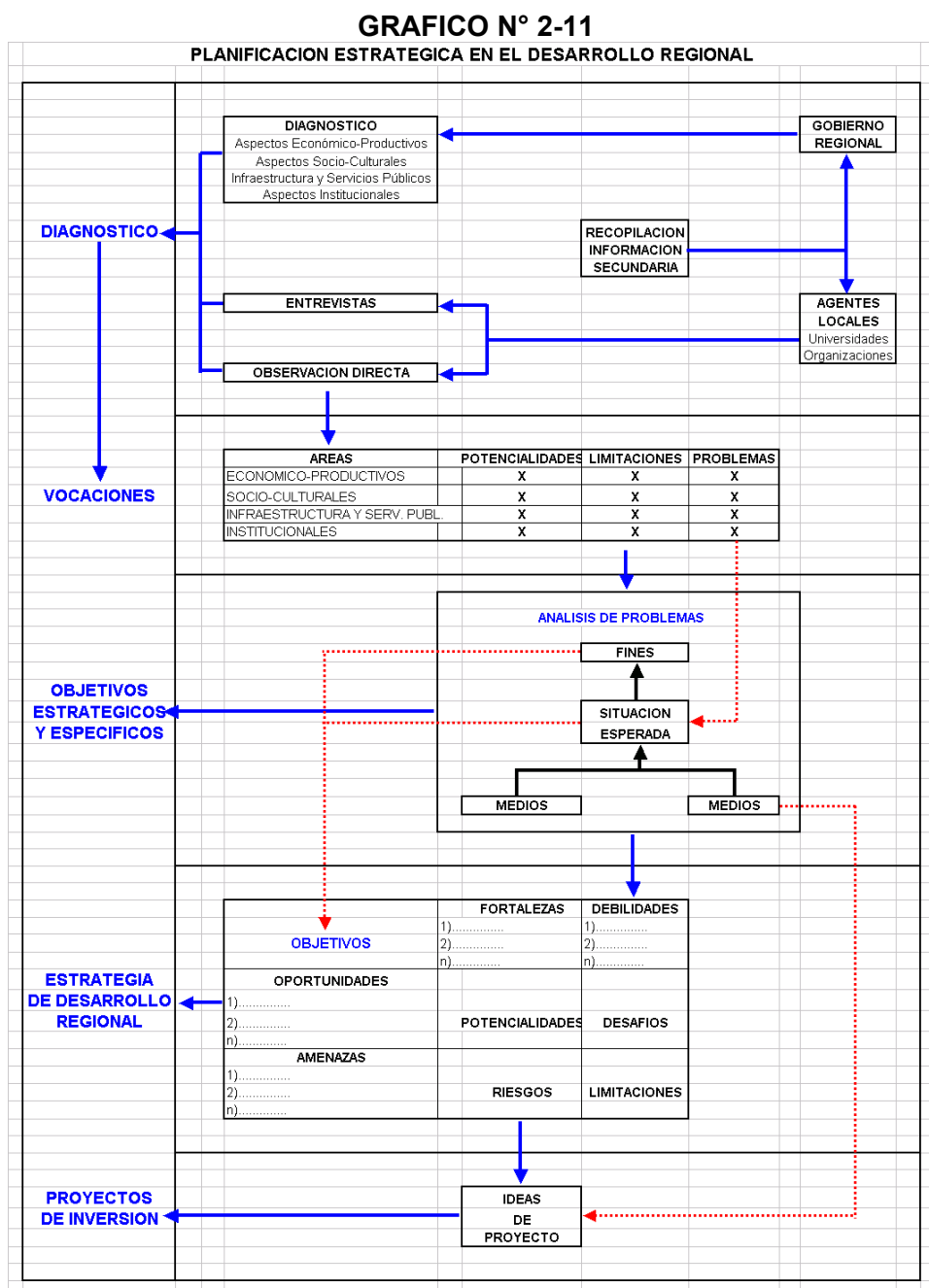
El gráfico 2-10 presenta un resumen esquemático de los pasos a seguir para la elaboración de una estrategia de desarrollo local.

GRAFICO N° 2-10



Adaptado de CEPAL, "Metodología para la elaboración de estrategias de desarrollo local", noviembre 2003.

En el gráfico 2-11 se presenta un esquema con las fases que componen un proceso de planificación estratégica con las actividades metodológicas que se asocian a cada una de ellas. Se proponen unos lineamientos estratégicos de desarrollo local, en un período de tiempo muy limitado (3 a 5 semanas), por parte de distintos actores de una localidad, y que permitan entregar ciertas ideas acerca de los caminos a seguir para lograr el proceso.



Fuente: CEPAL, "Metodología para la elaboración de estrategias de desarrollo local", noviembre 2003.

2.4.5.- EXTERNALIDADES E INTANGIBLES

Evaluación de Externalidades

Con la presencia de nuevos agentes económicos, mecanismos de alto contenido financiero y enfoques de libre mercado, se va transformando la economía peruana.

Los fundamentos del comercio exterior se han redimensionamiento en lo cuantitativo y geográfico. En lo financiero se refuerza el acceso a las fuentes externas de inversión en la economía real.

En este contexto es necesario llevar a cabo inversiones, que en lo económico y social aseguren la reproducción del proceso en magnitudes sustentables para el país. Este proceso irreversible de inversiones requiere de que los proyectos cuenten con un enfoque económico social y que involucren interrogantes tales como:

- ¿Cómo incorporar un nuevo enfoque económico social en el desarrollo de inversiones en la economía peruana que evalúen socialmente los proyectos que se generen en el presente y futuro inmediato?
- ¿Cómo incorporar en el proceso de evaluación aquellos efectos de naturaleza externa al ente ejecutor de la inversión?

Estas preguntas están relacionadas a un problema central: la valoración de las externalidades. Dentro del proceso de evaluación de inversiones con criterio económico social es importante comprender algunos aspectos relacionados con:

- Definición del ámbito de estudio de una inversión.
- Detectar los efectos positivos y negativos generados por la inversión.
- Intentar valorar aquellos efectos que aún quedando fuera del ámbito de estudio son importantes. Dentro de estos efectos uno de los de mayor complejidad en su determinación es el referido a las externalidades.

En la valoración económico social de una inversión deben tomarse en cuenta la mayor cantidad de agentes relacionados directa e indirectamente a la misma, ya sean beneficiosos o perjudiciales respecto a la idea proyecto. Este enfoque socioeconómico de la inversión va mas allá del marco del análisis financiero- empresarial, para ingresar en aspectos referidos a los impactos, incluso no monetarios pero sí percibidos, por los individuos y grupos humanos involucrados.

Por lo tanto es importante definir el ámbito de estudio, ya que este representará el 'espacio' físico, temporal y del conjunto de involucrados, dentro del cual serán evaluados los impactos provocados por la inversión.

La determinación de los límites del ámbito de estudio permite detectar aquellos efectos, que aún siendo de carácter externo, representan un efecto destacable del proyecto de inversión. Cuando las actividades de un agente económico, productor o consumidor, afectan las posibilidades de actividad de otro agente económico y quien provoca este efecto, no paga o cobra por ello, se está en presencia de una externalidad.

La práctica económica demuestra que en todo proceso de inversión, donde el beneficio adicional social por la entrada en funcionamiento de una nueva inversión sea distinto del beneficio adicional individual de los agentes implicados directamente en el análisis o donde el costo adicional social por similar proceso sea diferente al costo adicional individual, se encontrará operando una externalidad. La tarea de la ciencia económica es encontrar la magnitud de este efecto externo, para que aparezca internalizada o incorporada a la decisión final de 'hacer o no hacer' la inversión.

En términos analíticos, se tiene que:

$$CmgS = CmgP + CmgE \quad (1)$$

$$BmgS = BmgP + BmgE \quad (2)$$

Según (1) la presencia de costos marginales externos generan que los costos sociales sean diferentes a los costos privados.

En (2) la presencia de beneficios externos imponen la diferencia entre beneficios privados y sociales en términos marginales o incrementales.

Evaluación de Intangibles

Todo proyecto de inversión genera efectos o impactos de naturaleza diversa, directos, indirectos, externos e intangibles. Estos últimos rebasan con mucho las posibilidades de su medición monetaria y sin embargo no considerarlos resulta pernicioso por lo que representan en los estados de ánimo y definitiva satisfacción de la población beneficiaria o perjudicada.

En la valoración económica pueden existir elementos perceptibles por una comunidad como perjuicio o beneficio, pero que al momento de su ponderación en unidades monetarias, sea imposible o altamente difícil materializarlo. En la economía contemporánea se hacen intentos, por llegar a aproximarse a métodos de medición que aborden los elementos cualitativos, pero siempre supeditados a una apreciación subjetiva de la realidad.

No contemplar lo subjetivo o intangible presente en determinados impactos de una inversión puede alejar de la práctica la mejor toma de decisión, por lo que es conveniente intentar alguna metodología que inserte lo cualitativo en lo cuantitativo.

Impactos tangibles e intangibles en el dilema de la evaluación social

Con la agregación de los efectos monetarios generados por una inversión denominados directos, indirectos y externalidades, se puede llegar a alcanzar un nivel de valuación del beneficio neto social en términos del Valor Actual Neto social, por ejemplo. A partir de conocer el VAN_s, la consideración de los efectos intangibles conduce a un enfoque crítico de la solución, tal como se esquematiza en la Tabla N° 2-4.

Tabla N° 2-4
MATRIZ DE DECISIÓN CON CRITERIOS TANGIBLES E INTANGIBLES

	VANS > 0	VANS < 0
INTANGIBLES (+)	1 Aprobación del Proyecto	2 Dilema
INTANGIBLES (-)	3 Dilema	4 Descartar Proyecto

Los cuadrantes (1) y (4) constituyen situaciones de menor complejidad puesto que, en lo cuantitativo y cualitativo hay coincidencia en la decisión; no así en los cuadrantes (2) y (3) donde se da una disyuntiva alternativa. Si en (3) se decide rechazar la inversión habrá que asumir las pérdidas de oportunidad social por mayor peso en los perjuicios intangibles. En (4) si se decide aceptar la inversión será necesario argumentar los costos sociales de la decisión por una mejora en factores subjetivos de la colectividad en que se incurrirán.

Incorporación de efectos intangibles en evaluación social

En los impactos intangibles dado su alto componente subjetivo, es conveniente establecer criterios de percepción y comparación en los agentes impactados por este tipo de efecto, de modo que los mismos lleguen a reconocer cuándo han sido más o menos impactados por este efecto, y por ello con qué alternativa de proyecto preferirían convivir si resultara indispensable materializar alguna de estas.

La valoración de los efectos intangibles no tiene un esquema rígido y de hecho presenta graves dificultades metodológicas. Estos tipos de efectos poseen alto contenido de subjetividad.

Las valoraciones estrictamente monetarias para definir la factibilidad económico social de una inversión es una opción restringida de medición de impactos generados por ésta.

Es conveniente considerar a los intangibles pero bajo su real y efectiva estimación y no sobre la base de un juicio empírico del evaluador o tomador de decisión. Considerar los efectos intangibles impone la necesidad de sistematizar en un método,

mediante la medición indirecta por encuestas para tratar de encontrar un referente de valoración necesario y justo.

La incorporación de efectos intangibles en proyectos de inversión, al medir su viabilidad económica social, puede representar importantes matices y consideraciones de política que repercutan en cambios finales en inversiones aprobadas y/o rechazadas.

2.4.6.- LA IMPORTANCIA DE LA IED Y SU IMPACTO SOCIAL

La inversión extranjera directa (IED) es el más significativo tipo de flujo de capital hacia los países en vías de desarrollo, porque representan un alto porcentaje de la inversión directa. A pesar que la IED puede generar importantes beneficios económicos tales como generación de empleo y crecimiento de las exportaciones, se presentan impactos ambientales y sociales. Se requiere que tanto por parte de los inversionistas y los países huéspedes se aseguren los beneficios económicos de la IED sin generar una mayor brecha entre ricos y pobres o dañar el ambiente.

Los aspectos positivos de la IED incluyen su estabilidad en comparación con otros tipos de flujo de capitales y el acceso a este trae experiencia técnica y gerencial, tecnología y mercados. Esto puede conducir a crecimiento económico, generación de empleo y alivio de la pobreza tanto directa como indirectamente a través de efectos multiplicadores sobre las empresas locales e ingresos para el gobierno. Esto también puede ser benéfico para el ambiente como consecuencia del uso de tecnología limpia, presiones para el eficiente uso de los recursos y políticas de compañías multinacionales que operan con estándares internacionales uniformes.

Las preocupaciones de la IED se enfocan en la existencia de muchas empresas foráneas, confianza en las importaciones y su mínimo enlace al resto de la economía local. En este sentido, los gobiernos ofrecer generosos incentivos financieros para atraer la inversión hacia el interior del país mientras que los inversionistas buscan países con estándares ambientales y sociales menos rigurosos o persuaden a los gobiernos para reducir los estándares como condición de la inversión.

El hecho de que prevalezcan los aspectos positivos o negativos de la IED depende de las políticas fijadas por el país anfitrión, la filosofía del negocio de la compañía inversionista y de las instituciones financieras que la apoyan, y del contexto político internacional. Los acuerdos internacionales sobre IED pueden afectar positivamente o negativamente la capacidad de los países en vías de desarrollo, en lo referente a fijar políticas internas que asegure que la inversión a efectuarse contribuye al desarrollo sostenible.

El Rol de las Instituciones Financieras en la promoción de una sostenible IED

Muchas decisiones corporativas sobre IED involucran la participación de una institución financiera ya sea directamente a través de la provisión de un préstamo para cubrir los costos del proyecto, o indirectamente a través por ejemplo de una provisión de seguro por riesgo. Las instituciones financieras tal como agencias de crédito a la exportación, bancos comerciales o fondos privados, pueden tener una potencial influencia sobre la dirección de la IED y la forma que esta toma.

Estas instituciones han cambiado la forma y el concepto de la toma de decisiones financiera y algunas de ellas han introducido procedimientos para la evaluación ambiental y social. Esto es una respuesta a factores tales como: mayor control por parte de las ONG, mayor conciencia de las implicancias financieras sobre el ambiente y riesgo de su reputación, reconocimiento de oportunidades de negocio ambiental y políticas de gobierno tanto en los países de origen y receptor.

Existe una evidencia cada vez mayor que las compañías que practican una responsabilidad social en el ámbito corporativo reciben beneficios que pueden afectar su rendimiento financiero. Pueden reducir costos e incrementar la productividad a través de procesos de producción limpios y buenas condiciones de trabajo, reducción de la exposición al riesgo ambiental, acceso a nuevos mercados y mejorar o mantener su reputación. Estos beneficios finalmente se convierten en mayor rentabilidad y menores riesgos para las instituciones financieras que respaldan a estas compañías.

Inversión social del Sector Privado

Las inversiones sociales abarcan el rango de actividades de desarrollo comunal emprendidas por las corporaciones de petróleo y gas para maximizar los beneficios ambientales, sociales y económicos de sus operaciones. Estas inversiones ayudan a compensar cualquier impacto negativo, y a la vez pueden resaltar los aspectos positivos - sociales, económicos y ambientales - de la actividad y contribuyen a satisfacer algunas expectativas locales. Desde una perspectiva corporativa, las inversiones sociales son un importante componente de la "licencia para operar" y pueden también traer el beneficio de una buena reputación.

Las inversiones sociales buscan incrementar los niveles de capital productivo humano, social, y ambiental en las áreas de actividad de petróleo y gas, tal como el caso de:

- (a) **Capital Productivo:** Relacionado a programas que mejoran la infraestructura social de la región tal como: carreteras, disponibilidad de energía, escuelas, hospitales, vivienda.
- (b) **Capital Ambiental:** Referido a programas que alienten la protección ambiental y su mejoramiento (por ejemplo, protección de biodiversidad,

protección de los usos tradicionales, el reciclado en la comunidad, la reforestación, protección contra la erosión, protección marina)

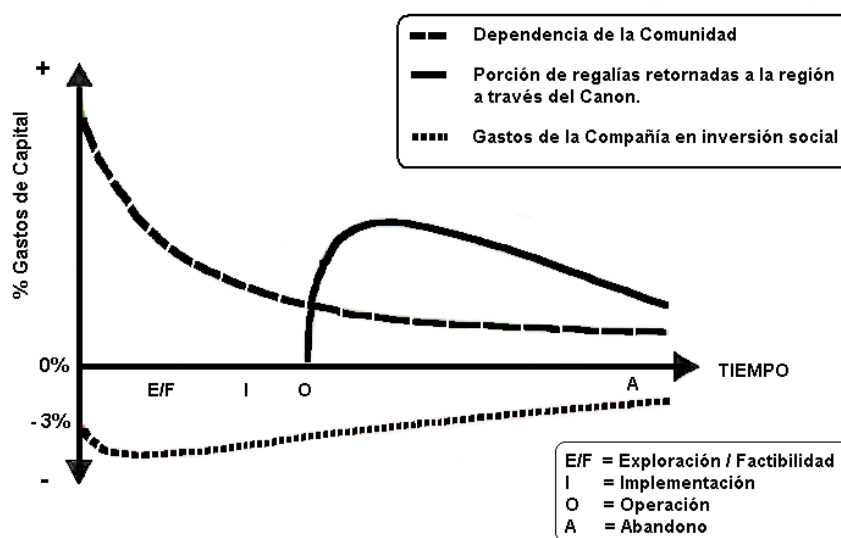
- (c) **Capital Social:** Relacionado a programas que crean capacidades en la comunidad, las ONGs, y refuerzan la capacidad gubernamental tal como por ejemplo: entrenamiento en EIA, diagnósticos/trabajo de talleres, procesos de toma de decisiones, planificación regional.
- (c) **Capital Humano:** Tal como programas que llevan a cabo mejoras en los niveles de salud, educación, y subsistencia tal como: micro-crédito y programas de desarrollo empresarial, programas de vacunación, programas de alfabetización.

Las inversiones sociales frecuentemente son emprendidas en asociación con las organizaciones gubernamentales y no gubernamentales con base comunal. Estas asociaciones surgen después de una consulta extensiva y de crear una relación de confianza. Aunque las inversiones sociales involucran una contribución financiera de parte de la compañía, también pueden incluir el manejo administrado de algunas de las instalaciones de la compañía tal como las instalaciones de salud y productos como paneles solares, así como los recursos y habilidades humanas. Para evitar la dependencia, cualquier empleo de las instalaciones de la compañía debe ser considerado como parte de un programa de transición a largo plazo.

El Gráfico N° 2-12 ilustra esquemáticamente los roles y responsabilidades de las compañías y de otros socios en el área de inversión social, durante el ciclo de vida de una actividad típica de petróleo y gas.

GRAFICO N° 2-12

INVERSION SOCIAL DURANTE EL CICLO DEL PROYECTO



2.4.7 LA EVALUACION SOCIOECONOMICA Y EL PLANEAMIENTO ESTRATEGICO

Los métodos de análisis social propuestos por OECD⁶¹, UNIDO⁶² y Squire-van der Tak⁶³ permiten evaluar los proyectos en términos de cuatro objetivos primarios: (1) eficiencia, (2) distribución, (3) crecimiento óptimo y (4) ingresos gubernamentales, lo cual es consistente con la metodología de planeamiento estratégico.

Los métodos mencionados son denominados de “análisis social” debido a que enfocan un análisis multi-objetivo, a diferencia de los métodos tradicionales que se enfocan en un solo objetivo (eficiencia económica) y que la tendencia es denominarlos simplemente análisis económico.

Desde el punto de vista teórico, la evaluación social de proyectos tiene como elemento base el Análisis Costo Beneficio (ACB), el cual se inicia con una discusión de objetivos y numerarios. Una vez conocido el numerario, se pueden derivar los precios cuenta y finalmente al comprender los objetivos de planeamiento estratégico para lo cual el numerario fue derivado es que se puede interpretar el significado de los cálculos de la evaluación del proyecto.

El planeamiento estratégico involucra tres elementos: (1) definición de metas y objetivos, (2) determinación de recursos disponibles para lograr los objetivos y (3) identificación de alternativas para usar los recursos disponibles en el logro de los objetivos. El ACB adiciona un modelo cuantitativo y optimizante al proceso de evaluación de alternativas en línea con los objetivos establecidos. El ACB coloca el proceso de planeamiento estratégico en un formato que clarifica el criterio de decisión y hace al proceso de decisión menos arbitrario y menos ambiguo, representando una declaración matemática del concepto de planificación estratégica en la toma de decisión.

Ward⁶⁴ propone cinco puntos que pueden ser útiles para comprender la relación entre las técnicas y conceptos del planeamiento estratégico y el ACB:

- (1) **Instrumento.-** Los proyectos representan instrumentos que son preparados en concordancia con los objetivos de planificación nacional,

⁶¹ OECD (Organisation for Economic Cooperation and Development), “Manual of industrial project analysis”, 1969.

⁶² UNIDO (United Nations Industrial Development Organization, “Guidelines for project evaluation”, 1972.

⁶³ Squire van del tak, “Economic analysis of project”, 1975.

⁶⁴ William Ward y Barry Deren, “The economic of project analysis – A Practitioner’s Guide”, the World Bank, 1997, página 143.

- (2) **Medida de Comparación.-** La unidad de cuenta o numerario mediante el cual los costos y beneficios son medidos, sirve como una medida de los objetivos de la planificación nacional. El numerario puede ser establecido en términos de divisas, ingreso gubernamental, disponibilidad a pagar por el consumo, unidad de inversión, etc., de tal manera que sea factible convertir todos los impactos del proyecto y compararlo en el ámbito de planes objetivos.
- (3) **Medida de Progreso.-** Los precios de cuenta (shadow prices) para los productos e insumos, miden el avance o progreso para alcanzar los objetivos de planificación nacional. Los beneficios representan un movimiento hacia adelante para alcanzar los objetivos y los costos representan un movimiento hacia atrás en el logro de objetivos. Estas medidas de progreso (costos y beneficios) son establecidas en unidades del numerario.
- (4) **Valorización de Alternativas.-** La valorización de las diferentes alternativas, como consecuencia de sus costos y beneficios expresados en numerario, son comparadas para seleccionar el mejor juego de alternativas que permiten lograr los objetivos de la planificación nacional.
- (5) **Costo de oportunidad.-** Un costo asociado con una alternativa será obtenido de un beneficio previsible de otra alternativa, para lo cual es necesario definir claramente la alternativa “sin proyecto”.

Desde el punto de vista práctico, en muchos países en vías de desarrollo existe escasez de proyectos mas que de capital (Ward, 1997), por lo cual cualquier proyecto parcialmente preparado consigue los fondos necesarios para su implementación. La planificación de proyectos tiende a ser “ad hoc” mas que estratégico y los numerarios son seleccionados sobre una base de objetivos de planificación “apropiados”.

Asimismo, existe el problema para alcanzar consenso en los objetivos de planificación entre las partes involucradas que mantienen intereses en los resultados y en el proceso de planificación. Estas partes involucradas la podemos dividir en tres grupos: (1) políticos sean o no democráticamente elegidos, (2) autoridades y agencias gubernamentales y (3) grupos diversos de la sociedad, quienes son los financistas y receptores de la actividad del gobierno.

2.4.8 LA EVALUACION SOCIOECONOMICA Y EL DESARROLLO ENERGETICO

Un objetivo común relacionado con la protección del clima global, desarrollo económico y social sustentable es el referido a una transformación productiva con equidad en los sectores energéticos, para lo cual se requiere de la participación del

gobierno a través de un marco regulatorio adecuado que permita a los consumidores tener la posibilidad de llevar a cabo una elección competitiva, a fin de mantener e incrementar el flujo de importantes inversiones hacia nuestro país.

En este sentido resulta importante resaltar la dependencia entre el desarrollo energético y la ampliación de la infraestructura social relacionado principalmente con obras de saneamiento, oferta de agua potable, educación y comunicaciones, especialmente en las áreas rurales y la periferia urbana. Es en este contexto que es fundamental tomar en consideración los aspectos siguientes:

- (a) **Ampliación del suministro energético.**- lo cual permitirá implementar proyectos de ampliación o nuevos proyectos de infraestructura social, los que aún son deficientes en nuestro país.
- (b) **Transformación del sector energético.**- tomando como base la transformación iniciada en los 90's, para mejorar el flujo de inversiones hacia nuestro país a través de empresas económicamente sólidas.
- (c) **Regionalización y Globalización.**- A partir de las experiencias obtenidas en la década de los 90's, transformar y modernizar nuestra legislación, de tal manera que incorpore aspectos tanto tácticos como estratégicos relacionados con integración vertical y concentración horizontal.
- (d) **Concentración de propiedad.**- Por la naturaleza de la actividad y por el ambiente de liberalización de los mercados, existe la tendencia de las compañías a concentrar la propiedad en las distintas etapas (explotación, transporte, transformación), por lo que es necesario establecer reglas de juego que nos permita lograr un equilibrio entre eficiencia económica y equidad.
- (e) **Implementación de mercado liberalizados.**- Para lo cual es necesario fortalecer y modernizar los entes reguladores que impidan o limiten el abuso del poder en el mercado, desincentiven la discriminación de su acceso y aseguren que los actores del mercado (usuarios y empresas) puedan operar en un campo de juego acercándose a lo ideal. Para esto es conveniente limitar o eliminar la interferencia política estatal, de tal manera que permita un manejo eficiente de aspectos microeconómicos, macroeconómicos y ambientales.
- (f) **Conflictos Regulatorios.**- Como consecuencia de los mercados liberalizados, se tiene el riesgo de captura de algunos de los actores predominantes del mercado (la de los reguladores), lo cual puede originar que se fortalezca el concepto de eficiencia financiera a expensas de la eficiencia económica y equitativa, lo cual conlleva a que no se lleva a cabo una óptima transferencia de las ganancias en eficiencia, a través

de un menor precio, una mayor calidad y extensión del servicio, tal como los casos de la falta de compensación adecuada ante el no cumplimiento de los suministradores de energía.

- (g) **Promoción de Mercado interno competitivo.**- De acuerdo a la experiencia, el promover un mercado interno competitivo no es un objetivo fácil de lograr en el corto plazo. La competencia actual permite a las empresas limitar la entrega de un mayor valor agregado en el servicio, incorporación inmediata de tecnologías modernas y la extensión apropiada del servicio mas allá de las áreas de interés comercial. Se requiere un marco regulatorio adecuado y la posibilidad de una elección competitiva, fortaleciendo a las instituciones regulatorias.

- (h) **Transferencia de beneficios de la inversión.**- Es conveniente una política definida y consistente en el largo plazo que permita una óptima transferencia de los beneficios de la inversión nacional y extranjera hacia la sociedad, ya sea a través de canon, regalías o impuestos. En este sentido, es necesario tomar en cuenta la necesidad de complementar la evaluación de proyectos con el enfoque social que resalte los aspectos de bienestar social, desarrollo económico sustentable y protección del patrimonio cultural y del medio ambiente, a fin de lograr una transformación productiva con equidad.

3.- DESARROLLO DE METODOLOGÍA

3.1.- OBJETIVO

En este capítulo, se tiene por objetivo desarrollar una metodología para evaluación socioeconómica de proyectos de explotación de hidrocarburos (recursos naturales no renovables), considerando que el inversionista o dueño del proyecto puede ser un nacional o extranjero, tomando en cuenta la teoría del "método de las distorsiones"⁶⁵, desarrollado por Harberger⁶⁶ y por Fontaine⁶⁷ para estimar los precios sociales y tomando como punto de partida los trabajos de Ferrá y Botteon⁶⁸.

La evaluación de proyectos de explotación de recursos naturales no renovables (entorno del sector petrolero⁶⁹), tiene algunas particularidades con relación a la de proyectos que se ejecutan dentro de un país. A lo largo del trabajo se analizan los aspectos metodológicos propios de este tipo de proyectos.

En este trabajo se analizan los beneficios y costos directos con efectos primarios y secundarios de un proyecto, se indica el impacto que el impuesto a las ganancias y las regalías tienen en el resultado de la evaluación y se estudian los efectos indirectos y las externalidades del proyecto.

Se aplica el análisis de efectos reales según si el bien producido y los insumos que utiliza el proyecto son domésticos o transables, y según las fuentes de distorsión existentes en los mercados relevantes. Se aplica asimismo el análisis de los efectos redistributivos, para los casos estudiados.

⁶⁵ El método de las distorsiones, está relacionado a la existencia de precios sociales que difieren de los precios reales debido a las distorsiones de los mercados. Este método forma parte del Enfoque de Equilibrio Parcial o también conocido como " Teoría del Bienestar aplicado", "Método de Harberger", ó "Método de la Universidad de Chicago".

⁶⁶ Harberger, Arnold, "Tres postulados básicos para la economía del bienestar aplicada: Un ensayo interpretativo"; Serie: Traducción – Sección Economía N° 118, Mendoza FCE, UNC, 1983

⁶⁷ Fontaine, Ernesto, "Evaluación Social de Proyectos", 12ª Edición, Alfaomega S.A., 2000.

⁶⁸ Ver 03 artículos en lo referido a BIBLIOGRAFIA REVISADA – ARTICULOS.

⁶⁹ CEPAL, "La competitividad de la Industria Petrolera Venezolana", 2000, ARTICULO, "LaCompetitividadDeLaIndustriaPetroleraVenezolana-CEPAL.pdf"

3.2.- PUNTO DE VISTA DE LA EVALUACION

Los puntos de vista a partir de los cuales se realiza el desarrollo de la metodología son:

- (.) Evaluación Privada, para el inversionista,
- (.) Evaluación Socioeconómica, desde el punto de vista del país.

Considerando dos casos básicos:

- (.) El dueño del proyecto es nacional,
- (.) El dueño del proyecto es extranjero.

Si se tiene una situación en la que intervienen en un mismo proyecto, inversionistas nacionales y extranjeros, la evaluación socioeconómica deberá considerar la participación porcentual de cada uno. En adición a los resultados de la evaluación socioeconómica, la evaluación desde el punto de vista privado es importante para determinar las condiciones en las cuales un inversionista privado estaría interesado en hacer la inversión.

3.3.- SUPUESTOS

El análisis se efectúa considerando los siguientes supuestos:

1. Los mercados no están distorsionados. Esto implica, entre otras cosas, que la curva de demanda doméstica del bien representa el beneficio marginal social del consumo del mismo, y que la curva de oferta doméstica representa el costo marginal social de producir el bien dentro del país.
2. Las curvas de demanda y de oferta domésticas tienen elasticidad-precio normales (es decir, ese parámetro no presenta valores extremos).
3. Las curvas de demanda y oferta son rectas en el tramo relevante, a fin de facilitar las expresiones matemáticas.
4. El tipo de cambio vigente no se modifica como consecuencia del proyecto.
5. Se consideran los siguientes aspectos relacionados con la actividad de explotación en nuestro país:
 - (.) El hidrocarburo en el subsuelo es de propiedad del Estado (Artículo 8°, de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221).
 - (.) El Contratista construye y opera la infraestructura necesaria para llevar a cabo la explotación de hidrocarburos dentro del Lote. Al final del

Contrato (30 años para el caso de explotación de petróleo y 40 años para el caso de explotación de gas natural) todos los activos y la operación son transferidos al Estado.

- (.) El Contratista puede ser nacional o extranjero con relación al país. En ambos casos paga una regalía al estado.
- (.) El mercado actual de hidrocarburos actúa en condiciones similares a la competencia perfecta.
- (.) No existen subsidios.
- (.) El Contratista (Productor / Inversionista) tiene libre disponibilidad del hidrocarburo producido y no hay restricción al flujo de capitales.
- (.) La importación de petróleo crudo esta sujeto a un arancel (Ad-Valorem) del 12%. Para productos desde Venezuela y Ecuador (CAN) hay un descuento del 20%, por lo que el arancel es de 9.6%.
- (.) El Perú es un país “tomador” de precios y existe el Precio de Paridad de Importación, el Precio de Paridad de Exportación y el precio de venta de petróleo crudo a las Refinerías.

3.4.- CONSIDERACIONES ADICIONALES

Dado que la colocación del recurso en el mercado requiere de una determinada infraestructura (ductos: oleoductos, gasoductos y poliductos) para su transporte, en el caso del petróleo y líquidos del gas natural, estos son comercializados internacionalmente y en el caso del gas es comercializado sólo entre ciudades relativamente cercanas, lo cual lo convierte en un bien comerciable “regionalmente”.

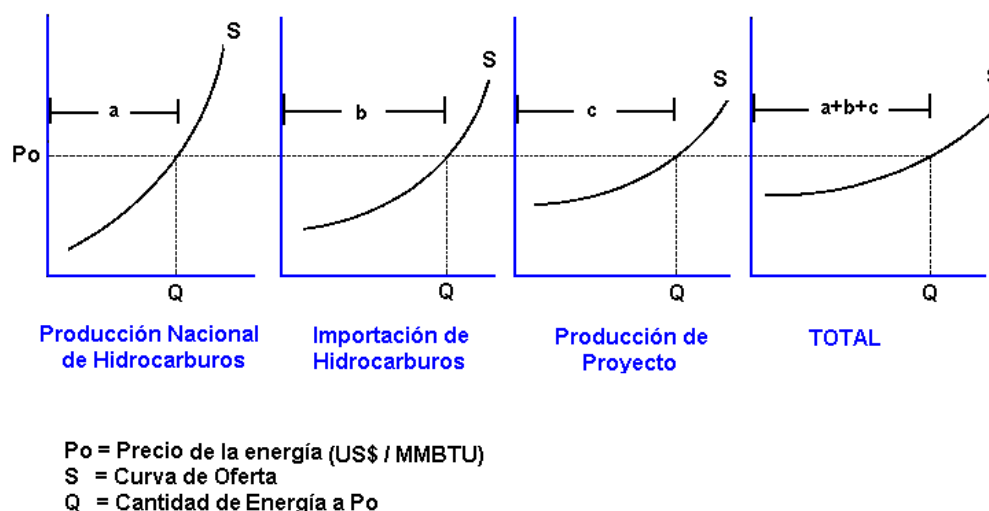
Las curvas de oferta y demanda se encuentran expresadas en dólares de los Estados Unidos US\$ (Numerario), lo cual es una expresión de divisas. La divisa se define como la moneda con la que se comercia con el resto del mundo.

En el mercado peruano, la oferta de hidrocarburos proviene principalmente de 02 fuentes: (1) producción nacional de hidrocarburos, e (2) importación de hidrocarburos. El consumo energético de petróleo y gas natural conlleva aspectos de importancia social, especialmente en lo referente a desarrollo sustentable.

La Figura 3-1 muestra los componentes mencionados, los que sumados horizontalmente conformarán la oferta total de hidrocarburos en el mercado peruano, considerándose que las curvas de oferta para el petróleo y gas son continuas y con pendiente ascendente. Se asume que el mercado internacional actúa tan similar como un sistema competitivo local, al considerar la demanda nacional muy pequeña con

relación a la demanda internacional..

FIGURA N° 3-1
COMPONENTES DE LA OFERTA NACIONAL DE
ENERGIA POR HIDROCARBUROS



3.5.- DESARROLLO TEORICO

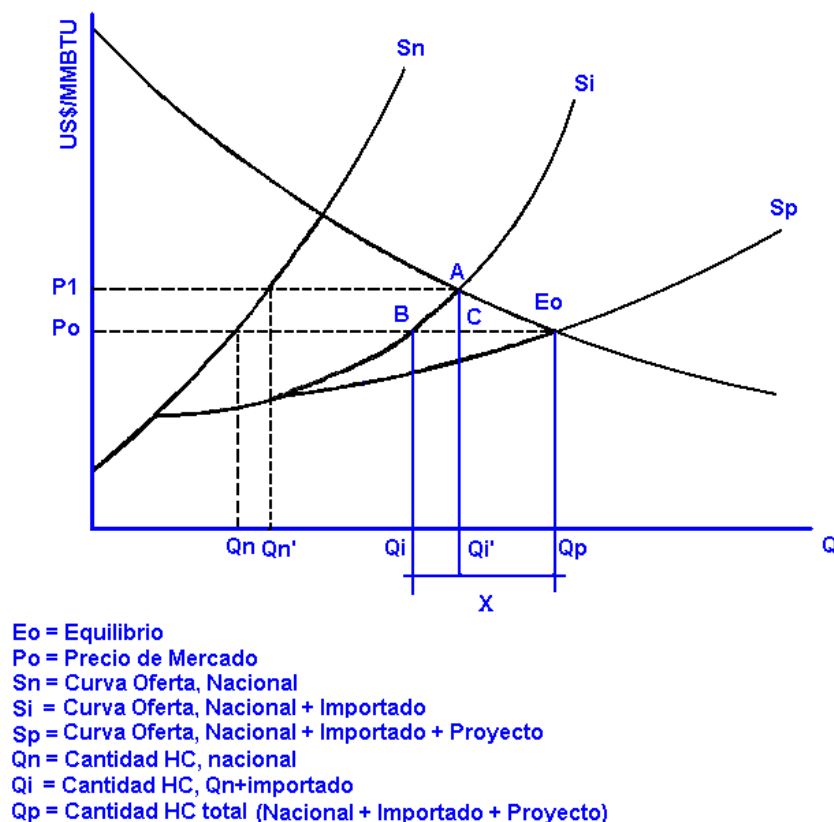
Para efectos del desarrollo teórico, consideraremos inicialmente la implementación de un proyecto en un ambiente de “formador de precios”. Posteriormente, se considerará la implementación de un proyecto en un ambiente “tomador de precios”.

3.5.1.- Aspectos Microeconómicos

El equilibrio del mercado se verá afectado, ante la aparición de un Proyecto que produzca X unidades de hidrocarburos (petróleo y/o gas). Para simular la aparición del mismo, a la curva de oferta sin proyecto (es decir, la de los productores distintos del dueño del proyecto) denominada S_i en el Gráfico N° 3-2, se le suma la cantidad que produce el proyecto con lo cual se obtiene la curva S_p , y queda determinado el nuevo precio de demanda y de oferta, P_o . La nueva cantidad transada es Q_p . En el gráfico N° 3-2, la curva de oferta se desplazará de S_i a S_p (o lo que sería igual a $S_i + X$), el precio del producto bajará desde P_1 hasta P_o ; la disponibilidad total del bien “Energía de Hidrocarburos” aumentará desde Q_i' hasta Q_p y se logrará una sustitución de combustibles importados entre Q_i y Q_i' .

Los efectos que tiene la ejecución del proyecto sobre las variables relevantes de este mercado son los siguientes: disminuye el precio de demanda y el de oferta y aumenta la cantidad consumida y la cantidad producida total en el mercado, pero los otros productores producen menos que en la situación sin proyecto.

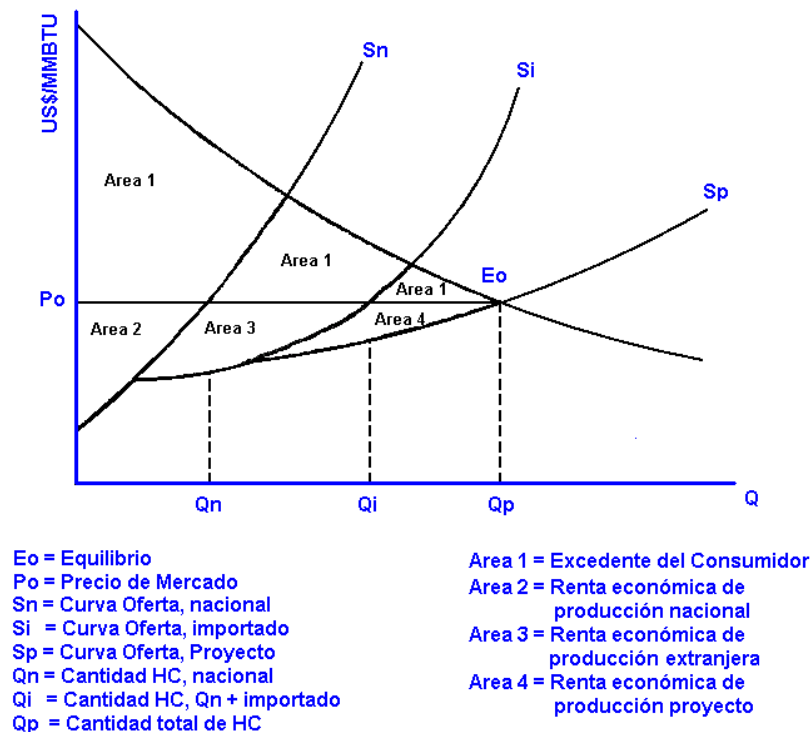
GRAFICO N° 3-2
CURVA DE OFERTA AGREGADA



El gráfico N° 3-2 ilustra que por el lado del consumidor, la disponibilidad de “Energía por Hidrocarburos” tiene un valor social que se puede calcular por el área bajo la curva de demanda entre los puntos **QpEoAQi'**. Por el lado del importador, se liberan recursos debido a la sustitución de hidrocarburos importados por hidrocarburos producidos en el país, según el área bajo la curva de oferta entre **QiBAQi'**.

El Gráfico N° 3-3 proporciona una descripción detallada de la combinación de los tres componentes formando una curva de oferta. Cuando la demanda nacional intercepta a la curva de oferta total en **Eo**, la producción nacional proporciona hidrocarburos entre **0** a **Qn**, la importación de hidrocarburos se sitúa entre **Qn** a **Qi**, y el ingreso a producción del proyecto proporcionará entre **Qi** a **Qp** (las cantidades no han sido dibujadas a escala).

FIGURA N° 3-3
CURVA DE OFERTA AGREGADA



El beneficio total de la producción consiste de la renta económica (excedente del productor) más el excedente del consumidor. Los aspectos relacionados con el ahorro de divisas debido a la sustitución de hidrocarburo importado por nacional, se incorporan al momento de efectuar la cuantificación del área **Q_iBAQ_i'**.

3.5.1.1.- Efectos Reales

La renta económica puede ser definida como la diferencia entre el ingreso total obtenido por los productores y el costo total de la producción que incluye la ganancia al trabajo, al dinero, a los bienes de capital, administración y otros factores de la producción⁷⁰.

La renta económica es distribuida de la forma siguiente: (1) Para el Estado: Regalía⁷¹ e Impuestos y (2) Para el inversionista: Utilidades. El excedente del consumidor es la

⁷⁰ University of Princeton, "Economic Factors", Oil & Gas Faculty, ARTICULO, "Princeton-Oil&Gas-EconomicFactor-Chapter05.pdf".

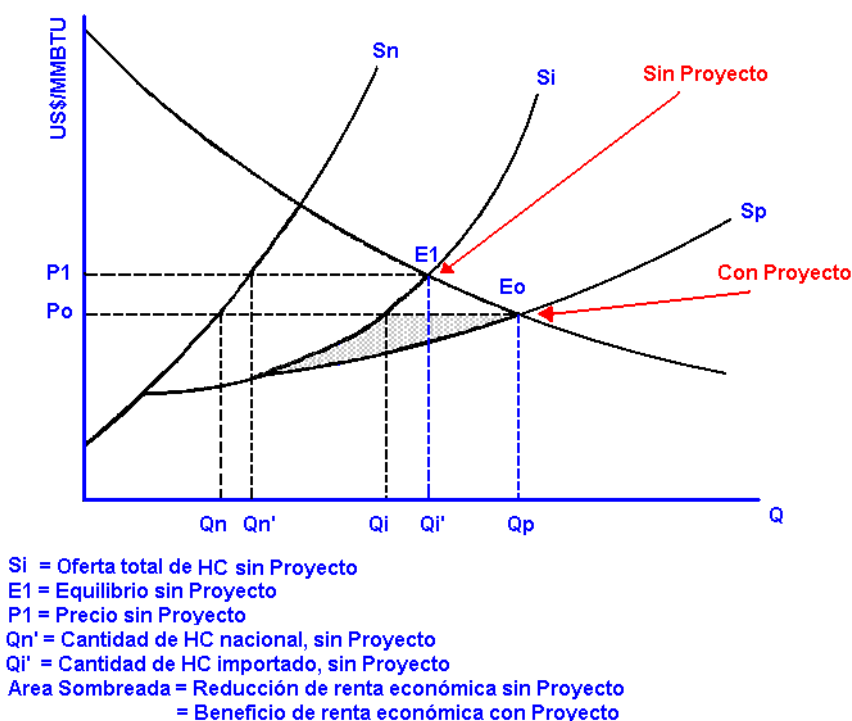
⁷¹ En la legislación internacional se entiende como el derecho que tiene el Estado de percibir una contraprestación económica por ser la propietaria de los recursos naturales.

diferencia entre el máximo que el consumidor estaría dispuesto a pagar por la energía y lo que actualmente tienen que pagar a precio de mercado. De esta manera, los consumidores se benefician por esta cantidad, comparada a la que ellos podrían ser forzados a pagar en una economía no competitiva. En el Gráfico N° 3-3, el área 1 que se encuentra sobre la línea del precio inicial (P_0) representa el excedente del consumidor. Las áreas 2, 3 y 4 que se encuentran debajo de P_0 representan la renta económica.

La comparación del mercado sin el proyecto, al mercado con el proyecto pueden ayudar a identificar los beneficios de la producción. El Gráfico N° 3-4 ilustra la situación con proyecto y sin proyecto. Comparado con el Gráfico N° 3-3, la curva de oferta total se mueve hacia arriba en una cantidad equivalente a la pérdida de la producción del Proyecto y el nuevo equilibrio ocurre a **E1**. Sin la producción del Proyecto, la sociedad experimenta una reducción en la renta económica representado por el área sombreada. Esta reducción, es equivalente a la medida del beneficio debido a una producción continua proveniente del Proyecto.

GRAFICO N° 3-4

EFFECTO DEL PROYECTO SOBRE LA RENTA ECONOMICA



Podemos obtener un estimado de la renta económica bruta - REB (regalía e

impuestos para el estado y utilidades del inversionista) como consecuencia de la implementación del proyecto, equivalente al área sombreada en el Gráfico N° 3-4, lográndose:

$$REB = \sum_{t=0}^n \left[\frac{[(Qoil_t \cdot Poil_t) + (Qgas_t \cdot Pgas_t)] - C_{it}}{(1+r)^t} \right] \quad (1)$$

donde:

REB	= Estimado del valor presente neto de la renta económica bruta. También podemos denominarlo como "Valor económico neto-VEN" debido a la implementación del Proyecto (explotación de hidrocarburos).
Qoil _t	= Producción esperada de petróleo, del Proyecto en el año t.
Poil _t	= Precio esperado del petróleo, en el año t.
Qgas _t	= Producción esperada de gas, del Proyecto en el año t.
Pgas _t	= Precio esperado del gas, en el año t.
Ci _t	= Costos de operación, desarrollo y exploración, sin considerar transferencias al Gobierno,
r	= tasa social de descuento,
n	= años de producción asociado al Lote o yacimiento,

y la producción del proyecto es:

$$Qoil + Qgas = (Qp - Qi) = X = \text{Producción Proyecto}$$

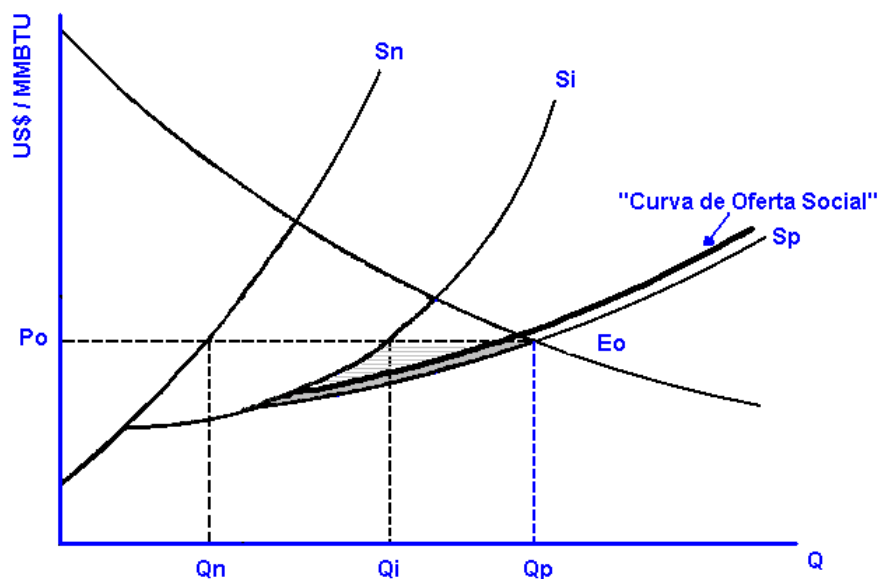
El REB definido de esta manera, representa la renta económica que se obtendría por la producción del Proyecto y representa la Regalía e impuestos para el estado y las utilidades para los inversionistas. Se puede establecer medidas de la renta económica esperada de una manera mas completa, si es que fuera factible incorporar la incertidumbre de los precios futuros, costos y otros factores tales como la velocidad de crecimiento del mercado.

Adicionalmente, la producción de hidrocarburos del Proyecto impone costos ambientales externos a la sociedad. Estos costos están relacionados a: polución del aire, contaminación de los ríos, riesgos de colonización por parte de madereros en las zonas cercanas al proyecto, etc. Las regulaciones actuales han "internalizado" muchos de estos costos en las tareas de fiscalización por parte de los organismos supervisores; sin embargo, otros no han sido aún tomados en cuenta. En el Gráfico N° 3-5, las externalidades que no han sido "internalizadas", son representadas por una curva que se mueve de forma ascendente (no a escala) a la curva de oferta, denominada la "curva de oferta social" que incluye el costo total para la sociedad, como consecuencia de la producción de hidrocarburos del Proyecto.

El riesgo percibido por los costos ambientales y la interacción con las comunidades nativas, influencia el proceso político para limitar la disponibilidad de Lotes para la exploración y explotación de hidrocarburos. No obstante, el proceso de producción del Proyecto se estructura de tal manera que los costos ambientales externos asociados con este proceso, y que actualmente ocurren, no tengan influencia medible en la producción. De acuerdo con la relación costo y ambiente, los costos ambientales reducen la renta de la sociedad debido al impacto de la producción del Proyecto, tal como se muestra por el área sombreada en el Gráfico N° 3-5. Por lo tanto, la renta económica neta como consecuencia del Proyecto esta representada por el área superior sombreada.

Por otro lado, la producción nacional y el hidrocarburo importado también imponen costos externos. Un análisis de equilibrio general que incluya todas las externalidades con todos los sustitutos y complementos podría obtener un resultado detallado, pero no significativamente diferente al obtenido por el Estudio.

GRAFICO N° 3-5
COSTO SOCIAL Y AMBIENTAL DEBIDO A LA PRODUCCION DEL PROYECTO



Area Achurada Superior = Renta económica neta del Proyecto
Area Achurada Inferior = Costo social y ambiental por la producción del Proyecto

Los costos ambientales del proyecto pueden considerarse como iguales a:

$$Ei = \sum_{t=1}^n \left[\frac{E_t}{(1+r)^t} \right] \quad (2)$$

donde:

E_t = costo para la sociedad como consecuencia de la externalidad ambiental que ocurre en el Proyecto.

Por lo tanto, la renta económica para la sociedad, generada por el proyecto implementado es:

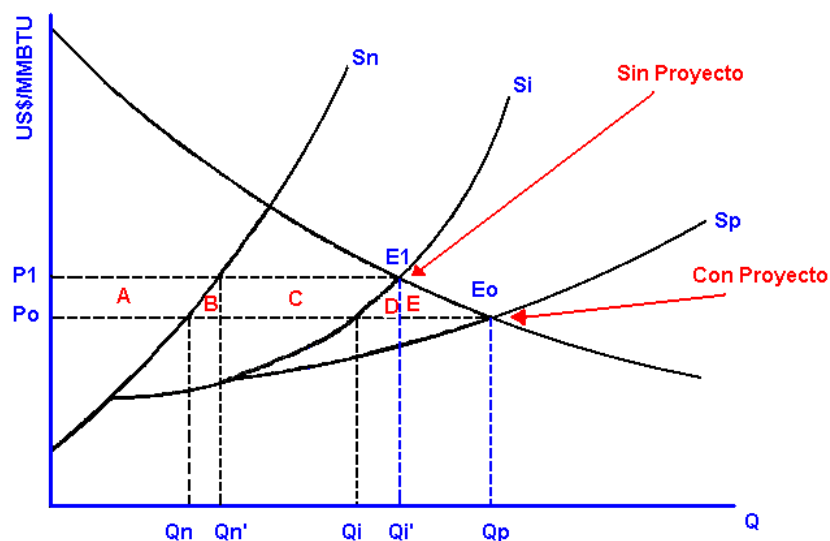
$$RES_i = REB_i - E_i \quad (3)$$

3.5.1.2.- Efectos Redistributivos

En adición a la renta económica para la sociedad, el hidrocarburo producido por el Proyecto también contribuye al excedente del consumidor. En el Gráfico N° 3-6 (similar al Gráfico N° 3-4), si no se tuviera la producción del Proyecto, el excedente del consumidor se reduce, tal como se muestra por las áreas denominadas A, B, C, D y E limitadas por **P1**, **E1**, **E0**, y **P0**. Esto ocurre debido a que la curva de oferta asciende hacia la izquierda y corta a la curva de demanda en un nuevo y mayor precio (**P1**). Este mayor precio reduce el excedente del consumidor.

GRAFICO N° 3-6

EFFECTO DEL PROYECTO SOBRE EXCEDENTE DEL CONSUMIDOR



- Area A = Transferencia del Consumidor hacia el productor nacional
- Area B = Costo adicional del productor nacional
- Area C = Transferencia de renta al productor extranjero.
- Area D = Costo adicional para incrementar la producción importada.
- Area E = Pérdida neta global del excedente del consumidor.

La porción que corresponde a la disminución del excedente del consumidor es el área “A” del Gráfico N° 3-6, y si fuera el caso de un productor (inversionista) nacional, esto no sería una pérdida para la economía. Esto sería una transferencia del consumidor al productor nacional quien lo agrega a su renta económica.

El área “B” representa el costo adicional incurrido por los productores nacionales para incrementar la producción.

El área “C” representa la renta económica transferida a los productores extranjeros como consecuencia de la compra de hidrocarburos importados. El área “D” representa el costo adicional que se paga por el incremento de la producción importada. El área “E” representa la pérdida neta global del excedente del consumidor.

En consecuencia, la pérdida neta del excedente del consumidor en la economía es igual a todas las siguientes áreas (B+C+D+E). Los aspectos relacionados con el costo por el uso de divisas debido a la importación de hidrocarburos están incorporados en las áreas “C” y “D”.

3.5.2.- Aspectos Macroeconómicos

El análisis costo beneficio (ACB) normalmente ignora los impactos macroeconómicos que se originan por la decisión de implementación del Proyecto. Sin embargo, existen excepciones, tal como las políticas impositivas relacionadas con los hidrocarburos, que pueden ser macroeconómicas por su propia naturaleza, ya que la decisión podría influir en el precio que constituye un porcentaje importante del consumo total del país.

Los costos que los altos precios del petróleo imponen a la macroeconomía pueden ser importantes, a pesar que podrían ser transitorios. Por ejemplo, el crecimiento económico puede retardarse cuando las industrias que usan petróleo como un “input” mayor, no pueden implementar cambios tecnológicos inmediatamente. El trabajo y otros recursos, como consecuencia de los altos precios del petróleo, pueden incurrir en costos friccionales cuando no pueden volver a trabajar inmediatamente.

Asimismo, los altos precios del petróleo, tienen un efecto depresivo en el ingreso doméstico real, originando disminución en la tasa de ahorro doméstico y reduciendo los fondos disponibles para inversión. Los altos precios del petróleo pueden contribuir a la inflación. Las políticas para combatir la inflación usualmente conducen a desempleo adicional que incrementa los problemas con recursos ociosos y pérdida de producción. Finalmente, incremento en los costos de las importaciones puede conducir a devaluar la moneda con respecto al dólar, generándose incremento de precios de los bienes importados y la reducción del bienestar del consumidor.

Se podría utilizar un modelo que estima el impacto macroeconómico directamente a través de su efecto neto en el ingreso nacional. Para construir tal modelo se podría asumir que la relación entre el ingreso nacional y el precio del petróleo en el momento

0, se ajusta localmente a una función⁷² de elasticidad constante de la forma:

$$N_0 = \alpha \cdot P_0^\varepsilon$$

Donde:

α es una constante y ε es la elasticidad precio del petróleo – ingreso nacional.

El problema es medir cómo un cambio en el precio del petróleo influencia al ingreso nacional.

En este caso, sin la contribución del proyecto, el mercado de hidrocarburos podría ir a un nuevo y mayor precio (P1). Si la suposición de una elasticidad localmente constante se mantiene:

$$N_1 = \alpha \cdot P_1^\varepsilon$$

Restando N_1 de N_0 , se obtiene:

$$N_0 - N_1 = \alpha P_0^\varepsilon - \alpha P_1^\varepsilon$$

$$N_0 - N_1 = \alpha (P_0^\varepsilon - P_1^\varepsilon)$$

El uso de la ecuación de $(N_0 - N_1)$, para estimar los beneficios macroeconómicos, involucra la aceptación de la suposición representada por la ecuación de N_0 . Se requiere conocer si existe una elasticidad precio del hidrocarburo – ingreso nacional, lo cual dependerá de que tan importante es el petróleo para la economía, de tal manera que un cambio en su precio conlleve a efectos macroeconómicos medibles.

Otro aspecto importante es que si la elasticidad Precio – Ingreso Nacional mantiene su estabilidad. Algunos observadores creen que solo ocurren impactos medibles en la macroeconomía cuando los precios tienen cambios notables y no incrementos en el largo plazo. En otras palabras, un efecto macroeconómico ocurrirá solo en el caso de un cierre masivo de los pozos productores o un repentino incremento de un tipo de experiencia.

Además, aun cuando aceptemos la exactitud de la elasticidad Precio – Ingreso Nacional, esto se aplica a un solo estado de tecnología.

⁷² Esto puede ser deducido de los modelos MULTIMOD, MSG2 y OECD, cuyo análisis y resultados son publicados en "The impact of higher oil prices on the global economy", IMF, diciembre 2000, 46 páginas, ARTICULO, "TheImpactHigherOilPricesGlobalEconomyIMF.pdf".

Además, un impacto empíricamente observado de un cambio en el precio del petróleo sobre el ingreso nacional podría ser un efecto de ingreso microeconómico, el cual es considerado como renta económica y excedente del consumidor. Finalmente, la comparación del corto plazo y largo plazo, puede ser inconsistente entre los estimados microeconómico y macroeconómico.

Un incremento en los precios del petróleo, tendrá un mayor impacto en el ingreso nacional durante un período de estabilidad del precio que durante un período de relativa inestabilidad del precio.

Para el caso de este trabajo, y considerando que el mercado actual del petróleo se caracteriza por su inestabilidad en el precio, no puede lograrse empíricamente la relación macroeconómica entre los precios del petróleo y el ingreso nacional. Por lo tanto, los beneficios macroeconómicos atribuibles a un proyecto de explotación de hidrocarburos no pueden ser estimados con precisión en este momento.

3.6.- DESARROLLO DE METODOLOGIA

En este caso se analizan los efectos de un proyecto cuyo objetivo es suministrar hidrocarburos al mercado peruano, el cual es considerado un “tomador” de precios. Su implementación implica tener que realizar una serie de inversiones (perforación de pozos, plantas de separación de líquidos, ductos, plantas de fraccionamiento, muelles de despacho y demás facilidades) dentro del marco del Contrato de licencia de explotación de hidrocarburos.

En la situación sin proyecto, la oferta y demanda se encuentra en equilibrio y los precios vigentes están relacionados a los precios de mercado y al poder de Monopsonio ejercido por la Refinería Talara. La oferta esta constituida por petróleo crudo producido en nuestro país (nacional) y por la importación del faltante para completar la demanda.

Para el caso Peruano, las curvas de oferta y demanda representan el mercado de hidrocarburos, considerándose al petróleo un bien transable⁷³ y estos corresponden a un país “tomador” de precio como consecuencia del tamaño e importancia de nuestro mercado.

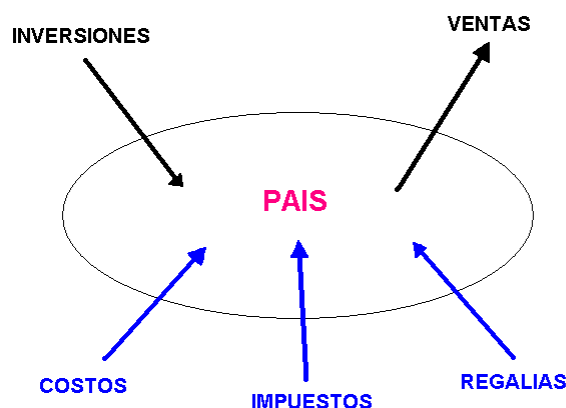
⁷³ Se denomina bien transable a un bien importable o exportable. Un bien es transable cuando un incremento en la producción que no puede ser absorbido por la demanda interna es exportado, o cuando un incremento en la demanda interna que no puede ser abastecido por la producción interna es importado. Un bien o servicio es no transable cuando su precio interno se determina por la demanda y oferta internas. Para el cálculo del precio social de los bienes no transables se debe utilizarlos precios de mercado excluyendo todos los impuestos y subsidios

3.6.1.- Modelo de Costos y Beneficios

Para efectos de conceptualizar el flujo de costos y beneficios, consideramos que un inversionista extranjero o nacional lleva a cabo la inversión dentro del país. Desde el punto de vista del país y para el caso de inversionista extranjero, los beneficios del proyecto corresponden al valor privado de la producción y este flujo sale del país y lo referente a costos del proyecto, es conceptualizado como el ingreso al país de lo referente a costos de operación, mantenimiento, insumos, impuesto a la renta y regalías.

El Gráfico N° 3-7 muestra esquemáticamente el flujo de Costos y Beneficios que ocurre consecuencia del Proyecto.

GRAFICO N° 3-7
FLUJO DE COSTOS Y BENEFICIOS A NIVEL PAIS
INVERSIONISTA EXTRANJERO



3.6.1.1.- Efectos Reales

El bienestar de la comunidad en su conjunto, lo podemos medir por el impacto que origina el Proyecto en lo referente a cambios en la cantidad de bienes y servicios, para lo cual aplicaremos el enfoque de los efectos reales.

Los efectos reales que surgen como consecuencia de la implementación del Proyecto, podemos dividirlos en grupos que se caracterizan por poseer su propia metodología de evaluación y que se presentan a continuación:

- (.) Cambios en consumo, producción y divisas disponibles debido a la sustitución de importaciones energéticas,
- (.) Costos directos de inversión y operación del proyecto,
- (.) Mano de obra nacional,

- (.) Mano de obra extranjera,
- (.) Impuesto a las ganancias y pago de regalías⁷⁴.
- (.) Efectos directos secundarios,
- (.) Otros efectos

A continuación se hace un análisis detallado de cada uno de esos grupos, desde el punto de vista de cada uno de los involucrados, para los casos de Contratista nacional y extranjero.

A.- Cambios en Consumo y Producción

El análisis de estos efectos se hace desde el punto de vista del Contratista nacional y extranjero.

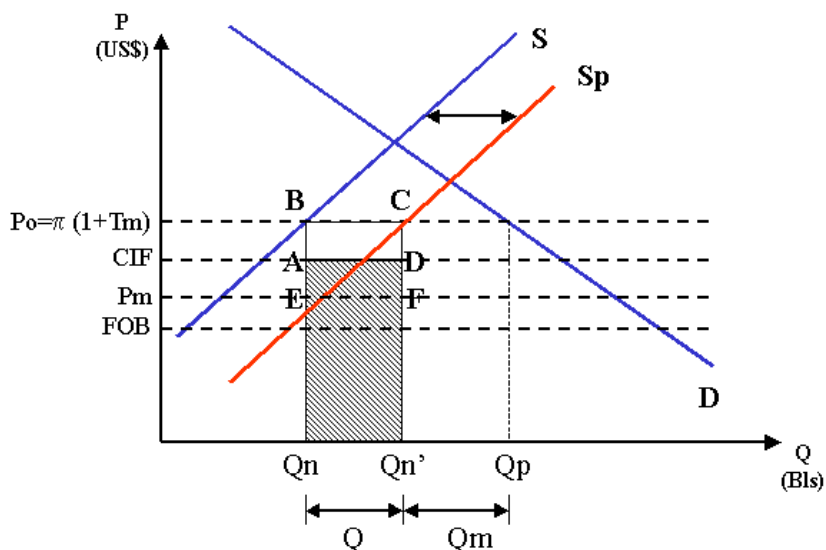
En el Gráfico N° 3-8, **D** significa la demanda nacional de petróleo crudo, **S** la oferta de los productores nacional (dueños nacionales y extranjeros) sin proyecto y **Sp** la oferta nacional con proyecto y la línea horizontal correspondiente al precio **CIF** se refiere a la oferta internacional y el precio **Pm** corresponde al precio del mercado nacional (Noroeste). La horizontalidad de la curva de oferta internacional refleja el supuesto de que los consumidores nacionales deben aceptar como dado (tomadores de precio) el precio internacional del petróleo crudo.

En este sentido y en ausencia del proyecto, el petróleo crudo se importa porque la cantidad demandada internamente **Qp** excede la oferta nacional **Qn**, al precio vigente **Pm**.

Se puede concluir que la producción adicional del proyecto, **Q**, no incrementará la disponibilidad nacional del petróleo crudo sino que producirá una reducción en las importaciones requeridas para satisfacer el mismo nivel de consumo nacional **Qp**. En consecuencia el impacto positivo del proyecto será el aumento en la disponibilidad de divisas (cantidad de petróleo por el precio CIF) para otros usos. El proyecto inducirá también a una variación en la utilización de servicios nacionales de comercialización y transporte.

⁷⁴ World bank, "Population, Energy and Environment Program Comparative Analysis on the distribution of oil rents", 2002, ARTICULO, "Population-Energy-Environmental-RentalDistribution-LA-WB.pdf"

GRAFICO N° 3-8
CURVA DE OFERTA Y DEMANDA
PETROLEO CRUDO



T_m = Arancel Ad-Valorem (12%).
 CIF = Costo que incluye seguros y flete de transporte.
 (Cost-Insurance-Freight)
 P_m = Precio del petróleo crudo en el mercado Talara
 FOB = Costo del producto en puerto de país origen.
 (Free On Board).

A.1.- Contratista Nacional

(.) Incremento del Consumo nacional

Debido a que el petróleo crudo es un bien transable y que la demanda de nuestro país esta equilibrada por la oferta de productores nacionales y extranjeros (importación), la incorporación de un nuevo proyecto no incrementa el consumo nacional, ya que solo sustituye en un volumen igual a la producción del proyecto, al petróleo crudo importado. Por lo tanto, el beneficio en este rubro es cero.

$$VSP_c = 0$$

$$\text{Ec. (1)}$$

(.) **Sustitución de Importaciones**

El proyecto sustituye una cantidad Q de petróleo crudo importado. El valor social de esta producción será igual al valor social de las divisas liberadas por la mayor producción nacional.

$$VSPs = (Qn' - Qn) \cdot CIF \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (2)}$$

donde R* es el precio social de la divisa⁷⁵ y R es el valor privado de la divisa.

Aplicando lo establecido en el Anexo SNIP-09 (Parámetros de evaluación), para el precio social de bienes importables tendremos:

$$VSPs = (Qn' - Qn) \cdot \left[CIF \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) + MC + GF \right] \quad \text{Ec. (3)}$$

donde:

MC = Margen comercial del importador por manejo, distribución y almacenamiento,
GF = Gastos de flete nacional neto de impuestos.

A.2.- Contratista Extranjero

En esta situación se observan beneficios y costos.

Los beneficios son los mismos indicados en A.1 y representan la suma de las ecuaciones (1) y (3).

El costo es el pago que se hace al dueño del proyecto, ya que es extranjero, el pago no constituye una transferencia entre integrantes de un mismo país, tal como ocurre cuando el dueño es nacional. En este caso, el pago es una salida de divisas tal como si se tratara de una importación. El valor de mercado de las divisas que salen es igual al valor privado de la producción.

El valor privado de la producción:

⁷⁵ Valor publicado por el Ministerio de Economía y Finanzas, para uniformizar la evaluación a nivel nacional.

$$VPP = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \quad \text{Ec. (4)}$$

El costo de salida de divisas:

$$VPP = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (5)}$$

Si el tipo de cambio social coincide con el de mercado, este costo es igual al valor privado de la producción y representa el área $QnEFQn'$.

El beneficio neto para el país, es igual a la diferencia entre beneficio y costos (diferencia entre el valor social de la producción y el costo por salida de divisas).

$$BN = VSP - VPP \quad \text{Ec. (6)}$$

$$BN = VSP - VPP = (Qn' - Qn) \cdot CIF \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

$$BN = VSP - VPP = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{2CIF - CIF - FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

$$BN = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF - FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (7)}$$

Ante el escenario mostrado, el Beneficio Neto (BN) resulta positivo. Al aplicar el Anexo SNIP-09 y considerando que el término MC' y GF' (pertenecientes al Contratista) son muy pequeños, tendremos:

$$BN = (Qn' - Qn) \cdot \left[\left[\frac{CIF - FOB}{2} \right] \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) + MC + GF \right] \quad \text{Ec. (8)}$$

B.- Costos directos de Inversión y Operación

Son los costos que se originan en la construcción y operación del proyecto. Para efectos de la valoración social de estos conceptos, es necesario distinguir entre

Contratista nacional y extranjero.

El costo debido al uso de insumos representa el valor asignado por la sociedad a los bienes que se podrían haber producido con estos insumos al ser utilizados por los otros consumidores. Los insumos comprados fuera del país representan un costo asociado al egreso de divisas.

En el mercado de insumos Y se observan 02 costos atribuibles al proyecto: el país se ve perjudicado debido al menor consumo por parte de otros demandantes del insumo y al uso de recursos para producir unidades adicionales de Y .

Si el Contratista del Lote es nacional, deben considerarse como costos sociales, todos los insumos (comprados dentro y fuera del país) que se requieren para la inversión y para la operación del proyecto:

$$\sum_i CSY_{Inv} + \sum_i CSY_{Ope}$$

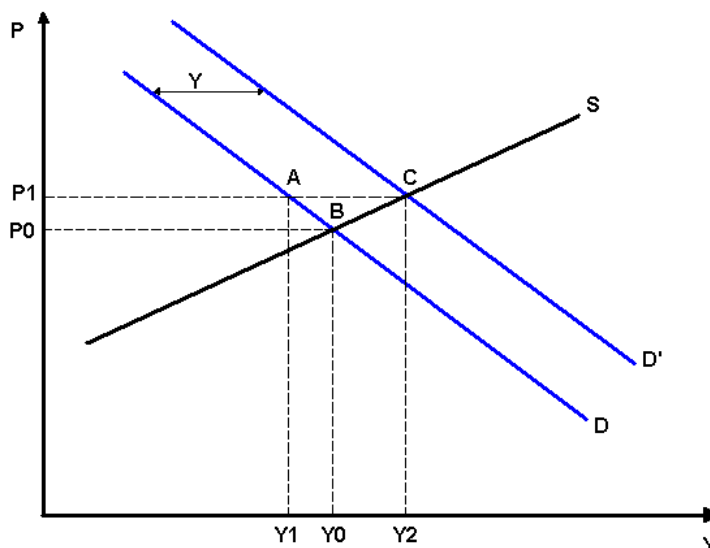
donde:

CSY = Costo social de los insumos (deben considerarse los costos sociales de los insumos con efectos primarios y secundarios).

i = considera insumos comprados dentro y fuera del país.

GRAFICO N° 3-9

OFERTA Y DEMANDA DE INSUMOS



En el Gráfico N° 3-9, se puede observar que el proyecto incrementará la demanda total por el insumo Y de D a $D' = D + Y$, aumentando el precio de P_0 a P_1 , lo cual

generará un aumento en la cantidad ofrecida del mismo de Y_0 a Y_2 y una disminución en la cantidad demandada por otros usuarios de Y_0 a Y_1 .

B.1.- Contratista nacional

Para Insumo Doméstico

El costo privado del insumo para el proyecto es:

$$CPY = P_1 \cdot Y \quad \text{Ec. (9)}$$

El costo social es inferior a CPY, ya que por el lado de la demanda, el costo social de la disminución de la cantidad consumida por los otros usuarios ($Y_0 - Y_1$) es igual al área bajo la curva de demanda Y_1ABY_0 ; y por el lado de la oferta, el costo social de producir la cantidad adicional del insumo ($Y_2 - Y_0$) es el área bajo la curva de oferta Y_0BCY_2 , por lo que el costo social total del insumo utilizado por el proyecto es igual al área Y_1ABCY_2 .

$$CSY = (Y_0 - Y_1) \cdot \left(\frac{P_0 + P_1}{2} \right) + (Y_2 - Y_0) \cdot \left(\frac{P_0 + P_1}{2} \right) \quad \text{Ec. (10)}$$

$$CSY = (Y_2 - Y_1) \cdot P_1 - ABC \quad \text{Ec. (11)}$$

$$CSY = P_1 \cdot Y - ABC \quad \text{Ec. (12)}$$

El costo privado es mayor al costo social en una cantidad igual al área ABC. Esta área será menor mientras más elásticas sean las curvas de oferta y demanda y menos importante sea el proyecto en el mercado del insumo.

En el caso de la producción de petróleo, el proyecto es poco importante en el mercado de insumos, por lo que podemos suponer:

$$P_0 \approx P_1$$

y

$$ABC \approx 0$$

resultando:

$$CSY = \sum P_j \cdot Y_j \quad \text{Ec. (13)}$$

Para Insumo Exportable

Se observa un costo como consecuencia de la reducción del ingreso de divisas, ya que se disminuye la exportación del insumo Y . El país deja de recibir o le cuesta:

$$CSY = \sum Y \cdot FOB \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (14)}$$

Total Insumo

El costo social del insumo será:

CSY = costo insumo doméstico + costo insumo exportable

$$CSY = \left(\sum P_{dj} \cdot Y_{dj} \right) + \left[\sum Y_{xj} \cdot FOB_j \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \right] \quad \text{Ec. (15)}$$

B.2.- Contratista extranjero

Para Insumo Doméstico

Si el Contratista es extranjero, en cada uno de los mercados de insumos *comprados dentro del país*⁷⁶ se observa un costo y un beneficio:

- (.) El costo está dado por el valor social de los insumos comprados dentro del país, para la inversión y para la operación del proyecto. Estos costos para el país provienen de un menor consumo y un mayor empleo de recursos, igual que para el Contratista nacional (determinado en B.1):

$$\sum_j CSY_{Inv} + \sum_j CSY_{Ope} = CSY = \sum P_j \cdot Y_j \quad \text{Ec. (16)}$$

donde: j indica que la sumatoria incluye sólo los insumos comprados dentro del país.

- (.) El beneficio se debe al ingreso de divisas por el pago que el inversionista extranjero hace a quien le provee estos insumos, es decir, el costo privado de los insumos (CPY) multiplicado por el tipo de cambio social:

⁷⁶ Los insumos importados al país se consideran comprados en él (aún cuando la compra se lleve a cabo en otro país), tal es el caso de las herramientas importadas que requiera el Contratista. En cambio, si el Contratista enviase a otro país los componentes de una máquina para que la ensamblen, la mano de obra empleada sería un insumo comprado fuera del país.

$$\left(\sum_j CPY_{Inv} + \sum_j CPY_{Ope} \right) \cdot \frac{R^*}{R}$$

$$CPY = (Y \cdot P_1) \cdot \frac{R^*}{R}$$

$$CPY = \sum P_j \cdot Y_j \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (17)}$$

Lo cual representa también el beneficio por ingreso de divisas al país. En el Gráfico N° 3-9 se representa por el área Y1ACY2.

Si el Contratista extranjero compra insumos *fuera del país* no da lugar a ningún efecto para el país, pues los pagos que realiza por este concepto son transferencias entre extranjeros.

Cuando el inversionista es extranjero, en el mercado de insumos del proyecto, se observan costos y beneficios, que generan un beneficio neto. Este beneficio neto es igual a la diferencia entre el beneficio por ingreso de divisas y el costo social del insumo.

Si consideramos importante el proyecto en el mercado del insumo, tendremos:

$$BN = CPY - CSY$$

$$BN = (Y_2 - Y_1) \cdot P_1 \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - \left[(Y_0 - Y_1) \cdot \left(\frac{P_0 + P_1}{2} \right) + (Y_2 - Y_0) \cdot \left(\frac{P_0 + P_1}{2} \right) \right]$$

$$BN = (Y_2 - Y_1) \cdot P_1 \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - (Y_2 - Y_1) \cdot \left(\frac{P_0 + P_1}{2} \right)$$

$$BN = (Y_2 - Y_1) \cdot \left[P_1 \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - \left(\frac{P_0 + P_1}{2} \right) \right] \quad \text{Ec. (18)}$$

El signo de este beneficio neto depende de la relación que exista entre el tipo de cambio de mercado y el social y de los valores de las elasticidades de la curva de demanda y oferta.

Si $Y_2 - Y_1 = Y$, y $P_0 \approx P_1$, y consideramos insignificante el efecto de la elasticidad en las

curvas de oferta y demanda, tendremos:

$$BN = \sum (P_j \cdot Y_j) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - \sum P_j \cdot Y_j$$

$$BN = \sum (P_j \cdot Y_j) \cdot \left[\frac{R^*}{R} - 1 \right] \quad \text{Ec. (19)}$$

Si el tipo de cambio social es inferior al de mercado, el beneficio neto es negativo. El beneficio neto es nulo si el tipo de cambio es igual al tipo de cambio del mercado.

Para Insumo Exportable

En el mercado del insumo Y, se observan un costo y un beneficio para el país:

- (.) El costo se origina por la menor entrada de divisas proveniente de la reducción de la exportación del insumo Y.

$$CSY = \sum Y_{xj} \cdot FOB \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

- (.) El beneficio se origina por el ingreso de divisas consecuencia del pago que el Contratista efectúa al proveedor de insumos:

$$BY = \sum Y_{xj} \cdot FOB \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

El beneficio neto es igual a:

$$BN = BY - CSY$$

$$BN = \sum Y_{xj} \cdot FOB \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - \sum Y_{xj} \cdot FOB \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

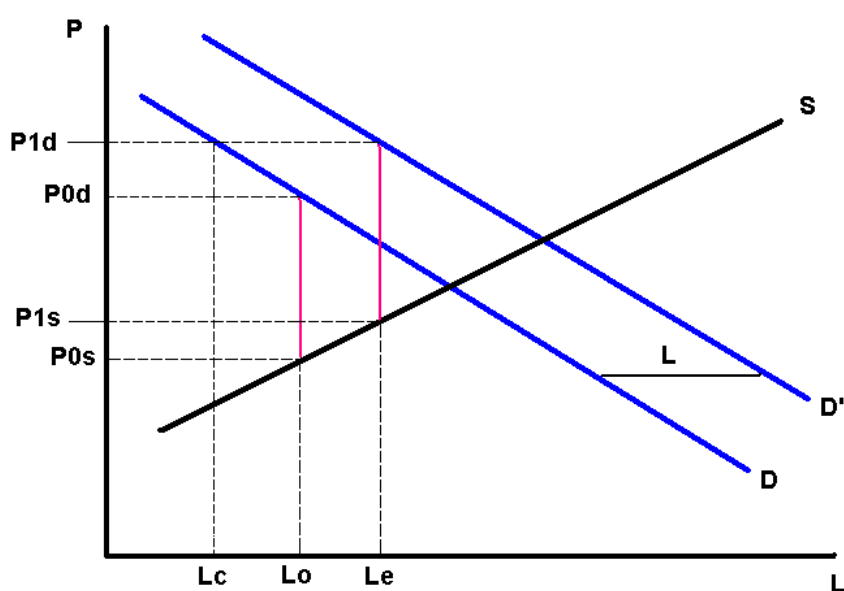
$$BN = 0 \quad \text{Ec. (20)}$$

C.- Mano de Obra Nacional

El costo social de la mano de obra nacional contratada por un proyecto de inversionista nacional o extranjero, se estima igual que el costo social de cualquier insumo doméstico.

Sin proyecto, se tiene una cantidad empleada de L_0 a los precios P_{0s} de oferta y P_{0d} de demanda. Con proyecto, se agrega la cantidad (L) para obtener la curva D' mostrada en el Gráfico N° 3-10. Se observa que hay un aumento en los dos precios, lo cual induce a que se ofrezca una mayor cantidad de empleo (L_e) y que los otros demandantes demanden una menor cantidad (L_c).

GRAFICO N° 3-10
MANO DE OBRA
PLENO EMPLEO Y VALORACION PARCIAL DE APORTES



Donde:

$$L_e - L_0 = \Delta L_e$$

$$L_0 - L_c = \Delta L_c$$

$$L_e - L_c = L$$

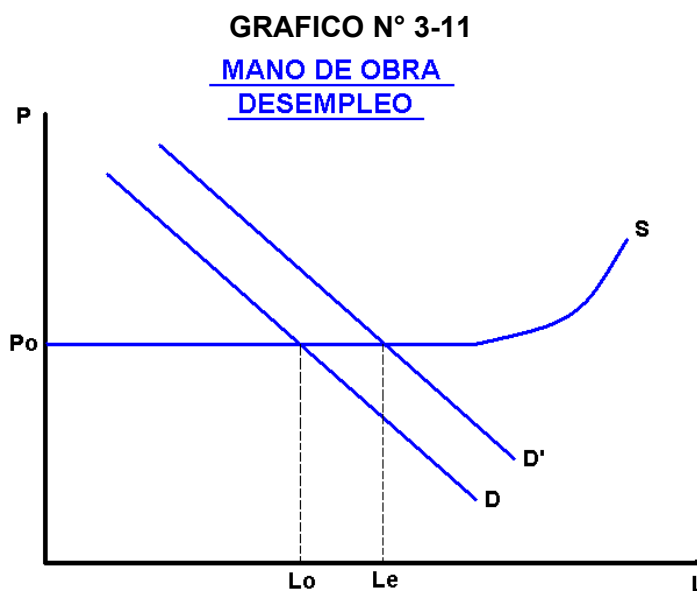
Estos efectos son los que determinarán el costo social de la mano de obra.

El precio de demanda de trabajo es mayor que el precio de oferta en una situación cuando los aportes (jubilación, seguro de salud, etc.) no son valorados en un 100% por los trabajadores. La diferencia entre precio de oferta y trabajo es un equivalente a un impuesto por unidad de trabajo. Cuanto menor sea la valoración de las

prestaciones, mayor será el impuesto⁷⁷.

Si en el mercado del tipo de mano de obra requerida por un proyecto existe pleno empleo, su aparición da lugar normalmente a los siguientes efectos en cantidades: aumento en la cantidad empleada (ΔL_e)⁷⁸ y disminución de la cantidad utilizada por otros (ΔL_c). En cambio, si el mercado de ese tipo de mano de obra está caracterizado por desempleo estructural⁷⁹, el único efecto para el país es el aumento de la cantidad empleada.

Podría ocurrir que el desempleo, si es grande y duradero, produzca efectos no deseados en la sociedad (delincuencia, desnutrición, etc.) por lo que el hecho de emplear mano de obra adicional tendrá como consecuencia disminuir dichos efectos, lo cual puede considerarse una externalidad positiva de la ocupación de mano de obra. En este caso, la curva de costo marginal social de trabajar estará por debajo de la curva de oferta (costo marginal privado) y por lo tanto, el precio social de la mano de obra será menor que P_o ⁸⁰.



De acuerdo con el Gráfico N° 3-11, el costo social de la mano de obra en desempleo

⁷⁷ Si las prestaciones que esperan recibir los trabajadores tienen para ellos un valor igual al de los aportes que entregan a cambio, entonces el precio de demanda será igual al precio de oferta (pleno empleo sin impuestos) y en este caso el precio social es igual al privado.

⁷⁸ Con aumento de la cantidad empleada se hace referencia al hecho de que los trabajadores que ya actuaban en el mercado pueden estar dispuestos a trabajar más horas u otros trabajadores pasan a estar empleados

⁷⁹ Es un desempleo que se produce como consecuencia de la llamada "estructura" de la economía. Para mayor detalle ver E. Fontaine "Evaluación Social de Proyectos", pag. 367-370.

⁸⁰ Ver BANOBRAS, página 391.

será:

$$CSL = (Le - Lo) \cdot Po$$

$$CSL = (L) \cdot Po \quad \text{Ec. (21)}$$

C.1.- Contratista Nacional

Si el dueño es nacional y existiera pleno empleo en el mercado de mano de obra, se observarían solo dos costos atribuibles al proyecto que requiere **L** unidades de mano de obra: la comunidad país se ve perjudicada debido al aumento en la cantidad empleada y al menor uso de mano de obra por parte de otros demandantes.

El incremento en la cantidad empleada representa un costo, pues trabajar más implica sacrificar ocio u otras actividades. Este costo se valora por el área bajo la curva de oferta entre las cantidades empleadas sin proyecto (**Lo**) y con proyecto (**Le**).

El menor uso de mano de obra por los otros demandantes implica también un costo para el país debido a que se va a producir una menor cantidad de bienes. Este costo se valora por el área bajo la curva de demanda de otros demandantes entre las cantidades utilizadas sin proyecto (**Lo**) y con proyecto (**Lc**).

La suma de ambos costos es lo que se denomina costo social de la mano de obra (**CSL**) y de acuerdo con el Gráfico N° 3-11 será:

$$CSL = (Le - Lo) \cdot \frac{(P_{os} + P_{ls})}{2} + (Lo - Lc) \cdot \frac{(P_{od} + P_{ld})}{2} \quad \text{Ec. (22)}$$

y el precio social será:

$$PSL = \frac{(Le - Lo) \cdot \frac{(P_{os} + P_{ls})}{2}}{L} + \frac{(Lo - Lc) \cdot \frac{P_{od} + P_{ld}}{2}}{L}$$

En el caso particular de desempleo estructural, como lo único que varía es la cantidad empleada, el sacrificio que realiza el país para proveer mano de obra para el proyecto es el valor del ocio o el valor de actividades no formales que pueden estar desarrollando los desempleados. Este costo es el costo social de la mano de obra. Si no existen externalidades negativas asociadas al desempleo, este costo se valora por el área bajo la curva de oferta de mano de obra entre las cantidades empleadas con y sin proyecto y su precio social coincidirá con **Po**. No se afecta su precio ni la cantidad utilizada por los otros demandantes. El costo social de la mano de obra en desempleo y que será utilizada en el proyecto, por ser representativa de la realidad actual en la

región, será:

$$CSL = (Le - Lo) \cdot Po$$

$$CSL = L \cdot P_o$$

Ec. (23)

C.2.- Contratista Extranjero

Si quien lleva a cabo el proyecto es extranjero y existe pleno empleo, en el mercado de la mano de obra se observan, para el país en su conjunto, los dos costos aludidos para el escenario de inversionista nacional y un beneficio por entrada de divisas:

- (.) Los costos para el país están dados por un menor uso en otras actividades y por un incremento en la cantidad empleada de mano de obra o costo social de la mano de obra.
- (.) El beneficio proviene del pago de un extranjero a la mano de obra nacional, lo que constituye una entrada de divisas para el país. La cantidad de divisas que ingresan al país surge de dividir por el tipo de cambio de mercado, el costo de la mano de obra que computa el dueño del proyecto en su evaluación privada, es decir, el costo privado de la mano de obra (**CPL**). El valor de este beneficio se estima considerando la cantidad de divisas que ingresan al país multiplicada por el tipo de cambio social.

$$CPL = (L \cdot P_{1d}) \cdot \frac{R^*}{R}$$

El beneficio neto es igual a la diferencia entre el beneficio por ingreso de divisas y el costo social de la mano de obra:

$$BN = CPL - CSL$$

$$BN = \left[(L \cdot P_{1d}) \cdot \frac{R^*}{R} \right] - [CSL]$$

Si el cambio en precios debido al proyecto es “pequeño”, el beneficio neto es igual a:

$$BN = \left[L \cdot P_{0d} \cdot \frac{R^*}{R} \right] - [(Le - Lo) \cdot P_{0s} + (Lo - Lc) \cdot P_{0d}] \quad \text{Ec. (24)}$$

El signo de este beneficio neto depende de las fuentes de distorsión existentes, de la relación entre el tipo de cambio de mercado y social, y de los valores de las elasticidades de las curvas de demanda y de oferta de mano de obra.

Es probable que el mercado de mano de obra esté distorsionado (por ejemplo, debido al impuesto a las ganancias, aportes a los sistemas de seguridad social no valorados en su totalidad por los empleados, etc.). Si la única fuente de distorsión es el impuesto a las ganancias de tasa tg , y los cambios en precios son "pequeños", el beneficio neto es igual a⁸¹:

$$BN = (L \cdot P_{0d}) \cdot \left[\frac{R^*}{R} - 1 \right] + (Le - Lo) \cdot P_{0d} \cdot tg$$

$$BN = (L \cdot P_{0d}) \cdot \left[\frac{R^*}{R} - 1 \right] + \Delta Le \cdot P_{0d} \cdot tg \quad \text{Ec. (25)}$$

Si el tipo de cambio social coincide con el de mercado, el beneficio neto es positivo.

Para el caso del proyecto analizado, consideramos que en el mercado de la mano de obra contratada por el proyecto existe desempleo estructural, y se produce un costo y un beneficio:

- (.) El costo para el país se debe a la mayor cantidad empleada de mano de obra, es decir, el costo social de la mano de obra.

$$CSL = (L_e - L_o) \cdot P_o = L \cdot P_o \quad \text{Ec. (26)}$$

- (.) El beneficio para el país proviene del ingreso de divisas que constituye el pago que el inversionista extranjero efectúa por el uso de la mano de obra, y es igual al producto de la cantidad de divisas que ingresan al país por el tipo de cambio social:

$$CPL = (L \cdot P_{1d}) \cdot \frac{R^*}{R}$$

$$CPL = (L \cdot P_o) \cdot \frac{R^*}{R} \quad \text{Ec. (27)}$$

El beneficio neto es igual a la diferencia entre el beneficio por ingreso de divisas y el costo social de la mano de obra. Si el tipo de cambio social coincide con el de mercado y si no existen externalidades negativas asociadas al desempleo, el beneficio neto para el país es igual al aumento en la recaudación del impuesto a las ganancias debido al proyecto.

⁸¹ La tasa de impuesto se define de tal manera que se cumpla: $P_p = P_c \cdot (1 - tg)$.

$$BN = L \cdot P_o \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - L \cdot P_o$$

$$BN = L \cdot P_o \cdot \left[\frac{R^*}{R} - 1 \right] \quad \text{Ec. (28)}$$

D.- Mano de Obra Extranjera

El costo directo de la mano de obra extranjera contratada por un proyecto, para los casos de inversionista nacional o extranjero, se estima como sigue.

D.1.- Contratista Nacional

La aparición de un proyecto de un inversionista nacional que contrata mano de obra extranjera ocasiona un costo para el país debido a la salida de divisas que esto implica. En efecto, dado que un nacional está pagando a un extranjero, ese pago no constituye una transferencia entre integrantes del mismo país, como ocurre cuando el dueño nacional paga a un trabajador nacional. En este caso, el pago es una salida de divisas⁸². Este costo se estima multiplicando la cantidad de divisas que salen del país por el tipo de cambio social. El valor de mercado de las divisas que salen, expresado en moneda doméstica, es igual a lo que efectivamente cobra la mano de obra extranjera.

Si el mercado de mano de obra está distorsionado, lo que efectivamente cobra un trabajador puede diferir de lo que paga quien lo emplea. Nuevamente, si la única fuente de distorsión en el mercado de mano de obra es el impuesto a las ganancias, la diferencia entre el precio de demanda y el de oferta de la mano de obra es el monto unitario del impuesto. Esto implica que lo que efectivamente cobra el conjunto de trabajadores que contrata el proyecto es igual a la diferencia entre el costo privado de la mano de obra para el proyecto y el monto del impuesto que deben pagar.

La cantidad de divisas que salen del país es igual a lo que efectivamente cobran los trabajadores dividido por el tipo de cambio de mercado, R . El valor de estas divisas para el país es el costo social de la mano de obra:

$$CSL = (L \cdot P_o) \cdot (1 - tg) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (29)}$$

$$CSL = CPL \cdot (1 - tg) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (30)}$$

⁸² Dado que la información que se requiere para estos cálculos es casi imposible de obtener y que la magnitud de estos efectos será insignificante, en la práctica no conviene entrar en estos detalles.

D.2.- Contratista Extranjero

Si quien contrata mano de obra extranjera es un inversor extranjero, ocurre una transacción entre extranjeros. En principio pareciera que esta contratación no debe tenerse en cuenta al analizar los beneficios y costos para el país. Sin embargo, esto es válido sólo para el caso en que no exista alguna fuente de distorsión relacionada con esa transacción.

A los efectos que se verán más adelante, conviene computar un costo y un beneficio asociados a tal contratación:

- (.) El costo es igual al determinado para el caso de dueño nacional y resulta de multiplicar lo que efectivamente cobran los trabajadores por la relación entre tipo de cambio social y de mercado.

$$CSL = (L \cdot P_o) \cdot (1 - tg) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (31)}$$

- (.) El beneficio es igual al costo privado de la mano de obra multiplicado por el cociente entre tipo de cambio social y de mercado.

$$BSL = (L \cdot P_o) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (32)}$$

Tal como se indicó antes, si el mercado de mano de obra extranjera no está distorsionado, estos conceptos son iguales entre sí y por lo tanto el beneficio neto resulta nulo.

En cambio, si el mercado está distorsionado, el beneficio y el costo no son iguales entre sí, y por lo tanto, existe un beneficio neto para el país atribuible al proyecto. Si la única fuente de distorsión es el impuesto a las ganancias, el beneficio neto resulta:

$$BN = (L \cdot P_o) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - (L \cdot P_o) \cdot (1 - tg) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

$$BN = (L \cdot P_o) \cdot [1 - (1 - tg)] \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$$

$$BN = (L \cdot P_o) \cdot [tg] \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (33)}$$

Tal como surge de la fórmula, el beneficio neto para el país es positivo. Además, si el tipo de cambio social coincide con el de mercado, este beneficio neto es igual al aumento en la recaudación del impuesto a las ganancias debido al proyecto.

E. Impuesto a las Utilidades y pago de Regalías

En ciertas situaciones deben ser tenidos en cuenta en la evaluación una serie de impuestos como el impuesto a las ganancias del inversionista y el pago de regalías.

Los pagos por concepto de estos impuestos y de regalías tienen distinto tratamiento según si el Contratista es nacional o si es extranjero.

E.1.- Contratista nacional

Si el Contratista es nacional del país desde cuyo punto de vista se hace la evaluación del proyecto, se presenta la siguiente situación:

- (.) Los pagos a entes nacionales no deben tenerse en cuenta en la evaluación socioeconómica del proyecto desde el punto de vista del país, debido a que constituyen transferencias de dinero entre integrantes del mismo país. Este es el caso del impuesto a las utilidades y pago de regalías.

E.2.- Contratista extranjero

En este caso pueden presentarse dos situaciones:

- (.) Los pagos a entes nacionales, tal como los impuestos a las utilidades y regalías, lo cual constituyen un beneficio para el país debido a la entrada de divisas, el que resulta igual al monto que el inversor paga, por concepto de impuestos (**Imp**) y por concepto de regalía (**Rg**), corregido por el tipo de cambio:

$$\text{Beneficio} = (\text{Imp} + \text{Rg}) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (34)}$$

- (.) Los pagos a entes extranjeros no deben considerarse, por tratarse de una transferencia entre extranjeros.

F. Efectos Directos Secundarios

Hasta el momento se han definido solamente los beneficios y costos directos primarios, pero pueden también existir efectos directos secundarios, que deberán computarse junto con los anteriores para obtener los verdaderos valores de los beneficios y costos directos.

F.1.- Beneficios directos

Aunque la producción de HC no ocasione externalidades, la curva de oferta puede no reflejar el verdadero costo marginal social de los insumos utilizados para producirlo (por parte de los otros productores) si los mercados de esos insumos están distorsionados.

Por otro lado, aunque el consumo de HC no ocasione externalidades, la curva de demanda puede no reflejar el beneficio marginal social del consumo del bien, si los mercados de los bienes que utilizan HC como insumo están distorsionados.

Los ajustes resultantes de estas divergencias, generalmente denominados efectos secundarios, rara vez se tienen en cuenta al hacer las estimaciones del valor social de la producción de un proyecto.

Si los mercados mencionados no están distorsionados, los efectos secundarios serán nulos.

Como entre los actores involucrados en el análisis de los efectos secundarios no está el dueño del proyecto (estos efectos serán independientes de si él es nacional o extranjero) no se ha considerado el detalle respectivo para el análisis del proyecto.

F.2.- Costos directos

Tal como ocurre para los bienes y servicios que produce un proyecto, también en el caso de los insumos pueden haber efectos secundarios.

Aunque la producción o el consumo de Y no ocasionen externalidades, las respectivas curvas de mercado pueden no reflejar valores sociales.

De nuevo, si estos mercados no están distorsionados, los efectos secundarios serán nulos.

Aquí también es válida la observación de que entre los actores involucrados en el análisis de los efectos secundarios no se encuentra el dueño del proyecto. En consecuencia, estos efectos serán independientes de si él es nacional o extranjero.

G.- Otros efectos: efectos indirectos, externalidades del proyecto y efectos intangibles

G.1.- Efectos indirectos

Los efectos indirectos son aquellos que ocurren en los mercados de bienes complementarios o sustitutos de los que el proyecto va a producir o de los que el proyecto va a utilizar como insumo. Por lo tanto, en primer lugar es necesario analizar los efectos del proyecto sobre los precios de esos bienes e insumos.

Si debido a la producción de X^* unidades por parte del proyecto, baja el precio del bien X , se observará una reducción de la demanda en el mercado de bienes sustitutos de X y un aumento de la demanda en el de bienes complementarios de X . Esto provocará cambios en las cantidades de equilibrio de esos mercados dando lugar a costos y beneficios.

A partir de los mercados de insumos que utilizará el proyecto también pueden existir efectos indirectos. Si el proyecto usará Y^* unidades de un insumo Y , y debido a ello su precio aumenta, aumentará la demanda de los bienes (o insumos) sustitutos de Y , y también disminuirá la demanda de los bienes (o insumos) complementarios.

Como en todos los casos ocurren beneficios y costos, el efecto indirecto se define como la diferencia entre los beneficios y los costos en los mercados de los bienes sustitutos y complementarios del bien que el proyecto produce y de los insumos que utiliza.

Dado que el inversionista no es un actor en estos mercados, en general los efectos indirectos serán los mismos si el inversionista es nacional o si es extranjero, por lo cual no se analizan en el presente trabajo.

G.2.- Externalidades

Se pueden analizar diversas situaciones en caso de externalidades ocasionadas por el proyecto. En primer lugar, se debe aclarar que si el dueño del proyecto evita el daño que ocasionaría a otras actividades, la externalidad no ocurre. En tal caso, los costos de evitar el daño serán costos directos del proyecto, y deberán considerarse como tales en la estimación, tanto en el caso de dueño nacional como en el de dueño extranjero.

Si el daño no se evita, el tratamiento es exactamente el mismo para los casos de dueño nacional y de dueño extranjero. En ambos casos, debe computarse como externalidad el valor del daño o el costo de evitarlo, el menor.

Una aclaración especial merece el caso en el cual el dueño del proyecto paga por el daño ocasionado, o cobra a cambio del beneficio que ocasiona a otras actividades.

Dado que no hay seguridad de que la compensación monetaria coincida con el valor de la externalidad, es conveniente estimarla con el criterio general expresado anteriormente. En el caso de dueño nacional, no se debe tener en cuenta el pago ni el cobro en concepto de compensación, puesto que se trata de una transferencia entre personas que forman parte del mismo país. En cambio, si el dueño es extranjero y paga por el daño, el ingreso por este concepto constituye un beneficio por entrada de divisas; en consecuencia, habrá que computar el valor social de esas divisas, igual al ingreso multiplicado por la razón entre tipo de cambio social y de mercado. Lo contrario ocurre si el dueño del proyecto cobra una compensación.

En el caso de proyectos de hidrocarburos, la externalidad ocasionada al ambiente es la principal, y se ha valorado de la manera siguiente:

	Costa Noroeste	Selva
Tipo Terreno	Desértico	Selva Tropical
Daño principal ambiente	Mínimo, cercano a cero	Corte de árboles y biodiversidad
Valoración	Aprox. cero	1,418 US\$/ hectárea-año (valor presente para el año 2003).

G.3.- Efectos intangibles

Si bien por su propia naturaleza o por dificultades prácticas los efectos intangibles no se valoran en unidades monetarias, deben ser tenidos en cuenta en la decisión de ejecutar o no el proyecto, pues afectan el bienestar de la comunidad. Sin embargo, su análisis es independiente de si el dueño es nacional o es extranjero.

Este es el caso del Costo de Uso (**CU**) del recurso petróleo, el cual se ha estimado en un valor inicial del 3.58 US\$/bl con un crecimiento en el tiempo del 3.5% por año, estaría asociado al crecimiento en el precio del crudo.

$$CU = 3.58 \cdot e^{t \cdot 3.5\%}$$

Ec. (35)

H. Resumen

En el siguiente cuadro se resumen los beneficios y los costos, por período, a que da lugar un proyecto de producción de Hidrocarburos, en la situación analizada.

TABLA N° 3-1
RESUMEN DE BENEFICIOS Y COSTOS DE METODOLOGIA

EFEKTOS	CONTRATISTA NACIONAL	CONTRATISTA EXTRANJERO
Beneficio: Incremento del Consumo Nacional	0	0
Beneficio: Sustitución de Importaciones energéticas.	$VSPs = (Qn' - Qn) \cdot \left[CIF \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) + MC + GF \right]$	$BN = (Qn' - Qn) \cdot \left[\left[\frac{CIF - FOB}{2} \right] \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) + MC + GF \right]$
Insumos	CSY=Costo Insumo Doméstico + Costo insumo exportable $CSY = \left(\sum P_{dj} \cdot Y_{dj} \right) + \left[\sum Y_{xj} \cdot FOB_j \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \right]$	BN=Beneficios ingresos divisas – Costo social Insumos. $BN = \sum (P_j \cdot Y_j) \cdot \left[\frac{R^*}{R} - 1 \right]$
Mano de obra nacional	Costo social $CSL = (L) \cdot P_o$	Beneficio Neto = Ingreso divisas – costo social de mano de obra. $BN = L \cdot P_o \cdot \left[\frac{R^*}{R} - 1 \right]$
Mano de obra extranjera	Costo social $CSL = (L \cdot P_o) \cdot (1 - tg) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$	Beneficio neto $BN = (L \cdot P_o) \cdot [tg] \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$
Impuesto a utilidades y pago de regalías	0	Beneficio = $Beneficio = (Imp + Rg) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right)$
Externalidad (ambiental)	0	0
Costo de Uso	$CU = 3.58 \cdot e^{t \cdot 3.5\%}$	$CU = 3.58 \cdot e^{t \cdot 3.5\%}$

3.6.1.2.- Efectos Redistributivos

El cambio en el bienestar de la comunidad debido a un proyecto puede también determinarse a través del análisis de los efectos redistributivos. Este enfoque analiza qué integrantes de la misma se ven beneficiados o perjudicados por la ejecución de un proyecto.

En principio, quienes pueden tener algún beneficio o perjuicio como consecuencia del proyecto que producirá un bien, son los participantes del mercado en cuestión: los demandantes, los oferentes (el dueño del proyecto y los otros oferentes), y el sector público en caso de cobrar impuestos y regalías. Si el consumo y/o la producción del

bien ocasiona externalidades, las personas que sufren los daños o que reciben los beneficios externos también se pueden ver afectadas en su bienestar debido al proyecto.

A continuación se desarrollan los efectos redistributivos para el caso de un proyecto de explotación de petróleo.

A.- Cambios en Consumo y Producción

A.1.- Contratista Nacional

Si el inversionista es nacional, los efectos redistributivos que se producen en el mercado de hidrocarburos como consecuencia del proyecto son:

- (.) Por las características del proyecto, el excedente del productor (**EP**) no cambia.
- (.) El excedente del consumidor (**EC**) no cambia.
- (.) El sector público cambia su recaudación en el rubro de regalías (**Rg**) debido a que aumenta la cantidad producida en el país y por lo tanto, aumenta en el monto de la regalía que resulta de aplicar el porcentaje de regalía (**Rg%**) multiplicado por el aumento en la cantidad de petróleo producida en el país (**Qn'-Qn**).

Rg = Monto de regalía CON proyecto – Monto de regalía SIN proyecto.

$$Rg = \left[\left(Qn \cdot P_0 \cdot \frac{Rg1\%}{100} \right) + (Qn' - Qn) \cdot P_0 \cdot \frac{Rg2\%}{100} \right] - \left[Qn \cdot P_0 \cdot \frac{Rg1\%}{100} \right]$$

$$BeneficioRg = (Qn' - Qn) \cdot P_0 \cdot \frac{Rg2\%}{100} \quad \text{Ec. (36)}$$

donde:

$Rg1\%$ = Porcentaje de regalía aplicable a la producción de pozos existentes (SIN proyecto)

$Rg2\%$ = Porcentaje de regalía aplicable a producción proveniente de pozos perforados por el proyecto.

- (.) El sector público cambia su recaudación en el rubro de impuesto a la renta (Imp) debido a que aumenta la cantidad producida en el país y sus respectivos

ingresos y por lo tanto, aumenta el monto de los impuestos.

$$\text{Beneficio Imp} = (UTI) \cdot \frac{\text{Imp} \%}{100} \quad \text{Ec. (37)}$$

donde:

UTI = utilidades operativas (antes de impuestos).

- (.) El dueño del proyecto tiene ingresos por ventas (valor privado de la producción), representados por el área **QnEFQn'**, que se expresan como:

$$VPP = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \quad \text{Ec. (38)}$$

Es posible determinar el efecto redistributivo neto para el conjunto. Por una parte, el cambio en el excedente del consumidor y el excedente del productor es nulo. Si a ello se le agrega el aumento en recaudación del sector público como regalías e impuesto a las utilidades (no mostrado en el gráfico), el ingreso del dueño del proyecto y el ingreso extraordinario obtenido por la refinería como consecuencia del poder del Monopsonio, el área resultante y que queda como efecto total neto coincide con el “valor social de la producción” determinado a través de los efectos reales.

Valor Social de la Producción (VSP) = VPP + BR

Donde BR = Beneficio de la Refinería

$$VPP = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right)$$

$$BR = (Qn' - Qn) \cdot \left[CIF - \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \right]$$

$$BR = (Qn' - Qn) \cdot \left[\left(\frac{CIF - FOB}{2} \right) \right] \quad \text{Ec. (39)}$$

Donde VPP incluye impuesto a las utilidades y regalías

$$VSP = \left[(Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \right] + \left[(Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF - FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \right]$$

$$VSP = (Qn' - Qn) \cdot CIF \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (40)}$$

Esta ecuación resultante coincide con la ecuación (Ec. 2) obtenida por los efectos reales. La refinera se lleva un beneficio (BR), el cual es transferido a la sociedad a través de un menor precio de productos derivados del petróleo.

A.2.- Contratista Extranjero

Si el dueño del proyecto es extranjero, los efectos redistributivos observables en el mercado del bien hidrocarburo son sólo los cuatro primeros indicados para el caso en que el dueño del proyecto es nacional (impuesto a las utilidades y regalías). Los ingresos del dueño del proyecto no deben considerarse, porque el inversionista no pertenece al país desde cuyo punto de vista se analiza el proyecto.

En lo referente al mercado de divisas se observarán efectos redistributivos, puesto que el dueño del proyecto recibe un pago, el cual constituye una salida de divisas para el país. La cantidad de divisas que salen es igual al VPP afectado por el tipo de cambio. Se puede comprobar que la suma algebraica de los efectos redistributivos observables en el mercado de divisas es igual a la diferencia entre el valor social y el valor de mercado de las divisas que salen, ambos expresados en dólares.

Es decir:

Efectos Redistributivos de Mercado de Divisas = Ingreso por VSP – Salida Divisas.

$$Efecto\ Redistr = (Qn' - Qn) \cdot CIF \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) - \left[(Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF + FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \right]$$

$$Efecto\ Redistr = (Qn' - Qn) \cdot \left(\frac{CIF - FOB}{2} \right) \cdot \left(\frac{R^*}{R} \right) \quad \text{Ec. (41)}$$

Obsérvese que los efectos redistributivos observados en el mercado de divisas, el efecto neto resultante coincide con el beneficio neto estimado al analizar los efectos reales:

$$BN = VSP - VPP$$

3.7.- PARAMETROS PARA EVALUACION SOCIAL

Los parámetros de evaluación social se han tomado conforme a lo establecido en la Directiva N° 004-2002-EF/68.01 - Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública, aprobada por Resolución Directoral N° 012-2002-EF/68.01, publicada el 18 de noviembre del 2002 por el Ministerio de Economía y Finanzas, en su Anexo SNIP-09: Parámetros de Evaluación.

Horizonte de Evaluación del Proyecto	El período de evaluación de un Proyecto de Inversión Pública no debería ser mayor a 10 años. Para el caso presentado, considerando que es un Proyecto de Inversión Privada, el horizonte de evaluación es de 40 años debido a que es el tiempo de la duración del Contrato y del Proyecto, necesario para la recuperación del capital y rentabilidad correspondiente.
Valor de recuperación de la inversión	Para los casos en que las inversiones no se hayan terminado de depreciar al final del horizonte de evaluación, sin que tengan un uso alternativo, el valor de recuperación de dicha inversión será cero.
Bien transable	Se denomina bien transable a un bien importable o exportable. Un bien es transable cuando un incremento en la producción que no puede ser absorbido por la demanda interna es exportado, o cuando un incremento en la demanda interna que no puede ser abastecido por la producción interna es importado.
Precio Social de bienes importables	Precio CIF*PSD + MC + GF
Precio Social de bienes exportables	Precio FOB*PSD – GM – GF' + GT
Precio Social de la Divisa	PSD = 1.08 * Tipo de cambio nominal (nuevos soles por US\$ dólar). Es la valoración de una divisa adicional en términos de recursos productivos nacionales. Discrepa del costo privado de la divisa por la existencia de distorsiones en la economía, tales como aranceles y subsidios.
Precio Social de Bienes No transables	Precios de mercado excluyendo todos los impuestos y subsidios. Un bien o servicio es no transable cuando su precio interno se determina por la demanda y oferta internas.
Precio social de los combustibles	Se aplicará una corrección al precio de mercado incluyendo impuestos de 0.66
Tasa Social de Descuento	La Tasa Social de Descuento (TSD) representa el costo en que incurre la sociedad cuando el sector público extrae recursos de la economía para financiar sus proyectos. Se utiliza para transformar a valor actual los flujos futuros de beneficios y costos de un proyecto en particular. La utilización de una única tasa de descuento permite la comparación del valor actual neto de los proyectos de inversión pública.
Tasa Social de descuento	14%, cuando la evaluación se realiza a precios reales o constantes.
Tasa Social de Descuento Nominal	17%, cuando la evaluación se realiza a precios nominales o corrientes. La Tasa Social de Descuento Nominal se define como la TSD ajustada por la inflación.

PSD = Precio social de la divisa

MC = margen comercial del importador por manejo, distribución y almacenamiento

GF = Gastos de flete nacional neto de impuestos

GF' = Gastos de flete del proveedor al puerto nacional neto de impuestos.

GM = Gastos de manejo neto de impuestos.

GT = Gastos de transporte nacional al proyecto, neto de impuestos

4.- RESULTADOS DE LA APLICACION:

ESTUDIO DE PREFACTIBILIDAD DEL PROYECTO “INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS EN LA COSTA NORTE DEL PERU”

4.1.- RESUMEN EJECUTIVO

A. NOMBRE DEL PROYECTO

El proyecto elaborado a nivel de estudio de Pre-Factibilidad se le denominó “Incremento de la producción de hidrocarburos líquidos en la Costa Norte del Perú”. Este proyecto está relacionado al sub-sector energía del Ministerio de Energía y Minas y específicamente dentro del ámbito de las funciones de PERUPETRO relacionadas con el rol promotor en el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221.

B. OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo central del proyecto es el de lograr un incremento de la producción de petróleo (hidrocarburo líquido) para poner en producción 5.7 millones de barriles de petróleo a lo largo del horizonte de planeamiento estimado en 20 años. Este incremento de la producción permitirá lograr lo siguiente:

- (a) Reducir la importación de crudo, con la consiguiente liberación de las divisas empleadas para este fin, lo cual contribuirá a la reactivación del país al disponer de estas divisas para otros proyectos; así como también la reducción del déficit de la balanza de hidrocarburos.
- (b) Mantener o incrementar los ingresos para el estado y la sociedad vía regalías, canon, impuestos y aranceles. En adición, se tendría un impacto positivo a nivel macroeconómico como consecuencia de la ejecución de inversiones por parte del sector privado.
- (c) Reducir el Costo Medio de la operación, con lo cual se lograría incrementar la vida económica de la operación.

- (d) Reducir el desempleo en el área de influencia del Proyecto, ya que se genera empleo indirecto de mano de obra, como consecuencia de su ejecución.

Este objetivo está enmarcado en el Artículo 2° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, que establece que el Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.

Es importante mencionar que la estructura del contenido del Estudio de Pre-Factibilidad sigue las pautas establecidas en el “Anexo SNIP-06: Contenido mínimo del estudio de Pre-Factibilidad de un proyecto de inversión pública”, establecido a través de la “Directiva N° 004-2002-EF/68.01-Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública”, aprobada por Resolución Directoral N° 012-2002-EF/68.01, publicada por el Ministerio de Economía y Finanzas en su página WEB: www.mef.gob.pe/propuesta/DGPMSP/docs.php.

C. BALANCE OFERTA DEMANDA

El mercado nacional de petróleo representa una proporción muy pequeña de la demanda y oferta de petróleo mundial, por lo tanto, los excedentes o déficit de producción que se puedan registrar en el mercado nacional no tienen influencia considerable sobre el equilibrio del mismo, ya que el mercado internacional absorbe o provee, según sea el caso. Cabe anotar que la importación de petróleo y sus derivados está sujeta a aranceles, por lo que su participación en el mercado nacional incrementa los precios.

El mercado nacional se desenvuelve siguiendo los precios internacionales, por lo que los determinantes de oferta y demanda son relativamente los mismos que en el contexto internacional. En el caso de la oferta, los productores inyectarán la mayor cantidad de petróleo posible al mercado, más aún considerando el déficit existente. En el caso de la demanda, el principal determinante es la actividad económica y el crecimiento poblacional.

Balance para situación sin Proyecto, en miles de barriles:

$$DemandaNeta = OfertaNacional + Importacion - Exportacion$$

	COMPORTAMIENTO HISTORICO, miles de barriles					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Demanda Neta	59,372.8	52,454.1	56,834.1	51,026.0	52,250.4	53,261.7
Oferta Nacional	42,191.4	38,663.4	36,313.3	35,440.5	35,355.8	33,342.6
Importación	44,309.8	31,204.3	35,467.7	36,836.6	37,751.3	44,557.0
Exportación	27,128.4	17,413.6	14,946.9	20,251.1	20,856.7	24,637.9

El nuevo balance con el ingreso a operación del proyecto propuesto, para un período de 8 años, sería:

Balance para situación con Proyecto, en miles de barriles:

$$\text{Demanda} = \text{Oferta Nacional} + \text{Oferta Proyecto} + \text{Importación} - \text{Exportación}$$

	BALANCE DEL PRONOSTICO , miles de barriles					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Demanda Neta *	52,085.5	52,596.5	53,910.5	55,808.5	57,013.0	58,947.5
Oferta Nacional*	34,930.5	38,653.5	37,011.0	42,486.0	41,026.0	39,201.0
Oferta Proyecto	109.5	238.7	359.4	432.0	482.6	522.4
Importación	34,045.5	30,704.3	33,540.1	29,890.5	32,504.4	36,224.1
Exportación**	17,000.0	17,000.0	17,000.0	17,000.0	17,000.0	17,000.0

NOTAS:

* = Obtenido de Plan Referencial 2003-2012, MEM, escenario conservador, con sustitución de diesel y residual con gas natural.

** = Considerado constante, por el aporte de actuales y nuevos proyectos de exploración de crudos intermedios y pesados.

Igualmente, el impacto que genera el proyecto, durante sus 8 primeros años, sería:

	IMPACTO DEL PROYECTO EN EL CONTEXTO PAIS					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
% de la oferta	0.31%	0.61%	0.97%	1.02%	1.18%	1.33%
% de la demanda	0.21%	0.45%	0.67%	0.77%	0.85%	0.89%
Valor MMUS\$	2.29	4.99	7.51	9.02	10.08	10.91

D. DESCRIPCION DE ALTERNATIVAS

Las alternativas fueron tomadas del estudio a nivel perfil elaborado para el curso Taller I. En este contexto, en el presente estudio se tomarán en cuenta dos de las mejores alternativas para su evaluación correspondiente:

ALTERNATIVA A:

Perforación de pozos petrolíferos.- Para lo cual se han identificado 02 áreas atractivas y con alta probabilidad de ejecución del proyecto planteado. Consiste en la perforación de pozos petrolíferos que atraviesen estratos geológicos con contenido de petróleo en zonas con probado agotamiento de los reservorios.

ALTERNATIVA B:

Implementación de una Planta de conversión gas a líquido – GTL.- a fin de aprovechar el excedente de gas natural en el área, debido a que la demanda del mercado permite disponer de un volumen que actualmente puede ser procesado en planta GTL para convertirlo en diesel, nafta y kerosene.

E. COSTOS/BENEFICIOS SEGUN ALTERNATIVAS

Los costos de los proyectos corresponden a las inversiones y gastos operativos, que serán efectuados por las compañías operadoras privadas a través de la perforación de pozos en el NorOeste, para el caso de la ALTERNATIVA A, y de las compañías operadoras privadas con suficiente gas de tal manera que pueda ser procesado en una planta GTL, para el caso de la ALTERNATIVA B.

Los beneficios para el proyecto provendrían de la venta de petróleo y de productos GTL, cuya proyección depende de la oferta. La proyección de ventas de petróleo se ha obtenido considerando los resultados obtenidos en las recientes campañas de perforación llevadas a cabo principalmente en áreas del Lote 6, Lote 3 y Lote 8, debido a que representaron aproximadamente el 83% de la actividad de los privados en el período 1994-2003. La proyección de ventas de productos GTL se ha obtenido considerando los datos proporcionados por las compañías que han implementado este tipo de proyectos.

F. RESULTADOS DE LA EVALUACION PRIVADA

Para la ALTERNATIVA A, la evaluación económica se presenta en la Tabla I. Los resultados obtenidos de la evaluación económica privada, se muestran en la tabla siguiente:

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA PRIVADA

	Regalía Marginal Actual 25% - 35%	Regalía Marginal Propuesta 5% - 10%
VAN (18%)	(4.85) MMUS\$	3.71 MMUS\$
TIR	5.0 %	32.1 %

Se llevó a cabo la evaluación considerando financiamiento para la ejecución de las actividades y un plazo de amortización de 5 años. Los resultados muestran que ante un financiamiento del 70% de la inversión total, a una tasa de interés al préstamo de 10.92% anual, se obtiene un VAN de 30.6 millones de US\$. Es

importante mencionar que la alternativa de financiamiento no es factible dado que la banca nacional aún no toma en cuenta el financiamiento a este tipo de actividades, por el riesgo inherente y por desconocimiento de la actividad.

Para la ALTERNATIVA B, la evaluación económica presenta los resultados siguientes:

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA PRIVADA		
ALTERNATIVA	SUPUESTO	VAN (18%) MMUS\$
B	Capital Propio	(21.98)
	Financiamiento 10 años	(0.01)
	Financiamiento 20 años	1.99

Para el caso en la cual se utiliza capital propio y para el caso del financiamiento para ser pagado en 10 años, la operación no es rentable debido a la incidencia del capital al inicio del proyecto (año 0).

En el caso del financiamiento por 20 años, permite lograr utilidades durante toda la vida del proyecto. En esta situación, no se podría abandonar la operación antes de los 20 años del compromiso del financiamiento, a pesar que a partir del año 11 la utilidad es menor a 42,000 US\$ por año.

G. RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL

Para la ALTERNATIVA A, los resultados de la evaluación social son:

RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA A		
ORIGEN CONTRATISTA	VAN	Ratio B/C
Contratista de origen nacional	7.87 MMUS\$	1.13
Contratista de origen extranjero	15.94 MMUS\$	2.48

Para la ALTERNATIVA B, los resultados de la evaluación social son:

RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA B		
ORIGEN DE CONTRATISTA	VAN	Ratio B/C
Contratista de origen nacional	10.89 MMUS\$	1.48
Contratista de origen extranjero	40.82 MMUS\$	7.45

H. SOSTENIBILIDAD DEL PROYECTO

El proyecto se considera sostenible, de acuerdo al análisis de los siguientes aspectos:

a) Arreglos institucionales

En la etapa de inversión, participarán las Compañías privadas operadoras de los Lotes del área en estudio, y PERUPETRO sobre la base de la información generada por los estudios correspondientes, procederá a llevar a cabo la supervisión de la obligación contractual establecida en el contexto de regalías establecidas en el presente proyecto.

b) Capacidad de gestión

Las Compañías privadas operadoras de los Lotes de las áreas en estudio, vienen operando desde el año 1996, habiendo cumplido con programas de inversión que involucró perforación de pozos como parte del compromiso por la cual obtuvieron la buena pro de los Lotes. Estas compañías cuentan con organización y disponen de una excelente capacidad de gestión para la etapa de inversión y operación.

c) Disponibilidad de Recursos

Los recursos para la etapa de inversión provendrán de fondos propios y financiamiento de la Banca de Inversión nacional e internacional.

d) Financiamiento de los Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos operativos, se financian con los beneficios obtenidos por la venta del petróleo crudo a la Refinería de Talara. Los pagos por conceptos de ventas de petróleo crudo se efectúan a más tardar en la primera quincena del mes siguiente.

En las tablas de las evaluaciones económicas se aprecia la cobertura de costos de operación y mantenimiento con los ingresos provenientes por las ventas del Petróleo crudo, sin requerir aportes del Estado.

e) Participación de los Beneficiarios

La ejecución de estos proyecto se ejecutará en base a los principios definidos en el Artículo 6° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos - Ley 26221, Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en Contratos Petroleros y a la gestión de los propios Contratistas. Los beneficiarios directos son los Contratistas a través de la venta de Hidrocarburos y los beneficiarios indirectos

son por un lado la Región Piura a través del Canon que significa el 12.5% de los ingresos por venta del petróleo crudo y que proviene del cobro de la regalía y por otro lado, el Tesoro a través del remanente de la regalía una vez descontado el pago del monto correspondiente al Canon.

f) Factibilidad de Ejecución

Como consecuencia de la implementación del proyecto, se ha iniciado la perforación de pozos en el Lote 6 bajo los parámetros establecidos en el presente estudio.

El día 21 de mayo del 2003, fue publicado el Decreto Supremo DS-016-2003-EM y la suscripción definitiva entre el Contratista y PERUPETRO S.A., fue efectuada el 16 de junio del 2003. El 04 de julio del 2003, se inició la perforación del 1er pozo del proyecto.

I. IMPACTO AMBIENTAL

Antes de la declaración de la viabilidad, el estudio de impacto ambiental del proyecto deberá contar con la aprobación de la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas.

Para tal fin, los Contratistas ejecutarán el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente a la actividad, de acuerdo a la normatividad vigente (Decreto Supremo N° 046-93-EM) el que en su artículo 10°, menciona que dichos estudios incluirá al menos:

- a) Un estudio de Línea de Base para determinar la situación ambiental y el nivel de contaminación del área en la que se llevarán a cabo las Actividades de Hidrocarburos, incluyendo la descripción de los recursos naturales existentes, aspectos geográficos, así como, aspectos sociales, económicos y culturales de las poblaciones o comunidades en el área de influencia del Proyecto.
- b) Una descripción detallada del Proyecto propuesto.
- c) La descripción y evaluación técnica de los efectos previsibles directos e indirectos al medio ambiente físico y social, a corto y largo plazo, para cada una de las actividades de hidrocarburos que se planea desarrollar en el área del Proyecto.
- d) Un detallado Plan de Manejo Ambiental (PMA), cuya ejecución evite sobrepasar los niveles máximos tolerables y disminuya a un nivel aceptable los efectos negativos previsibles indicados en el párrafo anterior.
- e) Un Plan de Abandono del Area

En lo referente a la **ALTERNATIVA A**, los efectos ambientales ocurren antes de la perforación, durante la perforación y durante la operación del pozo. Los impactos ambientales antes de la perforación están circunscritos a la construcción de la plataforma, la cual no debe exceder de una área de 2 hectáreas, y lo cual genera movimiento de tierras, en una zona desértica. Durante la perforación los impactos son minimizados pues ocurre descarga de fluidos a una pozo protegida con geomembrana para evitar contaminación a las capas subterráneas. Durante la operación del pozo, el riesgo está asociado a derrames de petróleo crudo.

En lo referente a la **ALTERNATIVA B**, el impacto ambiental es positivo en el sentido que utiliza gas natural que en la mayoría de los casos es venteado al aire. Los residuos de la emisión de la planta son generalmente agua condensada.

A fin de sentar los postulados para la mejora de los futuros Estudios de Impacto Ambiental para la zona, se ha preparado diferentes cuadros mostrando los principales factores que impactan al ambiente.

FACTORES QUE IMPACTARAN AL AMBIENTE DURANTE IMPLEMENTACION DE LOS PROYECTOS

	Formas de reducir el efecto	Factores que incrementan el riesgo	Escenario mas probable
Alteración de la diversidad Biológica del área del Proyecto	Planificación de carreteras. Túneles para animales (lagartijas, zorros).	Medidas o prácticas en otros sectores que causan fragmentación del hábitat	Reducción de población de especies.
Contaminación por consumo de Energía	Control del tráfico hacia la operación. Uso eficiente de energía en motores estacionarios y vehículos.	Intenso tráfico de otros sectores que tienen curiosidad en el proyecto. Motores en mal estado de mantenimiento.	Motores y sistemas de transporte en buen estado de mantenimiento.
Contaminación por emisiones a la atmósfera	Uso de convertidores catalíticos.	Poblaciones cercanas al proyecto.	Cumplimiento de regulaciones – OSINERG.
Alteración de forma de vida de Comunidades de Pastoreo cercanas al área del Proyecto.	Planificación en el uso de terrenos	No anticipar su presencia.	Prohibición de acercarse a zonas de trabajo.
Afectación al ambiente por transporte y manipuleo de sustancias peligrosas	Protección de las aguas subterráneas. Mantenimiento de carreteras. Colocación de letreros con avisos.	Incremento en el volumen total de transporte y manipuleo de sustancias peligrosas	Cumplimiento de regulaciones – OSINERG.

Asimismo, se ha identificado los principales impactos que incidirán en la implementación de los proyectos, los cuales se presentan en la tabla siguiente.

IDENTIFICACION DE IMPACTOS

	Impactos Directos		Impactos Indirectos	
	Positivos	Negativos	Positivos	Negativos
Alternativa A: Perforación de Pozos	Incremento del empleo. Mejora del acceso a través de carreteras construidas por los proyectos.	Alteración del paisaje por movimiento de tierra. Fragmentación del hábitat biológico. Contaminación por consumo de combustibles.	Incrementa empleo. Incrementa monto canon.	Emisión gas natural al aire. Mayor flujo de vehículos
Alternativa B: Implementación Planta GTL	Menor emisión de gas natural al aire. Incrementa empleo. Mejora del acceso a través de carreteras construidas por los proyectos.	Movimiento de tierra. Consumo de combustibles	Incrementa empleo.	Mayor flujo de vehículos.

En todos los casos, la fiscalización de la operación de perforación de pozos e implementación de la Planta GTL, es efectuada por OSINERG en estricto cumplimiento del Decreto Supremo N° 046-93-EM.

Los costos de las medidas de mitigación, pueden ser considerados de acuerdo a:

VALORACION DE IMPACTOS

	IMPACTO	VALORACION	COMENTARIOS
Alternativa A: Perforación de Pozos	Incremento de empleo.	Considerado dentro de los costos del proyecto, valorado de acuerdo a ratios.	De acuerdo a la normatividad vigente, la gran mayoría de los impactos no han sido internalizados en los reglamentos.
	Alteración del paisaje por movimiento de Tierras y fragmentación del hábitat biológico	No se ha considerado.	
	Contaminación por consumo de Combustibles.	No se ha considerado.	
	Abandono de la actividad.	Se ha considerado en la evaluación económica un costo de 10,000 US\$/pozo para la actividad de abandono y remediación.	

Alternativa B: Implementación Planta GTL	Incremento de empleo.	Considerado dentro de los costos del proyecto, valorado de acuerdo a ratios.	De acuerdo a la normatividad vigente, la gran mayoría de los impactos no han sido internalizados en los reglamentos.
	Alteración del paisaje por movimiento de Tierras y fragmentación del hábitat biológico	No se ha considerado.	
	Contaminación por consumo de Combustibles.	No se ha considerado.	

Es importante mencionar que la sociedad se beneficia de la operación actual de explotación de hidrocarburos, a través del Canon Petrolero, el cual es equivalente al 12.5% de la valorización de toda la producción de hidrocarburos.

Asimismo, es conveniente comentar que todos los Estudios de Impacto Ambiental efectuados para la explotación de Hidrocarburos en el NorOeste, no han sido preparados de acuerdo al detalle requerido por la Dirección General de Hidrocarburos. Esto conlleva a que no exista un completo conocimiento de los impactos que genera la ejecución de actividades, así como que no se prepare la internalización de los costos asociados a tales impactos.

J. CONCLUSIONES

Desde el punto de vista del Grupo Evaluador

- a) El presente proyecto, analizó la pre-factibilidad técnica, económica y social de 02 alternativas: Perforación de nuevos pozos petrolíferos y la Implementación de una planta GTL. La alternativa de perforación de nuevos pozos petrolíferos resultó la más viable de implementar.
- b) La actividad de perforación de pozos en el NorOeste peruano, es factible de implementar desde el punto de vista del inversionista privado, bajo nuevas y mejoradas condiciones de regalías.
- c) Se logró el objetivo propuesto durante el desarrollo del curso Taller II: La elaboración de un proyecto a nivel Pre-Factibilidad, relacionado con el incremento de la producción de hidrocarburos líquidos en el NorOeste peruano.
- d) Durante el desarrollo del proyecto, se hizo uso de información técnica, económica y contractual procedente del Banco de Datos de PERUPETRO S.A. Se hizo uso intensivo de conceptos, técnicas y procedimientos provenientes de

los cursos dictados en la Maestría de Proyectos de Inversión – UNI, para lograr el objetivo pre-establecido.

Desde el punto de vista Privado

- a) Se ha estimado un incremento de la producción de petróleo como consecuencia de poner en producción un volumen de 5.7 millones de barriles de petróleo a lo largo del horizonte de planeamiento estimado en 20 años, lo cual significará lograr un incremento promedio de 1,100 barriles de petróleo por día, después de 4 años de implementado el proyecto, lo cual incrementará el insumo nacional para la Refinería Talara (reducción de la compra de insumo importado), incrementando el nivel de utilidad económica en ambos actores (Perspectiva Productor - Cliente).
- b) El proyecto propuesto referido a la perforación de pozos, bajo una nueva regalía muestra los resultados siguientes:

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA PRIVADA

	Regalía Marginal Actual 25% - 35%	Regalía Marginal Propuesta 5% - 10%
VAN (18%)	-4.85 MMUS\$	3.71 MMUS\$
TIR	5.0 %	32.1 %

La tasa de rentabilidad obtenida, para el proyecto propuesto esta acorde con la tasa de rentabilidad esperada para este tipo de proyectos (Perspectiva Proceso Interno).

- c) La implementación del proyecto propuesto, representa crecimiento en las utilidades como consecuencia de un mayor nivel de producción, y extensión de la vida económica de la operación en el Lote ya que a mayor producción se tendrá una reducción del costo medio (Perspectiva Financiera).
- d) La perforación de pozos, generará nueva y adicional información de ingeniería, geología y costos, la que será importante en un mejor conocimiento del subsuelo y en una optimización de los costos de perforación y operación (Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento).

Desde el punto de vista Social

- a) La ejecución del proyecto de perforación de pozos, permitirá reducir la importación de petróleo crudo en un volumen equivalente a 5.73 millones de barriles en un horizonte de 20 años, significando un beneficio por no importar el producto, en términos de divisas, del orden de 70.5 millones de US\$ (valor actual a una tasa de descuento del 14%).
- b) Los resultados de la evaluación social, muestran indicadores positivos, lo cual significa que la ejecución del proyecto es rentable desde el punto de vista social.

Los resultados de la evaluación social son:

RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA A		
ORIGEN CONTRATISTA	VAN	Ratio B/C
Contratista de origen nacional	7.87 MMUS\$	1.13
Contratista de origen extranjero	15.94 MMUS\$	2.48

- c) El incremento de la producción de petróleo crudo, generará mejores ingresos para el Estado, a través de montos adicionales de impuestos y regalías que se han estimado en 7.3 millones de US\$ (valor actual a tasa de descuento social del 14%). Una mayor producción, permite incrementar los montos por concepto de Canon a la Región Piura, equivalente al 12.5% del valor de la producción incremental.
- d) El incremento de la producción de petróleo crudo, permitirá una ampliación del mercado local, reduciendo los problemas sociales.
- e) El inicio de la ejecución del proyecto, motivará la participación de un mayor número de empresas inversionistas, al tomar conocimiento de los resultados a ser obtenidos como consecuencia de la perforación de nuevos pozos. Esto se enmarca en el objeto social de PERUPETRO S.A., relacionado con la promoción de inversiones en las actividades de explotación de Hidrocarburos y la participación en lo referente a proponer opciones de política al Ministerio de Energía y Minas, relacionadas con la explotación de Hidrocarburos.

K. RECOMENDACION

- a) Continuar con el objetivo del proyecto, correspondiente al incremento de la producción de petróleo a través de la perforación de nuevos pozos. En este contexto, es atractivo conseguir el acuerdo correspondiente con las compañías interesadas.

- b) Promover y promocionar los resultados de la perforación de pozos a través de PERUPETRO S.A., a medida que estos se vayan obteniendo, a fin de lograr la máxima participación de todas las empresas operadoras del NorOeste peruano.

4.2.- ASPECTOS GENERALES

4.2.1 NOMBRE DEL PROYECTO

El proyecto elaborado a nivel de estudio de Pre-Factibilidad se le denominó “Incremento de la producción de hidrocarburos líquidos en la Costa Norte del Perú”. Este proyecto está relacionado al sub-sector energía del Ministerio de Energía y Minas y específicamente dentro del ámbito de las funciones de PERUPETRO relacionadas con el rol promotor en el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221.

4.2.2 UNIDAD FORMULADORA Y EJECUTORA

El estudio de Pre-Factibilidad del proyecto mencionado fue elaborado por el estudiante: Lucio Carrillo Barandiarán, de la Maestría en Ciencias con mención en Proyectos de Inversión de la Facultad de Economía y Ciencias Sociales de la Universidad Nacional de Ingeniería, quien actuó como Unidad Formuladora.

Las unidades ejecutoras serían las compañías privadas operadoras de los Lotes petroleros de la Costa Norte del Perú, que tendrán a su disposición los resultados del proyecto, a través de las actividades de promoción a la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos por parte de PERUPETRO SA, que le es conferida por el Artículo 6° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221. Estas compañías cuentan con equipos técnicos en las especialidades de ingeniería de petróleo, geología, finanzas y gerencia entre otros.

Es importante mencionar que la estructura del contenido del Estudio de Pre-Factibilidad sigue las pautas establecidas en el “Anexo SNIP-06: Contenido mínimo del estudio de Pre-Factibilidad de un proyecto de inversión pública”, establecido a través de la “Directiva N° 004-2002-EF/68.01-Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública”, aprobada por Resolución Directoral N° 012-2002-EF/68.01, publicada por el Ministerio de Economía y Finanzas en su página WEB: www.mef.gob.pe/propuesta/DGPMSP/docs.php.

4.2.3 PARTICIPACIÓN DE LAS ENTIDADES INVOLUCRADAS Y DE LOS BENEFICIARIOS

Las entidades involucradas son:

El estado peruano a través de PERUPETRO, en uno de los involucrados al cual se le solicitó el apoyo respectivo y cuya respuesta fue positiva. PERUPETRO

tiene por objeto social promover la inversión y proponer opciones de política relacionadas a las actividades de exploración y explotación. PERUPETRO facilitó la información necesaria para el desarrollo del tema mencionado, a través del Banco de Datos, en el cual se dispone de toda la información relacionada a las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos a nivel país.

Compañías privadas operadoras de los Lotes petroleros del NorOeste, localizadas en el ámbito geográfico de la región Piura y que son los involucrados el lograr el incremento de la producción de petróleo, actuando como ejecutores de los proyectos y a la vez serán los beneficiarios directos por la rebaja de la regalía y la rentabilidad de los proyectos a implementarse.

La sociedad será la beneficiaria del proyecto a través de una mejora en el desarrollo socio-económico y productivo nacional, dado que un incremento de la producción de petróleo reduce el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos e incrementa el monto por concepto de canon y regalías.

4.2.4 MARCO DE REFERENCIA

Actualmente en la Costa Norte del Perú, denominada NorOeste se están llevando a cabo actividades de explotación de hidrocarburos. Estas actividades de extracción se iniciaron hace mas de 100 años y a la fecha la producción de hidrocarburos líquidos se encuentra en constante declinación, como consecuencia del agotamiento de la presión en los reservorios del subsuelo.

El agotamiento⁸³ es un fenómeno natural que esta presente durante la etapa del desarrollo de todo recurso natural no renovable. El agotamiento es una reducción progresiva del stock total (o volumen para el caso del petróleo y gas natural) en el tiempo, a medida que el recurso es producido.

En la industria del petróleo, el agotamiento se refiere a la declinación de la producción asociada a un pozo, reservorio o campo en particular. A medida que los pozos, reservorios o campos existentes son agotados o depletados, nuevos volúmenes de recurso deben reemplazar a los producidos, de tal manera que se logre una producción económica.

Al reducirse la presión en los reservorios como consecuencia de la producción de hidrocarburos (reducción del volumen de hidrocarburos en el subsuelo), estos no tienen la energía suficiente para arrastrar el petróleo desde el reservorio hasta el fondo de los pozos. Esto origina que la productividad de los pozos se reduzca a través del tiempo y los proyectos de perforación actuales

⁸³ Energy Information Administration, U.S. Department of Energy “Accelerated Depletion: Assessing its Impacts on Domestic Oil and Natural Gas Prices and Production”, Julio 2000.

no cuenten con el respectivo atractivo de rentabilidad exigida por los operadores privados.

Se puede mencionar que son 4 las variables que inciden en la rentabilidad de los proyectos asociados al incremento de la producción de petróleo:

Variables No Controlables

- (1) El precio del petróleo crudo, sujeto a fluctuaciones internacionales y define la magnitud de los ingresos monetarios relacionado directamente al beneficio de la operación,
- (2) El agotamiento de los reservorios, que define el volumen de entrega del producto,

Variables Controlables

- (3) Costos operativos, cuya optimización esta a cargo del Contratista,
- (4) Regalías⁸⁴, que pueden ser acordadas por las partes.

El presente proyecto se origina con la idea de lograr un incremento de la producción de petróleo que logre reducir el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos, involucrando conceptos de reducción de regalías, optimización de costos operativos y uso de nuevas tecnologías.

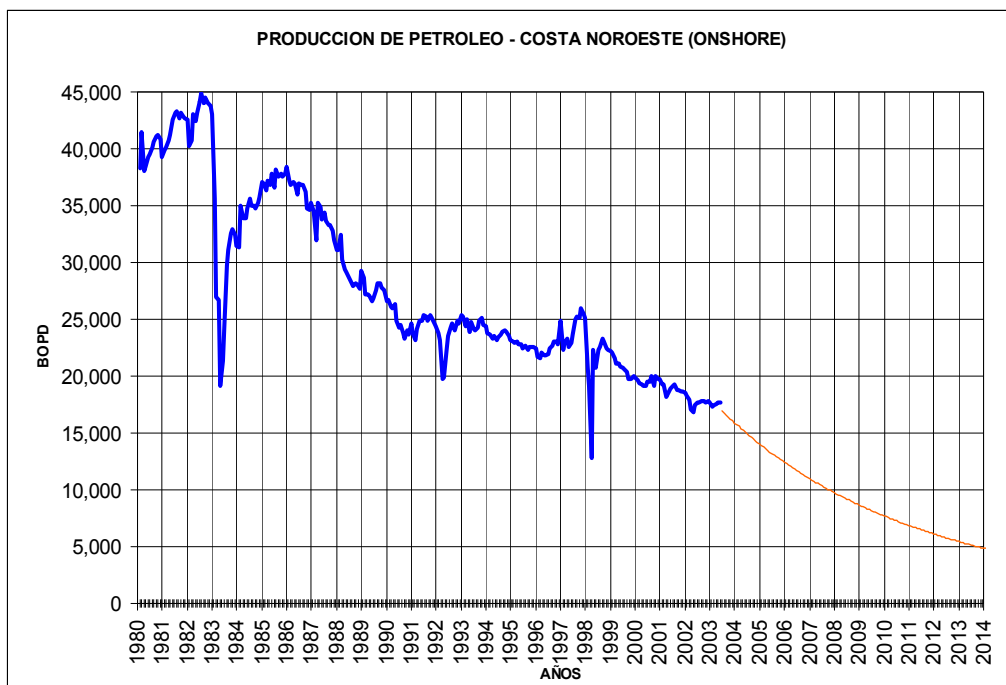
Considerando que el petróleo crudo es un bien transable, su precio es establecido por los oferentes de todo el mundo por lo que nuestro país es un “tomador de precio”. Los proyectos nuevos de perforación de pozos no son rentables a las condiciones económicas de precios y costos, por lo que la única manera de generar proyectos es reduciendo costos, siendo una de las variables de mayor impacto las regalías.

En el gráfico N° 4-1 puede observarse como el efecto de agotamiento ha reducido los volúmenes de producción en el NorOeste peruano.

Este objetivo se enmarca en los lineamientos de política sectorial del Ministerio de Energía y Minas sub-sector energía, que consiste en promover la inversión en las actividades de explotación de hidrocarburos.

⁸⁴ Debe entenderse por regalías como el pago que efectúan los Contratistas (Empresas Privadas) al Estado por el derecho a la explotación de los recursos hidrocarburíferos cuyo propietario es el Estado. Este pago consiste en un porcentaje del valor de la producción extraída en un período (quincenal o mensual) y pertenece al Estado el destino de este monto.

GRAFICO N° 4-1
TENDENCIA DEL AGOTAMIENTO DE LOS RESERVORIOS - NOROESTE



Fuente: Elaboración propia, sobre datos provenientes de PERUPETRO.

4.3.- IDENTIFICACION

4.3.1 DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

La producción nacional de hidrocarburos representó para el año 2003 aproximadamente el 1.0% del total del PBI peruano. Los productores privados de la Costa Norte del Perú producen el 19.5% del volumen de hidrocarburos líquidos en el ámbito nacional y se encuentran establecidos en 8 Lotes dentro de los límites de la provincia de Talara, departamento de Piura.

En el presente proyecto, nos limitaremos a los Lotes petroleros ubicados en la Costa Norte del Perú (NorOeste) y que son 08 los que a continuación se lista, en la tabla N° 4-1:

TABLA No 4-1
RELACION DE LOTES EN LA COSTA NORTE PERUANA

LOTE	TIPO OPERADOR	TIPO CONTRATO	DATOS PROMEDIO AÑO 2003	
			PRODUCCION Barriles de petróleo por día	% PARTICIPACION A NIVEL NACIONAL
1	Privado	Servicios	654	0.71
2	Privado	Licencia	565	0.61
3	Privado	Licencia	676	0.74
4	Privado	Licencia	577	0.63
5	Privado	Servicios	153	0.17
6	Privado	Licencia	3,296	3.61
7	Privado	Servicios	309	0.34
8	Privado	Licencia	11,528	12.62
TOTAL COSTA NOROESTE			17,780	19.46
TOTAL NACIONAL			91,350	100.00

Fuente: Elaboración propia en base a datos de PERUPETRO.

Estos Lotes operan al amparo de la Ley 26221 “Ley Orgánica de Hidrocarburos” bajo la modalidad de Contrato de Licencia⁸⁵ o Contrato de Servicio⁸⁶ y pagan una regalía⁸⁷ o reciben una retribución respectivamente.

Estos Lotes podemos clasificarlos en dos categorías de acuerdo a su origen:

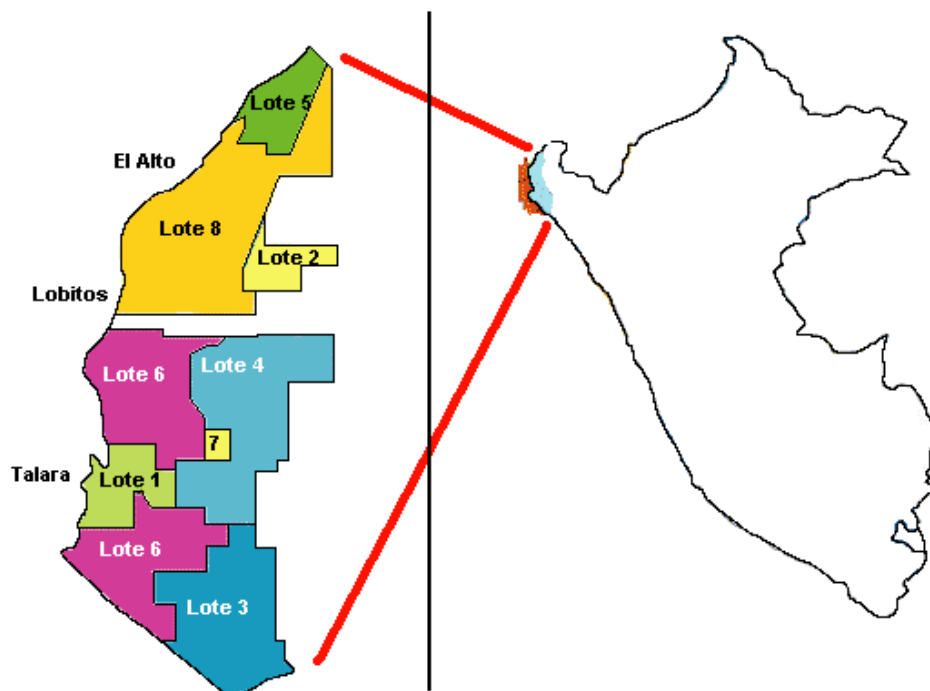
⁸⁵ Este tipo de Contrato transfiere al Contratista el derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos, quien a su vez deberá pagar una Regalía en efectivo al Estado vía PERUPETRO.

⁸⁶ Este tipo de Contrato permite al Contratista el derecho a llevar a cabo actividades de exploración y/o explotación, recibiendo una Retribución en función de la producción fiscalizada.

⁸⁷ En la legislación internacional se entiende como el derecho que tiene el Estado de percibir una contraprestación económica por ser la propietaria de los recursos naturales.

- (1) **Lotes originados por privatización, sin que el Contratista haya pagado un derecho inicial.-** En esta categoría están 07 Lotes denominados: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7. Estos Lotes al momento de su privatización se encontraban produciendo con toda la infraestructura necesaria para tal fin. Estos Lotes pagaron una regalía entre 23% a 50% para diciembre 2003.
- (2) **Lotes originados por privatización, por los cuales el Contratista pagó un derecho inicial.-** En esta categoría esta 01 Lote denominado Lote 8. Este Lote al momento de su privatización se encontraba produciendo con toda la infraestructura necesaria para tal fin. Este Lote pagó una regalía de 24.5% para diciembre del 2003.

GRAFICO N° 4-2
MAPA DE UBICACION DE LOTES



Los yacimientos sujetos a extracción cuentan con más de 100 años de historia productiva, y con un nivel de agotamiento tal, que la producción de los pozos existentes se encuentra en constante declinación. La complejidad geológica del subsuelo, el alto grado de agotamiento, la magnitud de las inversiones asociadas y el alto porcentaje de regalías no permite ejecutar, a los productores privados, proyectos incrementales económicos que permita aumentar la producción de petróleo.

El pago de regalías se efectúa en función del valor bruto de la producción de petróleo crudo, lo cual significa un costo que para diciembre del 2003 significó entre 6.4 US\$/BI a 14.1 US\$/BI, tal como se muestra en la Tabla N° 4-2.

TABLA No 4-2
REGALIAS / RETRIBUCION MEDIA - DICIEMBRE 2003

LOTE	Valor del Barril (US\$)	PORCENTAJE (%)			Costo de la Regalía (US\$/BI)
		Regalía Media	Retribución Media	Regalía Equivalente Media	
1	28.1		65.8	34.2	9.6
2	28.1	50.1		50.1	14.1
3	28.1	50.0		50.0	14.0
4	28.1	48.5		48.5	13.6
5	28.1		77.3	22.7	6.4
6	28.1	32.1		32.1	9.0
7	28.1		66.1	33.9	9.5
8	28.1	24.5		24.5	6.9
TOTAL				28.8	8.1

Fuente: Elaboración propia en base a datos de PERUPETRO

Para algunos Lotes, existe una regalía diferenciada en función del volumen de producción, significando que ante un rango de mayor producción, el porcentaje de regalía es menor, lo cual generaba una Regalía Marginal, tal como se muestra en la Tabla N° 4-3. Esto se estableció a fin de incentivar mayores niveles de producción por parte del Contratista. Por las características de los reservorios, la producción declinaba cada vez mas lo cual originaba un efecto contrario: a menor producción, el Contratista pagaba una mayor Regalía, como consecuencia de descender en el rango de la diferenciación.

TABLA No 4-3
REGALIAS / RETRIBUCION MARGINAL - DICIEMBRE 2003

LOTE	Valor del Barril (US\$)	PORCENTAJE (%)			Costo de la Regalía (US\$/BI)
		Regalía Marginal	Retribución Marginal	Regalía Equivalente Marginal	
1	28.1		83.0	17.0	4.8
2	28.1	45.6		45.6	12.8
3	28.1	31.8		31.8	8.9
4	28.1	28.4		28.4	7.9
5	28.1		83.0	17.0	4.8
6	28.1	10.0		10.0	2.8
7	28.1		66.1	33.9	9.5
8	28.1	24.5		24.5	6.9

Fuente: Elaboración propia en base a datos de PERUPETRO

Actualmente, los productores del NorOeste del Perú, no están ejecutando a plenitud, actividades de perforación de pozos ni aplicando tecnología reciente disponible para lograr incrementar la producción de hidrocarburos líquidos, ya que han sustentado que estos proyectos incrementales no son rentables desde el punto de vista privado, ocasionando que se amplíe mas la brecha negativa de la balanza comercial de hidrocarburos.

Para lograr producción adicional y minimizar el efecto de declinación de la producción, los productores llevan a cabo trabajos de muy bajo riesgo y de poca inversión (denominados reactivación y reacondicionamiento en pozos antiguos, siendo ambos recursos finitos). Una continua y definida declinación de la producción de petróleo ocasionará en el mediano plazo un incremento del costo medio para los productores (menor producción para un mismo costo total), lo cual se traducirá en una reducción del ámbito e importancia de la industria en la vida nacional.

La demanda actual de productos hidrocarburiíferos es de 140,000 barriles por día y una oferta limitada a la producción de los pozos del orden de 95,000 barriles por día lo cual genera un déficit algebraico de 45,000 barriles por día. En la Tabla N° 4-4 puede observarse los resultados históricos de la balanza comercial de hidrocarburos, para el período 1999 – 2003 en términos de barriles de petróleo y valorización en US\$.

TABLA N° 4-4
BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

AÑO	Miles de Barriles por día			Millones de US\$		
	X	M	X - M	X	M	X - M
1999	47.7	85.5	(37.8)	238.6	591.2	(352.6)
2000	40.8	96.9	(56.1)	380.3	1,093.5	(713.2)
2001	55.5	100.9	(45.4)	402.5	906.3	(503.8)
2002	20.8	37.8	(17.0)	471.1	963.0	(491.9)
2003	24.6	44.6	(20.0)	662.6	1,386.5	(723.9)

Fuente: datos del MEM - Plan Referencial 2002 y datos DGH.

Nota:

X = Exportaciones

M = Importaciones

4.3.1.1 Evolución de la Industria⁸⁸

Historia: Hasta el año 1968

Existen referencias que los nativos peruanos habían conocido el asfalto y el petróleo desde mucho antes de la conquista por los Españoles. El primer pozo petrolero en Sudamérica fue excavado (perforado) por un Inglés llamado Farrier en 1862 en la localidad de Tusillal, el cual mostró pequeñas cantidades de petróleo.

El primer pozo petrolero oficialmente considerado fue perforado por A. E. Prentice en 1863 en la misma área, denominado Zorritos, dentro de la Cuenca Tumbes. Este pozo descubrió petróleo a la profundidad de 86 pies y se formó la Compañía Peruana del Petróleo para desarrollar este descubrimiento.

Posteriores perforaciones fueron efectuadas en 1865 y la producción empezó en 1866 a un caudal de 480 bl/día desde 03 pozos. En 1871 se estableció una pequeña Refinería cerca al Río Tumbes, la cual fue trasladada a Zorritos en 1879, y posteriormente destruidas sus instalaciones durante la Guerra del Pacífico entre 1879-1883. En 1863, Fausto G. Piaggio S.A. adquirió la propiedad de Zorritos e inició el desarrollo de petróleo en la zona. Se perforaron un total de 405 pozos durante los siguientes 55 años de operación.

En 1873 las compañías London Pacific Petroleum de Inglaterra e International Petroleum Company (una subsidiaria de la Standard Oil) iniciaron la perforación en los campos de Negritos y La Brea y Pariñas cerca a la ciudad de Negritos en la Cuenca Talara e hicieron grandes descubrimientos. El desarrollo de la perforación inició en 1875, pero la producción inició después de la Guerra del Pacífico. Por el año 1884 se produjo petróleo por varias compañías y en el año 1900 la producción alcanzó 750 bl/día, siendo el Perú el único país sudamericano con apreciable producción de petróleo.

El Perú fue autosuficiente en petróleo y gas hasta 1962. A fines de la década de los 60's, la producción era alrededor de 70,000 bl/día y el consumo doméstico incrementó rápidamente por lo que se tuvo que importar crudo.

⁸⁸ Fuente: [Scottish Enterprise Operations, "PERU: Upstream oil and gas market – Report", mayo 1998, páginas 8-14..](#)

Historia: Entre 1968 a 1985

Después del Golpe Militar en el año 1968, el gobierno decidió en 1969 nacionalizar todas las actividades del Upstream⁸⁹ y Downstream⁹⁰. Los activos de la International Petroleum Company e Interlob (joint venture de IPC/Lobitos) fueron expropiados, y con EPF se formó la base para una nueva compañía estatal denominada Petróleos del Perú o PETROPERU, la cual fue creada formalmente en 1969.

En 1978, PETROPERU contrató con Occidental/Bridas para ejecutar un proyecto de inyección de agua en el área de Talara, sobre una modalidad de Servicios Petroleros con pago por barril producido.

Historia: Entre 1985 a 1991

En los inicios de la década de los 80's hubo una disputa entre Occidental, Occidental/Bridas y Belco sobre pago de impuestos. La disputa no fue resuelta y en agosto de 1985 el gobierno rescindió los contratos PDS (Production Sharing Contracts) con todas las compañías. Occidental renegoció un nuevo Contrato de Servicios con Riesgos, el contrato Occidental/Bridas fue también renegociado con nuevos porcentajes de retribución. Sin embargo las negociaciones con Belco no llegaron a un acuerdo y el gobierno peruano expropió sus activos y creó la compañía PETROMAR subsidiaria de PETROPERU.

Con la pérdida de la exportación y la necesidad de importar crudo y el colapso de los precios en 1985, la situación financiera de PETROPERU se deterioró. Cuando incrementaron los precios posteriormente, PETROPERU tenía necesidad de subsidiar los productos por lo que las pérdidas se incrementaron rápidamente.

Historia: Entre 1991 a Actual

En mayo de 1992 el gobierno anunció que PETROPERU sería incluida en el proceso de privatización. Las 80 estaciones de servicio de PETROPERU fueron vendidas a una variedad de compradores en agosto de 1992, la subsidiaria Solgas fue vendida en agosto de 1992 y las operaciones de PETROMAR fueron tomadas por Petrotech en noviembre de 1993 en un Contrato de Operaciones Especial. La transferencia de algunos campos del Noroeste se inició en 1993 y una variedad de compañías locales emergieron como operadores. Asimismo,

⁸⁹ Término utilizado para referirse a las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas.

⁹⁰ Término empleado para referirse a las actividades de ventas al por menor.

las unidades de servicio de pozos y equipos de perforación fueron transferidos al sector privado en 1993.

Con la venta del Lote 8 a la compañía Pérez Companc en diciembre de 1996, concluyó el proceso de Privatización de PETROPERU en el área de Explotación & Exploración (Upstream).

El mayor cambio a las operaciones de exploración fue originado por la nueva Ley de Hidrocarburos que fue promulgada en noviembre de 1993. Esta Ley creó una nueva empresa denominada PERUPETRO, que sería la que negocie, celebre y supervise los Contratos y estableció 02 tipos básicos de contrato: De Servicios y De Licencia.

Actualmente existen 08 Lotes que producen petróleo y operan en el NorOeste – Tierra.

4.3.1.2 Producción Actual de Hidrocarburos

En el Departamento de Piura, en el NorOeste, se encuentran ubicados 08 Lotes de explotación de hidrocarburos (petróleo y gas) (Ver Mapa en Gráfico N° 4-2). Todos los Lotes que producen petróleo abastecen a la Refinería de Talara y los que venden gas abastecen a empresas dedicadas a la transformación de energía térmica, tal es el caso de la empresa EEP SA. Para el caso del gas, la oferta excede a la demanda actual.

**TABLA 4-5
HIDROCARBUROS PRODUCIDOS Y COMERCIALIZADOS - FEBRERO 2004**

LOTE	ACUMULADO AÑO 2003		MES DE FEBRERO 2004	
	PETROLEO Barriles	GAS MM pc	PETROLEO Barriles	GAS MM pc
1	238,697	217.8	17,729	29.3
2	206,176	0	14,839	0
3	246,609	0	16,682	0
4	210,747	0	15,248	0
5	56,000	0	4,298	0
6	1'203,047	1,436.3	104,524	106.5
7	112,796	0	9,485	0
8	4'207,870	2,570.9	323,697	200.0
TOTAL	6'481,942	4,225.0	506,502	335.8
PAIS	33'342,597	18,483.0	2'454,105	846.9

Fuente : Datos de PERUPETRO.

1 Barril = 42 galones americanos = 149 litros : a 60°F y 14.7 psia.

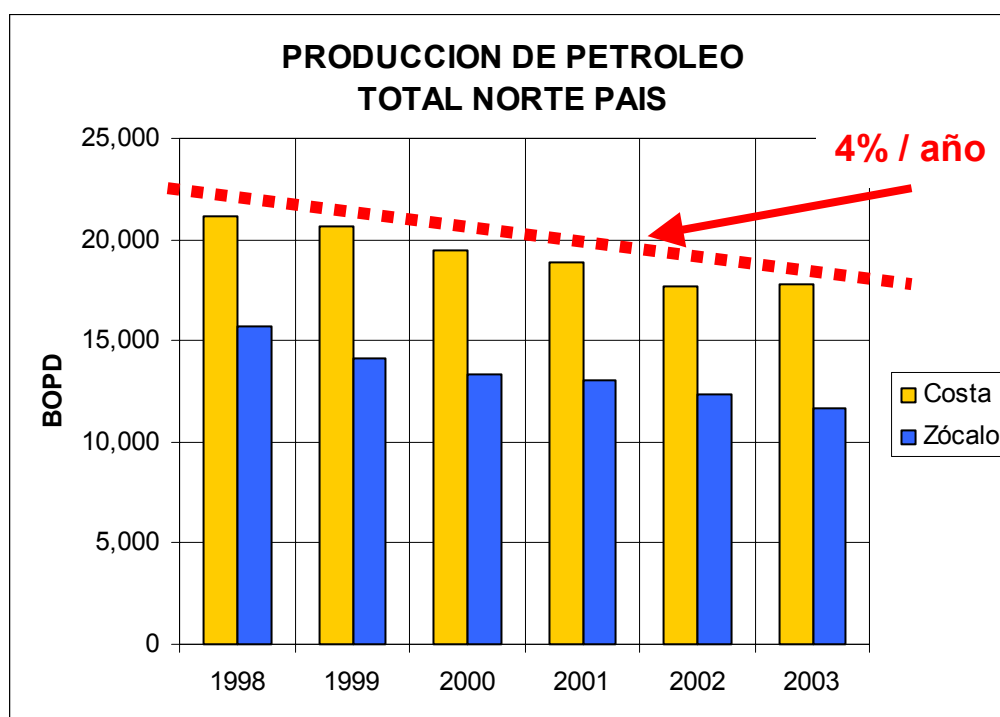
1 MMpc = 1 millón de pies cúbicos a condiciones estándar : 60°F y 14.7 psia.

Ninguno de los Lotes presenta problemas en su operación. En lo referente a la contaminación ambiental los productores se preocupan por reducir el impacto que pudiera causar la producción de los líquidos (petróleo crudo), pero mucho del gas que se produce conjuntamente con el petróleo (gas asociado) y que por falta de demanda y/o infraestructura para su recolección y reinyección a los reservorios del subsuelo, es vertido al aire con el consiguiente daño al ambiente. Existen también algunos pozos muy antiguos localizados en áreas muy cercanas a zonas urbanas que conllevan peligro a la sociedad, ya que no han sido abandonados de acuerdo a las prácticas ambientales, porque no se ha establecido la responsabilidad del abandono entre el Contratista y el Estado.

4.3.1.3 Declinación de la Producción - Infraestructura – Resultados obtenidos por la perforación de pozos.

De acuerdo con los datos estadísticos, para el NorOeste se ha estimado que la producción declina en promedio un 4 % por año, cuando se llevan a cabo trabajos menores para mantener la producción. En la gráfico N°4-3 se muestra la evolución de la producción de petróleo en los últimos años.

GRAFICO N° 4-3
Evolución de la producción de petróleo Costa Norte



La producción de hidrocarburos proviene de pozos que son perforados a una profundidad promedio de 1,400 m de profundidad. Existen aproximadamente 4,021 pozos que actualmente están produciendo.

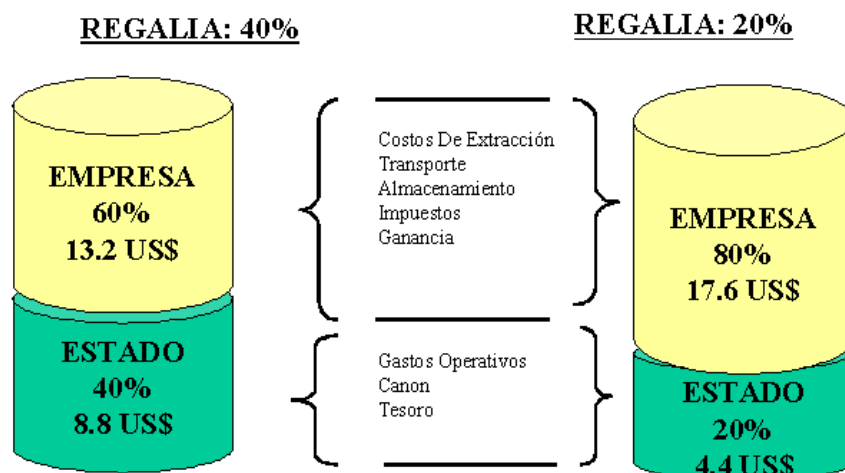
Los resultados técnicos correspondientes a la perforación de pozos han demostrado que la productividad por pozo se ha reducido como consecuencia del avanzado grado de agotamiento de los reservorios.

4.3.1.4 Participación del Estado en la Renta Petrolera

La participación del Estado en la renta petrolera a través de la aplicación de regalías alcanza valores que dependen del precio del crudo: a mayores precios mayor porcentaje de regalías; para un precio de 28 US\$/BI, la regalía promedio para el Noroeste ha sido de 28.8%, lo cual ha generado para el Estado un monto de regalía de 4.8 MMUS\$ para el mes de diciembre del 2003 (de un total de 21.5 MMUS\$ a nivel nacional para el mismo mes). La alta regalía en adición a la baja productividad y reservas de los pozos, hace que la rentabilidad estimada para proyectos nuevos que pudieran implementar los Contratistas sea negativa, haciendo que estos opten por no dirigir recursos de capital hacia actividades tales como perforación de pozos nuevos.

A modo de ilustración y asumiendo regalías de 40% y 20% y un precio de crudo de 22 US\$/BI (promedio esperado en el largo plazo), se muestra esquemáticamente la distribución de la participación para ambas modalidades (Contrato tipo Servicios y Contrato tipo Licencia), en el gráfico siguiente:

GRAFICO N° 4-4
CONTRATO DE LICENCIA: PARA PRECIO CRUDO 22 US\$/BI

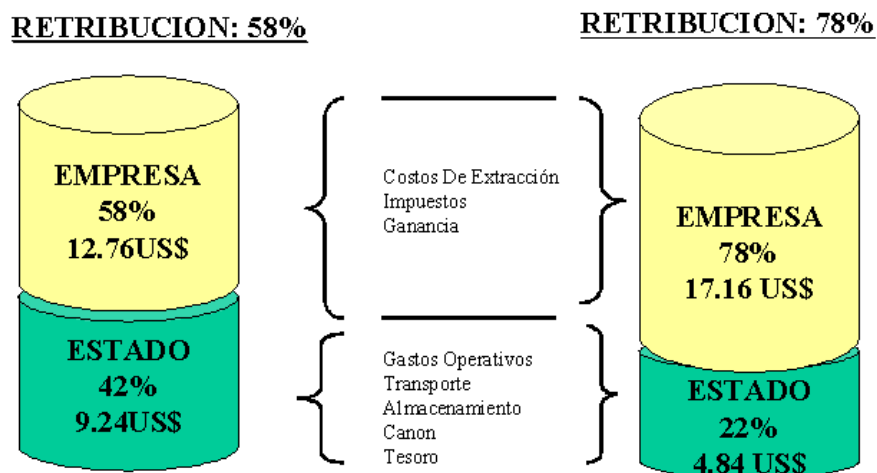


Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el Contrato de Licencia, es el celebrado por PERUPETRO S.A., con el Contratista y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar Hidrocarburos en el área de Contrato; en mérito del cual PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.

GRAFICO N° 4-5

CONTRATO DE SERVICIOS: PARA PRECIO CRUDO 22 US\$/BI



Fuente: Elaboración propia

El Contrato de Servicios, es el celebrado por PERUPETRO S.A., con el Contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área de Contrato, recibiendo el Contratista una retribución en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.

4.3.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA Y SUS CAUSAS

El problema central identificado es la disminución de la producción de hidrocarburos líquidos, originada por:

No perforación de nuevos pozos petrolíferos, debido a la existencia de altas tasas de Regalías aplicable a la producción y a la existencia de información geológica y de ingeniería no integrada, para todos los Lotes.

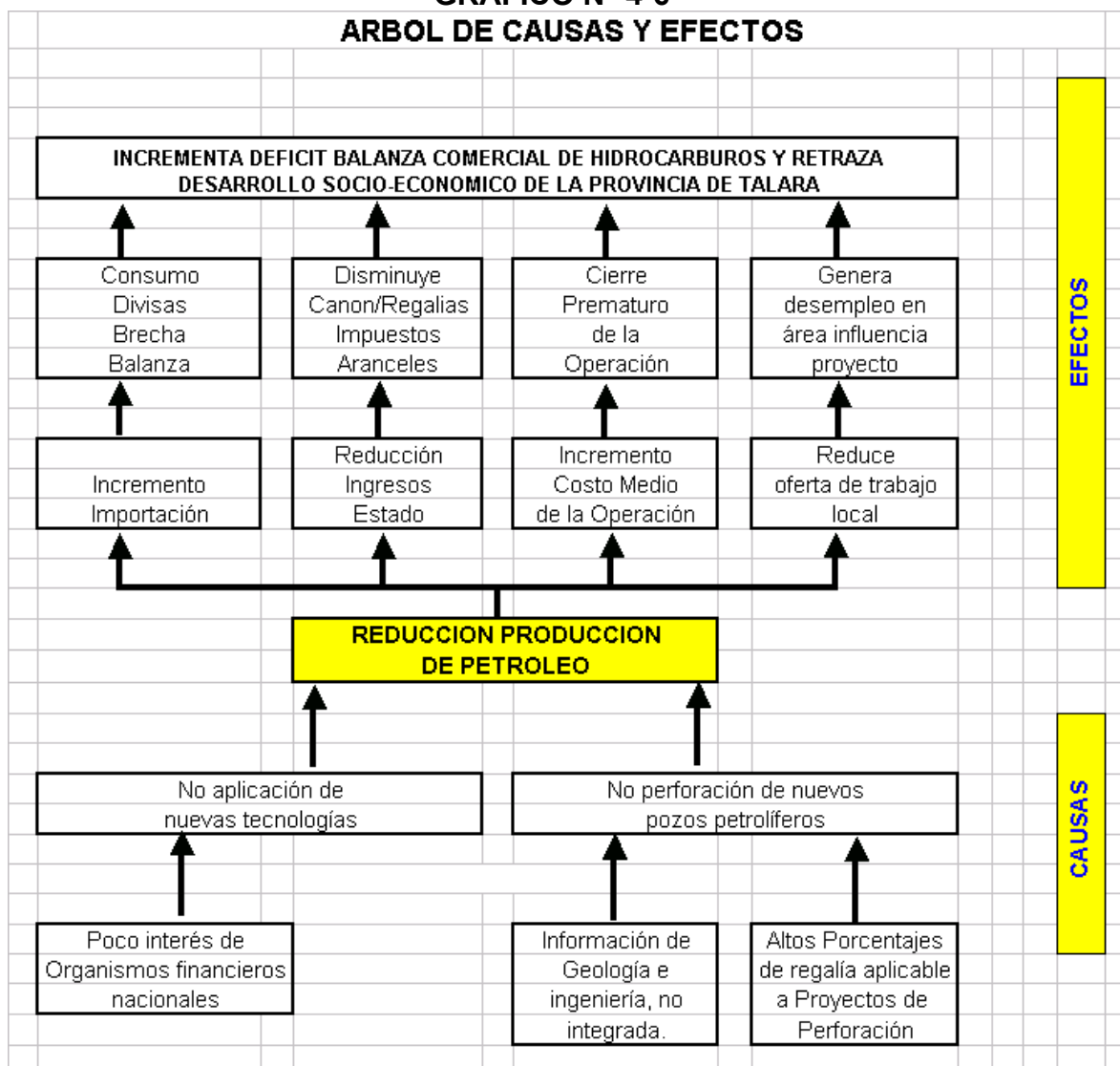
Esto origina que el costo total de producción tenga una alta incidencia en la rentabilidad de los proyectos de perforación. Asimismo la existencia de información técnica geológica y de ingeniería no integrada incrementa el riesgo asociado al nivel de productividad de los proyectos.

No aplicación de nuevas tecnologías, debido al poco interés por los organismos financieros nacionales para otorgar créditos a los Contratistas del NorOeste.

Esto origina que proyectos involucrados en el desarrollo y puesta en producción de reservas de petróleo y gas no se ejecuten en la oportunidad.

El Gráfico N° 4-6, presenta el árbol de Causas y Efectos para el proyecto.

GRAFICO N° 4-6
ARBOL DE CAUSAS Y EFECTOS



4.3.3 OBJETIVO DEL PROYECTO

El objetivo central del proyecto es el de lograr un incremento de la producción de petróleo (hidrocarburo líquido) logrando poner en producción 5.7 millones de barriles de petróleo a lo largo del horizonte de planeamiento estimado en 20 años. Este incremento de la producción permitirá lograr lo siguiente:

- (a) Reducir la importación de crudo, con la consiguiente liberación de las divisas empleadas para este fin, lo cual contribuirá a la reactivación del país al disponer de estas divisas para otros

proyectos; así como también la reducción del déficit de la balanza de hidrocarburos.

- (b) Mantener o incrementar los ingresos para el estado y la sociedad vía regalías, canon, impuestos y aranceles. En adición, se tendría un impacto positivo a nivel macroeconómico como consecuencia de la ejecución de inversiones por parte del sector privado.
- (c) Reducir el Costo Medio de la operación, con lo cual se lograría incrementar la vida económica de la operación.
- (d) Reducir el desempleo en el área de influencia del Proyecto, ya que se genera empleo indirecto de mano de obra, como consecuencia de su ejecución.

Este objetivo está enmarcado en el Artículo 2° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, que establece que el Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.

El Gráfico N° 4-7, muestra el árbol de medios y fines para el proyecto y el Gráfico N° 4-8 muestra el árbol de medios y acciones.

GRAFICO N° 4-7

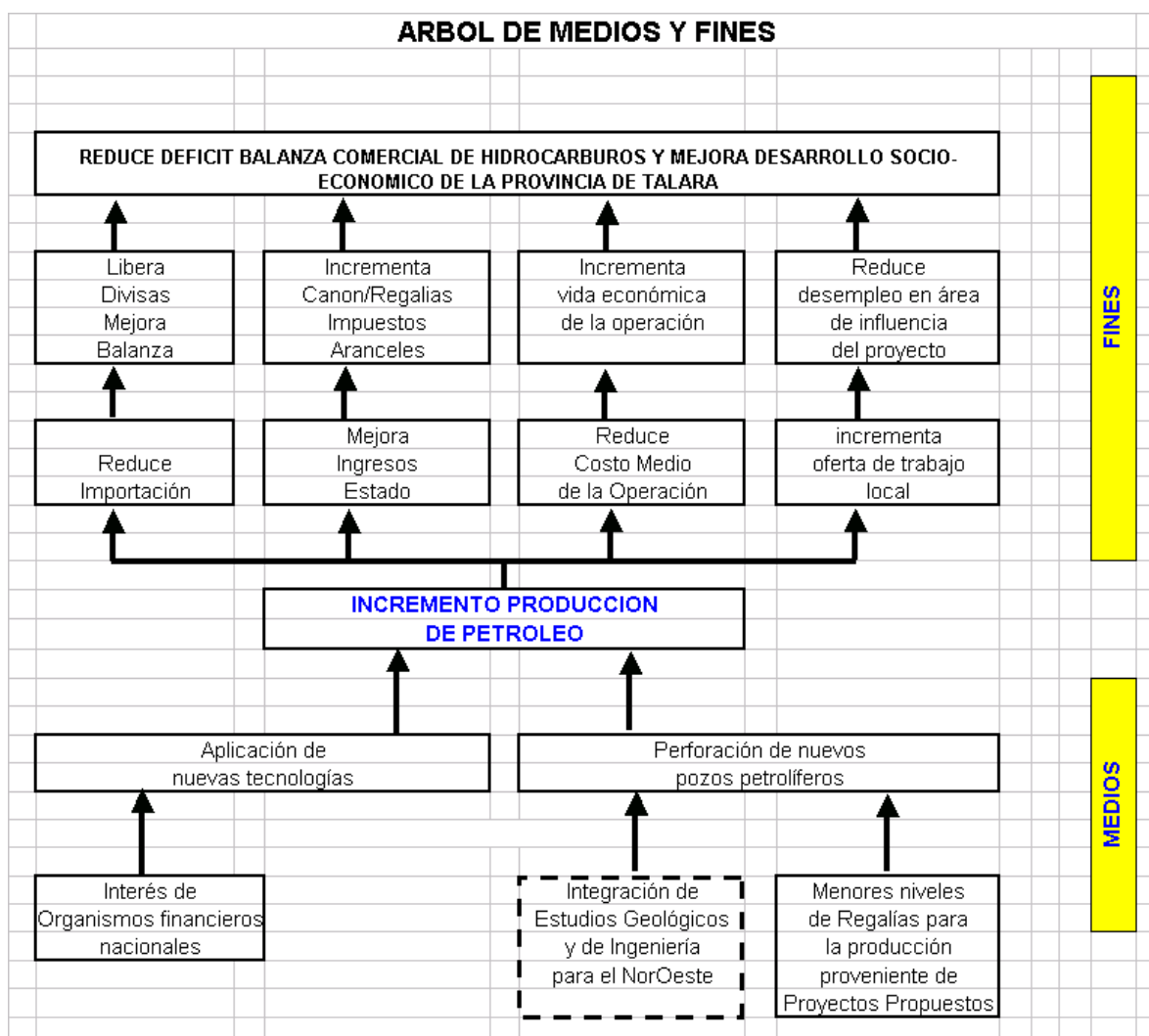
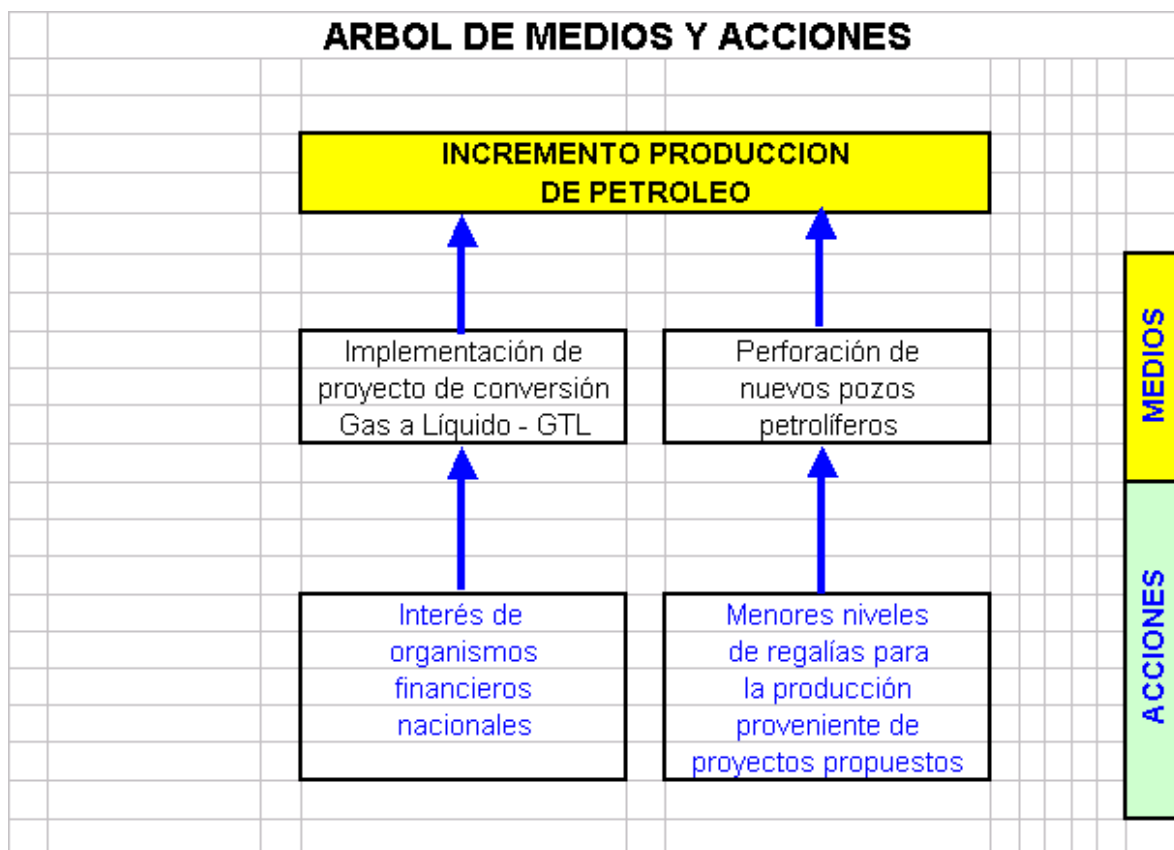


GRAFICO N° 4-8



4.3.4 ALTERNATIVAS PROPUESTAS

Durante el desarrollo del curso Taller I, se estudiaron 04 alternativas de solución, habiéndose seleccionado para el presente estudio de Taller II, las 02 más rentables, las que serán desarrolladas en lo restante del texto:

- (1) **Perforación de pozos petrolíferos.**- Para lo cual se han identificado dos áreas atractivas y con alta probabilidad de ejecución del proyecto planteado. Consiste en la perforación de pozos petrolíferos que atraviesen estratos geológicos con contenido de petróleo en zonas con probado agotamiento de los reservorios.
- (2) **Implementación de una Planta de conversión gas a líquido – GTL.**- a fin de aprovechar el excedente de gas natural en el área, debido a que la demanda del mercado permite disponer de un

volumen que actualmente puede ser procesado en planta GTL para convertirlo en diesel, nafta y kerosene.

4.3.5 ALTERNATIVA DE EXPLORACIÓN

La alternativa correspondiente a la Exploración de petróleo en la zona del NorOeste peruano, no fue tratada en éste proyecto, debido a lo siguiente:

- (1) A través de la actividad de Exploración, se logra resultados a Mediano (5 años) y Largo Plazo (mas de 10 años).
- (2) La magnitud de las inversiones no permite que los Contratistas actuales puedan ejecutar tales actividades.
- (3) Se requiere tomar en cuenta aspectos tales como: Búsqueda de potenciales inversionistas, aspectos Contractuales, evaluación de la Cuenca Talara en mar profundo, análisis de riesgos, que escapan al propósito del presente proyecto.

El proyecto propuesto para ser desarrollado en el presente trabajo de Taller II, considera la ejecución de trabajos en el corto plazo, con inversiones dentro de las posibilidades de los Contratistas actuales.

Consideramos que por la amplitud del tema relacionado con actividades de exploración, éste podría ser motivo de otro proyecto.

4.4.- FORMULACION Y EVALUACION

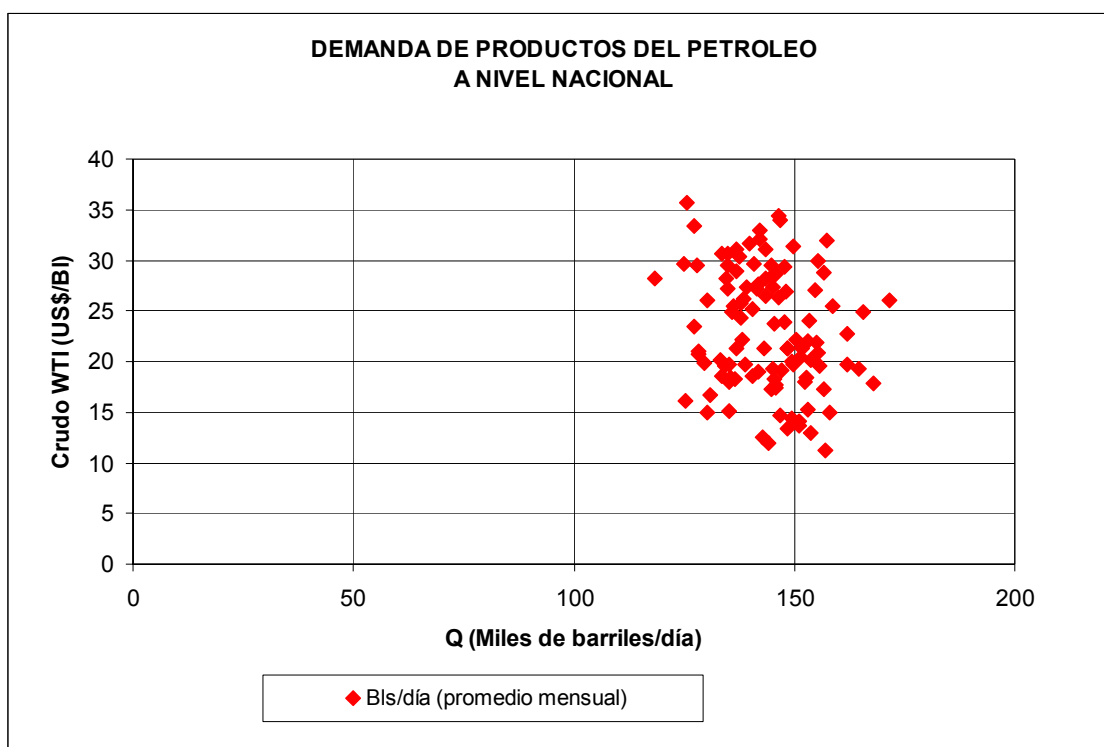
4.4.1 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

El horizonte de planeamiento, para los proyectos propuestos en el NorOeste, es de 20 años.

4.4.2 ANÁLISIS DE LA DEMANDA

La demanda de petróleo, se define como el volumen de venta de sus derivados en el mercado interno.

GRAFICO N° 4-9



Fuente: Elaboración propia – datos del MEM - DGH

El comportamiento de la demanda de petróleo, no tiene una relación directa al precio del petróleo tal como puede observarse en el Gráfico N° 4-9, el cual ha sido construido con datos mensuales entre 1995 y 2003, pero puede observarse una relativa inelasticidad con respecto al precio. Es factible visualizar que la demanda tiene relación directa con el PBI tal como se explica mas adelante.

Comparando el consumo de enero de 1995 y el de diciembre del 2003, se puede notar una ligera reducción en la demanda de derivados de petróleo en un promedio de 0.3% por año. Esta reducción podría deberse al incremento del consumo del combustible sustituto: gas natural, que sustituye en gran parte al diesel como insumo para las plantas de generación eléctrica.

La demanda por derivados del petróleo en nuestro país ha alcanzado niveles de 134.8 miles de barriles de derivados de petróleo por día. Este volumen demandado no esta acompañado por un aumento en la oferta de la producción nacional, lo cual genera un incremento constante en el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos.

En síntesis, la demanda por derivados del petróleo está significativamente relacionada con la actividad económica del país. Para los años siguientes, se espera que el relativo estancamiento de la demanda, se incremente, en función de la economía.

El petróleo ha sido calificado como el "commodity" perfecto, debido a que los productores y demandantes se encuentran físicamente diseminados alrededor del mundo y no existe ningún país o empresa que individualmente pueda ejercer una influencia significativa sobre el equilibrio del mercado. Por el lado de la oferta, ningún país o empresa controla una cantidad significativa de la producción mundial. Por el lado de la demanda, si bien los países industrializados consumen una cantidad muy superior a la del resto de países, **la relativa inelasticidad de la demanda por crudo** impide que estos grandes consumidores puedan ejercer algún poder sobre el mercado.

Es así que cuando el precio se encuentra en niveles elevados por razones no especulativas, los principales países consumidores no cuentan con ninguna herramienta de mercado para reducir el precio. En este contexto, estos países casi siempre apelan a la influencia política sobre los principales productores para lograr un incremento de la producción mundial. De ahí el gran interés de los países desarrollados y, en especial, de EE.UU. por los asuntos del Medio Oriente.

Función Demanda

De acuerdo con la definición de D. Johnston y J. Bush⁹¹, la función demanda estaría definida por:

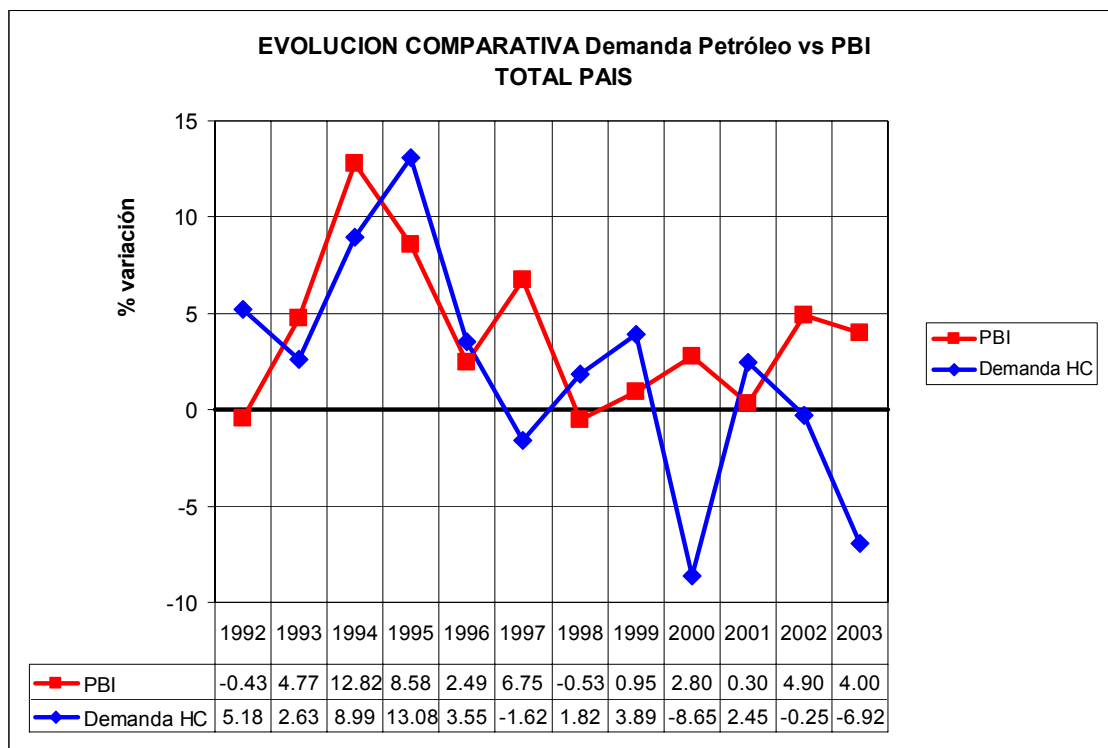
⁹¹ Daniel Johnston y James Bush "International Oil Company Financial Management In Nontechnical Language", Penwell 1998, páginas 263-270. Menciona que la demanda, oferta y precios son constantemente influenciados por los productores, procesadores, comerciantes y consumidores en base a sus decisiones para un mayor interés económico.

Demanda = F(PBI, crecimiento poblacional, - precios),

Se ha demostrado que la demanda puede ser dramáticamente reducida si se presentara un escenario de precios excesivos por un prolongado período de tiempo.

Para el caso de la demanda nacional, esta correlaciona muy bien con el PBI, tal como se observa en el gráfico siguiente.

GRAFICO N° 4-10



Datos: Elaboración propia. Datos del MEM y MEF

La Dirección General de Hidrocarburos, en su informe anual⁹² asocia a la proyección de la demanda de petróleo con unas variables denominadas “principales variables determinantes de la demanda de combustibles”, constituidas por la inflación, PBI referido al año 1994, población y parque automotor.

⁹² Plan Referencial de Hidrocarburos 2003 – 2012, elaborado por la Dirección General de Hidrocarburos - DGH

Crecimiento esperado de la Demanda

Consideramos que el crecimiento en el mediano y largo plazo de la demanda por derivados del petróleo es función principalmente de 03 aspectos: Crecimiento poblacional, PBI y crecimiento del mercado del gas natural como combustible sustituto.

En lo referente al crecimiento poblacional, el INEI considera que el crecimiento sería del orden del 1.5% por año.

GRAFICO N° 4-11

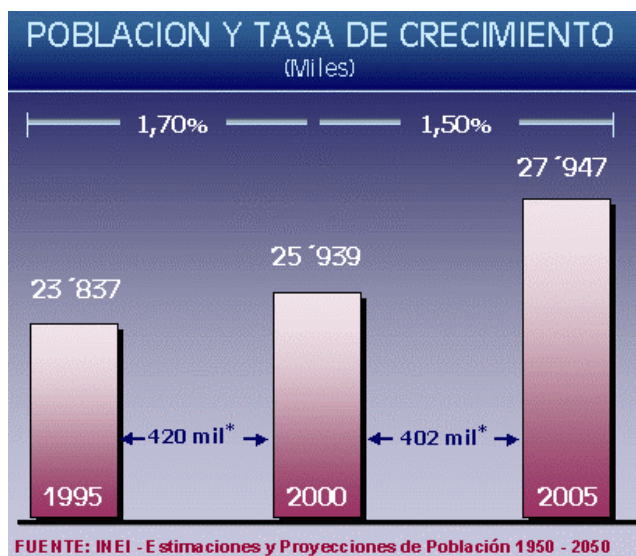
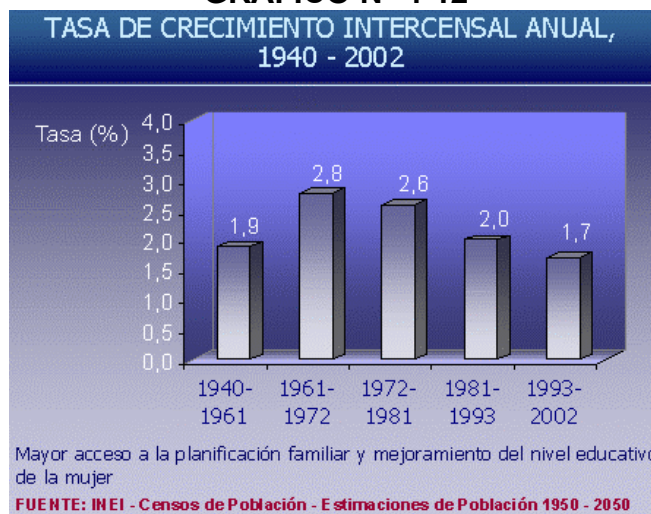
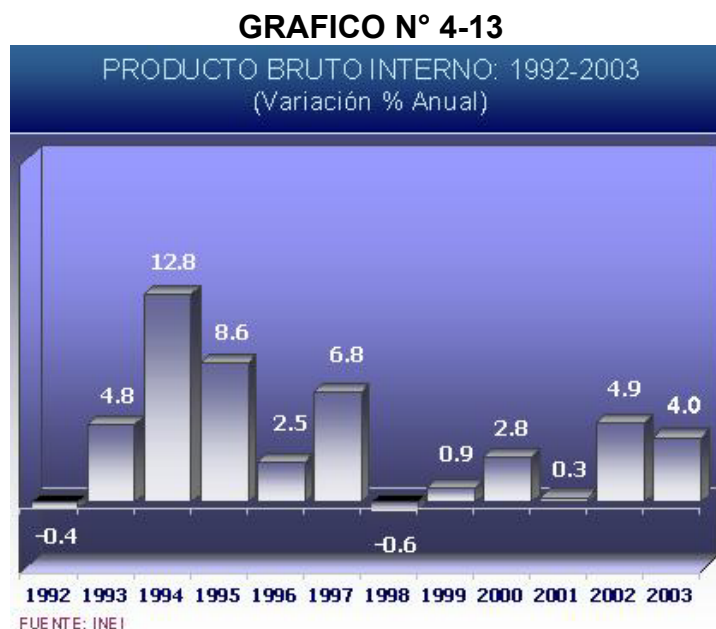


GRAFICO N° 4-12



Por otro lado, el informe⁹³ elaborado por el MEF, INEI y BCRP obtiene para el PBI un crecimiento promedio para los años 2004-2006 del 4.8 %.



La Dirección General de Hidrocarburos plantea dos escenarios principales en su más reciente publicación⁹⁴, en función de la sustitución de hidrocarburos líquidos por el Gas proveniente del proyecto Camisea. El escenario denominado “proyección base” (Tabla N° 4-6) establece un crecimiento promedio de la demanda del orden de 1.2% por año, mientras que el escenario denominado “escenario conservador” (Tabla N° 4-7) establece un crecimiento promedio de 1.4 % por año para el horizonte de 10 años en el período del 2003 – 2012.

En conclusión, podemos decir que a pesar que los años 1995-2003 hemos tenido un decrecimiento promedio del consumo de derivados de petróleo del orden de 0.3% por año como consecuencia del crecimiento de la sustitución al diesel y residual por gas natural, esperamos en el mediano y largo plazo un crecimiento promedio entre 1.2 % al 1.5 % anual.

⁹³ MEF, Informe “Marco Macroeconómico Multianual 2004-2006- Revisado”, agosto 2003

⁹⁴ Ministerio de Energía y Minas, “Plan Referencial de Hidrocarburos: 2003-2012”, Nov. 2002

TABLA N° 4-6

Cuadro 1.3.2

DEMANDA ESTIMADA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE PETRÓLEO EN EL MERCADO NACIONAL: 2003 - 2012
(SIN CONSIDERAR EL EFECTO SUSTITUCIÓN DEL GAS NATURAL)
PROYECCIÓN BASE

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MBPD										
Diesel	64.8	67.7	70.7	73.6	76.4	79.3	82.3	85.3	88.5	91.8
Gasolinas	24.6	24.5	24.6	24.7	25.0	25.5	26.1	26.8	27.8	29.1
Residuales	23.9	25.3	27.0	28.6	30.2	31.8	33.4	35.1	36.8	38.6
Kerosene	12.2	12.0	11.8	11.6	11.4	11.2	11.0	10.8	10.6	10.3
GLP	17.0	18.1	19.3	20.4	21.6	22.7	23.9	25.1	26.2	27.4
Turbo	7.9	8.1	8.4	8.8	9.3	9.8	10.4	11.2	12.2	13.6
Otros	4.5	4.7	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3
Total	154.9	160.5	166.7	172.8	179.1	185.7	192.7	200.1	208.2	217.2
Variación Anual (%)										
Diesel	4.8	4.5	4.4	4.1	3.9	3.8	3.7	3.7	3.7	3.7
Gasolinas	-1.1	-0.4	0.2	0.7	1.2	1.7	2.3	3.0	3.7	4.5
Residuales	3.8	5.8	6.6	6.0	5.6	5.3	5.1	5.0	5.0	4.9
Kerosene	-1.7	-1.7	-1.7	-1.7	-1.8	-1.8	-1.9	-1.9	-2.0	-2.1
	7.4	6.9	6.4	6.0	5.6	5.3	5.1	4.9	4.7	4.6
	2.1	3.1	4.1	4.5	5.1	5.7	6.5	7.5	9.0	11.1
	3.2	3.6	3.9	3.7	3.7	3.7	3.8	3.9	4.1	4.3
	3.2	3.6	3.9	3.7	3.7	3.7	3.8	3.9	4.1	4.3

Fuente: Plan Referencial MEM-DGH

TABLA N° 4-7

Cuadro 1.3.3 - a

DEMANDA ESTIMADA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DE PETRÓLEO EN EL MERCADO NACIONAL: 2003 - 2012
(CONSIDERANDO EL EFECTO SUSTITUCIÓN DEL GAS NATURAL)
ESCENARIO CONSERVADOR

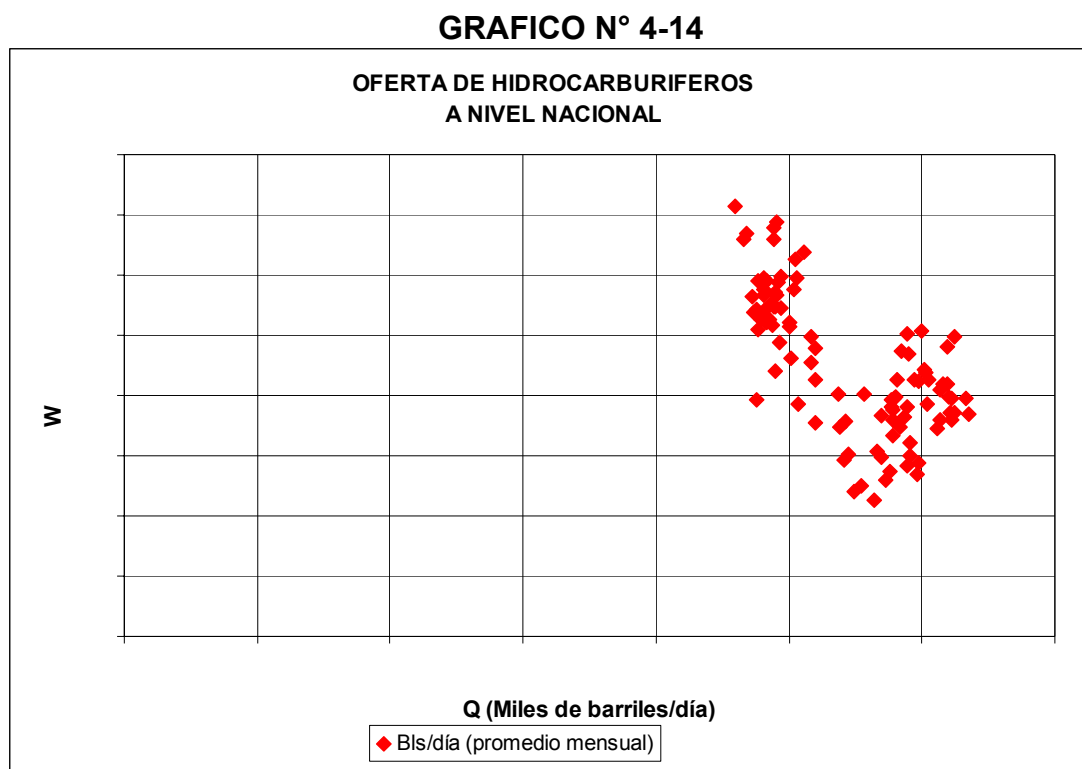
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
MBPD										
Diesel	57.5	57.1	47.2	48.8	50.9	52.0	53.9	56.1	55.5	54.4
Gasolinas	24.6	24.5	24.6	24.7	25.0	25.5	26.1	26.8	27.8	29.1
Residuales	23.8	20.9	21.5	21.9	23.1	23.4	24.4	25.7	26.9	28.2
Kerosene	12.2	11.9	11.6	11.2	10.9	10.4	10.0	9.6	9.3	8.9
GLP	16.9	17.9	19.0	19.8	20.8	21.5	22.3	23.3	24.4	25.3
Turbo	7.9	8.1	8.4	8.8	9.3	9.8	10.4	11.2	12.2	13.6
Otros	4.5	4.7	4.9	5.0	5.2	5.4	5.6	5.8	6.1	6.3
Total	147.5	145.2	137.2	140.4	145.1	147.9	152.8	158.5	162.3	165.8
Variación Anual (%)										
Diesel	2.7	-0.8	-17.3	3.4	4.2	2.3	3.7	4.0	-1.1	-1.9
Gasolinas	-1.1	-0.4	0.2	0.7	1.2	1.7	2.3	3.0	3.7	4.5
Residuales	3.6	-11.9	2.7	1.6	5.5	1.4	4.5	5.1	4.9	4.6
Kerosene	-1.7	-2.7	-2.5	-3.3	-3.1	-4.7	-3.9	-3.8	-2.7	-4.7
GLP	7.4	5.8	5.7	4.7	4.7	3.3	4.1	4.1	4.8	3.6
Turbo	2.1	3.1	4.1	4.5	5.1	5.7	6.5	7.5	9.0	11.1
Otros	3.2	3.6	3.9	3.7	3.7	3.7	3.8	3.9	4.1	4.3
Total	2.3	-1.5	-5.5	2.3	3.4	1.9	3.3	3.7	2.4	2.2

Fuente: Plan Referencial MEM-DGH

4.4.3 ANÁLISIS DE LA OFERTA

La oferta de petróleo en nuestro país esta asociada con el nivel de producción. El nivel de producción esta asociado a la vez con el esfuerzo de los Productores (Contratistas petroleros) en la ejecución de las actividades tal como: perforación de pozos exploratorios, perforación de pozos de desarrollo y actividades de rehabilitación y optimización de pozos.

De acuerdo con el comportamiento histórico, la oferta de petróleo no sigue las leyes del mercado en lo referente al precio del producto (a mayor precio, mayor oferta), tal como puede apreciarse en el gráfico N° 4-14, que ha sido construido en base a información mensual del período 1995 – 2003, a pesar que el precio es un factor importante para decidir la continuación o no de una operación de explotación. El comportamiento contrario a la teoría económica es consecuencia del agotamiento de los reservorios que para este caso es el que controla la producción (oferta).



Fuente: Elaboración propia. Datos MEM-DGH, Perupetro.

Función Oferta

Sobre la base de los resultados históricos obtenidos por la operación de los campos de la Costa Norte, la función oferta estará definida por:

$$\text{Oferta} = F(\text{Inversión directa actividad, Precio})$$

Un incremento en los niveles de oferta dependerá de la magnitud de las inversiones orientadas específicamente a la perforación de pozos nuevos, rehabilitación y optimización de pozos existentes y la implementación de proyectos con tecnología asociada, en adición a que ante la existencia de precios altos y estables, se incrementan las actividades de desarrollo.

Crecimiento esperado de la Oferta

La costa norte de nuestro país tiene una capacidad de oferta actual del orden de 17,780 barriles por día de petróleo (promedio del año 2003) y ésta disminuye a un ritmo promedio del 4% por año, de acuerdo a los datos históricos en el período 1998-2003, como consecuencia del grado de agotamiento de los reservorios.

De acuerdo con la información publicada por la Dirección General de Hidrocarburos en el Plan Referencial 2003-2012, la oferta de petróleo tiene una expectativa de crecimiento promedio del orden de 2.1 % por año, generado principalmente por los líquidos del proyecto Camisea y por la expectativa de nuevos descubrimiento de petróleo, en el horizonte 2003-2012.

Con la ejecución del proyecto propuesto, se estima la puesta en producción de un volumen de reservas del orden de 5.7 millones de barriles de petróleo, lo que en términos de producción significa alcanzar incrementar paulatinamente desde 300 barriles por día promedio para el primer año de operación y lograr un máximo de 1,675 barriles el 9no año de operación, para luego descender de acuerdo a la naturaleza propia de la operación. La ejecución del proyecto tendría un efecto multiplicador en lo referente al incentivo para llevar a cabo proyectos adicionales, con lo cual se lograría una producción sostenida.

TABLA N° 4-8

Cuadro 3.1 - a

PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS (MBPD)
ESCENARIO CONSERVADOR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Producción de los lotes en etapa de explotación										
Crudo Pesado < 20° API (1)	29.3	24.7	21.3	18.7	16.7	14.7	12.7	10.7	8.7	6.7
Crudo Ligero	56.0	46.2	49.3	46.2	50.4	37.4	36.4	35.9	34.1	32.2
LGN Aguaytía	3.2	3.0	2.8	2.6	2.4	2.3	2.1	1.9	1.8	1.6
LGN Camisea	0.0	21.2	29.6	31.1	29.1	40.2	38.4	37.0	37.0	37.0
Total	88.5	95.0	103.0	98.5	98.5	94.5	89.5	85.5	81.5	77.5
Plantas de Separación de LGN										
EEPSA	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Pta Criogénica Petrotech	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
Nuevos descubrimientos (Crud	0.0	0.0	0.0	0.0	15.0	15.0	15.0	30.0	30.0	30.0
Producción Nacional de Hidrocarburos Líquidos										
Producción de petróleo crudo	85.3	70.8	70.6	64.8	82.0	67.1	64.0	76.6	72.8	68.9
Producción LGN	3.9	24.9	33.1	34.4	32.2	43.1	41.2	39.6	39.4	39.3
Total	89.2	95.7	103.7	99.2	114.2	110.2	105.2	116.2	112.2	108.2

Fuente: Plan Referencial MEM-DGH

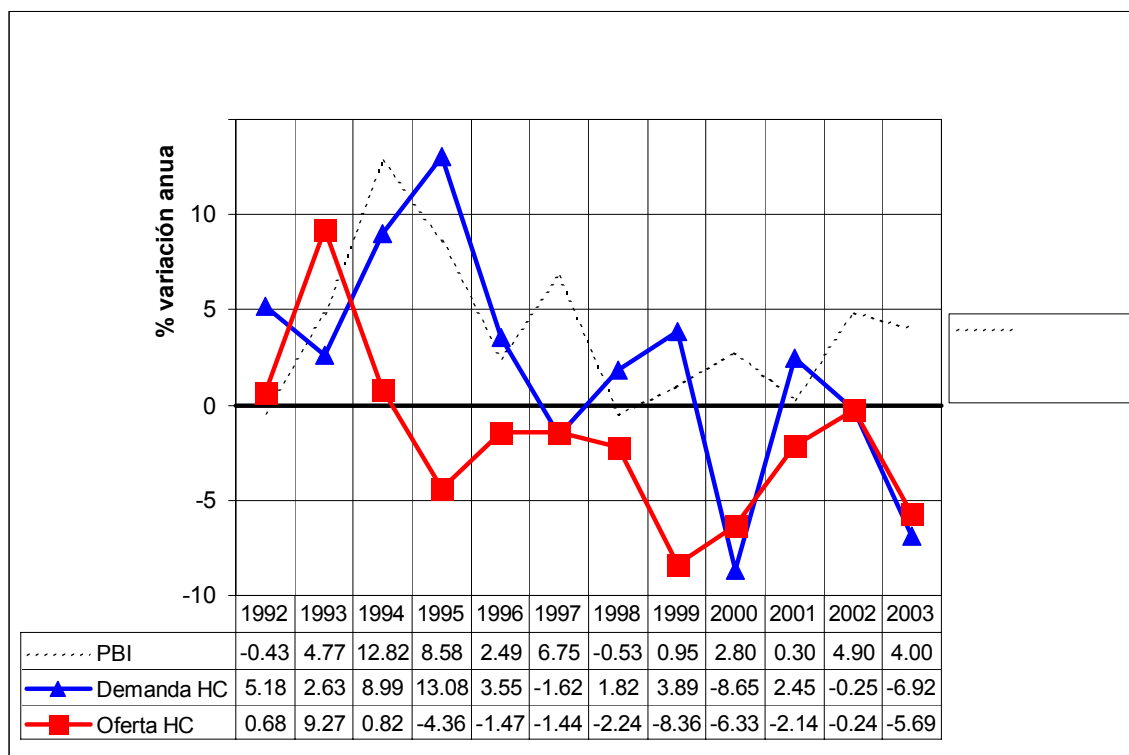
4.4.4 BALANCE OFERTA DEMANDA

En el largo plazo, el mecanismo de equilibrio para la industria del petróleo es principalmente la perforación de pozos de explotación y exploración. Si existe un precio alto, los productores se ven incentivados a efectuar acciones para incrementar la oferta de crudo. Si el precio está bajo, los productores paralizan inversiones y se reduce la oferta.

La mejora en la tecnología normalmente reduce los costos de explotación a una tasa algo más alta que la inflación internacional, por lo que el precio debería tener una tendencia de largo plazo ligeramente descendente.

El mercado nacional de petróleo representa una proporción muy pequeña de la demanda y oferta de petróleo mundial. En este sentido, los excedentes o déficit de producción que se puedan registrar en el mercado nacional no tienen influencia considerable sobre el equilibrio del mismo, ya que el mercado internacional absorbe o provee, según sea el caso. Cabe anotar que la importación de petróleo y sus derivados está sujeta a aranceles, por lo que su participación en el mercado nacional incrementa los precios.

GRAFICO N° 4-15



Fuente: Elaboración propia. Datos MEM-MEF

El mercado nacional se desenvuelve siguiendo los precios internacionales, por lo que los determinantes de oferta y demanda son relativamente los mismos que en el contexto internacional. En el caso de la oferta, los productores inyectarán la mayor cantidad de petróleo posible al mercado, más aún considerando el déficit existente. En el caso de la demanda, el principal determinante es la actividad económica y el crecimiento poblacional. En el Gráfico N° 4-15 se observa el comportamiento de la oferta, demanda y PBI para el período 1992-2003.

Balance para situación sin Proyecto, en miles de barriles:

$$DemandaNeta = OfertaNacional + Importacion - Exportacion$$

	COMPORTAMIENTO HISTORICO, miles de barriles					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Demanda Neta	59,372.8	52,454.1	56,834.1	51,026.0	52,250.4	53,261.7
Oferta Nacional	42,191.4	38,663.4	36,313.3	35,440.5	35,355.8	33,342.6
Importación	44,309.8	31,204.3	35,467.7	36,836.6	37,751.3	44,557.0
Exportación	27,128.4	17,413.6	14,946.9	20,251.1	20,856.7	24,637.9

El nuevo balance con el ingreso a operación del proyecto propuesto, para un período de 8 años, sería:

Balance para situación con Proyecto, en miles de barriles:

$$Demanda = OfertaNacional + Oferta Proyecto + Importacion - Exportacion$$

	BALANCE DEL PRONOSTICO , miles de barriles					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Demanda Neta *	52,085.5	52,596.5	53,910.5	55,808.5	57,013.0	58,947.5
Oferta Nacional*	34,930.5	38,653.5	37,011.0	42,486.0	41,026.0	39,201.0
Oferta Proyecto	109.5	238.7	359.4	432.0	482.6	522.4
Importación	34,045.5	30,704.3	33,540.1	29,890.5	32,504.4	36,224.1
Exportación**	17,000.0	17,000.0	17,000.0	17,000.0	17,000.0	17,000.0

NOTAS:

* = Obtenido de Plan Referencial 2003-2012, MEM, escenario conservador, con sustitución de diesel y residual con gas natural.

** = Considerado constante, por el aporte de actuales y nuevos proyectos de exploración de crudos intermedios y pesados.

Igualmente, el impacto que genera el proyecto, durante sus 8 primeros años, sería:

	IMPACTO DEL PROYECTO EN EL CONTEXTO PAIS					
	2004	2005	2006	2007	2008	2009
% de la oferta	0.31%	0.61%	0.97%	1.02%	1.18%	1.33%
% de la demanda	0.21%	0.45%	0.67%	0.77%	0.85%	0.89%
Valor MMUS\$	2.29	4.99	7.51	9.02	10.08	10.91

4.4.5 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE ALTERNATIVAS PROPUESTAS

El presente estudio de Pre-Factibilidad tomó como base el Perfil del proyecto “Incremento de la Producción de Hidrocarburos Líquidos en la Costa Norte Peruana”, el cual concluyó con lo siguiente:

- a) El proyecto propuesto a nivel Perfil, presentó cuatro alternativas independientes entre si, con los resultados siguientes:

**TABLA 4-9
RESULTADOS DE LA EVALUACION A NIVEL PERFIL**

Proyecto	Rentabilidad		
	Privada	Social	
Perforación de 01 Pozo	Rentable	Rentable	
Conversión gas a líquido	No Rentable	Rentable	
Inyección de Agua	No Rentable	No Rentable	
Inyección de Gas	No Rentable	Rentable	
	Indicadores Privados		
Proyecto	VAN (Miles US\$)	TIR (%)	VAN/Inversión
Perforación de 01 Pozo	19.9	18.0	0.037
Conversión gas a líquido	(654.0)	7.6	(0.363)
Inyección de Agua	(60.6)	10.7	(0.152)
Inyección de Gas	(21.2)	12.7	(0.061)

Todos los proyectos fueron evaluados con tasa de descuento de 14% e impuesto a la renta 30% y se efectuó análisis de sensibilidad.

- b) Se concluyó que se debería continuar con el correspondiente estudio de pre-factibilidad para las 02 primeras alternativas: el proyecto de perforación de pozos y la implementación de la Planta para conversión de gas a líquido - GTL.

En este contexto, se procedió con un mayor detalle a la descripción y análisis de las alternativas propuestas.

En el Anexo I se presenta la información correspondiente al trabajo de campo desarrollado en el NorOeste. El detalle de la descripción técnica de las alternativas propuestas se presenta en el Anexo II y Anexo III.

4.4.6 ELABORACION DE LINEA BASE

Concepto de Línea de Base

La Línea de Base es un documento en el que se presenta el estado optimizado de la situación SIN proyecto. Es como una fotografía instantánea que focaliza su atención en los elementos clave que constituyen la propuesta de intervención.

Es un instrumento esencial de seguimiento y evaluación, dado que:

- Identifica las condiciones iniciales en las que encuentran los elementos que hacen al proyecto.
- Permite visualizar si las acciones que se están desarrollando conducirán a los objetivos que se plantearon o deberán ser reajustadas.
- Esencialmente sirve para evaluar el impacto logrado al final del proyecto o a un determinado momento en relación a las variables importantes que se plantearon a tiempo de diseñar la intervención.

En este contexto, las condiciones iniciales a tratar son:

1.- Nivel de Producción de Petróleo:

El nivel de producción actual de petróleo es de:

**TABLA 4-10
PRODUCCION DE PETROLEO AÑO 2003 / 2004- NOROESTE**

LOTE	Producción promedia del año 2003, en barriles por día	Producción promedia del mes de Febrero del año 2004, en barriles por día
1	654	611
2	565	512
3	676	575
4	577	526
5	153	148
6	3,296	3,604
7	309	327
8	11,528	11,162
TOTAL	17,758	17,465

Fuente: Elaboración propia. Datos PERUPETRO

2.- Nivel de declinación de la Producción de Petróleo:

El nivel de declinación por Lote y a nivel Total, considerando la ejecución de actividades de inversión para mantenimiento de las operaciones, se muestra a continuación:

**TABLA 4-11
DECLINACION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO**

LOTE	Barriles de petróleo por día		Periodo: Enero de 1999 y Diciembre de 2003	
	Para Enero de 1999	Para Diciembre de 2003	% declinación del período	% declinación anual
1	689	654	5.08	1.02
2	803	565	29.64	5.93
3	906	676	25.39	5.08
4	487	577	18.48	3.69
5	150	153	2.00	0.40
6	4,807	3,296	31.43	6.29
7	393	309	21.37	4.27
8	13,801	11,528	16.47	3.29
TOTAL	22,036	17,758	19.41	3.88

Fuente: Elaboración propia. Datos de PERUPETRO

Color rojo, declinación o reducción

Color azul, incremento.

3.- Tendencia o Perfil esperado de la producción futura de petróleo

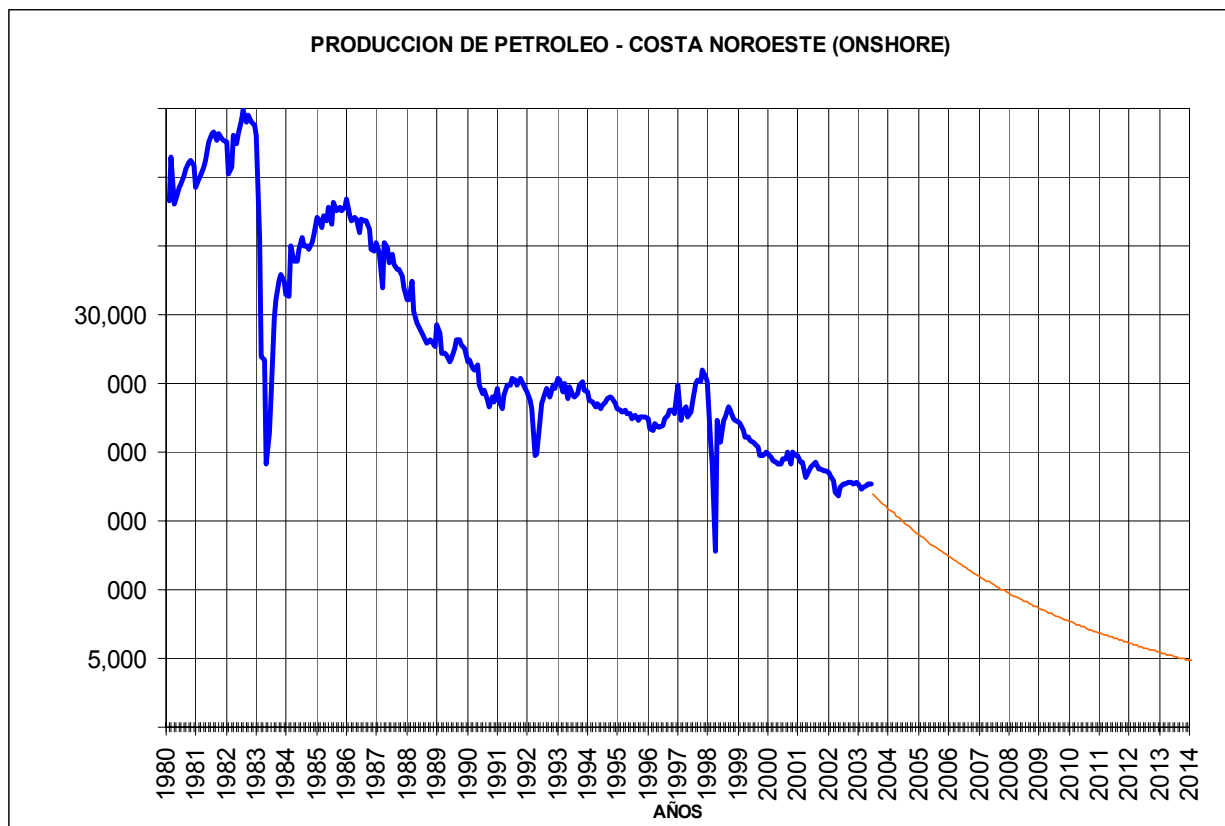
Asumiendo que las condiciones actuales se mantienen, el perfil futuro para la producción en los próximos 10 años será como el que se muestra en el Gráfico N° 4-16 y los resultados sobre la sociedad será tal como lo presentado en la Tabla N° 4-12, resultando para el caso del canon petrolero para la región Piura y Tumbes en una reducción desde 14.2 millones de dólares estimados para el año 2004 a 4.9 millones de dólares para el año 2013.

TABLA 4-12
ESTIMADO DE PARTICIPACION DEL ESTADO EN PRODUCCION FUTURA

Precio Crudo		20.9 US\$/BI			
Regalía promedio NorOeste Costa		28.8 % de la valorización			
Participación del Canon		12.5% de la valorización			
Gastos Operativos Entidades del Estado		1 MMUS\$			
AÑO	Barriles por día (a la mitad del año)	Millones de Barriles por año	Participación por Regalía, MMUS\$	Participación por Canon, MMUS\$	Participación estimada del Tesoro, MMUS\$
2004	14,925	5.45	32.8	14.2	17.6
2005	13,185	4.81	28.8	12.6	15.2
2006	11,669	4.26	25.6	11.1	13.5
2007	10,343	3.78	22.7	9.9	11.8
2008	9,182	3.35	20.1	8.8	10.3
2009	8,163	2.98	17.9	7.8	9.1
2010	7,266	2.65	15.9	6.9	8.0
2011	6,474	2.36	14.2	6.2	7.0
2012	5,775	2.11	12.7	5.5	6.2
2013	5,157	1.88	11.3	4.9	5.4

Fuente: Elaboración propia.

GRAFICO N° 4-16



Es importante tomar en cuenta los efectos del fenómeno de El Niño sobre la producción de petróleo. El impacto sobre la producción se puede observar en el gráfico anterior, donde los eventos ocurridos los años 1983, 1992 y 1998 muestran una caída significativa de la producción de petróleo. En la sección correspondiente a Riesgos dentro del Anexo II, se muestra el detalle cuantificado de los efectos de El Niño sobre la producción de petróleo.

4.4.7 ALTERNATIVAS EVALUADAS

Sobre la base de la situación actual y expectativa de explotación e inversión ha sido factible considerar los siguientes escenarios en cada una de las alternativas propuestas:

Alternativa A: Perforación de pozos petrolíferos

Para este caso se estima la perforación de 99 pozos de los cuales solo serán productores 83 pozos. Las características técnicas de esta alternativa son como se muestran en la tabla siguiente:

TABLA 4-13
CARACTERISTICAS TECNICAS Y ECONOMICAS – ALTERNATIVA A

Pozos a ser perforados,	99 pozos
Pozos productores,	83 pozos
Reservas esperadas por pozo productor	69 mil barriles por pozo
Tiempo de vida productiva económica por pozo	13 años
Profundidad promedio por pozo,	5,500 pies (1,676 metros)
Inversión promedio por pozo	522,500 US\$
Depreciación,	5 años
Precio crudo a largo plazo,	20.89 US\$/bl
Horizonte del proyecto,	20 años

Las compañías interesadas para llevar a cabo la ejecución de este programa son las compañías operadoras de los Lotes 6 y 8. Como parte de la aplicación de lo tratado en el curso de Taller II, se viabilizó la primera parte del proyecto a través de la compañía operadora del Lote 6, quien ya comenzó la ejecución del programa, a fin de perforar 8 pozos con las condiciones de regalías marginales, con porcentajes entre 5% a 10 %, dependiendo del precio del crudo, tal como se muestra:

TABLA 4-14
HIDROCARBUROS FISCALIZADOS - PORCENTAJE DE LA REGALIA

	Precio de Canasta para Petróleo = P	
	P menor o igual a 15 US\$/BI	P mayor o igual a 25 US\$/BI
Regalía, %	5.0	10.0

BI = Barril

Esta modificación de contrato fue aprobada por Decreto Supremo No 016-2003-EM y publicado en el diario El Peruano el 21 de mayo del 2003. El acuerdo final fue firmado el 16 de junio del 2003.

Para la segunda fase de la implementación del programa se cuenta con la Ley 28109, “Ley para la promoción de la inversión en la explotación de recursos y reservas marginales de hidrocarburos a nivel nacional”, publicada en el diario oficial El Peruano, el domingo 23 de noviembre del 2003. Para esta segunda fase se espera la participación de la operadora del Lote 8 conjuntamente con la operadora del Lote 6, para llevar a cabo la ejecución de la perforación de aproximadamente 90 pozos en un plazo de 9 años.

Alternativa B: Implementación de una Planta de conversión gas a líquido - GTL

Se estiman que de los Lotes mencionados, la compañía operadora del Lote 8 tiene la capacidad económico financiera y cuenta con el volumen requerido de insumo a fin la sostenibilidad del proyecto en el largo plazo:

**TABLA 4-15
DATOS DE ALTERNATIVA B**

Alternativa	LOTE INVOLUCRADO	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	TAMAÑO PLANTA	VOLUMEN A PRODUCIR	INVERSION A EFECTUAR
B	8	50%	5 MMpcd	500 bls/día	9.0 MMUS\$

Optimización de la Situación Actual – “SIN PROYECTO”

Es necesario conocer los costos y beneficios que aporta una situación actual optimizada, para no atribuirle beneficios ilegítimos al proyecto. En evaluación socioeconómica de proyectos se proponen medidas de optimización que eliminen obvias ineficiencias de la situación actual.

A la fecha, la situación actual se desarrolla en un ambiente optimizado. Para el caso de la alternativa A, los productores privados llevan a cabo la operación minimizando costos y maximizando la producción. Las actividades tales como (i) Ejecución de trabajos de reacondicionamiento a los pozos existentes que cuenten con arenas objetivos aún no puestas a producción, (ii) Ejecución de trabajos para rehabilitación de pozos que se encuentran esperando reparación y/o modificación de su estructura interna representan inversiones pero sujetas a una determinada inseguridad en los volúmenes de petróleo a producir, lo cual a las condiciones económicas vigentes pone en peligro el retorno y la rentabilidad de las inversiones. Para el caso de la alternativa B, esta corresponde a un proyecto completamente nuevo, por lo que la situación sin proyecto correspondería a no hacer nada.

4.4.8 COSTOS

Consideraremos los costos detallados para cada rubro en lo referente a inversión y operación y mantenimiento (mayor detalle en anexos II y III).

ALTERNATIVA A: PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS

Inversiones de Capital

Se presenta a continuación, la inversión para un pozo promedio típico del área.

TABLA 4-16

INVERSION PARA POZO TIPICO					
Pozo	NorOeste				
Profundidad, pies	5,637				
Dias de perforación	14				
	US\$	% composición		Monto US\$	
		Nacional	Importado	Nacional	Importado
PERFORACION					
Locacion y caminos	12,000	95	5	11,400	600
DTM equipo perforación	20,000	100		20,000	0
Tarifa horaria "A"	97,300	20	80	19,460	77,840
Tarifa horaria "B"	55,050	20	80	11,010	44,040
Brocas	40,380	0	100	0	40,380
Servicio control de sólidos	3,880	50	50	1,940	1,940
Servicio técnico lodo perforación	4,200	50	50	2,100	2,100
Materiales lodo perforación	49,100	20	80	9,820	39,280
Control geológico	7,580	100		7,580	0
Casing 9 5/8"	6,530		100	0	6,530
Casing 5 1/2"	33,280		100	0	33,280
Cabezal 9 5/8" x 5 1/2"	1,610		100	0	1,610
Servicio direccional	0	50	50	0	0
Cementación guía	5,400	40	60	2,160	3,240
Cementación aislación 02 etapas	19,810	40	60	7,924	11,886
Perfil hueco abierto	12,000	20	80	2,400	9,600
Varios	15,000	100		15,000	0
SUB-TOTAL	383,120	28.9	71.1	110,794	272,326
SUB-TOTAL, US\$/pie	68.0			19.65	48.31
Porcentaje del Total Invertido, %	71.5				
		% composición		Monto US\$	
		Nacional	Importado	Nacional	Importado
COMPLETACION					
Equipo de Servicio Pozos DTM	1,650	100	0	1,650	0
Hora operativa	15,400	90	10	13,860	1,540
Hora espera	6,570	100		6,570	0
Transporte cargas líquidas	2,250	100		2,250	0
Perfil pozo entubado	11,000	40	60	4,400	6,600
Baleo convencional 4", x 2 tpp	9,280	20	80	1,856	7,424
Herramienta de Prueba Presión	2,550	20	80	510	2,040
Arena fracturamiento	10,220	20	80	2,044	8,176
Productos para fracturamiento	11,480	20	80	2,296	9,184
Servicio fracturamiento	17,250	40	60	6,900	10,350
Varios	4,980	100		4,980	0
SUB-TOTAL	92,630	51.08	48.92	47,316	45,314
SUB-TOTAL, US\$/pie	16.4			8.39	8.04
Porcentaje del Total Invertido, %	17.3				
		% composición		Monto US\$	
		Nacional	Importado	Nacional	Importado
EQUIPO DE PRODUCCION					
Equipamiento (UB)	60,000	0	100	0	60,000
TOTAL	535,750	29.51	70.49	158,110	377,640
Costo PERF+COMPL por pie, US\$/pie	84.4				
Costo PERF+COMPL+EQUIPO por pie, US\$/pie	95.0				

Fuente: PERUPETRO – datos correspondientes a promedios de las campañas de perforación efectuados por empresas privadas en el período 1994-2003.

Costos de Operación

Los costos de operación han sido obtenidos de información segregada por rubros, sobre la base de información existente para las compañías operadoras Para efectos de consistencia se han comparado con los costos y ratios correspondientes a campos petroleros en Estados Unidos⁹⁵.

TABLA 4-17

DETALLE DE COSTOS PARA UNA Producción, BIs							
	252,000	% composición		Monto US\$			
	US\$	Nacional	Importado	Nacional	Importado		
COSTO DIRECTO DE PRODUCCION							
Materiales y suministros	320,000	20	80	64,000	256,000		
Remuneraciones y Beneficios	210,000	100	0	210,000	0		
Servicio de Terceros	150,000	80	20	120,000	30,000		
Tributos	0	100		0	0		
Compensación por tiempo servicios	205,000	100		205,000	0		
Sub-TOTAL	885,000	68	32	599,000	286,000		
COSTO DIRECTO UNITARIO	3.51			2.38	1.13		
COSTOS ADMINISTRATIVOS							
Materiales y suministros	18,000	80	20	14,400	3,600		
Remuneraciones y Beneficios	315,000	100	0	315,000	0		
Servicio de Terceros	315,000	80	20	252,000	63,000		
Tributos	0	100		0	0		
Diversas cargas de gestión	16,500	100		16,500	0		
Compensación por tiempo servicios	45,000	100		45,000	0		
Sub-TOTAL	709,500	91	9	642,900	66,600		
COSTO ADMINISTRATIVO UNITARIO	2.82			2.55	0.26		
COSTO DE VENTAS							
Materiales y suministros	16,000	80	20	12,800	3,200		
Remuneraciones y Beneficios	35,500	100	0	35,500	0		
Servicio de Terceros	3,900	80	20	3,120	780		
Tributos	0	100		0	0		
Diversas cargas de gestión	800	100		800	0		
Compensación por tiempo servicios	2,300	100		2,300	0		
Sub-TOTAL	58,500	93	7	54,520	3,980		
COSTO DE VENTAS UNITARIO	0.23			0.22	0.02		
COSTO FINANCIERO							
Intereses	120,000	US\$					
Producción	252,000	US\$					
COSTO FINANCIERO UNITARIO	0.48	US\$/BI					
COSTO TOTAL UNITARIO							
DIRECTO DE PRODUCCION	3.51	US\$/BI					
COSTOS ADMINISTRATIVOS	2.82	US\$/BI					
COSTOS DE VENTAS	0.23	US\$/BI					
COSTO FINANCIERO	0.48	US\$/BI					
COSTO TOTAL	7.04	US\$/BI					

Fuente: Elaboración propia. Datos CONTRATISTAS.

⁹⁵ Gregory Ruschau y Mohammed Al-Anezi "Oil and Gas Exploration and Production", CyC Technologies Laboratories Inc., Dublin Ohio, 2003.
<http://www.corrosioncost.com/prodmanu/oilgas/index.htm>

ALTERNATIVA B: IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA GTL

Inversiones de Capital

En base a los datos obtenidos y discutidos en el anexo III, las inversiones de capital, para la capacidad estimada del Lote 8, serían los siguientes:

TABLA 4-18
INVERSIONES DE CAPITAL PARA UNIDADES DE PLANTA GTL

UNIDAD	Millones de US\$
Syngas	3.9
FT	1.9
Work-Up	1.3
Procesos disposición	1.3
Utilitarios	1.9
Offsites	2.6
COSTO TOTAL – Millones de US\$	12.9
COSTO/BI producido	25,800 US\$/BI

Fuente: Elaboración propia. Datos de Compañías de tecnología.

Costo de Operación

De acuerdo con la información obtenida (anexo III), los costos son los siguientes:

Costo fijo = 960 mil US\$/año
 Costo variable = 5.5 US\$/BI

4.4.9 BENEFICIOS

ALTERNATIVA A: PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS

Los beneficios para el proyecto provendrían de la venta de petróleo. La proyección de ventas promedio por pozo se ha obtenido considerando los resultados obtenidos en las recientes campañas de perforación llevadas a cabo principalmente en áreas del Lote 6, Lote 3 y Lote 8, debido a que representaron aproximadamente el 83% de la actividad de los privados en el período 1994-2003, tal como se detalla en la Tabla siguiente.

TABLA 4-19

ACTIVIDAD DE PERFORACION - LOTES DEL NOROESTE COSTA									
	LOTE 6		LOTE 8		LOTE 3		OTROS LOTES		TOTAL
	Pozos	% TOTAL	Pozos	% TOTAL	Pozos	% TOTAL	Pozos	% TOTAL	Pozos
1994	5	50.0					5	50.0	10
1995							14	100.0	14
1996	23	51.1			15	33.3	7	15.6	45
1997	60	90.9			1	1.5	5	7.6	66
1998	2	6.1	30	90.9			1	3.0	33
1999	8	88.9			1	11.1	0	0.0	9
2000	5	38.5	6	46.2			2	15.4	13
2001	6	75.0	2	25.0			0	0.0	8
2002							1	100.0	1
2003	3	21.4	10	71.4			1	7.1	14
TOTAL	112	52.6	48	22.5	17	8.0	36	16.9	213

Fuente: Elaboración propia. Datos de PERUPETRO.

Precios Esperados

Los precios del petróleo crudo responden a los fijados por la oferta y demanda mundial. A fin de disponer de información confiable y detallada para el pronóstico hemos utilizado el informe denominado "International Energy Outlook - 2003", editado en mayo del año 2003 por Energy Information Administration, Office of Integrate Analysis and Forecasting, U.S. Department Of Energy.

En el mencionado informe se comparan las diferentes proyecciones para el precio del petróleo. Estas proyecciones incluyen un amplio rango de precios, basados en la volatilidad de los mercados petroleros. Los precios han fluctuado ampliamente desde finales de los 90's, primero con una baja como un resultado de la recesión económica Asiática de 1997-1998, para incrementarse como consecuencia de la recuperación de la región. Posteriormente los altos precios fueron mantenidos por la OPEC debido al establecimiento de cuotas el año 2000. Finalmente los precios colapsaron a mediados del 2001 como un resultado de la disminución de la demanda asociada al receso

económico global y a los atentados terroristas del 11 de septiembre para posteriormente incrementarse durante el año 2002 como resultado de conflictos en el Medio Oriente, interrupción de la exportación de petróleo de Venezuela, un invierno mas frío a lo esperado en Norte América y bajos niveles de los inventarios en los Estados Unidos. A inicios del 2004, los precios del petróleo sobrepasan los 30 US\$ por barril (dólares nominales).

TABLA 4-20
COMPARACION DE PROYECCIONES DE PRECIO DEL PETROLEO
(US\$ por barril del año 2001)

Proyección	2005	2010	2015	2020	2025
IEO-2003					
Caso Base	23.27	23.99	24.72	25.48	26.57
Caso Precio Alto	28.65	32.51	32.95	33.02	33.05
Caso Precio Bajo	22.04	19.04	19.04	19.04	19.04
Altos	22.64	23.40	25.58	27.90	31.61
GII	20.80	21.70	23.76	25.39	----
IEA	21.47	21.47	23.52	25.56	27.61
PEL	21.21	18.46	17.47	-----	-----
PIRA	22.43	23.33	26.32	-----	-----
NRCan	22.28	22.28	22.28	22.28	-----
DBAB	19.04	18.94	19.34	19.07	19.18
EEA	20.98	20.47	19.98	19.50	-----

NOTAS:

Las proyecciones de IEO-2003 están referidas al crudo importado por los Estados Unidos.

Las proyecciones de Altos, PIRA y NRCan son para el crudo West Texas Intermediate (WTI) en Cushing.

Las Proyecciones de GII, DBAB y EEA son para precios de adquisición por las refinerías.

Las proyecciones de IEA son para precios de importación de petróleo por IEA.

Las proyecciones de PEL son para crudo Brent.

IEO-2003: Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2003, DOE/EIA-0383(2003), Washington DC, Enero 2003.

Altos: Altos Partners, World Oil Model, e-mail de Tom Choi (9 de octubre del 2002).

GII: Global Insight, Inc., US Energy Price Outlook, Autumn/Winter 2002 (Lexington, MA, diciembre 2002), p 12.

IEA: International Energy Agency, World Energy Outlook 2002 (Paris, Francia, setiembre 2002), p. 39.

PEL: Petroleum Economics, Ltd., World Long Term Oil and Energy Outlook (Londres, Reino Unido, Junio 2002), p. 47.

PIRA: PIRA Energy Group, Retainer Client Seminar (Nueva York, NY, Octubre 2002), Tabla II-3.

NRCan: Natural Resources Canada, Canada's Energy Outlook, 1996-2020, Anexo C2 (Ottawa, Ontario, Canada, abril 1997, revisada en agosto 2002).

DBAB: Deutsche Banc Alex Brown, Inc, "World Oil Supply and Demand Estimates", e-mail de Adam Sieminski (17 de enero del 2003).

EEA: Energy and Environment Analysis, Inc., EEA Compass Service: Octubre 2002, Caso Base.

El crudo del Noroeste se puede asociar al crudo WTI (FOB Cushing), para lo cual se ha establecido un diferencial de 2.75 US\$ por barril sobre la base de los datos históricos. En este sentido, la proyección sería:

TABLA 4-21
COMPARACION DE PROYECCIONES DEL PRECIO DEL PETROLEO
(US\$ por barril del año 2001)

Proyección	2005	2010	2015	2020	2025
Altos	22.64	23.40	25.58	27.90	31.61
PIRA	22.43	23.33	26.32	-----	-----
NRCan	22.28	22.28	22.28	22.28	-----
Promedio	22.45	23.00	24.73	25.09	31.61
Crudo Talara	19.70	20.25	21.98	22.34	28.86

Fuente: EIA (Energy Information Agency – Department Of Energy – USA)

ALTERNATIVA B: IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA GTL

Los beneficios para la alternativa de la Implementación de la Planta GTL, provendrían de la venta de productos que se generan como consecuencia del proceso GTL.

Los productos a producir son:

TABLA 4-22
VOLUMEN DE PRODUCTOS A PRODUCIR EN PLANTA GTL

PRODUCTOS	Volumen de productos, barriles por día
Nafta	125
Kerosene	125
Diesel	250
TOTAL	500

Fuente: Elaboración propia.

Los precios esperados lo podemos obtener del comportamiento histórico de los productos:

**TABLA 4-23
PRECIOS HISTORICOS DE PRODUCTOS**

AÑO	NAFTA	KEROSENE	DIESEL	WTI
1998	15.5716	17.0347	16.0380	14.4118
1999	20.0182	20.9277	19.7703	19.2524
2000	33.2009	35.6765	34.0823	30.3044
2001	28.4221	30.3173	28.9821	25.8941
2002	28.8116	29.3982	28.1905	26.7941
DIFERENCIAL	1.8735	3.3395	2.0812	0.0000
PROMEDIO	25.2049	26.6709	25.4126	23.3314

Fuente: Elaboración propia. Datos de Publicación Platts.

Debido a que estamos considerando un precio del WTI = 21 US\$/BI para el pronóstico al largo plazo y los productos tienen una relación de diferencial con respecto al WTI, es que tenemos los precios estimados para el largo plazo:

NAFTA = 21.0000 + 1.8735 = 22.87 US\$/BI

KEROSENE = 21.0000 + 3.3395 = 24.34 US\$/BI

DIESEL = 21.0000 + 2.0812 = 23.08 US\$/BI

El beneficio anual sería:

**TABLA 4-24
ESTIMADO DEL BENEFICIO ANUAL – PLANTA GTL**

AÑO	PRODUCCION – BIs/día		
	LOTE 8	LOTE 9	LOTE 10
Nafta	125 x 365 x 22.87 = 1'043,444 US\$	125 x 365 x 22.87 = 1'043,444 US\$	250 x 365 x 22.87 = 2'086,888 US\$
Kerosene	125 x 365 x 24.34 = 1'110,513 US\$	125 x 365 x 24.34 = 1'110,513 US\$	250 x 365 x 24.34 = 2'221,025 US\$
Diesel	250 x 365 x 23.08 = 2'106,050 US\$	250 x 365 x 23.08 = 2'106,050 US\$	500 x 365 x 23.08 = 4'212,100 US\$
TOTAL	4'260,007 US\$	4'260,007 US\$	8'520,013 US\$

4.4.10 EVALUACION PRIVADA

ALTERNATIVA A: PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS

La evaluación privada se ha efectuado considerando los supuestos generales siguientes:

**TABLA 4-25
DATOS GENERALES PARA EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO**

Precio Crudo para Venta local	20.89 US\$ por barril
Precio Crudo para Canasta	20.89 US\$ por barril
Costo Operativo Marginal	3.74 US\$ por barril
Costo de abandono y remediación	10,000 US\$ por pozo
Depreciación	5 años
Impuesto a la renta	30%
Tasa de descuento privada	18%
Regalía actual	25% - 35%
Regalía propuesta	5% - 10%

RESULTADOS

La evaluación económica se presenta en la Tabla I. Los resultados obtenidos de la evaluación económica privada, se muestran en la tabla siguiente:

**TABLA 4-26
RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA PRIVADA**

	Regalía Marginal Actual 25% - 35%	Regalía Marginal Propuesta 5% - 10%
VAN (18%)	-4.85 MMUS\$	3.71 MMUS\$
TIR	5.0 %	32.1 %

Se llevó a cabo la evaluación considerando financiamiento para la ejecución de las actividades y un plazo de amortización de 5 años. Los resultados muestran (Tabla N° II) que ante un financiamiento del 70% de la inversión total, a una tasa de interés al préstamo de 10.92% anual, se obtiene un VAN de 30.6 millones de US\$. Es importante mencionar que la alternativa de financiamiento no es factible dado que la banca nacional aún no toma en cuenta el financiamiento a éste tipo de actividades, por el riesgo inherente y por desconocimiento de la actividad.

ALTERNATIVA B: IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA GTL

La evaluación privada se ha efectuado considerando los supuestos generales siguientes:

TABLA 4-27
DATOS GENERALES PARA LA EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

Precio Estimado referencia WTI	22.45 US\$ por barril
Precio Nafta	22.85 US\$ por barril
Precio Kerosene	24.34 US\$ por barril
Precio Diesel	23.06 US\$ por barril
Costo Operativo Fijo	960,000 US\$ por año
Costo Operativo Variable	5.5 US\$ por barril
Costo insumo gas natural	0.40 US\$ por Mil pies cúbicos
Depreciación	10 años, lineal
Impuesto a la renta	30%
Tasa de descuento privada	18%

RESULTADOS

La evaluación económica se presenta en la Tabla III. Los resultados obtenidos de la evaluación económica privada, se muestran en la tabla siguiente:

TABLA 4-28
RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA PRIVADA

		VAN (14%)
ALTERNATIVA	SUPUESTO	MMUS\$
B	Capital Propio	(21.98)
	Financiamiento 10 años	(0.01)
	Financiamiento 20 años	1.99

Para el caso en la cual se utiliza capital propio y para el caso del financiamiento para ser pagado en 10 años, la operación no es rentable debido a la incidencia del capital al inicio del proyecto (año 0).

En el caso del financiamiento por 20 años, permite lograr utilidades durante toda la vida del proyecto. En esta situación, no se podría abandonar la operación antes de los 20 años del compromiso del financiamiento, a pesar que a partir del año 11 la utilidad es menor a 42,000 US\$ por año.

4.4.11 EVALUACION SOCIAL

A diferencia de la evaluación privada, la evaluación social no considera los impuestos por ser elementos distorsionadores en la asignación de recursos. Asimismo, los beneficios y costos por incluir en el flujo de caja son sustancialmente diferentes, ya que los precios sociales de los factores son distintos.

De acuerdo a la Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública (Anexo SNIP – 09), aprobada por Resolución Directoral N° 012-2002-EF/68.01 del Ministerio de Economía y Finanzas, los parámetros para evaluación aplicables al proyecto propuesto son:

TABLA 4-29
PARAMETROS PARA EVALUACION SOCIAL

Horizonte de Evaluación del Proyecto	El período de evaluación de un PIP no debería ser mayor a 10 años. Para el caso presentado, el horizonte de evaluación es de 12 años debido a que es el tiempo promedio para la recuperación del capital y rentabilidad de proyectos de perforación de hidrocarburos.
Valor de recuperación de la inversión	Para los casos en que las inversiones no se hayan terminado de depreciar al final del horizonte de evaluación, sin que tengan un uso alternativo, el valor de recuperación de dicha inversión será cero.
Precio Social de bienes importables	Precio CIF*PSD + MC + GF
Precio Social de la Divisa	PSD = 1.08 * Tipo de cambio nominal (nuevos soles por US\$ dólar)
Precio Social de Bienes No transables	Precios de mercado excluyendo todos los impuestos y subsidios. Un bien o servicio es no transable cuando su precio interno se determina por la demanda y oferta internas.
Precio social de los combustibles	Se aplicará una corrección al precio de mercado incluyendo impuestos de 0.66
Tasa Social de descuento	14%, cuando la evaluación se realiza a precios reales o constantes.
Tasa Social de Descuento Nominal	17%, cuando la evaluación se realiza a precios nominales o corrientes.

PSD = Precio social de la divisa

MC = margen comercial del importador por manejo, distribución y almacenamiento

GF = Gastos de flete nacional neto de impuestos

ALTERNATIVA A: PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS

Se ha efectuado la evaluación socioeconómica desde el punto de vista de cada uno de los involucrados, para los casos de Contratista nacional y extranjero. Para cada caso se evalúa los principales ítems que componen el flujo de caja del proyecto, a fin de efectuar el análisis costo beneficio.

CASO: CONTRATISTA NACIONAL

(a)Beneficios: Los beneficios asociados a la actividad de explotación de petróleo crudo pueden provenir de 03 fuentes:

- (1) Incremento del consumo nacional,
- (2) Sustitución de importaciones, y
- (3) Liberación de recursos productivos.

Por el lado de incremento del consumo nacional, debido a que el petróleo crudo un bien transable y que la demanda de nuestro país esta equilibrada por la oferta de productores nacionales y extranjeros (importación), la incorporación de un nuevo proyecto no incrementa el consumo nacional, ya que solo sustituye en un volumen igual a la producción del proyecto. Por lo tanto, el beneficio en este rubro es cero.

Por el lado de la sustitución de importaciones, el proyecto sustituye una cantidad de petróleo crudo importado. El valor social de esta producción será igual al valor social de las divisas liberadas por la mayor producción nacional.

Para esto es necesario determinar el precio CIF de un barril de crudo, margen comercial y gastos de flete. Para tal fin, disponemos de la información que se muestra en la Tabla N° 4-27.

En lo referente a la liberación de recursos productivos, el beneficio es cero, ya que las curvas de oferta y demanda representan el mercado de hidrocarburos peruano, considerándolo al petróleo un bien transable y estos corresponden a un país "tomador" de precio como consecuencia del tamaño e importancia de nuestro mercado

TABLA 4-30
ESTRUCTURA DEL PRECIO Y PARIDAD DE IMPORTACION

PROYECCION PRECIOS CRUDO WTI					
ENTIDAD QUE EFECTUA EL PRONOSTICO	2005	2010	2015	2020	2025
Altos (1), US\$/BI	22.64	23.40	25.58	27.90	31.61
PIRA (2), US\$/BI	22.43	23.33	26.32		
NRCan (3), US\$/BI	22.28	22.28	22.28	22.28	
PROMEDIO, US\$/BI	22.45	23.00	24.73	25.09	31.61
Diferencial Crudo Noroeste con Crudo WTI					
	2.7522	US\$/BI			
Precio Crudo Noroeste en Mercado (Costa del Golfo)					
	19.6978	US\$/BI			
PRECIO PARIDAD DE IMPORTACION, US\$/BI					
Precio Mercado FOB	19.698	Precio FOB en Costa del Golfo			
Flete Marítimo	3.347				
PRECIO CFR	23.045				
Seguro	0.058	0.25% del precio CFR (CFR = FOB + flete)			
PRECIO CIF	23.102				
Ad-Valorem (4)	2.218	9.6% sobre Precio CIF (CIF = CFR + Seguro)			
Gastos de Importación	0.508	2.2% aprox de precio CIF			
Inspección					
Gastos de Puerto					
Gasto Financiero					
Almacenamiento y Despacho	1.300	1.30 US\$/BI			
Gestión Comercial	0.880				
PARIDAD DE IMPORTACION, US\$/BI	28.009	Ex-Planta			

(b)Costos.- Los costos asociados a la actividad de explotación de petróleo crudo pueden provenir de lo siguiente:

- (1) Costos directos de Inversión,
- (2) Costos directos de Operación,
- (3) Costo de Uso,
- (4) Remediación ambiental / abandono,
- (5) Costo ambiental (tala de árboles, contaminación, etc)
- (6) Repatriación de utilidades,

En lo referente a Costos Directos de Inversión y Operación, estos se han dividido en transables⁹⁶ (importables y exportables) y no transables⁹⁷. Para los bienes transables se ha empleado la siguiente fórmula para sus precios sociales (SNIP-09):

⁹⁶ Se denomina bien transable a un bien importable o exportable. Un bien es transable cuando un incremento en la producción que no puede ser absorbido por la demanda interna es exportado, o cuando un incremento en la demanda interna que no puede ser abastecido por la producción interna es importado.

⁹⁷ Un bien o servicio es no transable cuando su precio interno se determina por la demanda y oferta internas. Para el cálculo del precio social de los bienes no transables se debe utilizarlos precios de mercado excluyendo todos los impuestos y subsidios.

Precio Social de Bienes Importables = PSBM

$$PSBM = PrecioCIF \cdot (PSD) + MC + GF$$

Donde:

MC: Margen comercial del importador por manejo, distribución y almacenamiento.

GF: Gastos de flete nacional neto de impuestos.

PSD: Precio Social de la Divisa

Precio Social de Bienes Exportables = PSBX

$$PSBX = PrecioFOB \cdot (PSD) - GM - GF + GT$$

Donde:

GM: Gastos de manejo neto de impuestos

GF: Gastos de flete del proveedor al puerto nacional neto de impuestos

GT: Gastos de transporte nacional al proyecto neto de impuestos

PSD: Precio Social de la Divisa

Precio Social de la Divisa = PSD

$$PSD = 1.08 \cdot (TC)$$

TC: Tipo de cambio nominal en nuevos soles por US\$.

Es la valoración de una divisa adicional en términos de recursos productivos nacionales. Discrepa del costo privado de la divisa por la existencia de distorsiones en la economía, tales como aranceles y subsidios.

Los datos básicos fueron elaborados sobre la base de lo mostrado en las Tablas N° 4-16 y N° 4-17.

En lo referente a Costo de Uso, se le define como el costo de oportunidad de la no disponibilidad de un recurso natural a una fecha futura, como resultado de haber usado el recurso hoy en lugar de guardarlo en su estado natural. El Costo de Uso también puede ser considerado como el valor del recurso en su estado natural, es decir, el valor en el subsuelo antes de ser extraído

Para estimar el Costo de Uso, se tomó como base el precio futuro estimado para el petróleo por las principales empresas internacionales. Se calcularon todos los costos inherentes a la explotación de petróleo y su extrapolación a futuro y se sustrajo del precio del petróleo, generándose el Costo de Uso. Mediante prueba y error se determinó la tasa de crecimiento del costo de uso en el futuro.

$$CU = 3.58 \cdot e^{t \cdot 3.5\%}$$

En lo que respecta al Costo de Remediación Ambiental / Abandono, estos representan los costos asociados a la remediación del impacto ambiental causado por las operaciones de explotación y el costo del abandono de la operación.

Referente al Costos Ambiental / Contaminación, en su valoración se debería utilizar el costo para deforestación en la Amazonía para la región de Selva. Para tal fin se utilizó el criterio desarrollado por Andersen et al (2002) quien estimó el valor económico total para una hectárea representativa del área de bosque amazónico despoblado de árboles, comparándolo con los beneficios de la deforestación representado por los valores de producción agrícola y maderera que fueran generados en el área despoblada de árboles y por sus impactos de generación de renta en el área urbana.

En el caso de proyectos de hidrocarburos, la externalidad ocasionada al ambiente es la principal, y se ha valorado de la manera que se muestra en la Tabla N° 4-31.

TABLA 4-31
VALORACION AMBIENTAL (DEFORESTACION)

	Costa Noroeste	Selva
Tipo Terreno	Desértico	Selva Tropical
Daño principal ambiente	Mínimo, cercano a cero	Corte de árboles y biodiversidad
Valoración	Aprox. cero	1,418 US\$/ hectárea-año (valor presente para el año 2003).

En lo que respecta a la Repatriación de Utilidades, estas representan una salida de divisas para el país como consecuencia de la operación del proyecto y por lo tanto se considera un costo social.

Las regalías e impuestos a las utilidades para el caso de Contratista Nacional, se consideran transferencias entre integrantes del mismo país, por lo que no son incorporados en la evaluación.

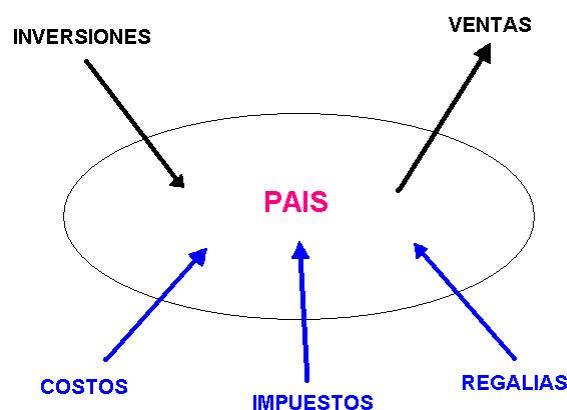
Referente a la Venta de Activos, a diferencia de la venta de activos de la evaluación privada, en evaluación social no puede utilizarse su valor de desecho, ya que como el flujo social no considera impuestos, no tiene sentido los valores contables ni los ajustes tributarios. De este modo, se considerarán únicamente los valores de mercado.

CASO: CONTRATISTA EXTRANJERO

Para efectos de conceptualizar el flujo de costos y beneficios, consideramos que un inversionista extranjero lleva a cabo la inversión dentro del país. Desde el punto de vista del país, los beneficios son conceptualizados como todo el valor privado de la producción del proyecto y que salen del país y lo referente a costos, es conceptualizado como el ingreso al país de lo referente a Costos de Operación, mantenimiento, insumos, impuesto a la renta y regalías.

El Gráfico N° 4-17 muestra esquemáticamente el flujo de Costos y Beneficios que ocurre consecuencia del Proyecto.

GRAFICO N° 4-17
FLUJO DE COSTOS Y BENEFICIOS A NIVEL PAIS
INVERSIONISTA EXTRANJERO



(a)Beneficios: Los beneficios asociados a la actividad de explotación de petróleo crudo para este caso, pueden provenir de las siguientes fuentes:

- (1) Incremento del consumo nacional,
- (2) Sustitución de importaciones,
- (3) Liberación de recursos productivos,
- (4) Beneficio neto por compra de insumos, y
- (5) Impuesto a utilidades y pago de regalías.

Por el lado de incremento del consumo nacional, al igual que en el caso del Contratista Nacional el beneficio es cero.

Por el lado de la sustitución de importaciones, el proyecto sustituye una cantidad de petróleo crudo importado y genera un beneficio neto para el país.

En lo referente a la liberación de recursos productivos, el beneficio es cero, similar al caso de Contratista Nacional.

Para lo referente a la compra de insumos, cuando el inversionista es extranjero, en el mercado de insumos del proyecto, se observan costos y beneficios, que generan un beneficio neto. Este beneficio neto es igual a la diferencia entre el beneficio por ingreso de divisas y el costo social del insumo.

Respecto del beneficio por el impuesto a utilidades y pago de regalías, los pagos a entes nacionales, tal como los impuestos a las utilidades y regalías, lo cual constituyen un beneficio para el país debido a la entrada de divisas, el que resulta igual al monto que el inversor paga, por concepto de impuestos y por concepto de regalía, corregido por el tipo de cambio.

Resultados

Los resultados de la evaluación social son:

TABLA 4-32
RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA A

ORIGEN CONTRATISTA	VAN	Ratio B/C
Contratista de origen nacional	7.87 MMUS\$	1.13
Contratista de origen extranjero	15.94 MMUS\$	2.48

En las Tablas IV y V se muestran los cálculos y el flujo de caja resultante.

ALTERNATIVA B: IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA GTL

Al igual que para la alternativa A, se ha efectuado la evaluación socioeconómica desde el punto de vista de cada uno de los involucrados, para los casos de Contratista nacional y extranjero. Para cada caso se evalúa los principales ítems que componen el flujo de caja del proyecto, a fin de efectuar el análisis costo beneficio.

CASO: CONTRATISTA NACIONAL

(a)Beneficios: Los beneficios asociados a la actividad de la instalación de una Planta GTL pueden provenir de 03 fuentes:

- (1) Incremento del consumo nacional,
- (2) Sustitución de importaciones, y
- (3) Liberación de recursos productivos.

Por el lado de incremento del consumo nacional, debido a que los productos resultantes del proceso GTL son considerados un bien transable y que la demanda de nuestro país esta equilibrada por la oferta de productores nacionales y extranjeros (importación), la incorporación de un nuevo proyecto no incrementa el consumo nacional, ya que solo sustituye en un volumen igual a la producción del proyecto. Por lo tanto, el beneficio en este rubro es cero.

Por el lado de la sustitución de importaciones, el proyecto sustituye una cantidad de productos importado. El valor social de esta producción será igual al valor social de las divisas liberadas por la mayor producción nacional.

En lo referente a la liberación de recursos productivos, el beneficio es cero, considerando a los productos como un bien transable y estos corresponden a un país “tomador” de precio como consecuencia del tamaño e importancia de nuestro mercado

Para este caso, existe un beneficio indirecto relacionado con la reducción de la contaminación ambiental. El gas natural producido en el Noroeste y que serviría de insumo a la planta GTL proviene principalmente de los pozos productores de petróleo (gas natural asociado) y que actualmente por falta de mercado para su venta y falta de infraestructura para su re-inyección, se libera al aire, generando contaminación ambiental. El uso de este gas, tendría un beneficio para la sociedad ya que se reduciría la contaminación ambiental.

(b)Costos.- Los costos asociados a la actividad de explotación de petróleo crudo pueden provenir de lo siguiente:

- (1) Costos directos de Inversión,
- (2) Costos directos de Operación,
- (3) Costo del Insumo,
- (4) Remediación ambiental / abandono,
- (5) Costo Ambiental / Contaminación.

En lo referente a Costos Directos de Inversión y Operación, estos se han dividido en transables (importables y exportables) y no transables. Para los bienes transables se ha empleado las fórmulas correspondientes a precios sociales (SNIP-09).

En lo referente a Costo del Insumo, este correspondería al costo o valor del gas natural utilizado como insumo para la elaboración de GTL. Se ha considerado que para la sociedad tendría un valor equivalente al costo estimado para la re-inyección y que no se consideraría un costo sino un beneficio (costo negativo).

En lo que respecta al Costo de Remediación Ambiental / Abandono, estos representan los costos asociados a la remediación del impacto ambiental causado por la instalación de la planta y el costo del abandono de la operación.

Referente al Costos Ambiental / Contaminación, no se asignan en su valoración costo alguno, debido a que estas Plantas tienen como residuo vapor de agua.

Los impuestos a las utilidades para el caso de Contratista Nacional, se consideran transferencias entre integrantes del mismo país, por lo que no son incorporados en la evaluación.

Referente a la Venta de Activos, a diferencia de la venta de activos de la evaluación privada, en evaluación social no puede utilizarse su valor de desecho, ya que como el flujo social no considera impuestos, no tiene sentido los valores contables ni los ajustes tributarios. De este modo, se considerarán únicamente los valores de mercado.

CASO: CONTRATISTA EXTRANJERO

Al igual que en el Caso de la alternativa A, para efectos de conceptualizar el flujo de costos y beneficios, consideramos que un inversionista extranjero lleva a cabo la inversión dentro del país. Desde el punto de vista del país, los beneficios son conceptualizados como todo el valor privado de la producción del proyecto y que salen del país y lo referente a costos, es conceptualizado como el ingreso al país de lo referente a Costos de Operación, mantenimiento, insumos, impuesto a la renta y regalías.

(a)Beneficios: Los beneficios asociados a la actividad de instalar una planta GTL,, pueden provenir de las siguientes fuentes:

- (1) Incremento del consumo nacional,
- (2) Sustitución de importaciones,
- (3) Liberación de recursos productivos,
- (4) Beneficio neto por compra de insumos, y
- (5) Impuesto a utilidades y pago de regalías.

Por el lado de incremento del consumo nacional, al igual que en el caso del Contratista Nacional el beneficio es cero.

Por el lado de la sustitución de importaciones, el proyecto sustituye una cantidad de petróleo crudo importado y genera un beneficio neto para el país.

En lo referente a la liberación de recursos productivos, el beneficio es cero, similar al caso de Contratista Nacional.

Para lo referente a la compra de insumos, cuando el inversionista es extranjero, en el mercado de insumos del proyecto, se observan costos y beneficios, que generan un beneficio neto. Este beneficio neto es igual a la diferencia entre el beneficio por

ingreso de divisas y el costo social del insumo.

Respecto del beneficio por el impuesto a utilidades, los pagos a entes nacionales, tal como los impuestos a las utilidades, lo cual constituyen un beneficio para el país debido a la entrada de divisas, el que resulta igual al monto que el inversor paga, por concepto de impuestos, corregido por el tipo de cambio.

Resultados

Los resultados de la evaluación social son:

TABLA 4-33
RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA B

ORIGEN DE CONTRATISTA	VAN	Ratio B/C
Contratista de origen nacional	10.89 MMUS\$	1.48
Contratista de origen extranjero	40.82 MMUS\$	7.45

En las Tablas VI y VII se muestran los cálculos y el flujo de caja resultante.

4.4.12 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

ALTERNATIVA A: PERFORACION DE POZOS PETROLIFEROS

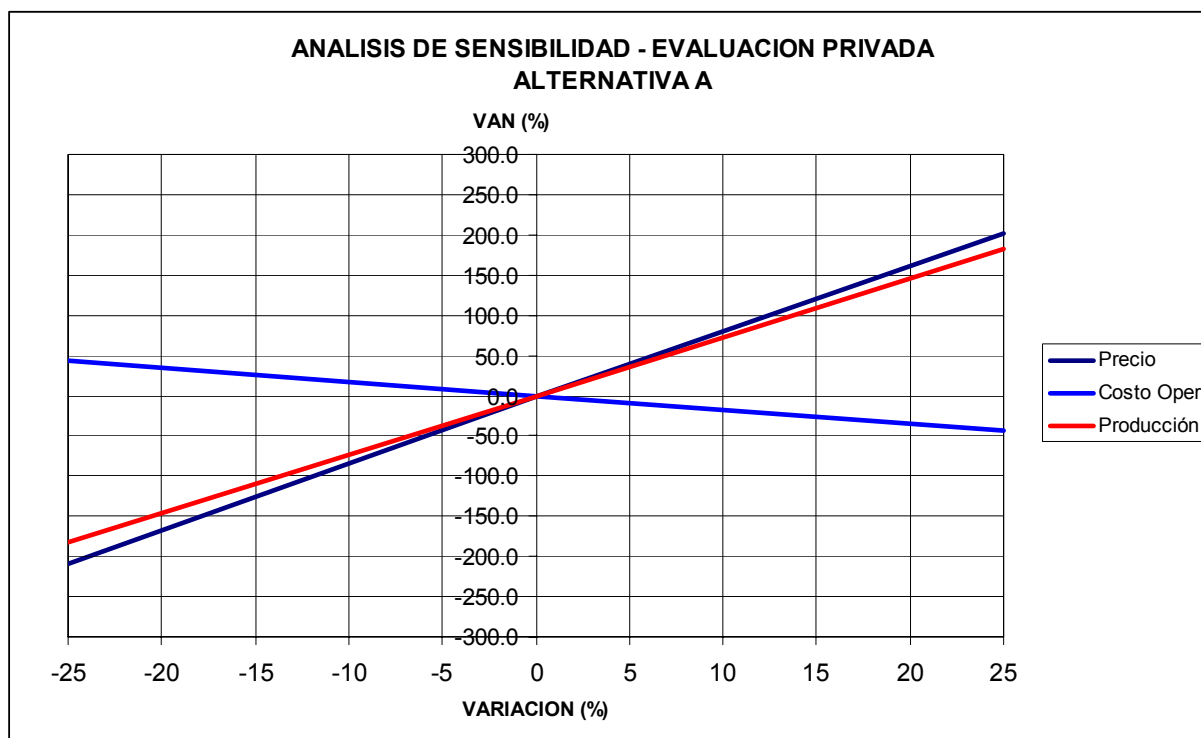
Se realizó una evaluación de sensibilidad desde el punto de vista Privado, considerando variaciones en el precio del crudo y costos operativos. El resultado se presenta a continuación:

El Proyecto es muy sensible ante pequeñas variaciones porcentuales del precio, costo operativo o producción, tal como se muestra en la Tabla N° 4-34 y el el Gráfico N° 4-18. Para el caso del precio, ante una reducción de solo el 12%, el proyecto es no rentable. Este tipo de riesgo es asumido por el Contratista y son riesgos normales en la explotación de petróleo

TABLA 4-34
ANALISIS DE SENSIBILIDAD EVALUACION PRIVADA – ALTERNATIVA A

	VAN - US\$, para Variación (%) de:		
Variación (%)	Precio	Costo Oper	Producción
-25	-4,064,440	5,350,022	-3,086,268
0	3,708,368	3,708,368	3,708,368
25	11,175,113	2,080,866	10,476,613

GRAFICO N° 4-18

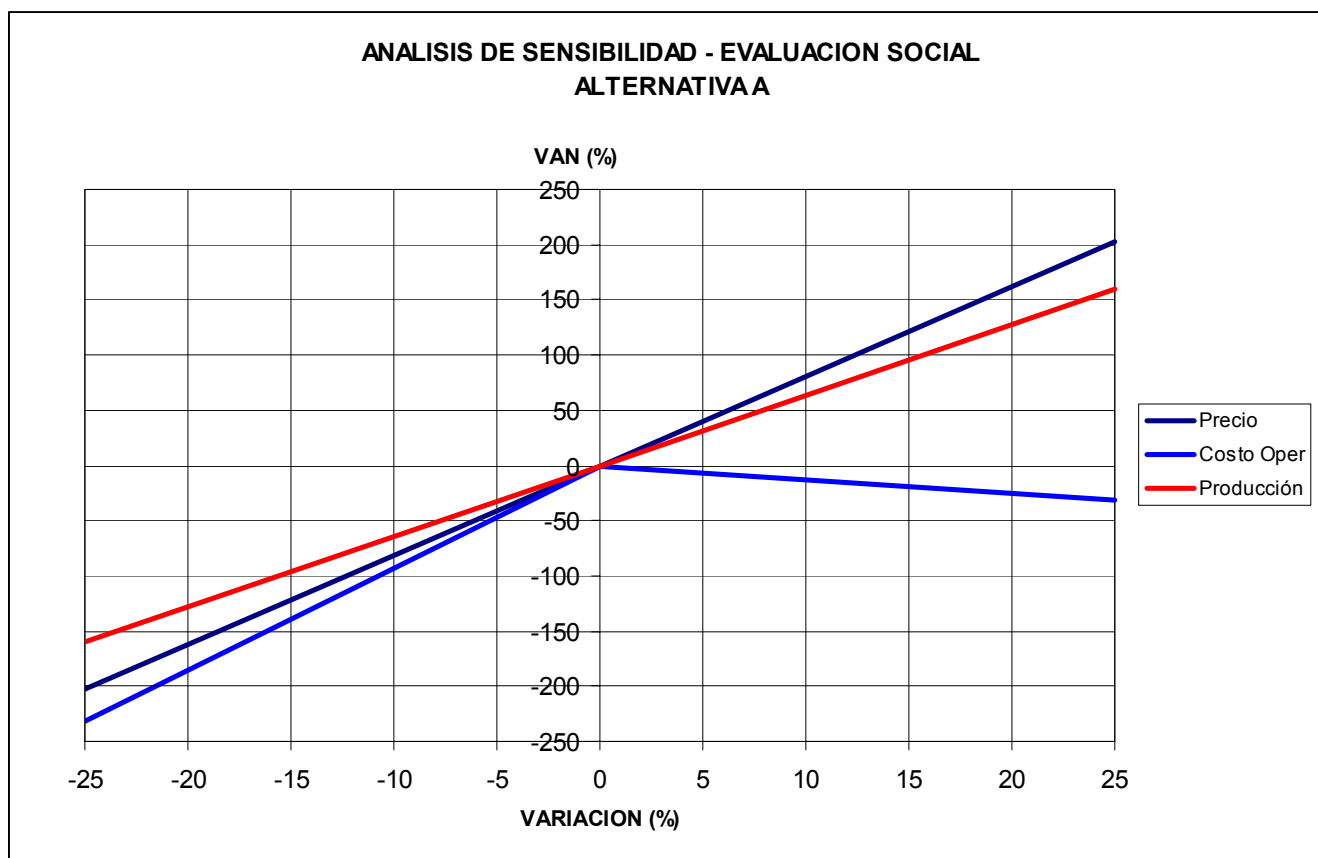


Considerando la evaluación social, la sensibilidad del VAN social depende del impacto de cada variable y su implicancia en la sociedad. Para el caso de los costos operativos, si esta disminuye, se reduce la rentabilidad del proyecto, y si aumenta, también se reduce la rentabilidad del proyecto desde el punto de vista social, tal como se aprecia en la Tabla N° 4-35 y el gráfico N° 4-19.

TABLA 4-35
ANALISIS DE SENSIBILIDAD EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA A

	VAN - US\$, para Variación (%) de:		
Variación (%)	Precio	Costo Oper	Producción
-25	-8,058,736	-10,312,873	-4,686,938
0	7,865,273	7,865,273	7,865,273
25	23,775,852	5,417,921	20,417,483

GRAFICO N° 4-19

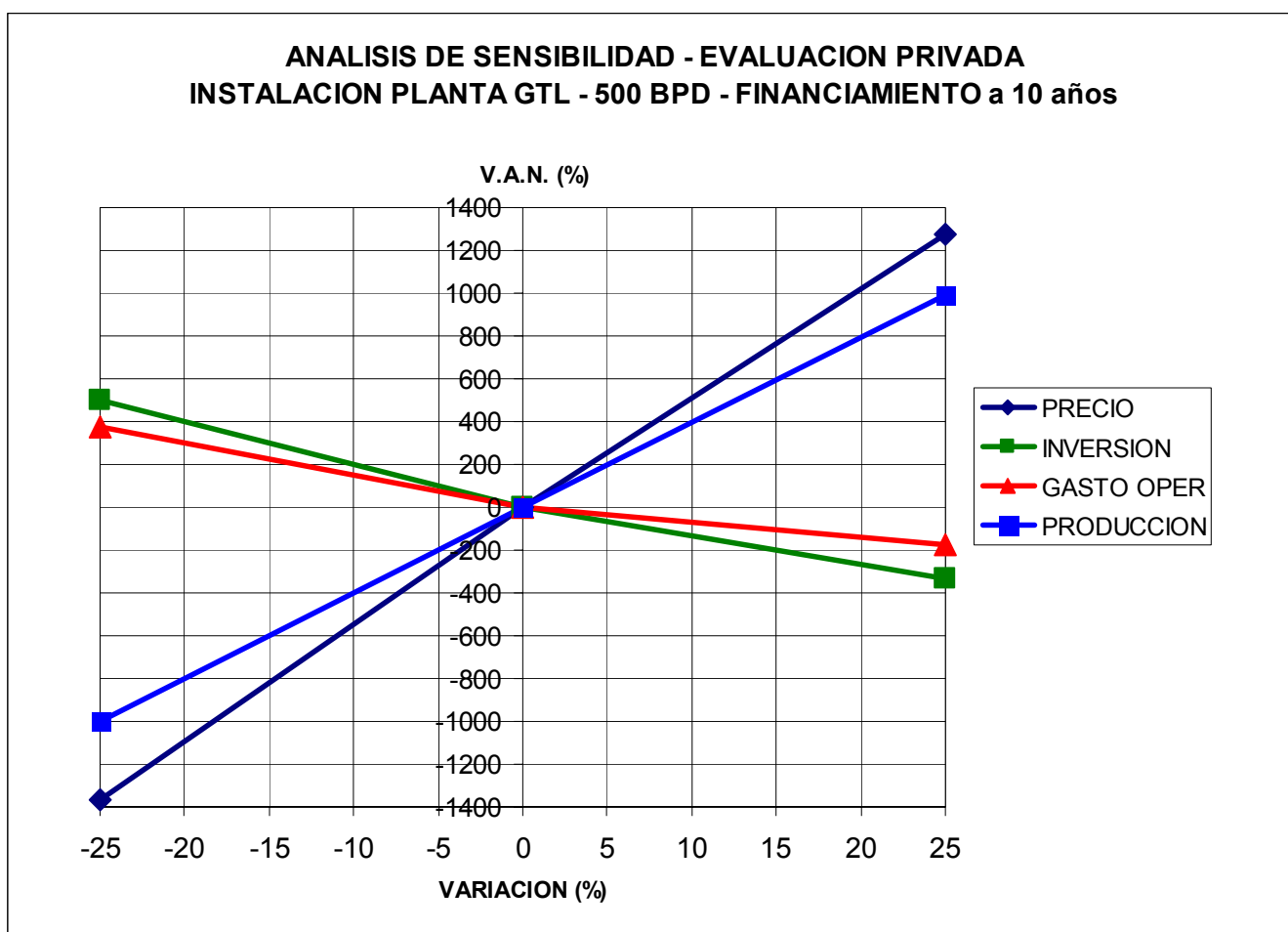


ALTERNATIVA B: IMPLEMENTACION DE UNA PLANTA GTL

La implementación de la Planta GTL es muy sensible a la variación de precios de los productos a obtenerse, los cuales varían en función de los precios internacionales del crudo.

La reducción de los precios de mas de 1 US\$/Bl, hace que los proyectos no sean rentables. El riesgo inherente a pequeñas variaciones se hace visible en el gráfico mostrado a continuación.

GRAFICO N° 4-20



4.4.13 ANALISIS DE SOSTENIBILIDAD

El proyecto se considera sostenible, de acuerdo al análisis de los siguientes aspectos:

a) Arreglos institucionales

En la etapa de inversión, participarán las Compañías privadas operadoras de los Lotes del área en estudio, y PERUPETRO sobre la base de la información generada por los estudios correspondientes, procederá a llevar a cabo la supervisión de la obligación contractual establecida en el contexto de regalías establecidas en el presente proyecto.

b) Capacidad de gestión

Las Compañías privadas operadoras de los Lotes de las áreas en estudio, vienen operando desde el año 1996, habiendo cumplido con programas de inversión que involucró perforación de pozos como parte del compromiso por la cual obtuvieron la buena pro de los Lotes. Estas compañías cuentan con organización y disponen de una excelente capacidad de gestión para la etapa de inversión y operación.

c) Disponibilidad de Recursos

Los recursos para la etapa de inversión provendrán de fondos propios.

d) Financiamiento de los Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos operativos, se financian con los beneficios obtenidos por la venta del petróleo crudo a la Refinería de Talara. Los pagos por conceptos de ventas de petróleo crudo se efectúan a más tardar en la primera quincena del mes siguiente.

En las tablas de las evaluaciones económicas se aprecia la cobertura de costos de operación y mantenimiento con los ingresos provenientes por las ventas del Petróleo crudo, sin requerir aportes del Estado.

e) Participación de los Beneficiarios

La ejecución de estos proyecto se ejecutará en base a los principios definidos en el Artículo 6° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos - Ley 26221, Reglamento para la Aplicación de la Regalía y Retribución en Contratos Petroleros y a la gestión de los propios Contratistas. Los beneficiarios directos son los Contratistas a través de la venta de Hidrocarburos y los beneficiarios indirectos son por un lado la Región Piura a través del Canon que significa el 12.5% de los ingresos por venta del petróleo crudo y que proviene del cobro de la regalía

y por otro lado, el Tesoro a través del remanente de la regalía una vez descontado el pago del monto correspondiente al Canon.

f) Factibilidad de Ejecución

Como consecuencia de la implementación del proyecto, se ha iniciado la perforación de pozos en el Lote 6 bajo los parámetros establecidos en el presente estudio.

Con la finalidad de llevar a cabo la negociación de las nuevas obligaciones y estipulación de nuevas regalías apropiadas, se conformó una comisión cuya presidencia recayó sobre uno de los autores del proyecto.

El día 21 de mayo del 2003, fue publicado el Decreto Supremo DS-016-2003-EM y la suscripción definitiva entre el Contratista operador del Lote 6 y PERUPETRO S.A., fue efectuada el 16 de junio del 2003. El 04 de julio del 2003, se inició la perforación del 1er pozo del proyecto.

Arreglos Institucionales	Participarán las Compañías privadas operadoras de los Lotes del área en estudio, y PERUPETRO procederá a llevar a cabo la supervisión de la obligación contractual establecida en el contexto de regalías en el presente proyecto
Capacidad de Gestión	Las Compañías privadas operadoras vienen operando desde el año 1996. Estas compañías cuentan con organización y disponen de una excelente capacidad de gestión para la etapa de inversión y operación.
Disponibilidad de Recursos	Los recursos para la etapa de inversión provendrán de fondos propios y financiamiento de la Banca de Inversión nacional e internacional.
Financiamiento de Costos de Operación y Mantenimiento	Los costos operativos, se financian con los beneficios obtenidos por la venta del petróleo crudo. En el flujo de caja se aprecia la cobertura de costos de operación y mantenimiento con los ingresos provenientes por las ventas del Petróleo crudo, sin requerir aportes del Estado.
Participación de los Beneficiarios	Los beneficiarios directos son los Contratistas a través de la venta de Hidrocarburos y los beneficiarios indirectos son por un lado la Región Piura a través del Canon que significa el 12.5% de los ingresos por venta del petróleo crudo y por otro lado, el Tesoro a través del remanente de la regalía una vez descontado el pago del monto correspondiente al Canon.
Factibilidad de Ejecución	Como consecuencia de la implementación del proyecto, se ha iniciado la perforación de pozos en el Lote 6 bajo los parámetros establecidos en el presente estudio. El día 21 de mayo del 2003, fue publicado el Decreto Supremo DS-016-2003-EM y la suscripción definitiva entre el Contratista operador del Lote 6 y PERUPETRO S.A., fue efectuada el 16 de junio del 2003. El 04 de julio del 2003, se inició la perforación del 1er pozo del proyecto.

4.4.14 IMPACTO AMBIENTAL

Antes de la declaración de la viabilidad, el estudio de impacto ambiental del proyecto contará con la aprobación de la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas.

Para tal fin, los Contratistas ejecutarán el Estudio de Impacto Ambiental correspondiente a la actividad, de acuerdo a la normatividad vigente (Decreto Supremo N° 046-93-EM) el que en su artículo 10°, menciona que dichos estudios incluirá al menos:

- a) Un estudio de Línea de Base para determinar la situación ambiental y el nivel de contaminación del área en la que se llevarán a cabo las Actividades de Hidrocarburos, incluyendo la descripción de los recursos naturales existentes, aspectos geográficos, así como, aspectos sociales, económicos y culturales de las poblaciones o comunidades en el área de influencia del Proyecto.
- b) Una descripción detallada del Proyecto propuesto.
- c) La descripción y evaluación técnica de los efectos previsible directos e indirectos al medio ambiente físico y social, a corto y largo plazo, para cada una de las actividades de hidrocarburos que se planea desarrollar en el área del Proyecto.
- d) Un detallado Plan de Manejo Ambiental (PMA), cuya ejecución evite sobrepasar los niveles máximos tolerables y disminuya a un nivel aceptable los efectos negativos previsible indicados en el párrafo anterior.
- e) Un Plan de Abandono del Area

Las empresas Contratistas normalmente preparan sus Estudios de Impacto Ambiental, de acuerdo al siguiente contenido:

Indice

Resumen Ejecutivo

Antecedentes

Objetivo

Metodología

Localización

Estructura del Estudio

Descripción del Proyecto

Descripción

Localización

Objetivo del Proyecto

Especificaciones Técnicas del Proyecto

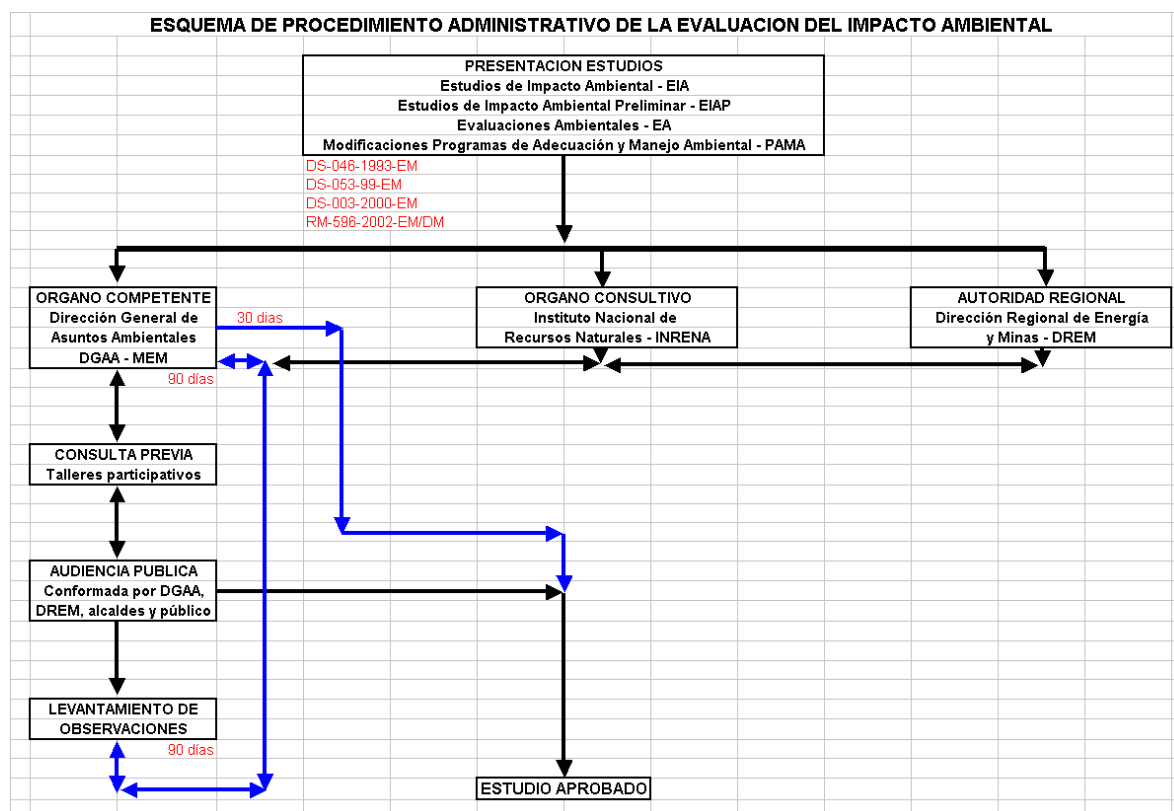
Personal

Aspectos de Seguridad

Estudio de Línea Base
 Medio Físico
 Medio Biológico
 Aspectos Sociales, Económicos y Culturales
 Identificación de Impactos en el Área de Interés
 Criterios de Evaluación y Priorización
 Fuentes Potenciales de Contaminación durante la etapa de producción
 Recomendaciones para minimizar los impactos
 Manejo específico de desechos
 Manejo de desechos
 Manejo de combustibles
 Plan de Contingencia
 Propósito
 Actualización
 Plan de Acción
 Plan de Abandono

La aprobación del Estudio de Impacto ambiental, conlleva un proceso que puede durar hasta 210 días. El esquema del procedimiento administrativo se muestra en el siguiente gráfico.

GRAFICO N° 4-21



Fuente: Elaboración propia

En lo referente a la **ALTERNATIVA A**, los efectos ambientales ocurren antes de la perforación, durante la perforación y durante la operación del pozo. Los impactos ambientales antes de la perforación están circunscritos a la construcción de la plataforma, la cual no debe exceder de una área de 2 hectáreas, y lo cual genera movimiento de tierras, en una zona desértica. Durante la perforación los impactos son minimizados pues ocurre descarga de fluidos a una pozo protegida con geomembrana para evitar contaminación a las capas subterráneas.

En lo referente a la **ALTERNATIVA B**, el impacto ambiental es positivo en el sentido que utiliza gas natural que en la mayoría de los casos es venteadado al aire. Los residuos de la emisión de la planta son generalmente agua condensada.

A fin de sentar los postulados para la mejora de los futuros Estudios de Impacto Ambiental para la zona, se ha preparado diferentes cuadros mostrando los principales factores que impactan al ambiente.

Durante la implementación de los proyectos, se ha considerado el siguiente cuadro de factores que impactarán al ambiente, los que se muestran en la Tabla siguiente.

TABLA N° 4-36
FACTORES QUE IMPACTARAN AL AMBIENTE

	Formas de reducir el efecto	Factores que incrementan el riesgo	Escenario mas probable
Alteración de la diversidad Biológica del área del Proyecto	Planificación de carreteras. Túneles para animales (lagartijas, zorros).	Medidas o prácticas en otros sectores que causan fragmentación del hábitat	Reducción de población de especies.
Contaminación por consumo de Energía	Control del tráfico hacia la operación. Uso eficiente de energía en motores estacionarios y vehículos.	Intenso tráfico de otros sectores que tienen curiosidad en el proyecto. Motores en mal estado de mantenimiento.	Motores y sistemas de transporte en buen estado de mantenimiento.
Contaminación por emisiones a la atmósfera	Uso de convertidores catalíticos.	Poblaciones cercanas al proyecto.	Cumplimiento de regulaciones – OSINERG.
Alteración de forma de vida de Comunidades de Pastoreo cercanas al área del Proyecto.	Planificación en el uso de terrenos	No anticipar su presencia.	Prohibición de acercarse a zonas de trabajo.
Afectación al ambiente por transporte y manipuleo de sustancias peligrosas	Protección de las aguas subterráneas. Mantenimiento de carreteras. Colocación de letreros con avisos.	Incremento en el volumen total de transporte y manipuleo de sustancias peligrosas	Cumplimiento de regulaciones – OSINERG.

Asimismo, se ha identificado los principales impactos que incidirán en la implementación de los proyectos, los cuales se presentan en la tabla siguiente.

TABLA N° 4-37
IDENTIFICACION DE IMPACTOS

	Impactos Directos		Impactos Indirectos	
	Positivos	Negativos	Positivos	Negativos
Alternativa A: Perforación de Pozos	Incremento del empleo. Mejora del acceso a través de carreteras construidas por los proyectos.	Alteración del paisaje por movimiento de tierra. Fragmentación del hábitat biológico. Contaminación por consumo de combustibles.	Incrementa empleo. Incrementa monto canon.	Emisión gas natural al aire. Mayor flujo de vehículos
Alternativa B: Implementación Planta GTL	Menor emisión de gas natural al aire. Incrementa empleo. Mejora del acceso a través de carreteras construidas por los proyectos	Movimiento de tierra. Consumo de combustibles	Incrementa empleo.	Mayor flujo de vehículos.

En todos los casos, la fiscalización de la operación de perforación de pozos e implementación de la Planta GTL, es efectuada por OSINERG en estricto cumplimiento del Decreto Supremo N° 046-93-EM.

Los costos de las medidas de mitigación, pueden ser considerados de acuerdo a:

**TABLA N° 4-38
VALORACION DE IMPACTOS**

	IMPACTO	VALORACION	COMENTARIOS
Alternativa A: Perforación de Pozos	Incremento de empleo.	Considerado dentro de los costos del proyecto, valorado de acuerdo a ratios.	De acuerdo a la normatividad vigente, la gran mayoría de los impactos no han sido internalizados en los reglamentos.
	Alteración del paisaje por movimiento de Tierras y fragmentación del hábitat biológico	No se ha considerado.	
	Contaminación por consumo de Combustibles.	No se ha considerado.	
	Abandono de la actividad.	Se ha considerado en la evaluación económica un costo de 10,000 US\$/pozo para la actividad de abandono y remediación.	
Alternativa B: Implementación Planta GTL	Incremento de empleo.	Considerado dentro de los costos del proyecto, valorado de acuerdo a ratios.	De acuerdo a la normatividad vigente, la gran mayoría de los impactos no han sido internalizados en los reglamentos.
	Alteración del paisaje por movimiento de Tierras y fragmentación del hábitat biológico	No se ha considerado.	
	Contaminación por consumo de Combustibles.	No se ha considerado.	

Es importante mencionar que la sociedad se beneficia de la operación actual de explotación de hidrocarburos, a través del Canon Petrolero, el cual es equivalente al 12.5% de la valorización de toda la producción de hidrocarburos.

Asimismo, es conveniente comentar que todos los Estudios de Impacto Ambiental efectuados para la explotación de Hidrocarburos en el NorOeste, no han sido preparados de acuerdo al detalle requerido por la Dirección General de Hidrocarburos. Esto conlleva a que no exista un completo conocimiento de los impactos que genera la ejecución de actividades, así como que no se prepare la internalización de los costos asociados a tales impactos.

4.4.16 ELECCION DE ALTERNATIVA

ALTERNATIVA	VIABILIDAD			SOSTENIBILIDAD	RESULTADO
	TECNICA	ECONOMICA	SOCIAL		
A Perforación de nuevos pozos petrolíferos	Es factible. En el Noroeste ha sido común la perforación de pozos.	Es factible, siempre y cuando ocurra la reducción de regalías a niveles que permitan la rentabilidad de los proyectos de perforación.	Es factible, dado que es una actividad que ha estado ocurriendo en los últimos años.	Esta actividad será sostenible, en la medida que la empresa operadora logre los resultados previstos en términos de producción de petróleo y rentabilidad del proyecto.	Es factible de implementar tanto técnica como económicamente.
B Implementación Planta de conversión gas a líquido - GTL	Es factible. En varias partes del mundo se han implementado proyectos de esta naturaleza	Existe dudas al respecto, por la no disponibilidad de fondos de la magnitud requerida, por las compañías operadoras, para este tipo de proyecto.	Es factible, dado que generaría puestos de trabajo y reduciría la contaminación ambiental como consecuencia del venteo del gas natural.	Esta actividad será sostenible siempre que los precios de los productos, dependientes del precio del crudo a nivel internacional se mantengan igual o sobre el valor estimado en el proyecto.	Es factible de implementar técnicamente. Existe riesgo en lo económico ante variación de precio de los productos por volatilidad del precio del crudo a nivel internacional.

4.4.17 MATRIZ DEL MARCO LOGICO

La Matriz de Marco Lógico definitiva para el proyecto de perforación de pozos se presenta a continuación.

TABLA 4-41

MARCO LÓGICO - PERFORACION DE POZOS				
	RESUMEN NARRATIVO	INDICADORES VERIFICABLES	FUENTES DE VERIFICACION	SUPUESTOS PRINCIPALES
FIN	Mejora desarrollo socio-económico y productivo Nacional.	* Reducción déficit de la balanza comercial de hidrocarburos en un promedio de 8.4 MMUS\$ para después de 4 años de implementado el Proyecto.	* Estadísticas de producción y balanza comercial editada por el Ministerio de Energía y Minas - MEM y el Ministerio de Economía y finanzas - MEF.	* Incremento de la producción de petróleo dentro de lo previstos.
PROPOSITO	Incremento de la producción de petróleo.	* Lograr un incremento promedio de 1,100 barriles por día, después de 4 años de implementado el Proyecto..	* Informe "Estadísticas Petroleras", editadas anualmente por PERUPETRO.	* El proyecto privado genera ingresos que cubre costos de operación y mantenimiento. * El fenómeno de El Niño, no genera impactos importantes sobre el Proyecto.
PRODUCTOS ESPERADOS	* Perforación de Nuevos Pozos Petrolíferos	* Pozos nuevos a ser perforados en el Lote VI/VI = 24 pozos, en un plazo de 06 años. * Pozos nuevos a ser perforados en el Lote X = 75 pozos, en un plazo de 07 años.	* Informe "Estadísticas Petroleras", editado por PERUPETRO. * Informe "Estadísticas Petroleras", editado por PERUPETRO.	* Se cuenta con recursos financieros para la ejecución del proyecto en los plazos previstos.
ACTIVIDADES	* Menor nivel de regalías para la producción proveniente de Proyectos Propuestos. * Integración de Estudios de Geología e Ingeniería para todo el NorOeste	* Reducción de Regalías hasta 5%, * 01 informe con estudio integrado en los 03 primeros años	* Estadísticas oficiales de PERUPETRO y MEM, sobre renegociación de Contrato. * Informes técnicos enviados al Banco de Datos de PERUPETRO.	* Se aceptan, aprueban y publican las políticas de promoción. El proyecto de renegociación de Contrato para la Explotación de Hidrocarburos, es aprobado por el MEM y el MEF. * Los Involucrados en los estudios (Contratistas del NorOeste) aceptan participar contribuyendo con toda su información técnica.
OBSERVACIONES				
El proyecto será ejecutado por los Productores privados desde la etapa de ejecución. PERUPETRO participará como ente promotor de inversiones y supervisor de las actividades.				

4.5.- CONCLUSIONES DE LA APLICACION

Desde el punto de vista del Grupo Evaluador

- a) El presente proyecto, analizó la pre-factibilidad técnica, económica y social de dos alternativas: Perforación de nuevos pozos petrolíferos y la Implementación de una planta GTL. La alternativa de perforación de nuevos pozos petrolíferos resultó la más viable de implementar.
- b) La actividad de perforación de pozos en el NorOeste peruano, es factible de implementar desde el punto de vista del inversionista privado, bajo nuevas y mejoradas condiciones de regalías.
- c) Se logró el objetivo propuesto durante el desarrollo del curso Taller II: La elaboración de un proyecto a nivel Pre-Factibilidad, relacionado con el incremento de la producción de hidrocarburos líquidos en el NorOeste peruano.
- d) Durante el desarrollo del proyecto, se hizo uso de información técnica, económica y contractual procedente del Banco de Datos de PERUPETRO S.A. Se hizo uso intensivo de conceptos, técnicas y procedimientos provenientes de los cursos dictados en la Maestría de Proyectos de Inversión – UNI, para lograr el objetivo pre-establecido.

Desde el punto de vista Privado

- a) Se ha estimado un incremento de la producción de petróleo como consecuencia de poner en producción un volumen de 5.7 millones de barriles de petróleo a lo largo del horizonte de planeamiento estimado en 20 años, lo cual significará lograr un incremento promedio de 1,100 barriles de petróleo por día, después de 4 años de implementado el proyecto, lo cual incrementará el insumo nacional para la Refinería Talara (reducción de la compra de insumo importado), incrementando el nivel de utilidad económica en ambos actores (Perspectiva Productor - Cliente).
- b) El proyecto propuesto referido a la perforación de pozos, bajo una nueva regalía muestra los resultados siguientes:

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA PRIVADA

	Regalía Marginal Actual 25% - 35%	Regalía Marginal Propuesta 5% - 10%
VAN (18%)	-4.85 MMUS\$	3.71 MMUS\$
TIR	5.0 %	32.1 %

La tasa de rentabilidad obtenida, para el proyecto propuesto esta acorde con la tasa de rentabilidad esperada para este tipo de proyectos (Perspectiva Proceso Interno).

- c) La implementación del proyecto propuesto, representa crecimiento en las utilidades como consecuencia de un mayor nivel de producción, y extensión de la vida económica de la operación en el Lote ya que a mayor producción se tendrá una reducción del costo medio (Perspectiva Financiera).
- d) La perforación de pozos, generará nueva y adicional información de ingeniería, geología y costos, la que será importante en un mejor conocimiento del subsuelo y en una optimización de los costos de perforación y operación (Perspectiva de Aprendizaje y Crecimiento).

Desde el punto de vista Social

- a) La ejecución del proyecto de perforación de pozos, permitirá reducir la importación de petróleo crudo en un volumen equivalente a 5.73 millones de barriles en un horizonte de 20 años, significando un beneficio por no importar el producto, en términos de divisas, del orden de 70.5 millones de US\$ (valor actual a una tasa de descuento del 14%).
- b) Los resultados de la evaluación social, muestran indicadores positivos, lo cual significa que la ejecución del proyecto es rentable desde el punto de vista social.

Los resultados de la evaluación social son:

RESULTADOS DE LA EVALUACION SOCIAL – ALTERNATIVA A

ORIGEN CONTRATISTA	VAN	Ratio B/C
Contratista de origen nacional	7.87 MMUS\$	1.13
Contratista de origen extranjero	15.94 MMUS\$	2.48

- c) El incremento de la producción de petróleo crudo, generará mejores ingresos para el Estado, a través de montos adicionales de impuestos y regalías que se han estimado en 7.3 millones de US\$ (valor actual a tasa de descuento social del 14%). Una mayor producción, permite incrementar los montos por concepto de Canon a la Región Piura, equivalente al 12.5% del valor de la producción incremental.
- d) El incremento de la producción de petróleo crudo, permitirá una ampliación del mercado local, reduciendo los problemas sociales.

- e) El inicio de la ejecución del proyecto, motivará la participación de un mayor número de empresas inversionistas, al tomar conocimiento de los resultados a ser obtenidos como consecuencia de la perforación de nuevos pozos. Esto se enmarca en el objeto social de PERUPETRO S.A., relacionado con la promoción de inversiones en las actividades de explotación de Hidrocarburos y la participación en lo referente a proponer opciones de política al Ministerio de Energía y Minas, relacionadas con la explotación de Hidrocarburos.

4.6.- RECOMENDACIONES DE LA APLICACION

- a) Continuar con el objetivo del proyecto, correspondiente al incremento de la producción de petróleo a través de la perforación de nuevos pozos. En este contexto, es atractivo conseguir el acuerdo correspondiente con las compañías interesadas.
- b) Promover y promocionar los resultados de la perforación de pozos a través de PERUPETRO S.A., a medida que estos se vayan obteniendo, a fin de lograr la máxima participación de todas las empresas operadoras del NorOeste peruano.

5.- CONCLUSION Y RECOMENDACION

- 1.- Si bien es cierto que la aplicación de la evaluación socioeconómica esta orientada principalmente hacia la evaluación del nivel de eficiencia económica y equidad de los fondos públicos, existen proyectos que bajo el contexto actual de globalización y libre mercado involucra la participación del sector privado en la explotación de recursos naturales no renovables en un horizonte temporal extenso, los que en su origen "in situ" pertenecen a la sociedad y por lo tanto es de vital importancia disponer de una evaluación socioeconómica.

Es por esto que la posición relativa de las empresas sobre como, cuándo y donde invertir no queda exclusivamente en manos de estas, debido a la actuación de la sociedad a través de Consultas previas, Talleres participativos y Audiencias. Esta intervención debe ser encaminada a fin de evitar desviaciones de la real necesidad de la sociedad peruana, para lo cual el disponer de herramientas de evaluación socioeconómica y llevar a cabo la divulgación de los resultados permitirá un conocimiento claro y preciso del grado de respuesta de un proyecto hacia la sociedad

- 2.- El desarrollo de nuestro país, depende de dos aspectos fundamentales: La infraestructura y los servicios públicos. Ante la insuficiencia de los recursos públicos y la tendencia creciente de las demandas sociales, la inversión privada juega un rol importante destinando recursos que deberían ser congruentes desde el punto de vista técnico, financiera, ambiental y social con las prioridades definidas en cada programa de gobierno. Mientras más alto sea el monto de recursos que un país dedica a la inversión, y que los proyectos realizados cuenten con una alta calidad y rentabilidad social, mayores serán sus posibilidades de crecimiento económico.
- 3.- Se ha logrado sistematizar los elementos relacionados a la evaluación socioeconómica tomando en cuenta el origen y domicilio del Inversor (Contratista) a fin de mejorar la evaluación de proyectos de inversión vinculados al sub-sector hidrocarburos.
- 4.- La metodología desarrollada en la presente tesis, es concordante con la estructura actual de las empresas Contratistas del sub-sector hidrocarburos

localizadas en el NorOeste peruano, así como también con los postulados vigentes relacionados a la participación plena de los privados en el mercado de petróleo, economía mundial globalizada y reglas del mercado internacional.

Asimismo, los resultados de aplicar dicha metodología al tema desarrollado en el curso Taller II, muestran consistencia al mostrar indicadores económicos dentro del rango usual en lo referente a evaluación de proyectos de inversión.

5.- Se ha discutido la necesidad del enfoque social en los estudios de proyectos a nivel nacional, concluyéndose que es necesario que la sociedad disponga de una herramienta que le permita conocer con el mayor grado de exactitud el impacto que generará un determinado proyecto. Entre los componentes de orden teórico que justifican esta necesidad se tiene:

(a) Comparación entre los beneficios y costos que implica un proyecto público o privado a fin de garantizar un mayor bienestar a la sociedad, sin afectar las oportunidades generadas por la globalización de la economía, logrando la maximización del beneficio para el par sociedad-inversionista.

(b) La toma de decisión acerca de la ejecución o no de un proyecto de inversión pública o privada (Caso proyecto de inversión en Tambogrande y exportación de gas vía LNG), que sobre la base de la evaluación social de proyectos, la sociedad podrá tomar la óptima decisión.

6.- La metodología desarrollada permite incorporar al Análisis Costo – Beneficio (ACB) un modelo cuantitativo, que facilita, complementa y mejora la evaluación de proyectos. En este sentido, el ACB se complementa como una herramienta importante dentro de la planificación estratégica al integrar tres elementos claves: (1) definición clara de objetivos, (2) determinación del recurso disponible para el logro de los objetivos y (3) identificación de alternativas cuando se usan los recursos disponibles para alcanzar los objetivos establecidos.

Asimismo, la metodología desarrollada permite cuantificar mas de uno de los cuatro objetivos primarios de los métodos de análisis social: (1) eficiencia, (2) distribución, (3) crecimiento óptimo, y (4) ingresos gubernamentales, lo cual contribuye en la preparación de planes y seguimiento a los proyectos implementados, consistente con la metodología del planeamiento estratégico.

7.- Se recomienda difundir la metodología, a fin de aplicar a los diferentes proyectos relacionados con inversiones cuyos dueños son extranjeros o nacionales.

Esta difusión deberá efectuarse desde dos ámbitos: (1) El que toma la decisión de llevar a cabo el proyecto y (2) los involucrados.

Desde el punto de vista del que toma la decisión de llevar a cabo el proyecto (público o privado) debe incorporarse a los objetivos del proyecto, medidas que involucren: a) mayor acceso de los pobres a los mercados y servicios públicos; b) incremento de los activos y capacidades económicas de las personas, especialmente de los vulnerables y los pobres; c) mitigación de los impactos adversos y que tomen en cuenta las tensiones y conflictos sociales;

Desde el punto de vista de los involucrados, se debe considerar que el contexto social en el cual operan los proyectos de inversión es clave para reducir la pobreza, considerando el impacto significativo de éstos proyectos en el desarrollo económico y social de un país.

Por lo tanto, una estrategia de desarrollo social que considere la difusión de metodologías desarrolladas al amparo de la teoría académica y tomando en consideración aspectos actuales tales como globalización y libre mercado contribuirán a mejorar los beneficios para los pobres y a reducir los riesgos sociales y políticos que podrían socavar las ventajas del desarrollo, favoreciendo de ese modo la sustentabilidad de los proyectos.

En este contexto, se recomienda que la difusión de la metodología se realice a través de los siguientes medios: internet (página WEB de la FIECS), charlas y conferencias informativas a través del Colegio de Ingenieros del Perú en sus distintas sedes y a través de los gobiernos regionales.

NOMENCLATURA Y SIGLAS

BI	= 1 barril de petróleo = 149 litros
BOPD	= barril de petróleo por día
MBOPD	= miles de barriles de petróleo por día
MMbbls	= millón de barriles de petróleo
MMBpc	= Billones de pies cúbicos
MMPCD	= millón de pies cúbicos por día
Psia	= 1 libra por pulgada cuadrada.
US\$/BI	= dólar de Norte América por barril

GLOSARIO

Actividades Downstream

Actividades relacionadas al mercadeo de productos Hidrocarburos. La Refinación y el mercadeo al por menor y mayor son actividades Downstream.

Actividades Upstream

Actividades relacionadas a la exploración y explotación de Hidrocarburos. La perforación y la producción de petróleo son actividades Upstream.

Agotamiento o Depletación

Es un fenómeno natural que esta presente durante la etapa del desarrollo de todo recurso natural no renovable. El agotamiento es una reducción progresiva del stock total (o volumen para el caso del petróleo y gas natural) en el tiempo, a medida que el recurso es producido.

En la industria del petróleo, el agotamiento se refiere a la declinación de la producción asociada a un pozo, reservorio o campo en particular. A medida que los pozos, reservorios o campos existentes son agotados o depletados, nuevos volúmenes de recurso deben reemplazar a los producidos, de tal manera que se logre una producción económica.

Barril

Unidad de medida de volumen que consiste de 42 galones americanos.

Canon

Se entiende como Canon a la participación que les corresponde a las localidades por la utilización de sus recursos naturales.

C.I.F.

Cost, Insurance and Freight.

Combustibles Fósiles

Carbón, Gas natural y combustibles obtenidos del petróleo crudo tal como el diesel.

Commodity

Cualquier mercadería, producto o sustancia producida o distribuida para venta o para uso de otras personas.

Cualquier artículo comercializable, comúnmente utilizado para referirse a materiales crudos y productos agrícolas.

Cualquier cosa física que tiene utilidad y valor de mercado.

Estos bienes que conforman las materias primas esenciales de nuestra economía y del mundo, constituyen una alternativa más de inversión para distintos perfiles de inversionistas.

Si tuviésemos que hacer una traducción literal del término proveniente del Inglés “commodity”, diríamos que se trata simplemente de un “artículo” cualquiera. Esta definición tan amplia no resulta del todo satisfactoria a la hora de entender exactamente a qué tipo de bienes nos estamos refiriendo cuando mencionamos éste término. Entenderemos por commodities, simplemente materias primas brutas que han sufrido procesos de transformación muy pequeños o insignificantes. En los mercados financieros internacionales, estos se clasifican en los siguientes grupos básicos: Metales (oro, plata, cobre), Energía (petróleo, gas natural), Alimentos e insumos (azúcar, algodón, cocoa, café), Granos (maíz, trigo, garbanzos) y Ganado (cerdo, vacuno).

Esta definición nos permite encontrar una característica muy relevante para éste tipo de bienes. Se trata de productos muy homogéneos, es decir, muy similares entre sí. Pensemos en un commodity muy conocido como el oro. Sabemos qué es el oro, en qué consiste y su calidad (si está en bruto) no debiera variar significativamente si éste se encuentra en un lugar o en otro. Por ello, su precio tampoco debiera reflejar diferencias significativas. Esto es tan así que de hecho existe un único precio para los commodities en el ámbito internacional. Por ejemplo, si hoy observamos que el precio del oro está en US\$ 273,3 por 100 oz, éste sería el precio con el que cualquier comprador o vendedor debiera operar. Algunas pequeñas diferencias, podrían ser el reflejo de costos de transacción, intermediación y transporte (incluido seguros).

¿Conviene incorporar a los commodities dentro de un portafolio de inversiones? Lo primero que habría que precisar es que si creemos que el precio de un cierto commodity va a subir en el futuro, tal vez sería una buena decisión incorporar éste producto dentro de nuestro portafolio, dado que si por ejemplo hoy pagamos un precio de \$5 por un commodity y mañana éste precio sube a \$ 7,5, habríamos materializado un retorno del 50%. Este retorno es lo que se denomina ganancia de capital, es decir, ¿de qué manera se incrementó el valor del capital invertido?. No obstante lo anterior, algunos commodities presentan altos costos de almacenaje o incluso pueden ser perecibles, lo que virtualmente imposibilita su incorporación dentro de un portafolio. Por ejemplo, si a usted se le propone mantener carne de vacuno en su portafolio porque cree que en el futuro el precio de éste commodity va a subir, debe considerar que éste producto requiere de condiciones de refrigeración muy especiales y embalaje adecuado de manera de que el contenido no se deteriore. Ello resultará altamente costoso y sin mencionar el estado de descomposición que el producto podría alcanzar en caso de dejar pasar un tiempo excesivo.

Alternativamente, existen commodities que presentan menores costos de almacenaje y que no son perecibles. Tal vez los primeros en el ranking sean los metales preciosos, tales como el oro o la plata. De hecho, es muy común observar éste tipo de

commodities dentro de los portafolios de inversión favoritos de grandes y pequeños inversionistas.

¿Cuándo conviene comprar y vender éste tipo de activos? En el mundo de la economía y finanzas, no existen recetas. Intentaremos proporcionar una respuesta satisfactoria a esta interrogante. Cuando la economía mundial está en plena expansión, es decir, cuando se espera que en promedio en el mundo la riqueza real tiende a incrementarse, podría ser un buen momento para adquirir commodities y mantenerlos en un portafolio. La razón de esto está en el crecimiento de los países más industrializados. Estos son los grandes compradores de materias primas (commodities) que utilizan como insumos para la elaboración de productos de mayor valor agregado. Si el mundo tiende a ser más rico, es porque tiende a demandar más productos elaborados y, en consecuencia, se demandan mayores insumos para la fabricación de dichos productos. Si esto ocurre, el precio de los commodities sube y su portafolio, habrá obtenido una ganancia de capital.

Lo contrario también podría ocurrir. Cuando la economía mundial tiende a frenarse, disminuye la demanda por commodities ya que se prevé una menor demanda por productos elaborados. Ello tendría como consecuencia una disminución en los precios de estas materias primas. Cuando esto ocurre, es un buen momento para vender.

Lo ocurrido con la crisis asiática es un ejemplo. Apenas esta surgió hacia fines de 1997, el precio de numerosos commodities comenzó a disminuir, incluyendo lamentablemente el cobre. No obstante, la tendencia contraria se observa en estos días en que el mundo ya se encuentra creciendo a tasas más normales. Tal vez ya se viene a la mente el alza en el precio del petróleo.

Contratista

La Empresa que tiene un Contrato de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos.

Contrato

Los términos y condiciones a que han acordado las Partes.

Contrato de Licencia

De acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el Contrato de Licencia, es el celebrado por PERUPETRO S.A., con el Contratista y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar Hidrocarburos en el área de Contrato; en mérito del cual PERUPETRO S.A. transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.

Contrato de Servicios

El Contrato de Servicios, es el celebrado por PERUPETRO S.A., con el Contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área de Contrato, recibiendo el Contratista una retribución en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.

Crudo WTI

Crudo West Texas Intermediate que se comercializa en la Costa del Golfo y cuyas propiedades sirven como referencia o marcador para los otros crudos comercializados.

Depletación

Ver: Agotamiento.

Exploración

El planeamiento, ejecución y evaluación de todo tipo de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros, así como la perforación de pozos exploratorios y actividades conexas para el descubrimiento de hidrocarburos.

Explotación

Actividades efectuadas para llevar a cabo el Desarrollo y Producción de Hidrocarburos.

F.O.B.

Un término utilizado para vender un producto que no incluye cargos por transporte.

Gas Natural

Es el Gas Natural Asociado y No asociado, en su estado natural.

Gas Natural Asociado

El Gas Natural producido con los Hidrocarburos Líquidos del Reservorio.

Gas Natural No Asociado

Aquel cuya ocurrencia tiene lugar en un reservorio natural en el que no hay presencia de hidrocarburos líquidos.

Hectárea

Area equivalente a 10,000 m², o 2.47 acres

Hidrocarburos

Todo compuesto orgánico, gaseoso, líquido o sólido, que consiste principalmente de carbono e hidrógeno.

Hidrocarburos Líquidos

Petróleo crudo y Condensados.

Inyección de Agua

Técnica que consiste en la inyección de agua por un pozo hasta un reservorio con el objeto de incrementar la recuperación de Hidrocarburos.

Inyección de Gas

Técnica que consiste en la inyección de gas por un pozo hasta un reservorio con el objeto de incrementar la recuperación de Hidrocarburos.

Operador

Persona quien ha sido designada por los Operadores o el directorio para operar un pozo o conjunto de pozos.

Petróleo

Hidrocarburos que a condiciones de presión y temperatura de reservorio se encuentran en estado líquido.

Pozo

Resultado de la perforación efectuada para descubrir o producir hidrocarburos, inyectar agua o gas u otros objetivos convencionales.

Planta GTL

Planta moderna que a través de un proceso químico convierte el gas natural en diesel y productos líquidos estabilizados a temperatura y presión ambiente.

Producción

Todo tipo de actividad en el Area de Contrato cuya finalidad sea el flujo de hidrocarburos, y que incluye la operación de pozos, equipos, tuberías, tratamiento y medición de hidrocarburos y todo tipo de operaciones de recuperación primaria, secundaria y mejorada.

Productor

Operador o Contratista que opera un pozo o pozos capaz de producir petróleo y gas.

Prospección

Actividades de búsqueda de indicios de hidrocarburos en una área identificada para exploración.

Reacondicionamiento de Pozos

Trabajos efectuados en un pozo con el fin de mejorar su productividad, mediante la modificación de las características de sus zonas productivas.

Reactivación de Pozos

Trabajos efectuados en un pozo con el fin de poner en producción un pozo, que ha sido cerrado o abandonado previamente.

Regalía

Se entiende por Regalía, en la legislación Internacional, como el derecho que tiene el Estado en percibir una contraprestación económica por ser la propietaria de los recursos naturales. La Real Academia Española de la Lengua define a la regalía como la participación de los ingresos o cantidad fija que se paga al propietario de un

derecho a cambio del permiso para ejercerlo; en términos jurídicos, la regalía es una contraprestación económica que percibe el Estado y que está a cargo de las personas naturales o jurídicas a quienes se otorga el derecho a explotar recursos naturales; esa contraprestación consiste en un porcentaje, que el Estado exige, sobre el producto bruto explotado, por ser propietario de los recursos naturales.

Retribución

Pago efectuado por el servicio de levantar un barril del subsuelo hasta superficie, efectuado por un Contratista de un Contrato de Servicios.

Reservorio

Es el estrato o estratos bajo la superficie y que forman parte de un yacimiento, que estén produciendo o que se haya probado que sean capaces de producir hidrocarburos y que tienen un sistema común de presión en toda su extensión.

Surgencia Natural

Cuando un pozo fluye a superficie, sin la ayuda de equipos para levantamiento artificial de petróleo.

Transferencias al Tesoro

Monto que resulta al final de recaudar las Regalías y distribuir lo correspondiente al Canon y Gastos Operativos de PERUPETRO, MEM y OSINERG:

Transferencia al Tesoro = (Regalía) – (Canon + Gastos Operativos)

Ventear gas

Acción de liberar gas natural al aire, debido a que no se cuenta con facilidades para su recolección económica.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

ECONOMIA DE RECURSOS NO RENOVABLES

LIBROS

CONAM, “Principios de Evaluación de Impacto Ambiental”, Consejo Nacional del Ambiente, Lima – Perú, 1999.

Miguel Angel Lasheras, “La Regulación Económica de los Servicios Públicos”, Primera Edición, Editorial Ariel S.A., Barcelona – España, 1999. Capítulos 6 y 7: Política Energética, El Petróleo, Gas Natural.

Diego Azqueta Oyarzun, “Valoración Económica de la Calidad Ambiental”, Mc Graw Hill Interamericana, España, 1994.

Janice Seinfeld, Giuliana Cuzquén, Gradys Farje y Susana Zaldívar, “Introducción a la Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente”, Centro de Investigación de la Universidad del Pacífico, Lima – Perú, 1999.

Luis M. Jiménez Herrero, “Desarrollo Sostenible y Economía Ecológica – Integración Medio Ambiente – Desarrollo y Economía - Ecología”, Editorial Síntesis, España, 1997.

David Pearce y Kerry Turner, “Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente”, Celeste Ediciones, España, 1995.

Hal R. Varian, “Microeconomía Intermedia – Un Enfoque Actual”, Cuarta Edición, Antoni Bosch Editor, Barcelona – España, 1996.

ARTICULOS

- (1) Ole Gunnar Austvik, “A View on Economic Theory of Exhaustible Resources”, 1993, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“A-ViewOnEconomicsTheoryExhaustibleResources.pdf”
- (2) Diego Azqueta y Daniel Sotelsek, “Comparative Advantages and the exploitation of environmental resources”, CEPAL 1999, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“ComparativeAdvantageAndTheExploitationOfEnvironmentalResources.pdf”

- (3) Vernon Smith, "Economics of production from natural resources", The American Economics Review, 1968, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"EconomicOfProductionFromNaturalResources.pdf"
- (4) James Sweeney, "Economics Of Energy", Standford University, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"Energy-Economics.pdf"
- (5) Robert U. Ayres, "Resources, Scarcity, Growth and the Environment", Center for the Management of Environmental Resources, INSEAD, Boulevard de Constance, F-77305 Fontainebleau Cedex, France. ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"Resources-scarcity-Growth.pdf"
- (6) Ron Fleming, "CLASS 17-Exhaustible Resource II: Marginal Users Cost", APUNTES DE CLASE, University of Kentucky, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"ExhaustibleResourcesII-Class17.pdf"
- (7) Ron Fleming, APUNTES DE CLASE, University Of Kentucky, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"ExhautibleResourcesIII-OptimalExtraction.pdf"
- (8) Ron Fleming, APUNTES DE CLASE, University of Kentucky, Marzo 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"ExhaustibleResourceIVOptimalExtraction.pdf"
- (9) Robert Solow y Frederic Wan, "Extraction costs in the theory of exhaustible resources", ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"ExtractionCostInTheTheoryExhaustibleResources.pdf"
- (10) Amnon Levy, "From Hotelling To Backstop Technology", University of Wollongong, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"FromHotellingToBackstopTechnology.pdf"
- (11) S. Bohm y A. Korr y F. Sensfub, "Concepts of Sustainability", Group Energy Economics, Flensburg-Alemania, 2001, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"Concepts-Of-Sustainability.pdf".
- (12) Jeffrey Heal, "Valuing our future: Cost-Benefit Analysis and Sustainability", Columbia University, 1997, ARTICULO

- Nombre Archivo CD:
"CostBenefitAnalysis&Sustainability.pdf"
- (13) MMSD-Mining, Minerals and Sustainable Development, "Resumen Ejecutivo – Informe Borrador para comentario público del Proyecto Minería, Minerales y Desarrollo Sustentable", marzo 2002, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"ResumenEjecutivo-InformeBorradorMMS.pdf".
- (14) Basil Sharp, "Sustainable Development: Environment and Economic Framework Integration", University of Auckland, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"EnvironmentalAndEconomicFrameworkIntegration.pdf"
- (15) Fundación Terram, "Informe de Recursos 2001", Octubre 2002, Chile, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"InformeDeRecursos-MineríaCHILE.pdf"
- (16) Environmental Protection Agency-EPA, "Integrating Environment and the Economy", Resource Economists Workshop 1994, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"IntegratingTheEnvironment&Economy.pdf".
- (17) Arrow, Daily, Dasgupta, Levin, Maler, Tietenberg y Otros, "Managing Ecosystem Resources", 1999, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"ManagingEcosystemResources-TIETENBERG.prd"
- (18) Ron Fleming, "APUNTES DE CLASE - Natural Resources Economics: Introduction", University of Kentucky, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"NaturalResourcesEconomics-Class16.pdf"
- (19) Gregg Sheehy, "Non-Renewable Resource Indicators for the Environment and Sustainable Development Indicators Initiative", National Round Table on the Environment and the Economy, 2001, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"Non-RenewableResourceIndicatorsForEnvironment.pdf"
- (20) Oil & Gas Journal, "Oil and Gas Reserves Replacement Planning", 1997, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"Oil&GasReservesReplacementPlanning-OGJ.pdf"

- (21) David Pearce, "Public Policy and Natural Resources Management", University College London, 2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"PublicPolicy&NaturalResourcesmangement-PEARCE.pdf".
- (22) Jeffrey Vincent et al., "Resource Depletion and Sustainability In Small Open Economies", Asia Training Project, 1995, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"ResourceDepletionAndSustainabilityInSmallOpenEconomies.pdf".
- (23) Aart de Zeeuw, "Resource Management : Do we need public policy?", Tilburg University, Netherlands, 2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"ResourceManagement-DoWeNeedPublicPolicy.pdf".
- (24) Tietenberg, "Rights, Rents and Remedies", ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"Rights-Rents-Remedies-Chap03-TIETENBERG.pdf".
- (25) Kenji Takeuchi, "Sustainable Development", Kobe University, 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"SustainableDevelopment.pdf"
- (26) Lee Endress y James Roumasset, "Sustainable Development Without Constraints", Asia-pacific Center and University of Hawaii, 2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"SustainableDevelopmentWithOutConstraints.pdf"
- (27) D.W. Pearce and A Howarth, "Technical Report On Methodology: Cost Benefit Analysis and Policy Responses", European Commission, 2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"TechnicalReportOnMethodology-CBA-PEARCE.pdf"
- (28) Alan Holland y Jeremy Roxbee Cox, "The Assumptions of Cost Benefit Analysis: A Philosopher's view", Lancaster University, 1996, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"TheAsumptionCBA,pdf"
- (29) David Stern, "The Capital theory approach to sustainability: A critical appraisal", Boston University, 1995, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"TheCapitalTheory ApproachSustainability.pdf"
- (30) Charles Blackorby y David Donaldson, "The case against the use of the sum of compensating variations in cost-benefit analysis", University of British Columbia, 1990, ARTICULO.

Nombre Archivo CD:
 "TheCaseAgainstUseCBA.pdf"

- (31) Harold Hotelling, "The Economics of Exhaustible Resources", the journal of political economy, 1931, ARTICULO.

Nombre Archivo CD:
 "TheEconomicOfExhaustibleResources-HOTELLING.pdf"

- (32) Hans Binswanger y Rabindra Chakraborty, "The Economics of Resource Management", University of St. Gallen – Switzerland, 2000, ARTICULO.

Nombre Archivo CD:
 "TheEconomicOfResourceManagement.pdf"

- (33) Allen Blackman, Mitchell Mathis y Peter Nelson, "The Greening of Development Economics: A Survey", Resources for the future, 2001, ARTICULO.

Nombre Archivo CD:
 "TheGreeningOfDevelopmentEconomics.pdf"

- (34) International Monetary Fund, "The impact of higher oil prices on the global economy", 2000, ARTICULO.

Nombre Archivo CD:
 "TheImpactHigherOilPricesGlobalEconomy-IMF.pdf"

INVERSIONES Y PROYECTOS DE INVERSION

LIBROS

Jeffrey Sachs, Felipe Larrain, "Macroeconomía en la Economía Global", Prentice Hall Hispanoamérica, 1ra Edición, 1994.

Gregory Mankiw, "Macroeconomía", Antoni Bosh Editor, 3ra Edición, 1997.

Rudiger Dornbusch, Stanley Fischer y Richard Startz: "Macroeconomía", McGraw Hill, 8va Edición, 2002.

Hal R. Varian: "Microeconomía Intermedia", Antoni Bosch Editor, 4ta Edición, 1996.

Martha Amram, Nalin Kulatilaka, "Opciones Reales – Evaluación de inversiones en un mundo incierto", Gestión 2000, España, 1999.

Timothy J. Gallagher, Joseph Andrew Jr., "Administración Financiera, Teoría y Práctica", Segunda Edición, Prentice may, 2001

Richard Brealey y Stewart Myers, "Principios de Finanzas Corporativas", Quinta Edición, Mc Graw Hill, 2001.

Stephen Ross, Randolph Westerfield y Jeffrey Jaffe, "Finanzas Corporativas", Quinta Edición, Mc Graw Hill, 2000.

Guillermo Dumrauf, "Finanzas Corporativas", Grupo Guia, 2003.

Chan Park, "Ingeniería Económica Contemporánea", Pearson, 2000.

Nassir Sapag y Reinaldo Sapag, "Preparación y Evaluación de Proyectos", Cuarta Edición, Mc Graw Hill, 2000.

ARTICULOS

- (1) Banco Mundial, "Inversión Social del Sector Privado", ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"InversionSocialDePrivadosOilGas.pdf"
- (2) Fernando Rojas y Osvaldo Nina, "Atractivo de Bolivia a los Inversionistas Extranjeros", Universidad Católica Boliviana, mayo 2001, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"AtractivoDeBoliviaALaInversionExtranjera.pdf"
- (3) Guilles Gauthier, "Benefit-Cost Analysis: A Practical Guide", Centre for International Business Studies (CETAI), Montreal-Quebec, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"CBA-APracticalGuide.pdf"
- (4) CEPAL, "Crecimiento, Empleo y Equidad: El impacto de las reformas económicas en América Latina y el Caribe", Capítulo VIII, 1999-2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"Crecimiento-Empleo-Equidad-IED-CEPAL.pdf"
- (5) Kenneth Arrow, Partha Dasgupta y Karl Maler, "Evaluating Projects And Assessing Sustainable Development In Imperfect Economies", Stanford University, University of Cambridge y Beijer International Institute of Ecological Economics, 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"EvaluatingProjectsAndAssessingSustainable.pdf".
- (6) Paschen Von Flotow, "Globalisation and sustainable development - starting-points for an improved integration of environmental requirements into foreign

- direct investment”, Institute for Environmental Management and Business Administration at the European Business School, Alemania, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
“Globalization-FDI.pdf”
- (7) Jan de Coo, Clive Duerden y Rik Drenth, “E&P Investment: Optimizing Value”, Oil & Gas Journal, 2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“IntegratingEvaluation-OGJ.pdf”.
- (8) CEPAL, “La competitividad internacional y el desarrollo nacional”, 2001, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“LaCompetitividadInternacionalyDesarrolloNacional-IED-CEPAL.pdf”
- (9) O’Connor, “Probability and the Petroleum System: Issues for investors in the Upstream oil and gas industry”, 2000, New Zeland, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“ProbabilityAndThePetroleumSystem-Issues.pdf”.
- (10) Thomas Baunsggaard, “Revenue Collection”, Worshop on Petroleum Revenue Management, IMF 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“RevenueCollection-Discussion01.pdf”
- (11) Benoit Bosquet, “The role of natural resources in fundamental tax reform in the Russian federation”, World Bank, 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“TheRolOfNaturalResourcesInFundamentalTaxRussian-WB.pdf”.
- (12) Raquel Díaz, “Un modelo explicativo de la localización regional de la inversión extranjera directa: Una aplicación a la economía española”, Universidad de Vigo, España, 2001, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“UnModeloExplicativoDeLocalizacionIED.pdf”
- (13) Kenneth Murphy y Steven John, “Using Cost Benefit Analysis for Enterprise Resource Planning Project Evaluation : A Case for including Intangibles”, Florida International University, 2001, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“UsingCBAForEnterpriseResource-Project.pdf”.

METODOLOGIA DE EVALUACION SOCIOECONOMICA

LIBROS

Nassir Sapag y Reinaldo Sapag, "Preparación y Evaluación de Proyectos", Cuarta Edición, Mc Graw Hill, 2000.

Fontaine, Ernesto, "Evaluación Social de Proyecto", 12ª Edición, Alfaomega S.A., 2000

BANOBRAS, "Apuntes sobre Evaluación Social de Proyectos", CIAPEP, 1999, México.

Raúl Castro, Karen Mokate, "Evaluación económica y social de proyectos de inversión", 1998, Colombia.

William Ward, Barry Deren, "The economics of project analysis", The World Bank, 1997.

ARTICULOS

- (1) CEPAL, "La competitividad de la Industria Petrolera Venezolana", 2000, ARTICULO
Nombre Archivo CD:
"LaCompetitividadDeLaIndustriaPetroleraVenezolana-CEPAL.pdf"
- (2) Coloma Ferrá y Claudia Botteon, "Metodología de evaluación socioeconómica de inversiones nacionales y extranjeras", Universidad Nacional de Cuyo, Agosto 2000, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"MetodologiaEvaluacionsocioeconomica.pdf"
- (3) Coloma Ferrá y Claudia Botteon, "Metodología de evaluación socioeconómica de proyectos de vías de transporte binacionales", Universidad Nacional de Cuyo, Agosto 2001, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"MetodologiaSocioeconomicaInterconeccion.pdf"
- (4) Coloma Ferrá y Claudia Botteon, "Metodología de evaluación socioeconómica de proyectos relacionados con un sistema interconectado de energía entre dos países", Universidad Nacional de Cuyo, Agosto 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
"MetodologiaSocioeconomicaTransporte.pdf"
- (5) World bank, "Population, Energy and Environment Program Comparative Analysis on the distribution of oil rents", 2002, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:

“Population-Energy-Environmental-RentalDistribution-LA-WB.pdf”

- (6) University of Princeton, “Economic Factors”, Oil & Gas Faculty, ARTICULO.
Nombre Archivo CD:
“Princeton-Oil&Gas-EconomicFactor-Chapter05.pdf”.

APLICACION – TRABAJO TALLER II

- 1.- Ministerio de Economía y Finanzas – Oficina de Inversiones: “Directiva General del Sistema Nacional de Inversión Pública”, N° 012-2002-EF/68.01
- 2.- Nassir Sapag Chain y Reinaldo Sapag Chain: “Preparación y Evaluación de Proyectos”, Cuarta Edición, McGraw-Hill, año 2000.
- 3.- Ernesto Fontaine: “Evaluación Social de Proyectos”, Pontificia Universidad Católica de Chile, año 1997.
- 4.- Brealey y Myers: “Fundamentos de Finanzas Empresariales”, McGraw-Hill, 1998.
- 5.- ILPES: “Guía para la presentación de Proyectos”, Santiago, 1977.
- 6.- PERUPETRO, información técnica de Contratistas y Lotes.
- 7.- Energy Information Administration, Office of Integrate Analysis and Forecasting, U.S. Department Of Energy: “International Energy Outlook - 2003”, editado en mayo del año 2003.
- 8.- Eguiguren, V. "Las lluvias en Piura", Boletín de la Soc. Geográfica de Lima, , Tomo IV Nos. 7, 8 y 9, 1894.
- 9.- Woodman, Ronald F., "Recurrencia del Fenómeno El Niño con Intensidad Comprable a la del Niño 1982-1983", Ciencia Tecnología y Agresión Ambiental: El Fenómeno El Niño", CONCYTEC, Calle del Comercio 197, San Borja, pp.301-332, 1983.
- 10.- CRS Report for Congress: “Oll Prices: Overview of current world market dynamics”, octubre 2001.
- 11.- Adam E. Sieminski for the U.S. Senate Committe on Governmental Affairs: “World Oil market Outlook”, marzo del 2000.

- 12.- ESMAP Technical paper, joint UNDP / World Bank: “Estudio comparativo sobre la distribución de la renta petrolera – Estudio de casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú”, marzo 2002.
- 13.- DOE, U.S.A., “Perú: Energy Overview”, octubre 2000.
- 14.- Herman Dali, University of Maryland: “Sustainable Development and OPEC”, septiembre 2001.

ENTIDADES RELACIONADAS

ILPES

Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social.
<http://www.eclac.cl/ilpes/>

CEPEP

Centro de Estudios para a Preparación y Evaluación Socioeconómica de Proyectos
<http://www.banobras.gob.mx/CEPEP/>

BANOBRAS*

Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos
<http://www.banobras.gob.mx/>

(*) El Banco a la fecha, ya no dispone de la línea editorial.

ANEXOS

ANEXO I

TRABAJO DE CAMPO – ESTUDIO TALLER II

1.- INFORMACIÓN GEOGRAFICA

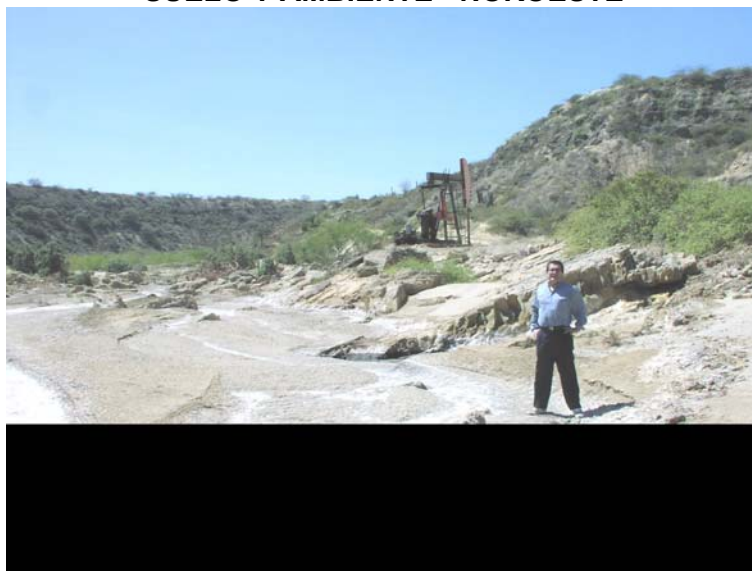
1.1 Descripción del Terreno y Capacidad de Uso Mayor

El área de estudio se encuentra en el ámbito de la asociación de suelos conocido como Yermosoles Lúvicos, que corresponde a los suelos de las tierras bajas de los desiertos del Perú hasta los 1,000 m.s.n.m. Los Yermosoles son los suelos típicos de las planicies costeras desérticas y de baja concentración salina; encontrándose las mayores concentraciones en la Costa Norte y entre Pisco y Río Grande.

El suelo es un factor importante pues sirve de substrato alimenticio a las plantas, de acuerdo a sus propiedades físicas, químicas y biológicas muy variables. Entre las primeras destacan la textura, porosidad, estructura, color, capacidad retentiva del agua y la velocidad de infiltración de la misma. Entre las propiedades químicas debe considerarse la importancia del carácter ácido, básico o neutro del suelo (pH), la composición química, capacidad de intercambio catiónico, salinidad entre otras. Las propiedades biológicas se refieren a la clase y cantidad de materia orgánica, así como de seres vivos en el subsuelo.

El área del proyecto, presenta características inapropiadas para la fijación de cultivos en limpio, permanentes, pastos o forestales de producción dentro de márgenes económicos, pero que pueden presentar gran valor para la actividad minera, vida silvestre, recreación o de atracción paisajística o turística. En la Figura N° I-1 se muestra una zona localizada dentro de un Lote petrolero.

FIGURA I-1
SUELO Y AMBIENTE - NOROESTE



1.2 Geomorfología y Elevación del área

En el sector post litoral se observa un relieve propio de la zona de playa, en donde evidentemente se hallan masas de sedimentos arenosos, producto de la reciente dinámica litoral norteña en el Océano Pacífico.

En el sector de la costa que cubre una extensión hasta el pie de los acantilados de la terraza de altura variable entre 17 a 100 m.s.n.m., se aprecian también productos de origen marino reciente, propias de transgresiones del mar hacia el continente, existiendo además depósitos recientes de origen continental.

La terraza de origen marino que se le denomina comúnmente como Tablazo, caracteriza el suelo de los yacimientos y conforma un sistema que se desarrolla a un nivel considerable por encima del relieve definido por la zona de playa.

El drenaje es desordenado poco profundo y de baja densidad alcanzando una extensión bastante considerable. Las estructuras están ausentes y la erodabilidad es variable predominando la acción erosiva por el viento el cual esta cargado de partículas abrasivas sobre el material suelto clástico y sobre el material coherente (rocas).

La elevación del terreno varía desde los 0 m.s.n.m. hasta los 300 m.s.n.m.

1.3 Costo y Disponibilidad de Terrenos

Los terrenos se encuentran disponibles, tanto dentro como fuera de los límites geográficos de los Lotes petroleros. Para efecto de la instalación de los equipos de perforación se tiene que solicitar los permisos a PERUPETRO SA, así como disponer de los Estudios de Impacto Ambiental previamente aprobados por la Dirección General de Asuntos Ambientales. El único costo atribuible a los terrenos es el pago del impuesto predial cuyo cobro esta a cargo de la Municipalidad respectiva.

1.4 Condiciones Ambientales

La zona tiene un clima influenciado por los efectos de la Corriente Peruana (Humbolt) y la Corriente Ecuatorial de aguas calientes, así como otros fenómenos meteorológicos propios de la región Noroeste del Perú, tal como el fenómeno de “El Niño” el cual se presenta periódicamente con aumento de la temperatura del agua de mar y lluvias torrenciales causando grandes inundaciones.

La temperatura para los meses de enero – marzo es de 32.9°C como máximo y 21.8°C como mínimo. La temperatura media máxima para el mes de julio es de 21°C.

La humedad relativa máxima es de 86% (abril de 1983) y la mínima de 72% (febrero de 1997).

La zona se caracteriza por ser pobre en lluvias durante todo el año, excepto los meses de enero, febrero y marzo que existen lluvias ligeras. Cuando se presenta el fenómeno de “El Niño” las precipitaciones son intensas. En mayo de 1983 se registró la mayor precipitación del orden de 529.9 mm promedio mensual y en enero de 1998 con una precipitación de 307.6 mm promedio mensual.

Los vientos provienen del sur-oeste, con excepciones de junio y diciembre de 1982, febrero y junio de 1983 y abril de 1998, provinieron del sur y en marzo y abril de 1983 provinieron del Este. El valor máximo de la velocidad de los vientos fue de 14 m/seg.

2.- INFORMACION GEOTECNICA Y GEOLOGICA

2.1 Geología

El área del Lote 6 y Lote 8 se encuentran dentro de la Cuenca Talara, caracterizada por una secuencia estratigráfica de aproximadamente 10,000m de sedimentos. La edad de las formaciones abarca desde el Paleozoico hasta el Cenozoico y han sido reconocidas tanto en superficie como en subsuelo. La secuencia atravesada por los pozos perforados en los yacimientos, comprende formaciones depositadas durante las edades mencionadas.

En el área de estudio predomina los depósitos cuaternarios (Pleistoceno-Reciente), terrazas marinas levantadas por efecto de la tectónica Neogénica que afecta al litoral peruano (Figura N° I-2).

Estas terrazas son de gran extensión y se caracterizan por la presencia de suelos sueltos no compactados de limos arenosos, arenas sueltas de grano fino a grueso, arcillas con presencia de cantos rodados y guijarros de 0.5cm hasta 10cm y por ciertas zonas abundan restos de conchas, areniscas de grano fino a medio, con porosidad visual aparente de regular a buena, por sectores lomolíticas; todos estos sedimentos provenientes de la secuencia de sedimentos de las terrazas marinas.

**FIGURA I-2
GEOLOGIA DEL NOROESTE**



2.2 Descripción cualitativa del suelo

En la zona donde se localizará el proyecto, se caracteriza por ser una superficie de geoformas muy suaves y onduladas de pequeñas lomas alargadas con la formación de depósitos pequeños de arenas a sotavento de obstáculos (nebkas) y algunos mantos eólicos de material inestable, el terreno es compacto y muy permeable, compuesto por arenas de grano fino a medio, con escasos cantos rodados y guijarros de rocas ígneas, el drenaje es de baja densidad desordenado y poco profundo.

2.3 Requerimientos para preparar los sitios

Se requiere la remoción de la tierra o capa suave superficial (aprox. 1 metro). Se requerirá material de relleno para preparar la plataforma. Después de preparar la plataforma, el suelo puede soportar fundaciones someras o profundas, dependiendo de la carga. Cimentación con pilotaje se puede requerir para estructuras muy pesadas. La Figura N° I-3 muestra infraestructura construida sobre el suelo preparado en un área de un Lote petrolero.

FIGURA I-3
INFRAESTRUCTURA SOBRE SUELO PREPARADO - NOROESTE



2.4 Disponibilidad de arena y grava

Rápidamente disponible en las cercanías del sitio (menos de 5 km)

2.5 Profundidad del nivel freático

El nivel freático de las aguas en las zonas ubicadas para la ejecución de la perforación de pozos se encuentra poco profundo y aproximadamente a 6 metros y en épocas de ausencia de lluvias puede localizarse hasta 20 metros debajo de la superficie.

FIGURA I-4
UNIDAD DE BOMBEO MECANICO SOBRE SUELO - NOROESTE



3.- CONSTRUCCION

3.1 Disponibilidad de Equipo pesado

Debido a la actividad de construcción en la zona y áreas circundantes, existen grandes compañías dedicadas a la construcción, localizadas en Talara, Sullana y Piura.

3.2 Mano de Obra

Alta disponibilidad de mano de obra y subcontratistas. El costo se ubica aproximadamente a 100 S/. Por semana (28.5 US\$/semana).

4.- INFRAESTRUCTURA DISPONIBLE

4.1 Caminos

Los Lotes petroleros tienen rápido acceso a la carretera Panamericana. Las carreteras internas de acceso a los pozos son caminos no asfaltados en condición regular.

4.2 Facilidades de Embarques Marítimo

El Puerto de Talara y Puerto de Paita.

4.3 Proximidad a Plantas Existentes

En Talara se encuentra la Refinería Talara, aproximadamente a 180 km de la ciudad de Piura.

**FIGURA I-5
INFRAESTRUCTURA (FACILIDADES) INSTALADA - NOROESTE**



4.4 Proximidad a Sistemas Eléctricos

Todas las ciudades se encuentran abastecidas por el Sistema Interconectado a nivel nacional

4.5 Disponibilidad de Agua

El agua para la ciudad de Talara es suministrada desde la ciudad de Sullana.

ANEXO II

ALTERNATIVA A: PERFORACION DE POZOS **DESCRIPCIÓN TÉCNICA**

1.- AMBITO DEL ESTUDIO

El ámbito del estudio de esta alternativa esta limitado a la factibilidad de ejecución de trabajos de perforación de pozos, en áreas de actual desarrollo considerando aspectos técnicos, económicos y sociales a fin de lograr un efectivo incremento de la producción de petróleo, dentro del marco de la política económica del Sector.

Los objetivos específicos de este estudio son:

Considerando Aspectos Técnicos:

- (1) Evaluación del agotamiento de los reservorios,
- (2) Productividad actual de los pozos,
- (3) Nivel de reservas ⁹⁸ de petróleo,
- (4) Integración de estudios a nivel regional,

Considerando Aspectos Económicos:

- (5) Impacto de la regalía actual,
- (6) Reducción de costos operativos y de capital,
- (7) Reducción del riesgo, vía participación de varios operadores,

Considerando Aspectos Sociales:

- (8) Evaluación de producir petróleo en el país y su impacto en las Regiones Piura y Tumbes a través del canon petrolero,
- (9) Evaluación del impacto en la sociedad debido al incremento de actividades de perforación y producción,

⁹⁸ De acuerdo a la definición adoptada por la Dirección General de Hidrocarburos, se define a las reservas como los volúmenes estimados de petróleo crudo, condensado, gas natural, líquidos del gas natural y sustancias asociadas que se consideran comercialmente recuperables a partir de una fecha dada, bajo condiciones económicas existentes, prácticas de operación establecidas y regulaciones gubernamentales actuales.

2.- LOCALIZACION

Los proyectos de perforación de pozos se encuentran localizados en el Departamento de Piura y dentro de los Lotes petroleros que operan en la Provincia de Talara.

El Lote 6, está ubicado en la costa NorOeste del Perú, en la provincia de Talara, distrito de Pariñas, aproximadamente a 3 km al sureste de la ciudad de Talara, Región Grau.

Tiene una extensión de 34,444.8 hectáreas y esta integrado por 50 yacimientos denominados: Alvarez Oveja, Ancha, Anexo, Bonanza, Bronco, Carrizal, Centinela, Cobra, Colina, Concha, Corral Quemado, Cruz, Cuenca, Cuesta, Chivo, Folche, Honda, Inca, Jabonillal, Lagunitos, Lomitos, Llano, Leones, Lindero, Lobitos, Lobo, Malacas, Media, Millón, Negritos, Overales, Playa, Pueblo, Puerto Rico, Ramón, Rimac, Río Bravo, Río Verde, Rocoto, San Juan, San Pedro, Sandino, Santos, Sichez, Siete Vientos, Silla, Verdún Alto, Vichayo, Yeso y Zapote.

La altitud varía desde los 0 m.s.n.m. en la zona de playa, hasta los 150 m.s.n.m. al noroeste del Lote.

El Lote 8, está ubicado entre las provincias de Contralmirante Villar del Departamento de Tumbes y Talara del Departamento de Piura, Región Grau.

El Lote 8 tiene una extensión de 46,952.3 hectáreas y está conformado por 17 yacimientos denominados: Ballena, Carrizo, Central, Coyonitas, La Tuna, Laguna, Merina, Organos Norte, Organos Sur, Peña Negra, Patria, Reventones, Somatito, Taiman, Tunal, Verde y Zapotal.

La selección de la localización de los prospectos de perforación se ha seleccionado teniendo en cuenta lo siguiente:

- (.) Areas donde los estudios de los Contratistas muestran la existencia de reservas probadas no desarrolladas⁹⁹,
- (.) Areas donde las perforaciones anteriores han demostrado la existencia de petróleo,
- (.) Areas alejadas de reservorios altamente agotados,
- (.) Areas que muestren características de subsuelo con mas de un objetivo,

⁹⁹ La Dirección General de Hidrocarburos, define a las reservas probadas no desarrolladas como las que se asignan a áreas no perforadas que satisfacen: (1) ubicaciones al mismo espaciamiento al de los pozos que indican producción comercial, (2) existencia de razonable certeza que ubicaciones estén dentro de límites productivos, (3) existencia de razonable certeza que ubicaciones serán desarrolladas y (4) áreas de recuperación mejorada con proyectos planificados sobre áreas que hayan tenido proyectos anteriormente instalados o proyectos instalados.

- (.) Areas que presenten objetivos en formaciones profundas o poco exploradas,

TABLA N° II-1
LUGARES POTENCIALES PARA UBICACIÓN DE PERFORACIONES
ORDENADOS POR VOLUMEN DE RESERVAS PROBADAS NO DESARROLLADAS

LUGAR	PRINCIPALES YACIMIENTOS	RESERVAS ¹⁰⁰ (MM barriles)
Lote 8	Peña Negra, Somatito, Carrizo	42.7
Lote 6	Siete Vientos, Cobra, Lobo	3.2
Lote 3	Portachuelo, Mirador, Boca	2.5
Lote 1	Huaco, aeropuerto, Milla Seis	1.8
Lote 4	Oveja, Fondo, chimenea	1.1
Lote 5	Vichayito, Organos Norte, Calamar	0.7
Lote 2	Golondrina, Verdún Alto, Ronchudo	0.4
Lote 7	Batanes	0.0
TOTAL		52.5

El proyecto presentado, ha ubicado 02 potenciales Lotes para involucrarse en la perforación de pozos petrolíferos: Lote 6 y Lote 8, cuyo potencial es mostrado en la Tabla N° II-1.

3.- TECNOLOGÍA DE PERFORACIÓN / PRODUCCION

EXPLORACIÓN

El petróleo puede estar en el mismo lugar donde se formó (en la roca madre) o haberse filtrado hacia otros lugares (reservorios) por entre los poros y/o fracturas de las capas subterráneas. Para lograr que se den las condiciones de un depósito o yacimiento, es necesario que los mantos de roca sedimentaria estén sellados por rocas impermeables (generalmente arcillosas) que impidan su paso. Esto es lo que se llama una trampa, por la cual el petróleo queda atrapado.

¹⁰⁰ Información obtenida de "Informe Anual de Reservas" al 31 de diciembre del 2001, publicado por la Dirección General de Hidrocarburos.

En términos geológicos, las capas subterráneas se llaman "formaciones", y están debidamente identificadas por edad, nombre y tipo del material rocoso del cual se formaron. Esto ayuda a identificar los mantos que contienen las rocas sedimentarias. Las "cuencas sedimentarias" son extensas zonas en que geológicamente se divide el territorio de un país ¹⁰¹ y donde se supone están las áreas sedimentarias que pueden contener hidrocarburos. La ciencia de la exploración consiste básicamente en identificar y localizar esos lugares, lo cual se basa en investigaciones de tipo geológico. El gráfico N° II-1 muestra la ubicación de las cuencas sedimentarias en nuestro país.

Uno de los primeros pasos en la búsqueda del petróleo es la obtención de fotografías o imágenes por satélite, avión o radar de una superficie determinada. Esto permite elaborar mapas geológicos en los que se identifican características de un área determinada, tales como vegetación, topografía, corrientes de agua, tipo de roca, fallas geológicas, anomalías térmicas. Esta información da una idea de aquellas zonas que tienen condiciones propicias para la presencia de mantos sedimentarios en el subsuelo.

También se utilizan sistemas magnéticos y gravimétricos desde aviones provistos de magnetómetros y gravímetros, con lo cual se recoge información que permite diferenciar los tipos de roca del subsuelo. Asimismo los geólogos inspeccionan personalmente el área seleccionada y toman muestras de las rocas de la superficie para su análisis. En este trabajo de campo también utilizan aparatos gravimétricos de superficie que permiten medir la densidad de las rocas que hay en el subsuelo.

Con estos estudios se tiene una primera aproximación de la capacidad de generación de hidrocarburos y de la calidad de rocas almacenadoras que puede haber en el lugar. Pero el paso más importante en la exploración es la sísmica, lo cual permite conocer con mayor exactitud la presencia de trampas en el subsuelo.

¹⁰¹ En nuestro país tenemos 18 cuencas sedimentarias: Tumbes, Talara, Lancones, Sechura, Salaverry, Trujillo, Lima, Pisco, Mollendo, Moquegua, Titicaca, Madre de Dios, Ene, Ucayali, Huallaga, Marañón, Santiago y Bagua.

**GRAFICO N° II-1
MAPA DE UBICACIÓN DE CUENCAS SEDIMENTARIAS**



La sísmica consiste en crear temblores artificiales mediante pequeñas explosiones subterráneas, para lo cual se colocan explosivos especiales en excavaciones de poca profundidad, normalmente entre 10 y 30 pies. En la

superficie se cubre un área determinada con aparatos de alta sensibilidad llamados geófonos, los cuales van unidos entre sí por cables y conectados a una estación receptora. La explosión genera ondas sísmicas que atraviesan las distintas capas y regresan a la superficie. Los geófonos las captan y las envían a la estación receptora, donde mediante equipos especiales de cómputos se va dibujando el interior de la tierra.

Toda la información obtenida a lo largo del proceso exploratorio es objeto de interpretación en los centros geológicos y geofísicos de las empresas petroleras. Allí es donde se establece que áreas pueden contener mantos con depósitos de hidrocarburos, cual es su potencial y donde se deben perforar los pozos para confirmarlo. De aquí sale lo que se llama prospectos petroleros.

PERFORACIÓN

La única manera de saber realmente si hay petróleo en el sitio donde la investigación geológica propone, es mediante la perforación de un hueco o pozo. El primer pozo que se perfora en un área inexplorada se denomina pozo exploratorio.

De acuerdo con la profundidad proyectada, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Los principales elementos que conforman un equipo de perforación son los siguientes:

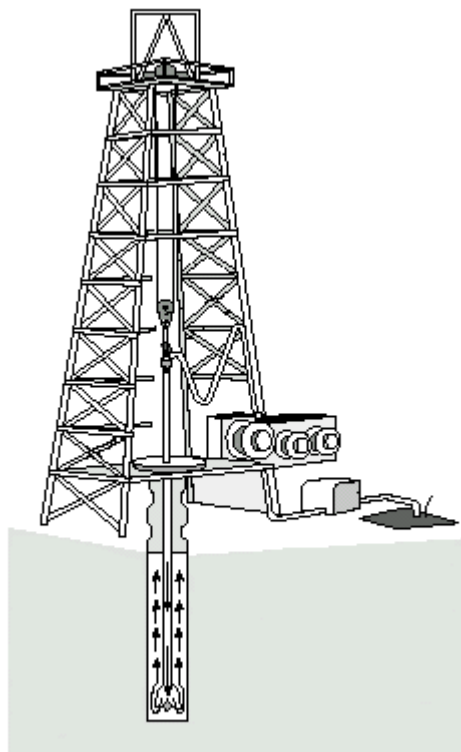
- Torre de perforación o taladro.
- Tubería o sarta de perforación.
- Brocas.
- Malacate.
- Sistema de lodos.
- Sistema de cementación.
- Motores

El tiempo de perforación de un pozo dependerá de la profundidad programada y las condiciones geológicas del subsuelo. En promedio se estima entre dos a seis meses. La perforación se realiza por etapas, de tal manera que el tamaño del pozo en la parte superior es ancho y en las partes inferiores cada vez más angosto. Esto le da consistencia y evita derrumbes, para lo cual se van utilizando brocas y tubería de menor tamaño en cada sección. Así por ejemplo un pozo que en superficie tiene un diámetro de 26", en el fondo puede tener apenas 5".

Durante la perforación es fundamental la circulación permanente de un lodo, el cual da consistencia a las paredes del pozo, enfría la broca y saca a la superficie el material triturado.

Ese lodo se inyecta entre la tubería y la broca y asciende por el espacio anular que hay entre la tubería y las paredes del hueco (Gráfico N° II-2). El material que sube sirve para tomar muestras y saber qué capa rocosa se está atravesando y si hay indicios de hidrocarburos.

GRAFICO N° II-2 ESQUEMA DE EQUIPO PARA PERFORACION



Fuente: Energy Information Administration
Office of Oil and Gas.

Durante la perforación también se toman registros eléctricos que ayudan a conocer los tipos de formación y las características físicas de las rocas, tales como densidad, porosidad, contenidos de agua, de petróleo y de gas natural. Igualmente se extraen pequeños bloques de roca a los que se denominan corazones y a los que se hacen análisis en laboratorio para obtener un mayor conocimiento de las capas que se están perforando.

Para proteger el pozo de derrumbes, filtraciones o cualquier otro problema propio de la perforación se coloca tubería de acero cementado a las paredes del hueco.

**GRAFICO N° II-3
EQUIPO PERFORANDO POZO EN NOROESTE PERUANO**



Al finalizar la perforación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su consistencia y facilitará posteriormente la extracción del petróleo.

Para evitar que a través del pozo se origine el flujo de fluidos desde el subsuelo a la superficie (surgencia del pozo), desde el inicio de la perforación se instalan pesadas válvulas "preventoras".

Desde que comienza la investigación geológica hasta la conclusión del pozo exploratorio pueden transcurrir, de uno a cinco años.

Cuando se descubre el petróleo, alrededor del pozo exploratorio se perforan otros pozos, llamados "de avanzada o confirmatorios", con el fin de delimitar la extensión del yacimiento y calcular el volumen de hidrocarburo que pueda contener, así como la calidad del mismo.

La perforación en el subsuelo marino sigue en términos generales los mismos lineamientos, pero se efectúa desde enormes plataformas ancladas al lecho marino o que flotan y se sostienen en un mismo lugar.

En el Gráfico N° II-5 y la Tabla N° II-2 se presentan las principales partes de un equipo de perforación.

EXTRACCIÓN

La Extracción, producción o explotación del petróleo se hace de acuerdo con las características propias de cada yacimiento.

Para poner un pozo a producir se baja una especie de cañón y se perfora la tubería de revestimiento a la altura de las formaciones donde se encuentra el yacimiento. El petróleo fluye por esos orificios hacia el pozo y se extrae mediante una tubería de menor diámetro, conocida como Tubing.

Si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo (por ejemplo gas y agua), este saldrá por sí solo. En este caso se instala en la cabeza del pozo un conjunto de válvulas para regular el paso del petróleo. Si no existe esa presión, se emplean otros métodos, el más común es un equipo mecánico que mediante un permanente balanceo acciona una bomba en el fondo del pozo que succiona el petróleo hacia la superficie, tal como el que se muestra en el Gráfico N° II-4.

**GRAFICO N° II-4
UNIDAD DE BOMBEO EN NOROESTE**



El petróleo extraído generalmente viene acompañado de sedimentos, agua y gas natural, por lo que deben construirse previamente las facilidades de producción, separación y almacenamiento.

Una vez separado de esos elementos, el petróleo se envía a los tanques de almacenamiento y a los oleoductos que lo transportarán hacia las refinerías o hacia los puertos de exportación.

El gas natural asociado se envía a plantas de tratamiento para aprovecharlo en el mismo campo y/o despacharlos como gas seco hacia los centros de consumo a través de gasoductos.

En el caso de yacimientos que contienen únicamente gas natural, se instalan los equipos requeridos para tratarlo (proceso de secado, mantenimiento de una presión alta) y enviarlo a los centros de consumo.

A pesar de los avances alcanzados en las técnicas de producción, nunca se logra sacar todo el petróleo, los promedios actuales están entre 10% al 60 %.

Por tal razón existen métodos de recobro mejorado para lograr la mayor extracción posible de petróleo en pozos sin presión natural o en declinación tales como la inyección de gas, de agua o de vapor a través del mismo pozo productor o por intermedio de pozos inyectores paralelos a este.

LA CADENA FINAL

La industria del petróleo y sus derivados constituye una serie de actividades de muy alta especialización.

Los trabajos de prospección establecen en que zonas se puede buscar petróleo con cierta seguridad. La exploración, mas adelante, confirmará si el almacenamiento natural del crudo permite hacer una explotación rentable, en cuyo caso la producción comercial implica poner en práctica actividades de extracción, recolección y transporte.

El proceso no acaba, empero, con la producción. Una vez extraído el crudo, es necesario procesarlo a través de la refinación para obtener los derivados que se utilizan como combustible.

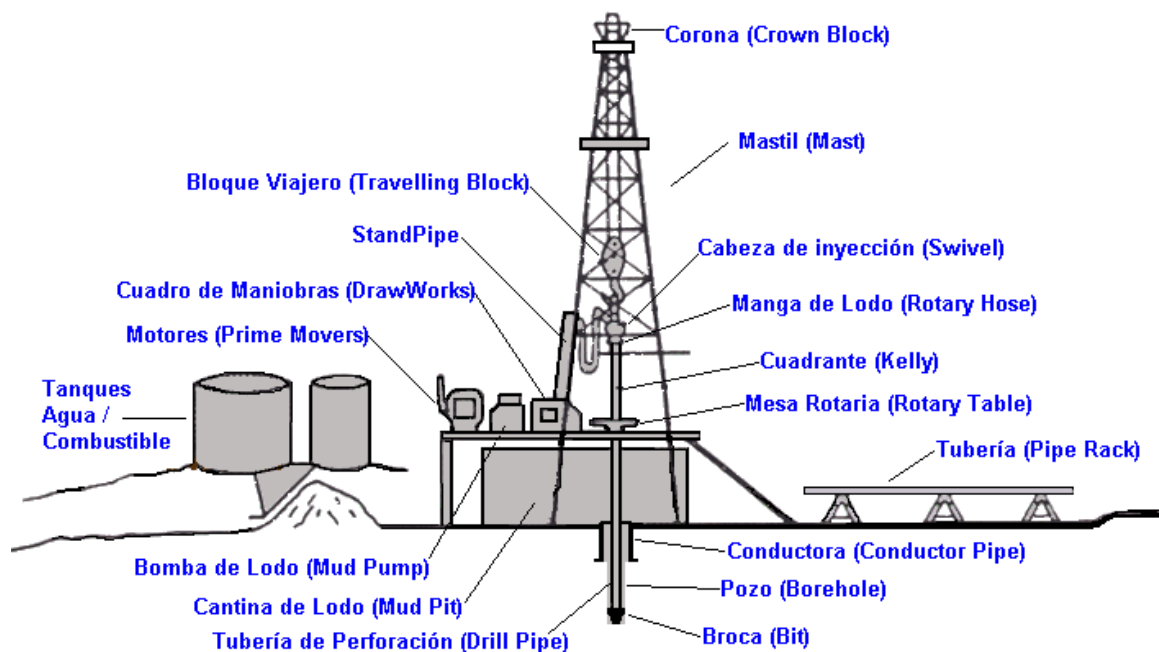
De ahí en adelante debe establecerse todavía un sistema de distribución y ventas que permita atender la demanda y, eventualmente, alcanzar los mercados del exterior.

4.- PROVEEDORES DE TECNOLOGIA

Entre las compañías proveedoras del servicio de perforación para el Noroeste, se encuentran las compañías: PETREX, GMP y PEPESA.

Las especificaciones técnicas que poseen los equipos de perforación se ilustra a continuación en base a las del Equipo de Perforación PTX-5811 el cual es utilizado para perforación de pozos en el Noroeste peruano.

**GRAFICO N° II-5
PARTES PRINCIPALES DE UN EQUIPO DE PERFORACION**



**TABLA N° II-2
PARTES PRINCIPALES DE UN EQUIPO DE PERFORACION**

Equipo	PTX-5811
Zona de Operación	Nor Oeste peruano – Costa
Tipo de Equipo	Diesel Eléctrico, capacidad hasta 10,000 pies
Potencia Nominal	950 HP
CUADRO DE MANIOBRAS (DRAWWORKS)	
Potencia Mínima	950 HP
Freno	Electromagnético / Hidromático
Capacidad	31,820 lb-pie a 825 RPM
Máxima velocidad de izaje con máxima carga dinámica	25 pies/min
Máxima velocidad de izaje con mínima carga dinámica	175 pies/min
MOTORES DEL CUADRO DE MANIOBRAS (PRIME MOVERS)	
Número	02 CAT modelo 3408
Potencia nominal	475 HP c/u
Potencia neta erogada	950 HP
MASTIL (MAST)	
Capacidad nominal	162 Ton
Capacidad de carga en el	159 on

gancho, estática	
Capacidad de carga en el gancho, dinámica	145 Ton
Capacidad estática, conjunta con tubería almacenada	162 Ton
Altura	117 pies ó 35.7 m
Capacidad de almacenamiento de tubería	150 barras de DP 4 ½" 10 barras de DC 6 ½"
SUBESTRUCTURA (SUBSTRUCTURE)	
Dimensiones	39.5' largo x 23.5' ancho (12m largo x 7.15m ancho)
Altura libre desde nivel del terreno a mesa rotaria	15.5 pies ó 4.7m
Capacidad nominal junto con tubería almacenada	145 Ton
BLOQUE VIAJERO Y GANCHO (TRAVELLING BLOCK AND HOOK)	
Marca y Modelo	IDECO TB 265
Capacidad	265 Ton
Número y diámetro de poleas	5 x 36"
Máxima velocidad de ascenso permisible	175 pies/min
CORONA (CROWN BLOCK)	
Marca y Modelo	IDECO
Capacidad	240 Ton
Número y Diámetro de Poleas	5 x 36" / 1 x 42"
CABEZA DE INYECCION (SWIVEL)	
Marca y Modelo	NATIONAL P200
Capacidad	200 Ton
Presión de trabajo	5,000 psi
MANGA DE LODO (ROTARY HOSE)	
Longitud y diámetro	55 pies x 3"
Presión de trabajo	5,000 pies
MESA ROTARIA (ROTARY TABLE)	
Marca	IDECO
Diámetro	17 ½"
Máxima capacidad de carga estática	325 Ton
Máxima capacidad de carga dinámica	200 Ton a 30 RPM
BOMBAS (PUMPS)	
Número	02 bombas
Marca	OILWELL
Potencia hidráulica nominal	1,000 HP c/u
Potencia hidráulica efectiva de entrega	95%
BOMBAS DE SOBREALIMENTACION	
Número	02 bombas
Marca	MISIÓN
Potencia	60 HP c/u
TANQUES DE LODO (MUD TANKS)	
Cantidad	3
Capacidad	820 Bls

TANQUE DE PREPARADO	
Capacidad	100 Bls
TANQUE DE VIAJE (TRIP TANK)	
Capacidad	40 Bls
PREVENTOR DE SURGENCIA (ANULAR BOP)	
Marca	HYDRIL
Presión de trabajo	5,000 psi
Diámetro	11"
PREVENTOR SE SURGENCIA A EXCLUSAS DOBLE (RAM TYPE)	
Marca	N.L. SHAFFER
Presión de trabajo	5,000 psi
Diámetro	11"

5.- TAMAÑO DEL PROYECTO

En la industria del petróleo el tamaño de la actividad de perforación se mide por 02 aspectos:

- (1) El número de pozos perforados y
- (2) La profundidad lograda por los pozos perforados.

El número de pozos perforados es función del monto destinado a la inversión en esta actividad por el operador privado y su expectativa futura frente a la industria. El tiempo de vida económica de un pozo se estima en promedio 10 años, por lo que se debe considerar el tiempo faltante a partir del inicio del proyecto para la finalización del respectivo contrato. Si el tiempo restante para la finalización del contrato es menor a 10 años, se deberá considerar como variable de negociación la extensión de la vigencia del contrato a fin de lograr alcanzar el tiempo de vida económica del último pozo a ser perforado.

La profundidad lograda por los pozos perforados es función de la profundidad de los horizontes o arenas prospectables. Si estos horizontes se encuentran a una mayor profundidad, entonces la profundidad a ser perforada será mayor. Esto conllevará a una mayor utilización de recursos.

El tamaño del proyecto propuesto es de 28 pozos, correspondiendo 8 pozos al proyecto a ejecutarse en el Lote 6 operado por el Contratista Sapet y 20 pozos al proyecto a ejecutarse en el Lote 8 operado por el Contratista Pérez Compac.

6.- ETAPAS DE CONSTRUCCION Y OPERACION

En la perforación de un pozo petrolero se consideran las siguientes etapas de construcción y operación:

- (1) Construcción de plataforma,
- (2) Armado de equipo y pruebas de seguridad,
- (3) Perforación del pozo,
- (4) Completación y Pruebas,
- (5) Puesta en Producción,
- (6) Seguimiento,
- (7) Abandono.

La construcción de plataforma se ejecuta en tres etapas: la primera consiste en la nivelación del terreno, la segunda la compactación y la tercera de relleno y compactación. Las dimensiones o área de la plataforma, de acuerdo a reglamentación existente ¹⁰², no debe ser mayor a 02 hectáreas. En el área de Costa normalmente se acostumbra perforar un pozo de cada plataforma.

7.- PLAZO DE CONSTRUCCION

El proyecto esta pensado para ser ejecutado de una manera continua y estará compuesto por elementos tal como los pozos que presentan un plazo que depende de la profundidad que alcanzarán los objetivos geológicos.

Sobre la base de 260 pozos perforados, se ha logrado establecer una función que relaciona la profundidad perforada con el tiempo requerido para alcanzar tal profundidad. La función que logra un mejor ajuste es la regresión lineal:

$$Y = 0.0034 \cdot X - 0.1393$$

donde:

Y = Días de Perforación

X = Profundidad, pies

$$R^2 = 0.7469$$

8.- VIDA UTIL DEL PROYECTO

El proyecto se espera que tenga una vida útil de 12 años, y estará integrada por un conjunto de pozos cuyo desarrollo sería efectuado entre los 04 primeros años.

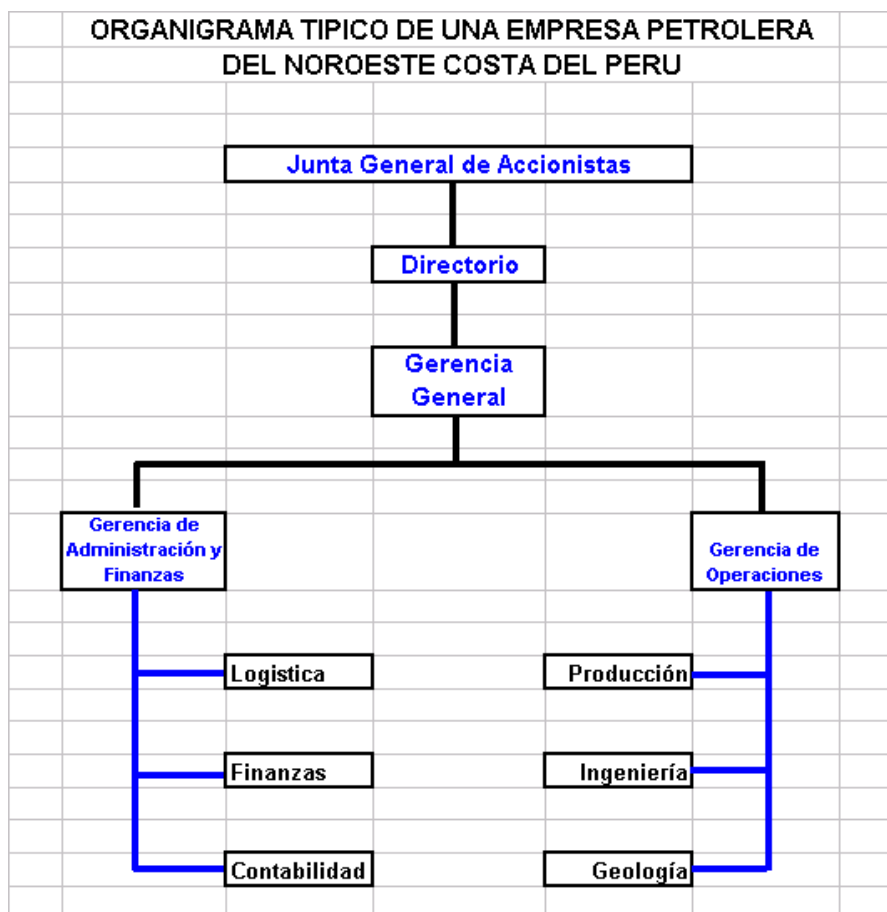
¹⁰² Reglamento de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, Decreto Supremo N° 055-93-EM

9.- ORGANIZACION Y GESTION

La organización y gestión requerida para el proyecto estará conformada por los equipos gerenciales existentes en las empresas productoras privadas.

La organización típica para una empresa del NorOeste es la siguiente:

GRAFICO N° II-6



10.- RIESGOS: DESASTRES NATURALES (EL NIÑO), PRECIO INTERNACIONAL DEL CRUDO

El Niño

El fenómeno del El Niño, es una perturbación o interrupción del sistema atmósfera – océano en el Pacífico Tropical, que genera importantes consecuencias para el clima alrededor del globo¹⁰³.

En lo relacionado con las actividades de perforación y producción en el área del NorOeste peruano, la prevención es un aspecto fundamental.

Una parte importante en un programa de prevención se refiere a la "evaluación de los riesgos"¹⁰⁴. El concepto de "Riesgo" está relacionado con el "daño" que la operación pueda sufrir por la probable ocurrencia de un evento (desastre). El riesgo resulta del producto de dos factores: "**amenaza**" y "**vulnerabilidad**". La amenaza se mide por la probabilidad de que ocurra un evento potencialmente desastroso y se evalúa asignando diferentes probabilidades para diferentes escenarios o intensidades del evento. La vulnerabilidad es el daño potencial (en vidas, bienestar y dinero) resultante de cada uno de los posibles escenarios del evento. En un programa de prevención, el objetivo es el de mitigar los daños, esto es reducir la vulnerabilidad por medio del planeamiento tanto en el comportamiento social como en la construcción de obras. La toma de decisiones tiene que balancear el costo de la inversión con los beneficios obtenidos en la reducción del daño en un contexto de largo plazo. De ahí la importancia de una evaluación acertada de los riesgos involucrados.

De los dos factores mencionados, no se puede hacer nada para reducir las amenazas; éstas las decide la naturaleza. Lo que se puede hacer es reducir la vulnerabilidad. La evaluación de la vulnerabilidad de la infraestructura existente o futura, material o social, le corresponde a ingenieros, economistas y sociólogos. La evaluación de la amenaza que nos presenta El Niño está íntimamente relacionada con la capacidad de pronóstico y le corresponde a la ciencia; como el caso del Instituto Geofísico del Perú.

La amenaza que presenta El Niño se evalúa bajo tres escalas de anticipación: de más de uno a decenas de años, de semanas a aproximadamente un año, y de horas a varios días.

¹⁰³ NOAA – National Oceanic and Atmospheric Administration, del U. S. Department of Commerce, <http://www.elnino.noaa.gov>

¹⁰⁴ "El fenómeno El Niño y El Clima en el Perú", Ronal Woodman Pollitt, Instituto Geofísico del Perú, <http://www.igp.gob.pe/fenomenonino.pdf>. Publicado por el Congreso de la República en "El Perú en los Albores del Siglo XXI/2"; Ciclo de Conferencias 1997-1998", Ediciones del Congreso del Perú, Lima-Perú, 201-242, 1998

En relación a pronósticos con más de un año en adelante, la ciencia de hoy en día no permite predecir el posible comportamiento del clima (El Niño) con tanta anticipación. La evaluación del riesgo y la amenaza se tiene que basar en la estadística de las diferentes intensidades de El Niño ocurridas en años anteriores, bajo la premisa que lo ocurrido en el pasado puede volver a suceder con una recurrencia similar.

Una conclusión que podemos sacar de la experiencia vivida en 1998, es que los parámetros de diseño para la construcción de cualquier infraestructura no pueden ser los mismos que los usados en años anteriores. Cualquier infraestructura que se construya o reconstruya hoy en día no puede ser vulnerable a la ocurrencia de un El Niño como el de 1982-83 o el de 1997-98. Si bien en el pasado, aún después de la ocurrencia de El Niño de 1983, se podía justificar económicamente parámetros de diseño deducidos de máximos de precipitaciones y caudales ocurridos con recurrencias de 25 a 50 años, sin contemplar niveles excepcionales como los experimentados en 1983; la ocurrencia de precipitaciones similares sólo 15 años después, obliga a usar las cifras registradas en estas dos ocasiones como nuevos parámetros de diseño. Esto cambiará significativamente el costo de cualquier estructura que se construya o reconstruya hoy en día (pero que resultaría menor si se evalúa a largo plazo).

En este sentido, es interesante discutir y comparar las precipitaciones ocurridas en la ciudad de Piura en éstos dos períodos: los veranos de 1983 y de 1998. En términos de precipitación entre los meses de diciembre a julio, se puede comentar que las precipitaciones llegaron a casi los 800 milímetros mensuales. Para apreciar la gravedad de estos niveles hay que tener en cuenta que el promedio normal es de sólo unos 10 a 15 mm mensuales y que 100 a 150 mm se considera ya un mes muy lluvioso, capaz de cubrir al desierto de vegetación y de producir grandes caudales y desborde en los ríos. Si consideramos el acumulado anual, el año 1983 sigue siendo el más lluvioso. El total de 1998 llegó a los 1800 mm versus 2340 mm en 1983 (las cifras varían según el lugar donde se ubica el pluviómetro que se usa). La mayor diferencia entre los dos años está en la duración del fenómeno. La prolongación de las lluvias a los meses de mayo y junio en 1983 siguen siendo excepcionales. Por otro lado, el caudal del río Piura rompió todos los records conocidos con 4300 metros cúbicos por segundo versus 3500 en 1983. El principal efecto de ésta diferencia fue la destrucción de dos de sus puentes que habían, no obstante haber soportado los máximos desbordes de 1983.

En todo caso las diferencias entre los dos años mencionados no cambian significativamente los parámetros de diseño que se deben usar en el futuro para obras de ingeniería.

Otro parámetro de importancia para el diseño de el drenaje adecuado de una ciudad, es la precipitación máxima en un día. En ambos períodos se tuvieron lluvias que llegaron en Piura a los 170 mm por día (los niveles varían ligeramente según el lugar donde se encuentre el pluviómetro), suficiente para rebasar la capacidad de drenaje de la ciudad. El sistema de drenaje, aún después de las obras de prevención hechas

en 1997, no se dio abasto para este nivel de precipitación, con consecuencias desastrosas en muchos predios de la ciudad.

Al hablar de la evaluación de amenazas en la segunda escala, con anticipación de hasta un año, estamos influenciados por la capacidad de pronóstico que nos ofrece la ciencia hoy en día con respecto a la ocurrencia y desarrollo del fenómeno de El Niño. Pronósticos con éste plazo nos permite la toma de decisiones no sólo para la mitigación de posibles daños sino también para la obtención de beneficios. Hay que recordar que no todos los Niños son desastrosos. Podemos mencionar a manera de ejemplo la decisión de sembrar algodón o arroz con la debida anticipación, o la compra de ganado para aprovechar de los pastizales que se forman con las Lluvias o la adecuación de los instrumentos de pesca a otras especies. La limpieza de cauces y alcantarillas es un ejemplo de como reducir los daños.

El pronóstico de las lluvias se puede separar en dos etapas: el pronóstico de las temperaturas superficiales del mar frente a nuestras costas y el pronóstico de las lluvias que éstas acarrearán conocido el nivel de temperatura. Para lo primero, dependemos de los pronósticos de los grandes centros de investigación como NCEP-NOAA, para lo segundo se ha hecho sólo un ejercicio, para la ciudad de Piura, y que se esta en situación de evaluar y discutir.

El laboratorio NCEP de NOAA hizo público sus pronósticos sobre las temperaturas futuras de la superficie del mar mes a mes desde antes de que se manifestara la ocurrencia del presente Niño. La similitud entre los valores predichos y la realidad nos muestran la bondad de las predicciones con una precisión que se ha logrado sólo en éstos últimos años. Por otra parte, si consideramos la sensibilidad de las precipitaciones en la costa del Perú a variaciones de sólo un grado en la temperatura, errores cometidos en los pronósticos de esta magnitud tienen consecuencias drásticas en el pronóstico de las precipitaciones. Mientras que con un mar a 28°C esperamos precipitaciones del orden de 150 mm, para 29°C esperamos precipitaciones cercanas a los 800 mm por mes.

Los modelos existentes son ya capaces de una mejor precisión en otros lugares del Pacífico. La diferencia se debe a la cantidad de instrumentos que hacen mediciones para alimentar el modelo. Mientras que de la Isla Galápagos hacia el oeste hay un gran número de boyas ancladas midiendo las temperaturas a diferentes profundidades, así como los vientos en superficie, para este lado del Pacífico la instrumentación es muy pobre. La razón es que el clima en el centro del Pacífico es el que influencia el clima en los EE.UU. y es natural que ellos inviertan en lo que más les afecta e interesa. Si el Perú quiere mejorar su capacidad de pronóstico debe invertir en mejorar la instrumentación y el pronóstico en las zonas que nos afectan. El Instituto Geofísico del Perú, la Universidad de Piura y la Dirección de Hidrografía y Navegación de la Marina han elaborado una propuesta al Banco Mundial para mejorar la instrumentación en nuestras costas, lo que junto a un mejor modelado regional debe mejorar sustancialmente la calidad de los pronósticos frente a nuestras costas.

En los últimos 23 años, se han producido 03 fenómenos de El Niño, que han impactado negativamente en la producción de petróleo del NorOeste, con los efectos siguientes:

Período afectado	Año	Producción – Millones de barriles		
		Esperada	Real	Diferida por fenómeno El Niño
El Niño 1983				
1983-1985	1983	14.96	10.47	4.49
	1984	14.64	12.69	1.95
	1985	14.24	13.66	0.58
	SUB-TOTAL	43.84	36.82	7.02
El Niño 1992				
1992	1992	8.94	8.53	0.41
El Niño 1998				
1998	1998	8.42	7.73	0.69
	TOTAL	61.20	53.08	8.12

El efecto del fenómeno de El Niño en el NorOeste, alcanzó un total de 8.12 millones de barriles de petróleo diferido o dejados de producir en su oportunidad.

Precio Internacionales del Crudo

Los precios del petróleo se comportan en buena medida como cualquier *commodity*, con oscilaciones amplias tanto en tiempos de restricción en la oferta o exceso de demanda, como en los períodos de sobre-oferta. Sin embargo el petróleo tiene algunas peculiaridades:

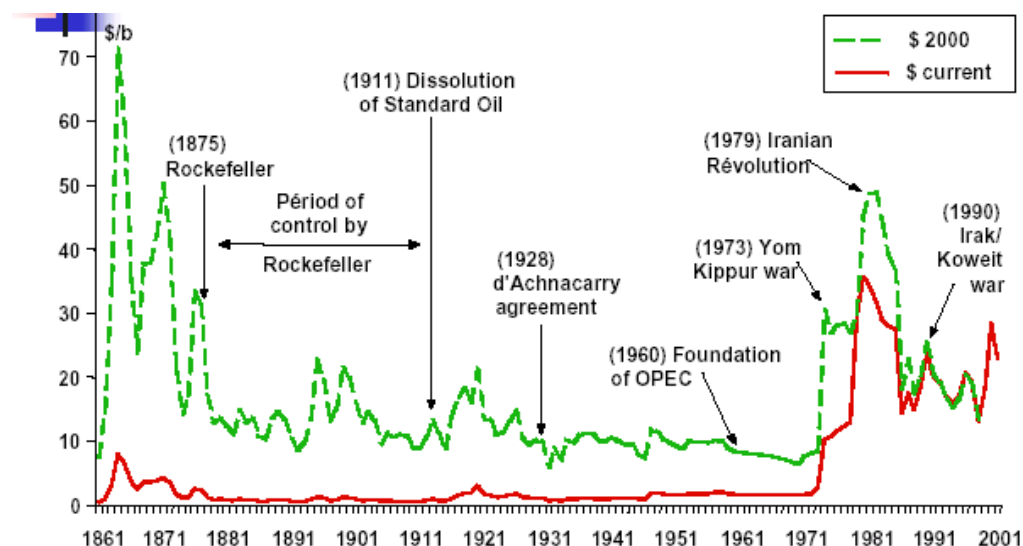
- (a) Es el *commodity* más transado en el mercado internacional, una fuente energética de primera importancia con baja elasticidad-precio en la demanda en algunos de sus derivados, por ejemplo la gasolina.
- (b) Como recurso natural está relativamente concentrado en un número relativamente pequeño de países. Ello genera tendencias hacia cartelización y la búsqueda de ganancias extraordinarias o rentas monopólicas.
- (c) La inestabilidad política y conflictos que han rodeado a países exportadores claves, básicamente los países del Medio Oriente, ocasiona que los ciclos de los precios del petróleo sean más amplios y que se puedan extender por varios años.

Es difícil estimar el comportamiento de los precios del petróleo, y por lo general los analistas son cautos con relación a las estimaciones que realizan. Actualmente existe un alza importante en los precios del petróleo y se ha profundizado la situación de incertidumbre con relación al precio futuro.

En la etapa posterior a la Segunda Guerra Mundial, el precio promedio del petróleo importado a los EEUU, ha tenido un promedio de US\$ 19.27 por barril en dólares constantes de 1996. A través del mismo periodo la mediana para el precio del crudo fue US\$ 15.27 por barril en dólares de 1996. Esto quiere decir que sólo cincuenta por ciento de las veces desde 1947 hasta 1997 los precios del crudo han excedido este precio.

En el siguiente gráfico puede observarse la variación del precio del petróleo y los eventos ocurridos en las fechas de tales variaciones.

**GRAFICO N° II-7
EVOLUCION DE LOS PRECIOS DEL CRUDO**



1861-1944 : USA average, 1945-1985 : Arabian Light posted at Ras Tanura, 1986-2000: Brent spot
Source : BP Statistical Review and IFP



ANEXO III

ALTERNATIVA B: INSTALACION DE PLANTA GTL

DESCRIPCIÓN TECNICA

1.- AMBITO DEL ESTUDIO

El ámbito de este estudio esta limitado a la aplicación de la tecnología Gas a Líquido (Gas To Liquid – GTL) para conversión de gas natural a productos líquidos vía la producción de gas de síntesis y posterior conversión del gas de síntesis a productos hidrocarburos utilizando la tecnología de la reacción denominada Fischer – Tropsch. Para propósitos de este estudio, serán evaluadas las fuentes de gas asociado y gas no asociado del NorOeste. Los objetivos específicos de este estudio son:

- (1) Evaluación de las fuentes de gas y facilidades de su transporte,
- (2) Evaluación de ubicaciones potenciales,
- (3) Determinación de los productos GTL y sus precios,
- (4) Análisis del mercado potencial para los productos GTL,
- (5) Evaluación de los Proveedores de Tecnología,
- (6) Evaluación económica del proceso seleccionado,
- (7) Análisis de sensibilidad relacionada al precio del gas y los productos GTL,
- (8) Posibilidades de sinergia con otros proyectos actuales y planeados,

2.- RESERVAS Y FUENTES

El Perú tiene un alto potencial de reservas de gas, relativo a su consumo. El gas es usado para generar energía eléctrica y en su mayoría procede de yacimientos de gas no asociado. Durante el año 2002, el 57% del gas consumido provino del yacimiento de gas no asociado de Aguaytia ubicado en la Selva Central peruana.

En la Selva Sur peruana se encuentra localizado el Lote 88 que involucra a los yacimientos de Cashiriari y San Martín los cuales contienen el 97% de las reservas probadas de gas del país y de acuerdo a los lineamientos actuales estará orientado a satisfacer una creciente demanda nacional de gas y exportar el excedente.

**TABLA N° III-1
RESERVAS Y ESTIMADO DE TIEMPO DE CONSUMO**

A NIVEL NACIONAL	
Reservas probadas de Gas (1)	8.7 Tpc
Consumo actual (2)	42.7 MMpcd
Gas proveniente de yacimientos de Gas No asociado	24.9 MMpcd (58%)
Gas proveniente de yacimientos de Gas Asociado	17.8 (42%)
Duración de reservas (3)	60 años
A NIVEL REGION (PIURA)	
Reservas probadas de gas (1)	340 Bpc
Ventas/Consumo actual (2)	17.8 MMpcd
Duración de reservas (4)	37 años
A NIVEL PROYECTOS	
Máximas reservas probadas desarrolladas disponibles para proyectos GTL	158 Bpc
Volumen sostenido estimado para suministrar a proyectos GTL	Entre 5 a 15 MMpcd
Duración de reservas	Entre 12 a 19 años

(1)Fuente: "Informe Anual de Reservas, al 31 de diciembre del 2001", publicado por la Dirección General de Hidrocarburos, DGH-MEM. Referido a nivel país, incluyendo Camisea.

(2)Promedio del año 2002.

(3)Considerando un promedio de consumo de 400 MMpcd para el largo plazo.

(4)asumiendo un consumo promedio de esta región del orden de 25 MMpcd en el largo plazo.

En adición, existe un potencial importante de reservas consideradas "probadas no desarrolladas" del orden de 79 Bpc que pueden incorporarse al volumen de reservas "probadas desarrolladas".

Area	Reservas Probadas No Desarrolladas	
	Bpc	Comentarios
Lote 10	55	No involucraría costos importantes de capital (1).
Lote 9	16	Si debe considerarse costos de capital para su explotación
Lote 8	8	No involucraría costos importantes de capital (1)
TOTAL	79	

(1)Ya que es gas asociado, la inversión principal estaría referida a la explotación de petróleo.

En resumen se dispone del potencial siguiente:

Area	Reservas Probadas (Bpc)		
	Desarrolladas	No Desarrolladas	Total
Lote 10	118	55	173
Lote 9	22	16	38
Lote 8	60	8	68
TOTAL	200	79	279

3.- LOCALIZACION

De los 8 Lotes productores de Hidrocarburos en el NorOeste, solo 01 Lote cuenta con capacidad de producción capaz de proporcionar el insumo gas de una manera sostenida - El Lote 8. Para propósitos de este estudio se ha considerado como fuentes de suministro adicionales, el Lote 10 cuyas operaciones de producción se efectúan principalmente en el mar y el Lote 9 ubicado en la provincia de Sechura y que produce gas seco. Los 03 Lotes mencionados cuentan con importantes excedentes de gas.

Para efecto de la evaluación solo se ha tomado en cuenta las reservas de gas consideradas "probadas desarrolladas", las cuales están disponibles en los pozos existentes y su aprovechamiento no involucra inversiones.

Por lo tanto, los proyectos seleccionados para la implementación de los proyectos GTL, se encuentran localizados en 03 lugares que se mencionan a continuación:

- 1.- Punto de recolección de gas en el Lote 8,
- 2.- Punto de recolección de gas en el Lote 10
- 3.- Punto de recolección de gas en el Lote 9.

La selección de la localización se ha seleccionado teniendo en cuenta lo siguiente:

- (.) Es el área petrolera y gasífera. Dispone de infraestructura de oleoductos y gasoductos,
- (.) Existe gas excedente después de comercializar lo que requiere el mercado. No se dispone de facilidades de almacenamiento para el Gas Asociado por lo que en caso de no ser re-inyectado, es gas es venteado o quemado sin que se le asigne un valor económico,

- (.) Existe un volumen de reservas probadas desarrolladas del orden de 158 Bpc. La explotación de estas reservas no requiere de la perforación de pozos u alguna inversión mayor,
- (.) Existe una refinería cercana, Refinería Talara lo cual deja abierta la posibilidad para que se pueda comercializar el crudo sintético proveniente de la planta GTL,
- (.) Se dispone de electricidad y agua,

TABLA N° III-2
LUGARES POTENCIALES PARA UBICACIÓN PROYECTOS GTL

LUGAR	Gas Asociado	Gas No Asociado
Lote 10, Talara	(1)	
Lote 9, Sechura		(2)
Lote 8, Talara	(3)	(3)

(1)Gas asociado tratado previamente en Planta Criogénica en proceso de adquisición.

(2)Gas No asociado y seco, no requiere proceso de extracción de GLP y componentes pesados.

(3)Disponen de pozos de Gas No Asociado con características de Gas Seco. Podrían utilizar para el Gas Asociado, los servicios de la Planta Criogénica a ser adquirida por el Lote 10. Debido a la situación financiera actual, probablemente no se cuenta con facilidades para adquirir Planta Criogénica. Se podría disponer del Gas No Asociado para los Proyectos.

**TABLA N° III-3
CARACTERISTICAS DE LAS UBICACIONES PARA SUMINISTRO DE GAS**

CARACTERISTICA	UBICACIONES		
	Lote 10	Lote 9	Lote 8
Reservas Probadas desarrolladas de Gas (1)	118.2 Bpc	22.1 Bpc	59.9 Bpc
Capacidad actual de producción (promedio año 2002)	65.3 MMpcd	10 MMpcd	14.2 MMpcd
Ventas actuales (promedio año 2002)	7.6 MMpcd	0.6 MMpcd	6.4 MMpcd
Ratio Ventas/Capacidad	0.12	0.06	0.45
Máximas reservas disponibles para GTL, sin inversión en nuevos pozos (2)	104 Bpc	21 Bpc	33 Bpc
Disponibilidad actual de gas para Planta GTL	57 MMpcd	9 MMpcd	7 MMpcd
Principales Yacimientos involucrados	Peña Negra, Lobitos, Litoral	Virú, Mochica, Lobo, Becará	Zapotal, Carrizo, Laguna, Taiman, reventones,
Ambiente	Sobre mar	Desierto Sechura	Costa talara
Tipo de Gas	Asociado	No asociado	Asociado y No asociado
Facilidades	Existen	Existen	Existen
Gasoductos	Existen	Existen	Existen
Tiempo de suministro mínimo, años (3)	19 años, considerando un suministro GTL de 15 MMpcd	12 años considerando un suministro GTL de 5 MMpcd	18 años considerando un suministro GTL de 5 MMpcd

(1)Cifras oficiales referidas al 31 de diciembre del 2001, publicadas en "Informe Anual de Reservas" por la Dirección General de Hidrocarburos.

(2)Toma en cuenta el volumen de reservas probadas de gas y el ratio ventas/potencial.

(3)Considera solo las reservas Probadas Desarrolladas (sin inversión adicional en perforación de nuevos pozos)

4.- COMPOSICION DEL GAS

Las siguientes composiciones de gas, pertenece a un gas asociado y a un gas no asociado típicos del Noroeste.

TABLA N° III-4
CARACTERÍSTICAS Del GAS NATURAL EN NOROESTE

Componente	% Molar	
	Gas Asociado (1)	Gas No Asociado (2)
Metano – CH₄	87.243	98.836
Etano – C₂H₆	5.772	0.474
Propano – C₃H₈	3.208	
Butano – C₄H₁₀	2.081	
Gasolinas – C₅+ Parafinas	0.949	
Nitrógeno	0.608	0.690
Dióxido de Carbono	0.139	
TOTAL	100.0	1.000
H₂S	0.000	0.000

(1) Muestra obtenida del gas proveniente del Lote 10

(2) Muestra obtenida del gas proveniente del Lote 9

Se asume que para el caso del Gas Asociado se debe procesar para la extracción del propano (GLP) y sus componentes pesados.

5.- PRECIO DEL GAS

De acuerdo a la situación actual existente en el Noroeste, la producción de gas excede tremendamente a la demanda.

Caso de Gas Asociado

El gas natural utilizado para la planta GTL sería aquel que es venteado por las Compañías Operadoras y por lo tanto el valor sería de 0.2 US\$/Mpc, el cual correspondería al costo de recolección y transporte.

Para los casos de venteo, el gas podría tener un valor negativo si se considera el daño ambiental causado por este venteo, ya que para evitar tal daño podrían elaborarse normas que obligue a su re-inyección a los reservorio, con el consiguiente costo.

Caso Gas No Asociado

Para el caso del gas no asociado, este sería el costo de oportunidad, el cual al no haber demanda en la zona y en el mediano plazo, podría considerarse ser 0.20 US\$/Mpcd. El precio máximo sería el correspondiente al precio al cual el consumidor de la zona de Paita estaría dispuesto a pagar para incrementar su consumo, el cual se ha estimado en 0.50 US\$/Mpcd en la cabeza de pozo, lo cual representaría 0.8 US\$/Mpcd a la entrada de la planta GTL.

6.- CAPACIDAD DE PLANTA

Para la evaluación se han definido 02 escenarios asociados a la capacidad:

Corto Plazo

02 plantas de 5 MMpcd para el Lote 8 y Lote 9

01 planta de 10 MMpcd para el Lote 10

Largo Plazo

Incremento de capacidad de las plantas hasta:

02 plantas que operarían en Lote 8 y Lote 9, hasta 10 MMpcd cada una

01 planta que operaría en Lote 10, hasta 20 MMpcd

El Corto Plazo ha sido asumido entre los años 2005 a 2008 y la capacidad limitada a aspectos tecnológicos relacionados a la capacidad mínima económica y el Largo Plazo ha sido definido entre los años posteriores al 2008.

7.- PRODUCTOS PARA EL MERCADO

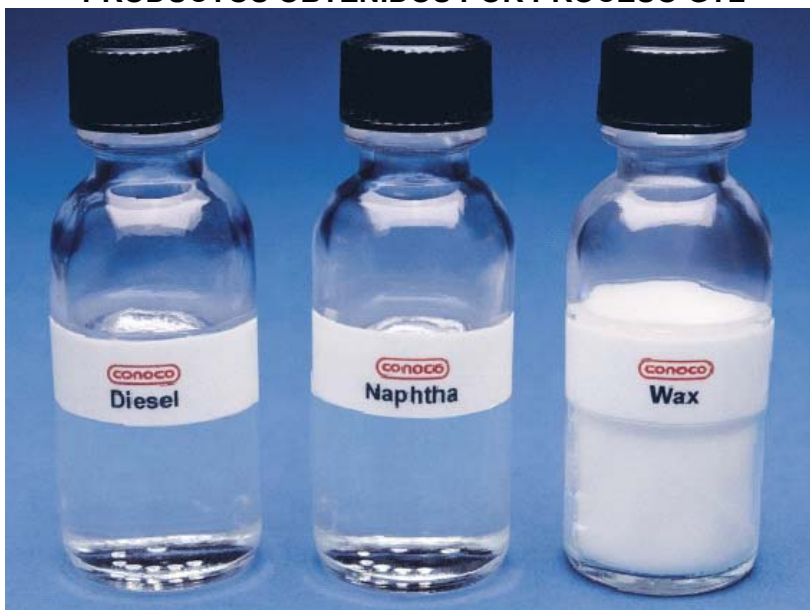
El análisis de mercado estará restringido solo al mercado nacional y específicamente al comprador Refinería Talara.

Los productos GTL que son de interés para el mercado nacional y que serán evaluados son:

- GLP
- Parafinas lineales
- Ceras
- Gasolinas
- Diesel
- Aceites bases
- Kerosenes
- Crudo Sintético
- Químicos Oxigenados (Etanol, acetona)

El procesamiento de estos productos para obtener otros derivados a través de las refinerías nacionales no será parte de este estudio.

**FIGURA N° III-1
PRODUCTOS OBTENIDOS POR PROCESO GTL**



8.- PROVEEDORES DE TECNOLOGIA GTL

De la búsqueda de proveedores de tecnología, se ha obtenido la lista siguiente.

**TABLA N° III-5
PROVEEDORES DE LICENCIAS DE TECNOLOGÍA GTL**

Tecnología	Proveedor(es)
Planta GTL completa	Exxon-Mobil, Shell, Sasol, Syntroleum
Syngas Production Step	Texaco, Lurgi, Krupp/Uhde
Unidad Fischer-Tropsch	Rentech
Unidad Product Work-up	UOP, IFP

9.- ESTRATEGIA DEL NEGOCIO

Entre las estrategias del negocio para los escenarios planteados es:

Para la estrategia a Corto Plazo

- Oportunidad de desarrollo para los Contratistas Privados
- Opción de incluir participación de otros inversionistas en el Proyecto
- Garantizar el suministro de gas natural al área de la región
- Agrupación de varios Contratistas Privados pequeños para conformar una unidad de reducción de costos

- Beneficio ambiental por el uso económico del gas venteado

Entre las estrategias a Largo Plazo

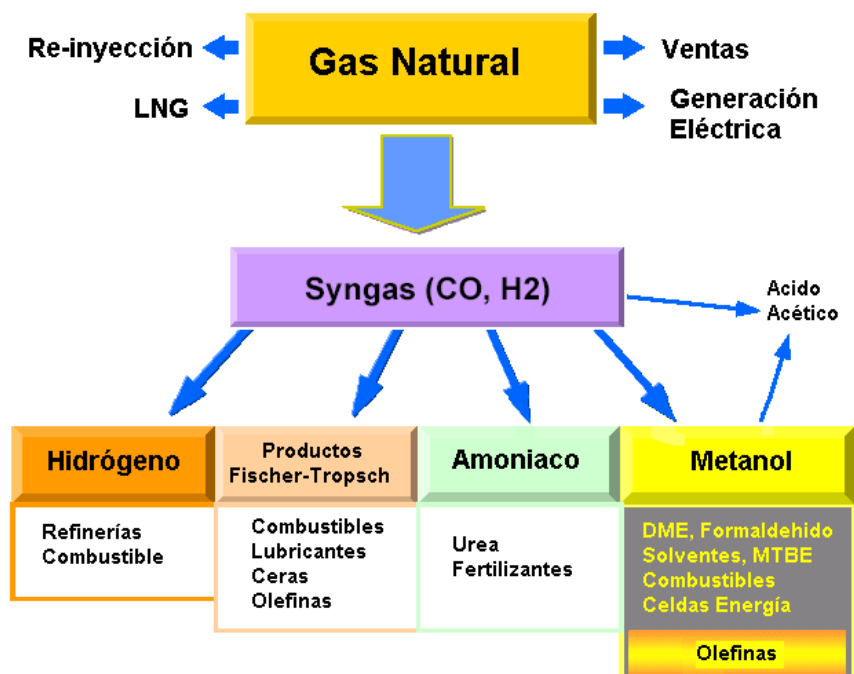
- Maximizar el valor de las reservas de gas al explotar necesidades del mercado y sus oportunidades
- Oportunidad de ingreso de capital de inversionistas nacionales
- Oportunidad de ingreso de la Banca Nacional para financiar proyectos

10.- TECNOLOGIA DE PRODUCCIÓN

10.1 TECNOLOGÍA DE CONVERSIÓN GAS A LIQUIDO (Gas To Liquid - GTL)

El término “Gas a Líquido” cubre un amplio rango de tecnologías. El concepto básico es convertir el gas natural a una forma líquida. La Figura III-2 muestra las diferentes formas de utilizar el gas natural.

FIGURA N° III-2
UTILIZACION DEL GAS NATURAL



El gas natural licuefactado (LNG) es actualmente la forma principal para transportar el gas a mercados lejanos y se caracteriza por ser una operación a gran escala, intensiva en capital de inversión y de contratos para suministro a Largo Plazo con clientes que se localizan en Asia del Este y Norte América.

Otra forma de comercializar el gas es a través de la conversión a “Syngas”, tal como la producción petroquímica (metanol, amoniaco y dimetil-eter-DME) o como la síntesis Fischer-Tropsch (F-T). Estos productos químicos se caracterizan porque los mercados son pequeños en relación a la cantidad de gas disponible.

La síntesis F-T ofrece un medio alternativo para convertir el gas natural a combustible líquido sobre una escala compatible con el recurso gas natural.

Las tecnologías consideradas en el presente estudio están basadas en la conversión de gas natural a gas de síntesis, seguido de una síntesis de Fischer-Tropsch y finalmente un “Upgrading” a productos finales (Figura N° III-3).

Los productos logrados en base a la síntesis Fischer-Tropsch y considerados en este estudio son:

- (1) GLP,
- (2) Nafta,
- (3) Kerosene,
- (4) Parafinas,
- (5) Diesel,
- (6) Ceras,
- (7) Lubricantes,
- (8) Crudo sintético.

**FIGURA N° III-3
PRODUCTOS OBTENIDOS POR PROCESO GTL**



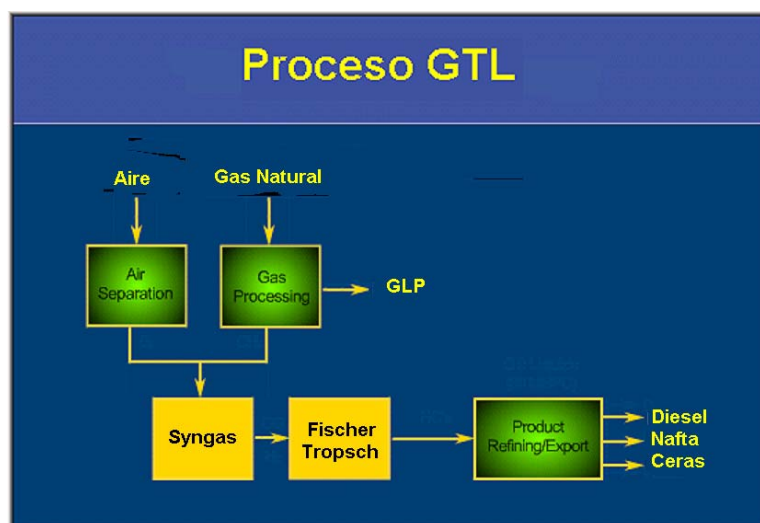
10.2 MODULOS (UNIDADES) REQUERIDOS PARA EL PROCESO GTL

Las unidades requeridas para el proceso GTL son 04 unidades de proceso básicas:

- (1) Unidad para producción de Syngas,
- (2) Unidad para Síntesis Fischer-Tropsch,
- (3) Unidad para “Work-up” el producto,
- (4) Unidad para tratamiento del agua de la reacción.

En adición a estas unidades, se requiere infraestructura para soporte del proceso. Un esquema generalizado se muestra en el Gráfico siguiente.

FIGURA N° III-4
UNIDADES DE PROCESO BASICAS PARA UNA PLANTA GTL



(1) Unidad para Producción de SYNGAS

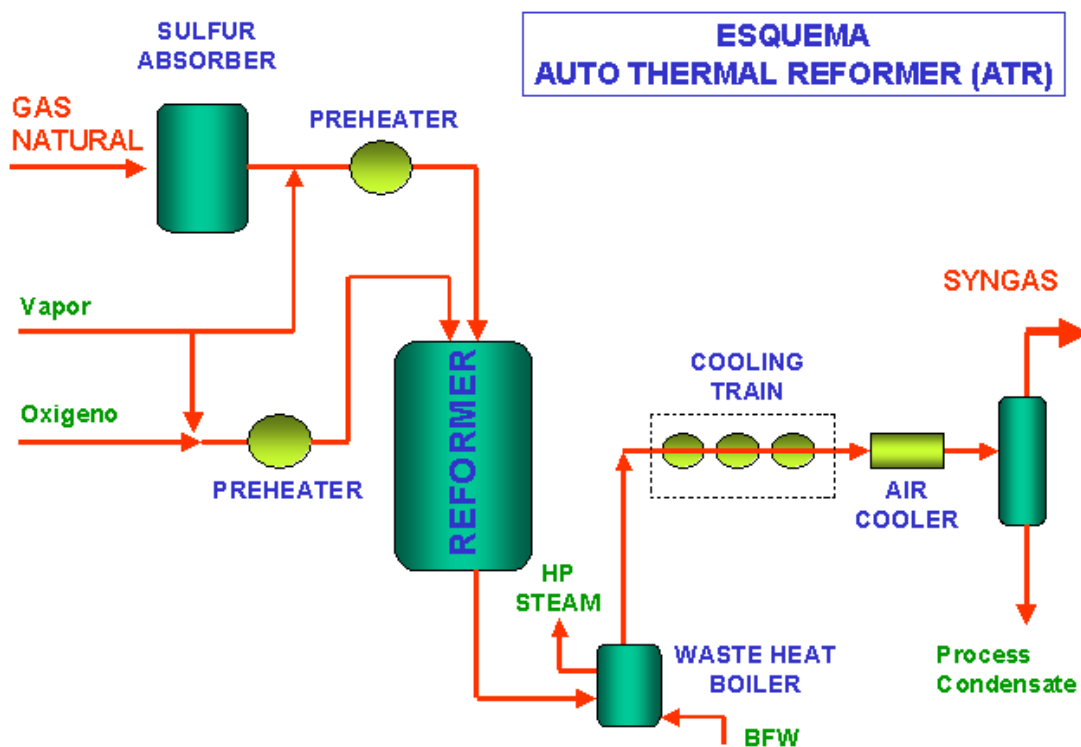
En la Unidad de Producción de SYNGAS, el gas natural es precalentado y enviado al reactor REFORMER. Existen tres tipos de reactores REFORMER:

- (1) Catalytic AutoThermal Reforming (ATR),
- (2) No-catalytic Partial Oxidation (Pox),
- (3) Steam Methane Reforming (SMR),

Los 02 primeros son recomendables y son considerados en este estudio. El último fue eliminado para efectos de este estudio, ya que produce un Syngas con altos ratios de

H₂/CO para la síntesis de Fischer-Tropsch y es mas costoso que los 02 reactores primeros.

FIGURA N° III-5
Diagrama Esquemático de Auto Thermal Reformer (ATR)



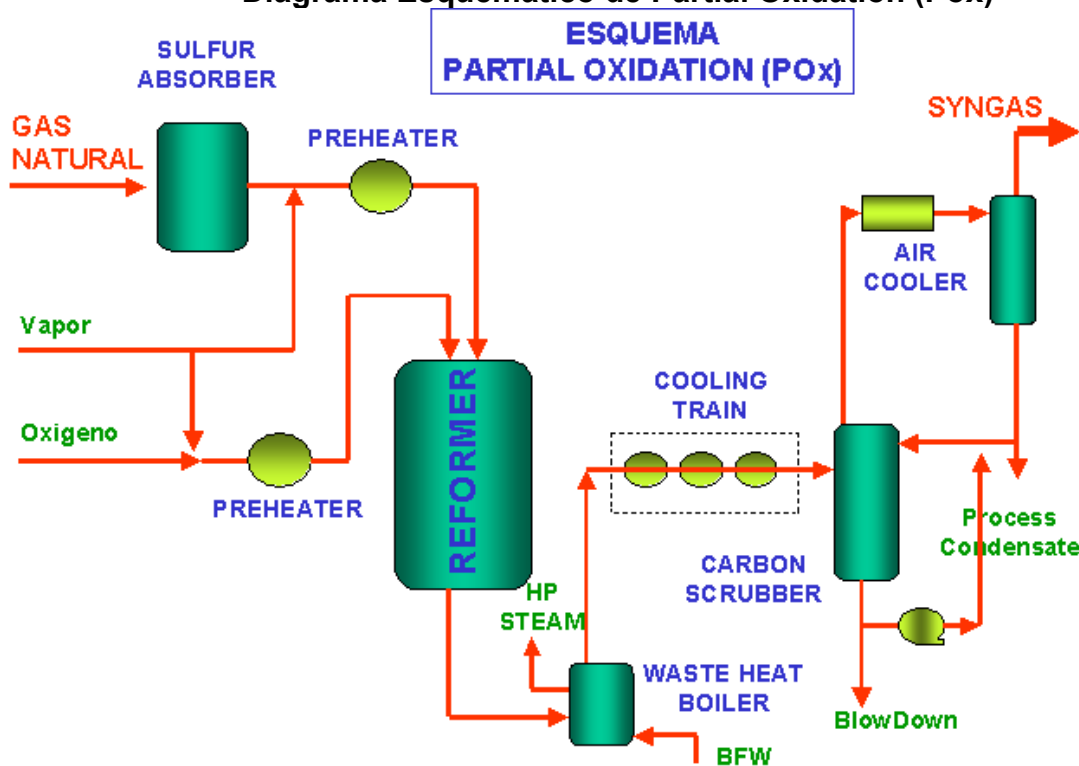
Independiente del tipo de REFORMER usado, las principales reacciones que toma lugar son:

Steam Reforming: $\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2$

Partial Oxidation: $\text{CH}_4 + 3/2 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2\text{O}$

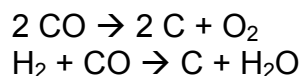
Water Gas Shift: $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$

FIGURA N° III-6
Diagrama Esquemático de Partial Oxidation (Pox)



Todas las reacciones son reacciones de equilibrio, por lo cual la composición del Syngas que sale del reactor es una función de la temperatura y presión de operación. Todas las tecnologías de producción de Syngas utilizan estas mismas reacciones para convertir el metano del gas natural a hidrógeno y monóxido de carbono. La principal diferencia entre los proveedores de tecnología son: el diseño del reactor y la integración de calor del esquema empleado.

Reacciones adicionales para formar el Carbono, son las llamadas Reacciones de Boudouard:



La formación de carbón no puede ser tolerada en un Reactor Catalítico, ya que el hollín puede tapan los lechos de catálisis. En los reactores Catalytic Autothermal (ATR) se adiciona vapor para suprimir esta reacción y prevenir la formación de hollín. El vapor también tiene el efecto de incrementar el ratio Syngas H_2 / CO , a través de reacción agua-gas.

La cantidad mínima de vapor requerido para prevenir la formación de hollín puede resultar en altos ratios para la síntesis de Fischer-Tropsch, y ante esta situación se adiciona CO₂ a la corriente, reciclando el Syngas.

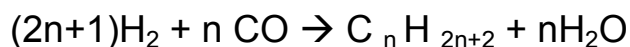
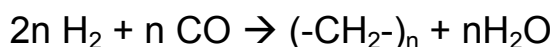
En un reactor no catalítico Partial Oxidation (Pox), la formación de hollín puede ser tolerada y se coloca un scrubber a la salida del reactor para remover el hollín.

La recuperación del calor, proveniente de la corriente caliente del Syngas que sale del reactor, es necesaria para mantener la eficiencia térmica. Esto se lleva a cabo, en un HEAT BOILER donde el vapor eleva su presión y el Syngas es enfriado desde la temperatura a la que sale (entre 1,000°C y 1,350°C) a una temperatura lo suficientemente baja para eliminar la posibilidad afectar al metal del BOILER. El fenómeno de afectar al metal es complejo (metal dusting) y puede ocurrir en un amplio rango de temperaturas y composición del gas. Si no se toma en cuenta, este efecto puede degradar el material de las tuberías del HEAT BOILER y generar fallas tempranas. Un proveedor de tecnología experimentado tendrá procesos y diseños mecánicos para evitar tales fallas.

El balance de la conservación de calor en la unidad Syngas es alcanzada por una integración cuidadosa de syngas cooling duties con varios heating duties, incluyendo steam superheating, gas natural precalentado y agua precalentada para alimentar el BOILER.

(2) Unidad para síntesis Fischer-Tropsch

En la unidad de síntesis Fischer-Tropsch (F-T), el hidrógeno y monóxido de carbono proveniente del Syngas es convertido a hidrocarburos, a través de una compleja combinación de reacciones que puede ser simplificada así:



Dependiendo del catalizador y de las condiciones de operación, los productos que pueden obtenerse pueden estar desde olefinas ligeras a parafinas lineales o ramificadas hasta ceras parafínicas de alto peso molecular. Una pequeña cantidad de hidrocarburos oxigenados son producidos como subproductos.

Las tecnologías desarrolladas para aplicaciones GTL se orientan hacia la maximización en el rendimiento de ceras y parafinas lineales dentro de la unidad F-T. Esto es típicamente alcanzado a través del uso de catalizadores base Cobalto y a relativamente bajas temperaturas en el rango de 220°C a 250°C.

En la síntesis F-T se utilizan catalizadores de Hierro o Cobalto. Los catalizadores de Cobalto tienen la ventaja de ser mas activos para la reacción F-T y con muy poca actividad para la reacción agua-gas. El Hierro tiene una considerable actividad para la reacción agua-gas, resultando en una potencial pérdida del rendimiento cuando se convierte CO a CO₂. Pero, el Cobalto es mas costoso que el Hierro sobre una base de peso, de tal manera que los beneficios necesitan ser ponderados contra un mayor costo del catalizador.

No es factible definir cual de los catalizadores tendrá un menor costo operativo por unidad de producto producido, costo del catalizador, vida y ratio de consumo ya que los proveedores no lo ponen a disposición fácilmente. El consenso general es que el Cobalto es preferido y es usado por todos los proveedores.

Para este proceso F-T, se cuentan con 03 tipos básicos de reactores:

- (1) Slurry Phase,
- (2) Tubular Fixed Bed,
- (3) Ebullated Bed.

Los reactores tipo Slurry Phase, llamados también Bubble Column y Ebullated Bed tienen la ventaja de ser mecánicamente simple para llevar sobre un base modular a grandes escalas, mientras que los reactores Tubular Fixed Bed están limitados mecánicamente a escalas de pequeña capacidad.

Las propiedades dinámicas del fluido de un sistema de tres fases en una "slurry bed" complica el proceso Scale-Up del reactor. Típicamente un piloto a escala o unidad de demostración se usa para confirmar el Scale-Up.

FIGURA N° III-7
Diagrama Esquemático de F-T: Slurry Phase Reactor

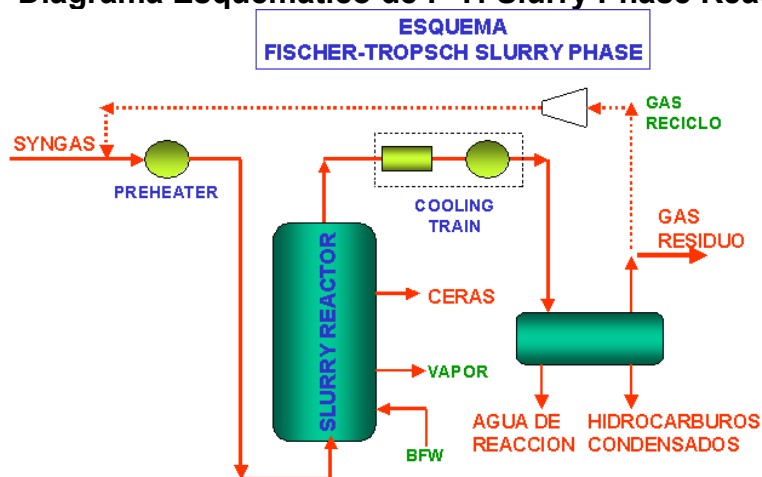


FIGURA N° III-8
Diagrama Esquemático de F-T: Tubular Fixed Bed Reactor

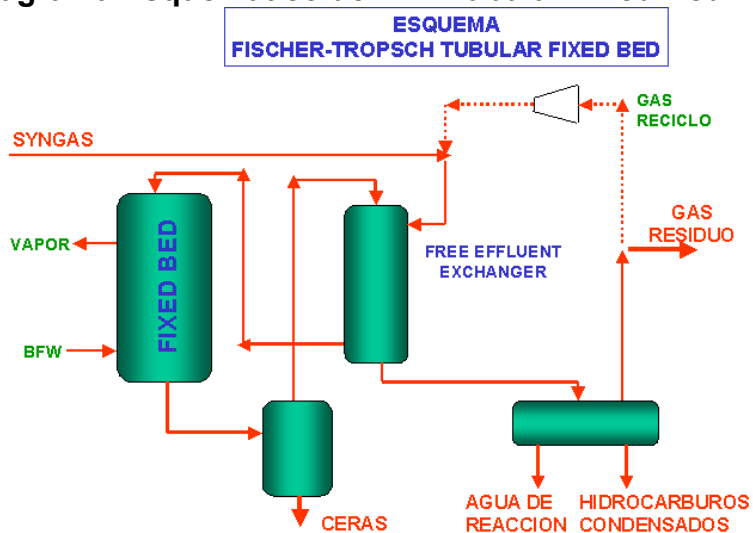
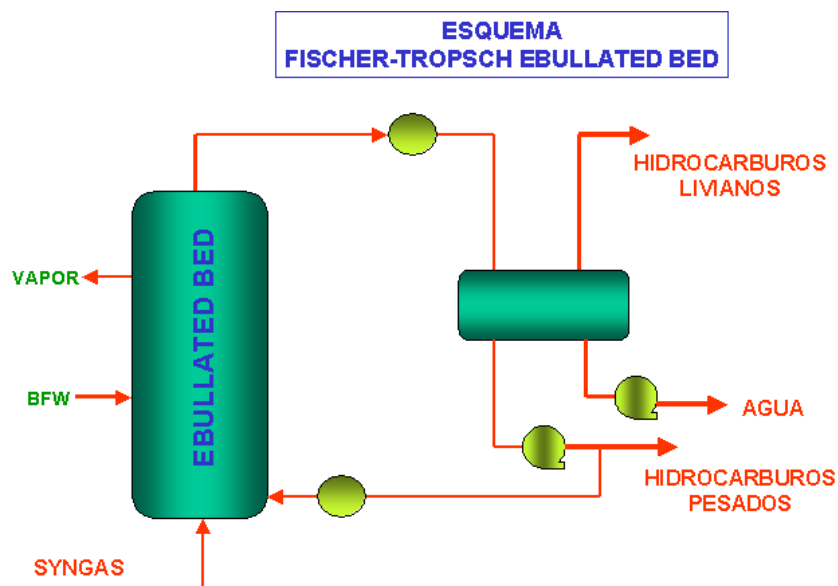


FIGURA N° III-9
Diagrama Esquemático de F-T: Ebullated Bed Reactor



(3) Unidad para “Work-Up” el Producto

Los productos primarios de la unidad F-T son los hidrocarburos sintéticos (que puede ser uno o mas dependiendo de la unidad de diseño), el gas residual (tail gas) que consiste de hidrocarburos ligeros y syngas no reaccionado y el agua de la reacción. Para conseguir el máximo valor de los productos resultantes de la unidad F-T, se requiere que sean procesados (upgraded) a productos comercializables a través de la Unidad Work-Up.

El mejor resultado de la porción comercializable es que el mercado para las ceras del F-T es pequeño y especializado, y se recomienda maximizar el diesel a través de hidrocracking a las ceras. Esta unidad necesita operar bajo condiciones que permitan maximizar el recobro de diesel. Esta unidad también se debe diseñar con suficiente flexibilidad para variar su estructura interna (slates) de tal manera que en el futuro se pueda permitir cambios como consecuencia del mercado de productos.

Los líquidos producidos a bajas temperaturas de la síntesis F-T son predominantemente parafínicos y los productos livianos contienen algunas olefinas y oxigenados que requieren ser removidos para estabilizar el producto para su transporte. El diesel y componentes ligeros son separados de la cera (wax) en el principal fraccionador upstream del mild hydrocracker, y son hidrotratados para eliminar las olefinas y oxigenados.

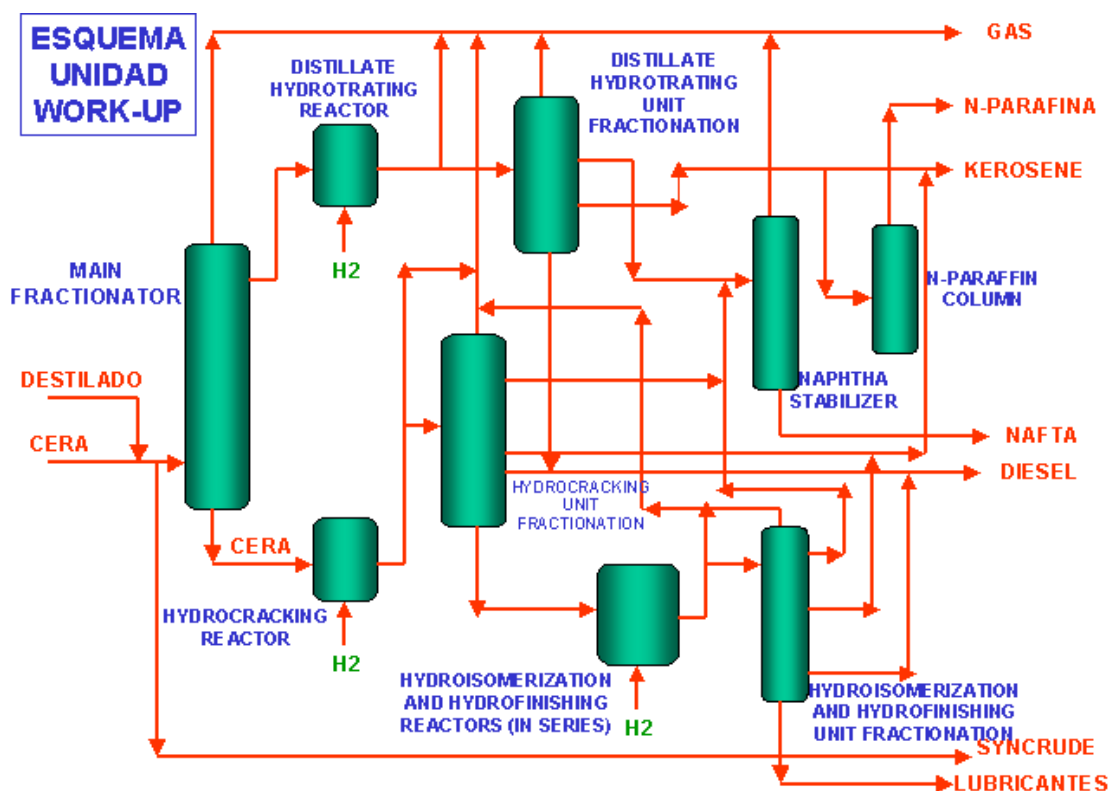
La Unidad Work-Up de una planta GTL contiene unidades de proceso que son requeridas para la conversión de la corriente que viene del reactor F-T en productos finales. Las unidades que están contenidas en la Work-Up son:

- (1) Fraccionador Principal,
- (2) Unidad de Destilado por Hidrotratamiento,
- (3) Hydrocraker de Ceras,
- (4) Hydroisodewaxing/hydrofinishing,
- (5) Fraccionador,

El Hydrocracker convierte las ceras pesadas F-T en nafta, kerosene y diesel. Esta corriente puede ser enviada a una unidad de hydroisomerization/hydrofinishing para producir lubricantes de muy alta viscosidad así como diesel y nafta adicional.

El fraccionador asociado con los hydroprocessing recupera nafta pesada, kerosene y diesel.

FIGURA N° III-10
Diagrama Esquemático de la Unidad “Work-Up”

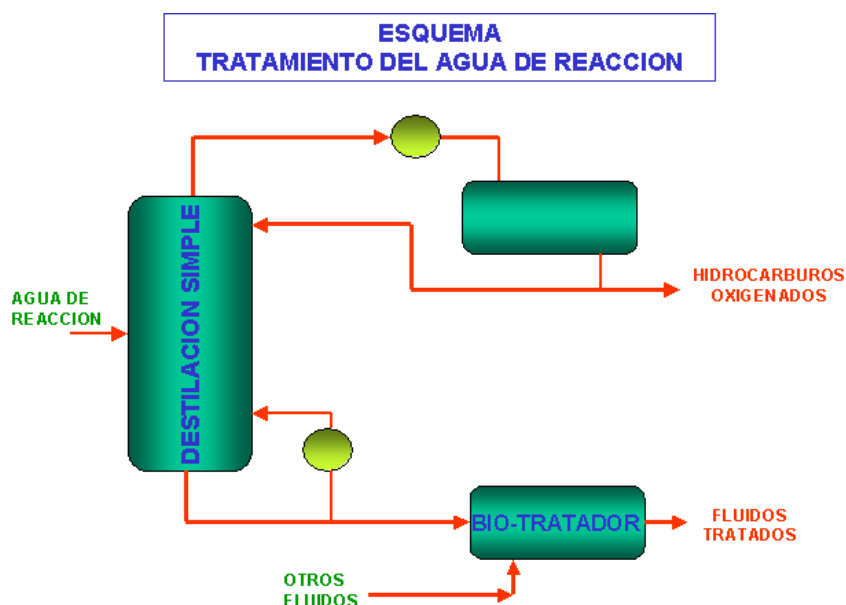


(4) Unidad para el tratamiento del agua de la Reacción

El agua de la reacción producida como un sub-producto de la síntesis de F-T contiene una mezcla de hidrocarburos oxigenados, incluyendo ácidos, alcoholes, ketones y aldehidos. Dependiendo si se elimina o usa el agua, se requiere remover estos compuestos para lograr un nivel requerido de pureza.

Típicamente, un sistema de destilación simple removerá los componentes químicos, a excepción de los ácidos que permanecerán en el fondo de la corriente. Los componentes químicos normalmente son quemados ya que las cantidades involucradas son tan pequeñas que no tienen atractivo económico para separarlos y purificarlos para venta. Los ácidos serán tratados bioquímicamente antes de su disposición al ambiente.

FIGURA N° III-11
Diagrama Esquemático de Tratamiento del Agua de Reacción



11.- INFORMACION SOBRE PROVEEDORES DE TECNOLOGIA

PLANTA GTL COMPLETA

1.-EXXON-MOBIL: Advanced Gas Conversion for the 21st (AGC-21)

Exxon-Mobil no proporciona información o datos sobre su tecnología. La información al respecto ha sido obtenida de información publicada y que se considera de dominio público.

Antecedentes

Exxon-Mobil reporta que ha gastado 300 MMUS\$ en los últimos 20 años desarrollando el proceso AGC-21. Cuentan con aproximadamente 400 patentes en los Estados Unidos y 1,500 patentes internacionales cubriendo diferentes aspectos del proceso.

Exxon-Mobil considera a sus patentes como un “activo estratégico”. La primera planta piloto con una capacidad de 200 BPD la llevó a cabo en la refinería Baton Rouge-Louisiana, entre los años 1990 a 1993. La planta incluyó 02 unidades de proceso de

propiedad de Exxon-Mobil: Una unidad Fluid Bed Syngas y una unidad de síntesis Bubble Reactor F-T.

Basada en la información lograda a través del programa de prueba de 03 años, Exxon publicó que podía diseñar plantas mayores a 50,000 BPD de capacidad.

Situación Actual

La Planta piloto se encuentra cerrada desde 1993 y no hay información de que pueda ser puesta en producción nuevamente. ExxonMobil publica ¹⁰⁵ que tiene planes de instalar una gran Planta en Qatar.

Datos de la Licencia

Considerando que Exxon-Mobil no respondió a la solicitud de información, los datos usados corresponden a las publicaciones de dominio público. En un artículo presentado en la 73RD GPA Annual Convencio en 1994 (por B. Eisenberg, L.L. Ansell, R.A. Fiato y R.F. Barman) se menciona que cerca de 100,000 BPD de líquidos pueden ser producidos de una reserva de 6 Tscf (Trillones americanos de pies cúbicos estándar) y operando por 20 años. Si asumimos que la tasa de gas es constante por el período de tiempo y con una operación de 340 días al año, el caudal sería de 882 MMpcd, con lo cual extrapolando a las condiciones del presente estudio se obtiene:

Suministro de Gas, MMpcd	10	15
Producción Líquidos, BPD	1,130	1,700

En las publicaciones de Exxon-Mobil no se presenta información sobre costos de capital. En un artículo publicado por Morgan Stanley Dean Witter el 09 de setiembre de 1997, proyectaron un costo de 24,000 US\$ por barril/día para una planta de 50,000 BPD de capacidad.

2.-SHELL: Shell Middle Distillate Synthesis (SMDS)

Shell ha estado involucrada por muchos años en el desarrollo de tres grandes tecnologías:

- (1)Producción de Syngas,
- (2)Síntesis F-T,
- (3)Hydroprocessing,

¹⁰⁵ Artículo "Stranded, not abandoned", publicado por Exxon-Mobil 2002.

Antecedentes

Shell ha estado muy activo en el desarrollo del proceso F-T entre los años 1970 y 1980, para lo cual compró la tecnología Gulf-Badger ¹⁰⁶ de Chevron, después que Chevron saliera del Golfo a los inicios de los 80's.

Shell construyó una planta piloto en 1983 y a los finales de los 80's diseñó su primera planta a escala comercial que fuera construida en Bintulu, Malasia y que inició a producir en 1993. La planta producía una serie de productos: ceras, nafta, kerosene, gasoil y varios tipos de parafinas lineales que eran vendidos como solventes y detergentes (feedstocks). Se hicieron embarques de Gasoil a las refinerías de California para ser mezclado con el diesel y mejorar su calidad. Lubricantes de alta viscosidad para ser usados en mezclas también fueron embarcados al Japón. Una explosión en la Unidad de Separación de Aire en diciembre de 1997 forzó al cierre de la planta. En una publicación ¹⁰⁷ de octubre del 2001, Shell informa que la planta de Bintulu esta operando.

Situación Actual

La planta de Bintulu fue reparada en Abril del año 2000. La capacidad de la planta fue incrementada en un 25% debido a una combinación de incremento de la capacidad del reactor en la unidad de Syngas (Shell Gasification Process – SGP) y un nuevo reactor mas grande con catalizador mejorado en la unidad de síntesis F-T (Heavy Paraffins Síntesis – HPS).

Datos de la Licencia

Igualmente Shell no proporcionó datos de sus proyectos GTL, por lo que los datos se basan en publicaciones de dominio público. En el artículo “The markets for Shell Middle Distillate Síntesis Products”, preparado por Peter Tijm de Shell para la Alternate Energy '95 Conference en Vancouver, Canada en Mayo 02 al 04 de 1995, se mencionó que el se podía producir 500,000 ton/año de hidrocarburos a partir de 100 MMpcd.

Si usamos una densidad promedio para el producto del orden de 745 kg/m^3 , basados en las especificaciones presentadas en el artículo, obtenemos aproximadamente 11,500 BPD..

¹⁰⁶ Badger es ahora parte de Raytheon

¹⁰⁷ Latest developments in GTL, Octubre 2001, Shell

Se reportó que en la planta de Bintulu se tiene un costo de 850 MMUS\$ para una capacidad nominal de 12,500 BPD, pero Shell mencionó que mucho de este dinero se había gastado en modificaciones y mejoras a los procesos.

3.-SASOL

Sasol es un empresa con mucha experiencia tecnológica que opera plantas F-T en Africa del Sur desde los '50s. Estas plantas que están actualmente en operación, usan carbón gasificado como una fuente de Syngas y tienen una capacidad combinada de aproximadamente 150,000 BPD de combustibles, químicos y petroquímicos intermedios.

Sasol también ha proporcionado la licencia de la tecnología F-t a otras compañías de Africa del Sur tal como Mossgas que opera una planta de 25,000 BPD alimentado por gas de yacimientos sobre el mar, siendo esta la mas grande planta en el mundo que utiliza la tecnología F-T.

Antecedentes

Todas las unidades de operaciones de Sasol utilizan los reactores F-T denominados de alta temperatura, que producen principalmente gasolinas y olefinas ligeras, mas combustibles tales como: LPG, diesel, jet fuel y kerosene.

Todos los reactores comerciales usan catalizador de Hierro. Actualmente Sasol tiene un reactor piloto que esta operando con un catalizador de Cobalto.

Situación Actual

Sasol ha formado un joint venture con Chevron para desarrollar proyectos GTL, lo cual le permitirá incrementar su presencia fuera de su mercado actual y fortalecerse con las reservas de gas y fortaleza financiera de Chevron para la búsqueda de cualquier proyecto. Cada socio contribuye con tecnología: Sasol aporta la tecnología F-T y Chevron el Hydroprocessing (que incluye hydrocracking, hydroisomerization y catalytic dewaxing para producción de lubricantes).

Adicionalmente, Sasol ha firmado un contrato con Haldor Topsoe para usar su tecnología de Autothermal Reforming para la producción de Syngas.

Datos de la Licencia

La información proporcionada por Sasol fue:

Gas Natural (MMpcd)	465
Oxígeno consumido (Tpd)	10,580
Diesel (BPD)	35,200
Nafta (BPD)	12,200
Agua para Make-Up (m3/hr)	3,100
Costo de Capital	972 MMUS\$
Costo de Operación	3.7 US\$/BI

4.-SYNTROLEUM

Syntroleum es una compañía pequeña de licencias y desarrollo de procesos que ha sido responsable de muchos artículos e información sobre tecnología GTL que ha sido publicada en los años recientes. Fue fundada en 1984 y desde entonces ha desarrollado tecnología para Autothermal Reforming y síntesis F-T.

Antecedentes

Esta compañía ha desarrollado catálisis F-T basada en Cobalto y ha efectuado progresos en el área de catalizadores "Chain limiting", que significa que la reacción F-T se detiene cuando se alcanza una longitud determinada de la cadena de hidrocarburos, con lo que se eliminaría la necesidad de un posterior cracking. Este catalizador esta en proceso de desarrollo y aún no es ofrecido a nivel comercial.

Han vendido su licencia a ARCO, Texaco, Marathon, YPF, Enron y Kerr-McGee. En adición han firmado acuerdos de alianzas con Criterion (vendedor de catalizadores), GE y ABB (vendedores de turbinas a gas) y Daimler Chrysler (fabricante de automóviles para la demostración de los productos combustibles).

Situación Actual

ARCO construyó una unidad piloto en la refinería de Cherry Point, WA, basado en la tecnología de Syntroleum y estaba compuesto de un AutoThermal Reforming y un Slurry Phase F-T.

El piloto fue diseñado para procesar 70 BPD en julio 1999. No ha sido factible conseguir información actualizada de este piloto. Entre los últimos planes esta el proyecto "Sweetwater" a ser implementado en Australia o Trinidad.

Datos de la Licencia

La información proporcionada por Syntroleum para una planta completa de GTL fue:

	150	500
Gas Natural (MMpcd)		
Diesel (BPD)	6,000	20,000
Nafta (BPD)	3,000	10,000
Kerosene (BPD)	3,000	10,000
Agua resultante (BPD)	15,600	52,000
Costo de Capital (MMUS\$)	351	1,097
Costo de Operación (US\$/BL)	5.36	4.96

UNIDAD SYNGAS

1.-TEXACO

Texaco ha sido por muchos años líder en tecnología de Oxidación Parcial (POx), para convertir materia prima de gas, líquidos y sólidos en gas de síntesis. Recientemente se ha interesado en tecnología GTL y producción basada en procesos F-T y ha conseguido licencias de tecnología F-T de Syntroleum y Rentech.

2.-LURGI

Sobre Lurgi se logró solo información de dominio público. Lurgi tiene una extensa experiencia tanto en Oxidación Parcial/Gasificación (POx) y Autothermal Reforming (ATR). Las unidades POx de Shell en el complejo Bintulu fueron diseñadas por Lurgi.

La tecnología de producción Syngas de Lurgi ha sido probada comercialmente. Lurgi ha mostrado interés en el área GTL, pero no se ha comprometido con vendedores de licencia de tecnología F-T.

3.-KRUPP/UHDE

Krupp/Uhde tiene mucha experiencia en tecnología Syngas, incluyendo AutoThermal Reforming y Conventional Steam Methane Reforming. Los datos proporcionados a continuación corresponden solo a la unidad de producción Syngas.

	150	500
Gas Natural (MMpcd)		
Producción de gas de síntesis (Nm ³ /hr)	511,780	162,822
Oxígeno (Nm ³ /hr)	98,300	32,440
Vapor (Ton/hr)	95	313
Consumo de Potencia (kW)	102	408
Agua para enfriamiento (m ³ /hr)	310	1,200
Costo de capital total (US\$)	79 MM	220 MM

Los costos de capital no consideran la Planta de Oxígeno.

UNIDAD FISCHER / TROPSCH

1.-RENTECH

La compañía Rentech se formó en 1981 para desarrollar tecnología de síntesis F-T y convertir sólidos, líquidos y gases de bajo valor en productos combustibles de alto valor. Han construido varios pilotos de reactores F-T en Colorado y una unidad comercial a pequeña escala.

La unidad comercial fue vendida a Donyi Polo Petrochemicals, Mumbai India en 1995, con una capacidad estimada de 350 BPD.

Los datos obtenidos solo para la unidad F-T son:

	150	500
Gas Natural (MMpcd)		
Nafta (BPD)	2,307	7,690
Diesel (BPD)	2,802	9,340
Parafinas lineales (BPD)	1,799	5,997
Olefinas alfa lineales (BPD)	2,485	8,283
Ceras (C20-C50) – (BPD)	7,086	23,620
TOTAL productos (BPD)	16,478	54,930
Agua del producto (BPD)	6,500	21,600
Alcohol del producto – mezcla (BPD)	890	2,900
Costo de capital (US\$/BI capacidad)	7,000	5,800
Costo de operación: Químicos y Catálisis (US\$/BI)	2.70	2.70
Operación y mantenimiento: personal (US\$/BI)	34	34
Consumo energía (MW)	1.5	5
Producción de Vapor a 450 psig (lb/hr)	850,000	3'000,000

RESUMEN

Para una capacidad de 150 MMpcd de gas natural

		SASOL	SHELL	EXXON	SYNTROLEUM	RENTECH
Nafta	BPD	3,940			3,000	2,307
Kerosene	BPD	Na			3,000	0
Diesel	BPD	11,350			6,000	7,086
Lubricantes	BPD	na			na	na
Parafinas lineales	TPD	na			na	na
Ceras	TPD	na			na	na
Total productos	BPD	15,290	17,347	17,000	12,000	16,479
Energía para exportar	MW	15			100	Na
Número de trenes		1				5
Utilitarios						
Agua	M ³ /hr	990				
Energía	MW	35				
COSTO CAPITAL						
Syngas	MMUS\$	119			235	
FT	MMUS\$	59				
Work-Up	MMUS\$	40				
Otros Proc	MMUS\$	40				
Utilitarios	MMUS\$	59			70.5	
Offsites	MMUS\$	79				
TOTAL	MMUS\$	395	550-1000		351	
OPEX	US\$/BI	5.56			5.36	
	MMUS\$/año	28.90			21.87	

ANEXO IV

ASPECTOS DE LA ECONOMÍA DE LOS RECURSOS NATURALES

Los recursos naturales han constituido objeto de estudio de la microeconomía social, la que ha generado la economía de los recursos naturales¹⁰⁸, conformada por los efectos económicos de las decisiones de política. Esta rama aplica la teoría económica y los métodos de análisis cuantitativo a los problemas de política gubernamental en materia de oferta, asignación, distribución y conservación de los recursos naturales incluido el medio ambiente¹⁰⁹.

Evolución y Caracterización

La economía de los recursos naturales se consolida en la década de los 70's, dado que a partir de la crisis petrolera de 1973 se dio origen a un gran interés social hacia los problemas del agotamiento de los recursos y la contaminación ambiental. Sin embargo, desde hace muchos años atrás, grandes pensadores de la economía y las ciencias naturales aportaron los elementos que hoy forman parte de esta disciplina.

David Ricardo citado por Tietenberg¹¹⁰, fue uno de los precursores de la economía de los recursos naturales y su agotamiento, al considerar que las existencias limitadas impondrían limitaciones al crecimiento económico.

William Stanley Jevons citado por Romero fue quien sentó las bases para el desarrollo de la economía de los recursos al promulgar el principio de equimarginalidad¹¹¹ en su trabajo "Theory of Political Economy", y luego en su libro "The Coal Question", a pesar que no toca el tema de la asignación intergeneracional de los recursos agotables, estudia la influencia de la escasez de los recursos en el desarrollo económico y la relación entre la eficiencia termodinámica de las máquinas y el consumo del carbón. Jevons pronosticó que el agotamiento de este mineral pondría fin al desarrollo industrial inglés.

Rudolf Clausius (1885) publicó acerca de las reservas energéticas y su utilización en

¹⁰⁸ Ron Fleming, "APUNTES DE CLASE - Natural Resources Economics: Introduction", University of Kentucky, ARTICULO, "NaturalResourcesEconomics-Class16.pdf"

¹⁰⁹ Allen Blackman, Mitchell Mathis y Peter Nelson, "The Greening of Development Economics: A Survey", Resources for the future, 2001, ARTICULO, "TheGreeningOfDevelopmentEconomics.pdf"

¹¹⁰ Tietenberg, "Rights, Rents and Remedies", ARTICULO, "Rights-Rents-Remedies-Chap03-TIETENBERG.pdf".

¹¹¹ ROMERO, Carlos , en Economía de los recursos ambientales y naturales. 1994. Afirma que este principio constituye el núcleo de la economía de los recursos naturales y prácticamente de toda la economía de corte neoclásico, pues sirve de soporte a toda la teoría marginal del valor.

beneficio de la humanidad, señalando que al utilizar excesivamente los stocks de carbón acumulados desde tiempo inmemorial, se estaba dilapidando una cuantiosa herencia.

Alfred Marshall (1920), el fundador de la economía neoclásica en “Principles of Economics”, se refirió al hecho de que el hombre no puede crear ni destruir la materia¹¹² o la energía y reconoció la contribución positiva de la naturaleza en la producción.

Marshall además introdujo el concepto de externalidad positiva en la literatura económica y sus aportes condujeron a la conformación de la economía de los recursos naturales, tal como fue la publicación del artículo de Harold Hotelling¹¹³ “The Economics of Political Economy”, en el que establece su criterio básico denominado posteriormente Regla de Hotelling, sobre la oportunidad de extracción de un recurso no renovable, mostrando la estrategia óptima para su extracción. Luego se ampliaría este principio al caso de los recursos renovables como los pesqueros y forestales.

Durante la crisis petrolera 1973-1974, se evidenció la limitante del crecimiento económico, determinada por la escasez de un recurso natural, convirtiéndose en un área de estudio económico justificada, complementada e impulsada por las manifestaciones de deterioro de los recursos ambientales, así como por las experiencias en cuanto a la dificultad de abastecimiento, volatilidad de precios y creciente consumo de materias primas minerales, a fin de encontrar vías de racionalización en la explotación, manejo y utilización de los recursos naturales.

El desarrollo de la economía neoclásica de los recursos naturales se ha efectuado sobre la base de 3 postulados claves: **valoración, contaminación y agotamiento**. Esto ha implicado en el caso de los no renovables, el redescubrimiento del modelo de Hotelling a través de estudios teóricos y empíricos que pretendieron subsanar fallas de los primeros modelos de Hotelling, como los de Pyndick (1978, 1982), Livernois y Uhler (1987), Swierzbinski y Mendelsohn (1989), entre otros.

Con respecto a la sostenibilidad, la teoría neoclásica contemporánea considera que deben establecerse conexiones entre equidad intergeneracional¹¹⁴ y la teoría económica, maximizando el valor presente del bienestar futuro, lo cual se considera confuso y complejo.

En los últimos años, se han desarrollado algunas propuestas alternativas, como la economía ecológica¹¹⁵, que trata aspectos relacionados al incremento de las materias

¹¹² James Sweeney, “Economics Of Energy”, Stanford University, ARTICULO, “Energy-Economics.pdf”

¹¹³ Harold Hotelling, “The Economics of Exhaustible Resources”, the journal of political economy, 1931, ARTICULO, “TheEconomicOfExhaustibleResources-HOTELLING.pdf”

¹¹⁴ Diego Azqueta y Daniel Sotelsek, “Comparative Advantages and the exploitation of environmental resources”, CEPAL, 1999, ARTICULO, “ComparativeAdvantageAndTheExploitationOfEnvironmetalResources.pdf”

¹¹⁵ Luis Jiménez, “Desarrollo Sostenible y Economía Ecológica”, abril 1997.

primas tomadas del ambiente y de los desechos que van a parar a este.

En resumen, la economía neoclásica ha considerado a los recursos naturales y a la naturaleza que los proporciona, como bienes comercializables en el mercado y cuyo valor está determinado por este, sin tomar en cuenta sus características físicas en tanto ellas no se reflejen en su precio. Por otro lado, la disciplina económica no ha considerado importante a la tierra, incluido el flujo de recursos provenientes de la naturaleza, ya que los modelos econométricos se refieren a la contribución del capital y el trabajo en la producción.

Equilibrio del Mercado

A pesar que los mercados actuales de recursos naturales son imperfectos, se ha orientado gran esfuerzo a la búsqueda de aplicaciones y variantes a los métodos de análisis de mercados perfectos, o a la discusión y obtención de propuestas frente a los llamados fallas del mercado, a fin de lograr el cumplimiento de su postulado básico "los precios asignan de una manera óptima los recursos".

Esto ha originado diversas modalidades de análisis económico, tal como las técnicas empíricas, de "no mercado", para la valoración y asignación eficiente de los recursos naturales, aplicables a los casos: (a) cuando los cambios en la cantidad no son marginales, ó, (b) cuando sus precios eficientes no son observables, ó, (c) cuando se trata de los llamados bienes sin precio. Estas técnicas se utilizan extensamente en la actualidad, variando su estructura y denominación según el autor que las aplique y el objetivo buscado.

Algunas de las técnicas de mayor aceptación y actualidad son: técnicas de indiferencia, método del costo de viaje, método de las variables hedónicas y valoración contingente entre otras, las cuales tienen su rango de aplicación de acuerdo con el tipo de recurso natural objeto del análisis.

A pesar de la sofisticación de las técnicas mencionadas, muchos aspectos de la economía de los recursos naturales se estudian utilizando el modelo convencional de oferta, demanda y equilibrio de mercado. Tal como el análisis del mercado de disminución de la contaminación, basada en la suposición razonable de que los que contaminan sólo lo hacen en la medida en que esto les ahorra costos, por lo que se origina una demanda de reducción de la contaminación, ya que los consumidores obtienen gran satisfacción de un ambiente no contaminado, y una oferta por parte de las empresas productoras cuando encuentran que un ambiente limpio reduce sus costos de operación.

En línea con lo anterior, existe una demanda de reducción de la contaminación que se representa por una curva típica de demanda con pendiente negativa, y también una oferta de reducción de la contaminación, representada por una curva típica de oferta con pendiente positiva. Análisis de este tipo son frecuentes en los casos del mercado del agua para irrigación, distracciones al aire libre y otras asignaciones de recursos

renovables y ambientales.

Cuando se trata de establecer el nivel socialmente óptimo de contaminación dentro de la idea general de que quien contamina paga, también se puede recurrir a otros métodos intervencionistas, entre los cuales está el gravar con un impuesto a la actividad productiva del agente contaminante, o soluciones de libre negociación.

Para alcanzar el nivel óptimo de externalidad negativa, se han propuesto formas de intervención las que se describen a continuación:

- (.) Normas Ambientales: fijar una máxima cantidad de producto para que no se sobrepase una cantidad máxima de contaminación. La norma puede lograr una solución eficiente si logra coincidir con el óptimo social X^* .
- (.) Subsidios: asignar un subsidio a las empresas que contaminan por debajo de determinado nivel, generando estímulos para que el agente contaminante invierta en equipos que reduzcan la contaminación¹¹⁶.
- (.) Permisos de contaminación: Emitir un número de permisos igual al nivel óptimo de producción que se pueden comprar y vender en un mercado establecido para tal efecto. La curva de oferta de este mercado es inelástica y va a coincidir con el nivel socialmente óptimo de producción X^* . De esta manera el mercado regularía el uso adecuado del medio ambiente

El enfoque de Coase (1960), consiste en proponer un conjunto de condiciones que, si se cumplen, puede llegarse al óptimo a través de la libre negociación entre el agente contaminador y el agente que sufre la contaminación, como una solución de mercado al problema de alcanzar el óptimo social. Blackorby¹¹⁷ manifiesta su desacuerdo en lo referente al uso de variaciones compensadoras cuando se toman en cuenta aspectos éticos.

Métodos de Valoración

Los métodos de valoración de los recursos naturales renovables y ambientales se originan debido a la necesidad de medir ciertos aspectos tales como: cambios en el bienestar económico de la sociedad, debido a la extracción o utilización de un recurso; impacto de las actividades económicas en términos de degradación o contaminación del ambiente; efectos potenciales de nuevos proyectos de inversión y magnitud de las transferencias de beneficios ocurridas cuando no se consideran las externalidades de un proyecto.

Uno de los métodos mas conocidos es el de valoración económica para determinar los

¹¹⁶ Hans Binswanger y Rabindra Chakraborty, "The Economics of Resource Management", University of St. Gallen – Switzerland, 2000, ARTICULO, "TheEconomicOfResourceManagement.pdf"

¹¹⁷ Charles Blackorby y David Donaldson, "The case against the use of the sum of compensating variations in cost-benefit analysis", University of British Columbia, 1990, ARTICULO, "TheCaseAgainstUseCBA.pdf"

costos y beneficios para la sociedad involucrada en el desarrollo de un proyecto. Este tipo de valoración económica llamado análisis costo-beneficio puede usarse en teoría no sólo para la valoración de proyectos de inversión privada, sino de políticas para emprender cierto número de proyectos y de programas.

El esquema convencional de análisis costo-beneficio presenta dificultades prácticas en lo referente a tomar en cuenta los impactos ambientales¹¹⁸ del desarrollo económico y ha dado lugar a desarrollos que tratan de resolver tales dificultades, como las relacionadas a la falta de un mecanismo interno de sostenibilidad y la falta de homogeneidad en las formas de representar el costo-beneficio, ya que los impactos ambientales de un proyecto se presentan como evaluaciones descriptivas no monetarias y por lo tanto pueden no tener igual peso que los rubros dados en valor moneda para los que toman las decisiones.

Los métodos de valoración por asignación monetaria permiten la agregación y comparación de recursos heterogéneos, teniendo cuidado en los aspectos relacionados a tasas de descuento e inflación, variables en el tiempo y entre países.

Estos métodos podemos dividirlos en dos grupos:

(i) Grupo de Asignación de Precios.- Que trata de asignar valores monetarios a los bienes y servicios ambientales haciendo referencia a otros bienes que tienen precios de mercado. Estas técnicas son fáciles de operar y pueden proporcionar una evaluación adecuada, si se considera que un precio cualquiera es mejor que un “no precio”, pero se puede subestimar el valor total de un bien y por lo tanto conducir a una asignación equivocada de la inversión. Los métodos involucrados son:

- (.) Costos de oportunidad: Examina el valor de mercado que tendría conservar o incrementar un recurso en particular. Estrictamente debería ser el precio neto del mercado pero hay que tomar en cuenta que se trata de bienes subutilizados por lo que el precio puede ser función de la estructura de mercados y de la acción política de grupos interesados.
- (.) Costos de alternativas: cuando un recurso está siendo usado o se planea usarlo en algún proyecto de desarrollo o producción, la determinación de su precio se hace calculando el costo de utilizar algún otro recurso alternativo.
- (.) Costo sombra: se asigna el precio del recurso tomando en cuenta el costo de proporcionar un bien alternativo igual en otra parte.
- (.) Subsidios: el gobierno como árbitro de las preferencias públicas, valora

¹¹⁸ Alan Holland y Jeremy Roxbee Cox, “The Assumptions of Cost Benefit Analysis: A Philosopher’s view”, Lancaster University, 1996, ARTICULO, “TheAsumptionCBA.pdf”

bienes y servicios ambientales a través de subsidios pagados directamente a los productores (particularmente agricultores) por adoptar prácticas de producción ambientalmente sanas.

- (.) Dosis-respuesta: se usan técnicas estadísticas que muestran la relación entre los diferentes niveles de contaminación (el estímulo o la dosis) y los diferentes niveles de perjuicios (la respuesta).

Todos estos esquemas de monetización, son llamados también “no curva de demanda”, en el sentido de que su precio no se define por las condiciones del mercado y se utilizan con frecuencia para proporcionar evaluaciones aproximadas de los bienes y servicios ambientales, que de otra manera podrían ser considerados como gratis.

(ii) Grupo de Valoración Con Curva de Demanda.- Consiste en determinar el valor total de un bien sin tomar en cuenta su naturaleza, analizando la curva de demanda, la que muestra la cantidad del bien que la gente adquiriría si varían los precios. Se han desarrollado varios esquemas de valoración de curva de demanda que son de implementación más compleja que los métodos basados en asignación de precios, pero son más útiles para los casos en que es probable tener un recurso con una gran disparidad en valor y precio¹¹⁹.

Estos métodos recurren a la estimación de una curva de demanda para el recurso bajo análisis. Estas curvas proporcionan valoraciones más reales que las de simple asignación de precios. Hay dos tipos básicos de métodos de valoración con curva de demanda, de acuerdo a la forma en que las personas, asignen el valor y manifiestan sus preferencias:

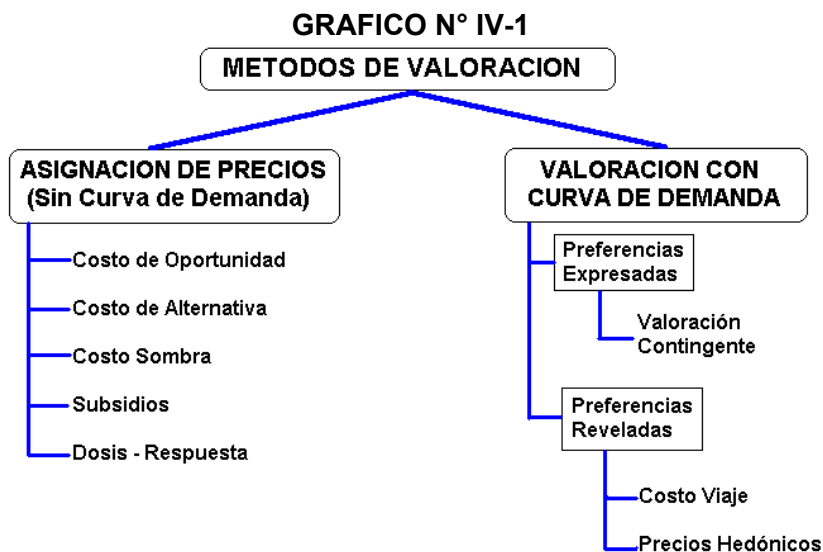
- (a) **Preferencias expresadas:** en este esquema se pregunta directamente a las personas acerca de sus preferencias declaradas en forma individual, vía encuesta, y acerca de su propia valoración del recurso en análisis. El más importante de los métodos de este grupo es el de valoración contingente, porque considera que la gente además de individuos, son miembros de la sociedad, por lo que es de esperar que sus evaluaciones declaradas sean una mezcla de preferencias individuales (privadas) y públicas que toman en cuenta las externalidades. Este método se basa en preguntar cuánto estaría dispuesto a pagar cada individuo para preservar un recurso o cuánto estaría dispuesto a aceptar en compensación por su pérdida.
- (b) **Preferencias reveladas:** en este esquema se analiza las compras individuales de los bienes con precio de mercado que son adquiridos con

¹¹⁹ Para el análisis de precios y valor ver Varian H. (1996): "Microeconomía Intermedia", capítulo 10, "La elección Intertemporal" ó Mankiw (1997): "Macroeconomía", páginas 25-27 y 188-191.

el fin de disfrutar del recurso en análisis. Uno de los métodos es el de costo de viaje¹²⁰ con el que se determina los costos en que los individuos incurren para acceder a un lugar como una aproximación de su valor de recreación. Otro método es el de los precios hedónicos¹²¹, que se aplica normalmente a la valoración de recursos ambientales como el paisaje, el ruido y la calidad del aire que se reflejan en el precio local de una casa y consiste en estimar a través de análisis estadístico, la relación entre las variaciones en el precio de un bien privado y la cantidad de los recursos ambientales analizados, especificando primero de manera empírica una función de precios hedónicos y luego a partir de esta, la función implícita de demanda de los recursos buscados.

Aunque los métodos de valoración con curva de demanda son más difíciles de aplicar que los esquemas de asignación de precios, tienen una mayor aplicabilidad y se consideran idóneos para estimar valores en vez de precios, los cuales pueden diferir considerablemente.

En adición a los métodos presentados (esquematisados en el Gráfico N° IV-1), existen metodologías multicriterio que intentan resolver el conflicto entre objetivos ambientales y objetivos económicos en un contexto de gestión para un área natural o una reserva forestal, considerando precios internos o valores sombra cuando los precios de mercado no están relacionados con el escenario de producción de los recursos a evaluar.



Fuente: Elaboración propia.

¹²⁰ Utilizado cuando ambos bienes, los que tienen precio y los que no lo tienen son complementarios en la función de utilidad de una persona.

¹²¹ La técnica de precios hedónicos tuvo su origen en los expertos en publicidad y fue introducida en la literatura por Griliches (1971) y Rosen (1974), citados por Diego Azqueta (1994) p. 131, cap. 6 del texto: Valoración económica de la calidad ambiental.

Valor Económico Total de los Recursos Ambientales

El valor económico de los recursos ambientales generalmente no es observable en el mercado a través de precios que reflejen su costo de oportunidad. Sin embargo, ellos tienen atributos de consumo asociados a su uso o existencia que afectan tanto a la producción de bienes o servicios privados como directamente al consumo de los individuos.

Es común en la literatura desagregar el valor económico total del recurso ambiental (VET) en valores del uso (VU) y de no-uso (VNU).

El valor del uso (VU) puede ser, a su vez desagregado en:

Valor de uso directo (VUD) - cuando se usa actualmente un recurso, por ejemplo, en forma de extracción, visita u otra actividad de la producción o consumo directo.

Valor de uso indirecto (VUI) - cuando el beneficio actual del recurso se deriva indirectamente de las funciones del ecosistema.

Valor de opción (VO) - valor de usos directos e indirectos que podrían potencialmente existir en un futuro próximo. Reconoce que los individuos que no usan un recurso actualmente pueden valorar la opción de usarlo en el futuro, trasladando recursos a las generaciones futuras, lo que representa un valor herencia

El valor de no-uso (VNU) o valor pasivo, referido al valor que un individuo le puede asignar a la preservación de algún recurso que nunca será usado directamente por él o por las generaciones futuras, representa el valor de existencia (VE) pero no está asociado al uso (aunque representa consumo ambiental) y se deriva de un aspecto moral, cultural, ética o altruista en relación a los derechos de existencia de las especies no-humanas o la preservación de otras riquezas naturales, aun cuando éstas no representen uso actual o futuro para los individuos¹²².

El VE representa el deseo del individuo de mantener ciertos recursos ambientales para que sus herederos (generaciones futuras), disfruten de los usos directos e indirectos (valor del legado) y es un aspecto conceptual considerar hasta qué punto un valor así definido se asocia más al valor de opción que al valor de existencia. Es importante admitir que los individuos pueden asignar valores independiente del uso que le puedan dar hoy o de lo que piensen hacer mañana.

¹²² Los bienes privados también pueden presentar estos atributos, lo cual se expresaría en lo que las personas llaman el valor de estimación.

En este contexto, una expresión para el valor económico total (VET), que se encuentra esquematizada en el Gráfico N° IV-2, sería el siguiente:

$$\text{VET} = \text{VU} + \text{VNU}$$

$$\text{VU} = \text{VUD} + \text{VUI} + \text{VO}$$

$$\text{VNU} = \text{VE}$$

$$\text{VET} = (\text{VUD} + \text{VUI} + \text{VO}) + \text{VE}$$

Donde:

VET = Valor económico total

VU = Valor de uso

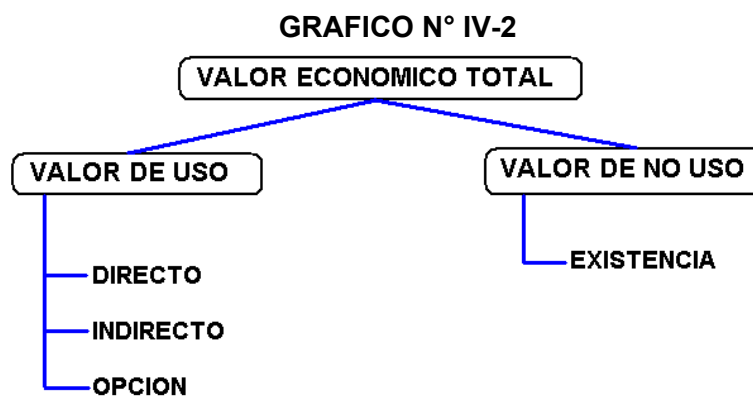
VNU = Valor de no-uso

VUD = Valor de uso directo

VUI = Valor de uso indirecto

VE = Valor de existencia

VO = Valor de opción



La Tabla N° IV-1 identifica los casos específicos de los recursos ambientales asociados a la biodiversidad de las selvas tropicales que se pierden en el proceso de deforestación, cuando ocurre la conversión de las tierra del bosque para actividades agrícolas.

TABLA N° IV-1
EJEMPLO DE VALORES ECONOMICOS DE LOS RECURSOS NATURALES

VALOR DE USO			VALOR PASIVO O VALOR DE NO-USO
VALOR DIRECTO	VALOR INDIRECTO	VALOR DE OPCION	VALOR DE EXISTENCIA
Provisión de recursos extractivos madereros y no madereros y uso de no-consumo como por ejemplo el ecoturismo.	Soporte para las actividades económicas y bienestar humano, como por ejemplo, protección de reservorios de agua, control tierras, control del fuego y control de lluvias y microclimas.	Uso futuro del patrimonio genético, Como por ejemplo, para el descubrimiento de nuevo fármacos.	Valor intrínseco, existencia de especies no-humanas o preservación de valores culturales, religiosos e históricos.

Se debe tomar en cuenta que un tipo de uso de recurso ambiental puede excluir otro. Por ejemplo, el uso de una área para la agricultura excluye de su uso la conservación del bosque que cubriría esta tierra. Así, el primer paso en la determinación del VET será la identificación de estos conflictos de uso y, por lo tanto hay que conocer las relaciones ecológicas que determinan la exclusión de usos. A partir del conocimiento del daño biológico o físico es que será posible la determinación de sus valores económicos. Esta dificultad es más grande a medida que pasamos de los valores de uso directo hacia valores de no-uso. Los valores de uso, uso indirecto y de opción presentan mayor dificultad que los de usos directo.

Cuando la disponibilidad de un recurso ambiental es afectada (para mejor o peor, tanto en términos cuantitativos como en calidad) ocurre también un impacto en la producción del bien o servicio privado. Si el impacto altera la cantidad producida del bien privado, el valor económico de este impacto puede ser medido por la variación de ingreso (ingreso bruto menos costos de producción o excedente del productor) de esta alteración de la producción. Por ejemplo, al despoblar de árboles una área, se elimina la producción extractiva, y por tanto se pierde el ingreso de esta actividad.

Para evitar una variación de la producción, debería ocurrir una variación en el costo de producción a fin de compensar la alteración en la disponibilidad del insumo ambiental. De cualquier forma, esta variación del costo de producción significará también una variación en los ingresos de la actividad que produce el bien o servicio privado. Por ejemplo, la deforestación puede indirectamente aumentar la probabilidad de lluvias intensas y, causar daños con las inundaciones. El valor de este daño sería, el costo ambiental asociado a la deforestación.

Pearce y Turner¹²³ en su definición acerca del criterio de valor económico total, reconoce que los individuos también son miembros de una sociedad que además

¹²³ Pearce y Turner, "Economía de los Recursos Naturales y del Medio Ambiente", Edición 1995 (Edición en inglés 1990).

tienen motivaciones altruistas (preferencias públicas), y que estas pueden estar influenciadas por valores de herencia y existencia. Pearce introduce el concepto de “valor estadístico de la vida”¹²⁴.

La economía ambiental es una extensión a la teoría económica convencional, que intenta incorporar el ambiente en los esquemas económicos, y que está construida sobre el análisis económico básico, resaltando el bienestar social y maximizando la eficiencia con la que se priorizan los recursos escasos entre proyectos alternativos.

Criterio de Sustentabilidad (Desarrollo Sustentable)

Sharp¹²⁵ describe al desarrollo sustentable como la integración de conceptos de diferentes disciplinas tal como la Economía, Ecología, Ética, Sociología y Ciencias Políticas. Asimismo, lleva a cabo una recopilación de los diferentes conceptos establecidos a la fecha y los cuales se resume en el cuadro siguiente:

PROPONENTE	DEFINICION	ASPECTOS CLAVES
WCED, 1987	Es el desarrollo que satisface las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las generaciones futuras.	(1)El desarrollo es considerado como elemento de cambio, (2)Introduce idea de balance entre necesidades presentes y necesidades futuras, (3)Los límites al desarrollo están condicionados a la tecnología, organización social y biosfera.
Pearce, 1989	Involucra la idea de un sistema económico y social que asegura que los objetivos deseables para la sociedad son sostenibles.	(1)Especifica objetivos: ingreso, educación y calida de vida. (2)Enfasis en sistema económico y social que pueden lograr objetivos. (3)Compensación intertemporal a través de ajustes al stock de capital (natural y manufacturado).
Pezzey, 1992	Es el desarrollo que asegura la no declinación de la utilidad per-cápita.	(1)Modelo analítico formal de elección intertemporal, (2)Noción de equidad intergeneracional incluida como función objetiva, (3)Tratamiento explícito de variables de desarrollo sustentable: Consumo, recursos y polución.
Daly, 1991	El desarrollo sustentable requiere que el capital natural sea mantenido intacto.	(1)Conservación del capital natural a través del tiempo, (2)Capital natural y manufacturado son tratados como complementos, (3)El agotamiento del recurso no renovable es compensado con inversión en sustitutos renovables.

¹²⁴ D.W. Pearce and A Howarth, “Technical Report On Methodology: Cost Benefit Analysis and Policy Responses”, European Commission, 2000, ARTICULO, “TechnicalReportOnMethodology-CBA-PEARCE.pdf”

¹²⁵ Basil Sharp, “Sustainable Development: Environment and Economic Framework Integration”, University of Auckland, ARTICULO, “EnvironmentalAndEconomicFrameworkIntegration.pdf”

Sharp menciona que los elementos del Desarrollo Sustentable son:

- (1) Crecimiento Económico.
 - (a) El consumo y la producción son orientados por la maximización del VAN,
 - (b) El progreso tecnológico es una variable importante en la teoría de crecimiento,
 - (c) La viabilidad para crecimiento sustentable depende de la elasticidad de sustitución entre insumos
- (2) Bienestar Intergeneracional.
 - (a) Los aspectos de generación futura son de importancia central en los modelos de elección intertemporal,
 - (b) El tomar en cuenta diferentes conceptos éticos de bienestar intertemporal pueden conducir a diferentes formas de crecimiento y ambiente.
 - (c) Los aspectos de generación futura son temas éticos.
- (3) Descuentos.
 - (a) Las tasas de descuento social son determinadas dentro del sistema socioeconómico.
 - (b) La biosfera no debería ser considerada externa al sistema socioeconómico.
 - (c) La tasa social de descuento puede no ser constante en el tiempo,
 - (d) No se debería usar una tasa de descuento para un proyecto específico.
- (4) Ecología y Leyes Físicas.
 - (a) Factibilidad de ajustar el capital natural en el tiempo estaría restringida a factibilidad ecológica,
 - (b) El balance de materiales es un importante principio a ser reconocido en política ambiental,
 - (c) Puntos de vista Biocéntrico a antropocentrico han tenido diferentes significados en política de desarrollo sustentable,
- (5) Capital.
 - (a) El acervo de capital de la nación incluye capital manufacturado, humano y social,
 - (b) Estas formas de capital pueden ser visualizados en los conceptos tradicionales de la economía: stocks, flujos, e inversión en mejoras,
 - (c) La noción de capital natural debería explícitamente reconocer las relaciones biofísicas y sus límites.
- (6) Sustitución.
 - (a) La elasticidad de la sustitución entre las formas de capital son desconocidas,
 - (b) Factores ecológicos pueden limitar las posibilidades de sustitución,
 - (c) Límites adicionales a la sustitución intertemporal podría restringir el crecimiento económico,
- (7) Valoración.
 - (a) La valoración "no-mercado" es necesaria si el gobierno esta dispuesto a una eficiente política ambiental,

- (b) Las técnicas de valoración son aceptadas por los gobiernos y entidades de un cada vez creciente número de países,
 - (c) Las técnicas de valoración han sido desarrolladas a un nivel micro y macro,
 - (d) La valoración no es universalmente aceptada.
- (8) Riesgo e Incertidumbre.
- (a) El riesgo impacta a muchos elementos del desarrollo sustentable,
 - (b) Ecosistemas saludables pueden tener perturbación extrema,
 - (c) Si existe aversión al riesgo, los individuos y la sociedad podrían estar dispuestos a pagar para evitar exponerse al riesgo,
 - (d) La teoría de la elección racional bajo incertidumbre, aún no esta bien desarrollada,
 - (e) El concepto de preferencia revelada y la teoría multi-atributo para valoración, proporcionan una herramienta para considerar explícitamente el riesgo dentro del contexto de desarrollo sustentable.
- (9) Indicadores de Sustentabilidad.
- (a) Se encuentran disponibles un cierto número de indicadores macro sobre Desarrollo Sustentable,
 - (b) La evidencia reciente muestra que los indicadores producen resultados diferentes,
 - (c) Se requiere desarrollar indicadores a nivel micro,
 - (d) El concepto Costo-Beneficio es una herramienta práctica para un análisis Ex-Ante en opciones de desarrollo.

Para pasar del concepto de desarrollo sustentable a la acción, el informe de MMSD¹²⁶ menciona que es necesario:

- Un marco sólido basado en un conjunto acordado de principios generales;
- Un análisis de los desafíos y limitaciones claves que enfrenta el sector y las acciones necesarias para superarlos, junto con los correspondientes roles y responsabilidades de los actores que forman parte del sector,
- Un proceso para responder a estos desafíos, que respete los derechos e intereses de todos los involucrados, que sea capaz de definir prioridades y asegure que las acciones se realicen en el nivel adecuado,
- Un conjunto integrado de instituciones e instrumentos de planificación que garantice el cumplimiento de normas básicas y la realización de acciones voluntarias responsables,
- Medidas verificables para evaluar el progreso y fomentar un avance sostenido.

Asimismo, el MMSD propone los siguientes principios que se muestran en la Tabla N° IV-2:

¹²⁶ MMSD-Mining, Minerals and Sustainable Development, "Resumen Ejecutivo – Informe Borrador para comentario público del Proyecto Minería, Minerales y Desarrollo Sustentable", marzo 2002, ARTICULO, "ResumenEjecutivo-InformeBorradorMMS.pdf".

**TABLA N° IV-2
PRINCIPIOS PARA LOGRAR SUSTENTABILIDAD**

AMBITO ECONOMICO
• Aumentar el bienestar humano.
• Garantizar un uso eficiente de todos los recursos, naturales u otros, a través de una optimización de las rentas.
• Identificar e internalizar los costos ambientales y sociales.
• Mantener y aumentar las condiciones para la existencia de empresas viables.
AMBITO SOCIAL
• Garantizar una distribución justa de los costos y beneficios del desarrollo entre todos los habitantes del planeta.
• Respetar y reforzar los derechos fundamentales de los seres humanos, entre los que se incluyen las libertades civiles y políticas, la autonomía cultural y las libertades sociales y económicas.
• Procurar la continuación de los avances a través del tiempo. Garantizar que el agotamiento de los recursos naturales no afecte a las generaciones futuras, mediante la sustitución por otras formas de capital.
• Proteger los derechos de las minorías.
AMBITO AMBIENTAL
• Fomentar una supervisión responsable de los recursos naturales y el medio ambiente.
• Reducir al mínimo los desechos y los daños ambientales en toda la cadena de abastecimiento.
• Actuar con prudencia cuando los impactos sean desconocidos o inciertos.
• Operar dentro de los límites ecológicos y proteger el capital natural fundamental.
AMBITO GOBIERNO
• Apoyar una democracia representativa, que incluye la participación en la toma de decisiones.
• Estimular la libre empresa en un sistema de reglas claras y justas.
• Evitar una excesiva concentración de poder mediante un sistema de contrapesos.
• Garantizar la transparencia mediante el acceso de todos los actores a información pertinente y precisa.
• Garantizar una responsabilidad pública con respecto a las decisiones y acciones, las que deben fundamentarse en un análisis amplio y confiable.
• Estimular la cooperación con el fin de generar confianza y fomentar los objetivos y valores comunes.
• Adoptar al principio de subsidiaridad, que reconoce que las decisiones deben descentralizarse y tomarse en el ámbito así como con la participación de la gente y las comunidades directamente afectadas.

Fuente: MMSD

Pearce¹²⁷ presenta el marco para integrar conceptos de sustentabilidad y propone algunas metodologías para evaluar políticas al respecto.

¹²⁷ David Pearce, "Public Policy and Natural Resources Management", University College London, 2000, ARTICULO, "PublicPolicy&NaturalResourcesmangement-PEARCE.pdf".

ECONOMIA DE LOS RECURSOS NATURALES NO-RENOVABLES

Los recursos no renovables (agotables), tienen velocidades de ajuste tan lentas que podemos pensar que ellos están disponible solo una vez en la naturaleza. Su uso por consumo puede ser asignado a través del tiempo, pero una vez que son usados, se agotan o se terminan para siempre, y transcurrirá un tiempo muy largo para que ocurra la posibilidad de su eventual renovación y para lo cual ya no tendrá una importancia económica.

A medida que el recurso es usado, el stock se reduce. Ante un mayor uso por consumo será mas rápida la reducción del recurso restante. No existe a la fecha un procesos que incremente el stock en un reservorio, aunque el número de reservorios disponible para uso puede incrementar. Si el stock declina a cero, ya no es posible ningún uso y en algunos casos para un determinado nivel de stock, un mayor uso puede ser antieconómico. Estas características definen a un recurso no renovable o agotable y se resumen en lo siguiente:

Un recurso es no renovable o agotable si:

- 1) El stock disminuye en el tiempo, a medida que el recurso esta siendo usado,
- 2) El stock nunca incrementa con el tiempo,
- 3) La tasa a la cual el stock disminuye es una función de la tasa de uso del recurso,
- 4) No es posible su uso sin un stock positivo.

El objetivo de la economía de los recursos naturales en el caso de los no renovables ha sido, básicamente, proporcionar los elementos teóricos y procedimientos analíticos¹²⁸ necesarios para determinar el período óptimo de agotamiento de un recurso y la tasa de extracción que permite tal período óptimo.

En la búsqueda de este objetivo, el problema es como asignar valores a la producción de combustibles fósiles, de tal manera que se pueda lograr un ritmo aceptable de agotamiento gradual, con precios que no infravaloren los recursos desde el punto de vista de su conservación para las futuras generaciones.

En este contexto, es necesaria la valoración intergeneracional de los recursos para efectos de determinar el período óptimo de su extracción, buscando un esquema similar al de un campo petrolero en el corto y mediano plazo, cuando las reservas son homogéneas en calidad, la duración de la explotación de un yacimiento hasta su agotamiento disminuye en forma inversamente proporcional a la cantidad de producción por unidad de tiempo.

¹²⁸ Gregg Sheehy, "Non-Renewable Resource Indicators for the Environment and Sustainable Development Indicators Initiative", National Round Table on the Environment and the Economy, 2001, ARTICULO, "Non-RenewableResourceIndicatorsForEnvironment.pdf"

El agotamiento se puede considerar como un proceso de extracción continua de un recurso no renovable y también como un estado al que se llega cuando el recurso remanente alcanza unos costos de extracción tan elevados que la cantidad de demanda es cero. Para solucionar el problema planteado sería necesario conocer las reservas totales del recurso, la demanda futura de todas las generaciones y los futuros cambios tecnológicos.

Los recursos naturales no renovables, que en su mayor parte son de origen geológico, existen a nivel global en una cantidad fija, aunque su magnitud se desconoce, y ello no sólo por las dificultades propias de los sistemas de medición y estimación sino principalmente porque muchos de los reservorios que contienen los recursos no han sido descubiertos todavía o porque los adelantos tecnológicos pueden volver económicos y accesibles reservas que hoy no lo son.

La explotación de los recursos no renovables tiene un tope que está definido por el límite de la ganancia neta de energía o de ahorro neto de trabajo es decir la explotación de combustibles fósiles se suspende cuando la energía necesaria para descubrirlos, extraerlos, beneficiarlos y transportarlos es mayor que la que ellos proporcionan, y la explotación de minerales no energéticos llega a su fin cuando la energía y el trabajo requeridos para producirlos son de una magnitud mayor a la de los bienes o servicios que se sacrifican para pagarlos.

Para la determinación de los ritmos de extracción de los recursos no renovables, los economistas generalmente recurren a la regla o principio de Hotelling en la que bajo determinados supuestos se hace intervenir el tipo de interés del dinero y los precios en el futuro para lograr una pauta intergeneracional de agotamiento¹²⁹.

Cuando se quieren tener en cuenta los intereses de las generaciones futuras, se procede a estimar los deseos de la sociedad por el recurso en cuestión, acudiendo al análisis del llamado deseo marginal de pagar o Costo de Uso, deducido de la curva de demanda del mercado con lo que se establece un método exógeno para alcanzar el nivel óptimo de extracción y de consumo presente, denominado Costo de Uso o costo social.

Cuando los agentes no operan, de acuerdo al supuesto de mercado competitivo, sino que actúan bajo un sistema de monopolio, logran ventaja en cuanto a la conservación de los recursos siempre y cuando exista una función de demanda lineal para la empresa monopolista, ya que el ritmo de extracción determinado por el mercado puede ser demasiado bajo.

Un concepto común sobre el valor de los recursos naturales no renovables, de gran aceptación tanto en los países de economía planificada como por las multinacionales en los países industrializados, es el valor nulo de los recursos geológicos no

¹²⁹ Jeffrey Vincent et al., "Resource Depletion and Sustainability In Small Open Economies", Asia Training Project, 1995, ARTICULO, "ResourceDepletionAndSustainabilityInSmallOpenEconomies.pdf".

explotados y esto concuerda con la idea de Marx acerca de que tales recursos deben valorarse únicamente por la cantidad de trabajo necesario para extraerlos y beneficiarlos.

Los recursos se valoran de manera variable y dependen de los aspectos siguientes:

- (a) Propiedades del reservorio,
- (b) Marco económico general,
- (c) De la naturaleza y situación del mercado del recurso explotado,
- (d) Nivel de las tecnologías disponibles, y
- (e) Condiciones de ubicación geográfica e infraestructura.

Si consideramos el criterio de sostenibilidad, como una regla de capital natural constante, se debe tener en cuenta que no podría haber compensación en la forma de reemplazo idéntico de capital natural. La regla de compensación de capital natural, se deberá referir a que son los servicios que los recursos no renovables ofrecen, los que deben ser preservados para el futuro y no necesariamente los recursos en sí mismos.

Si se toma como ejemplo, la compensación por los servicios del petróleo como energía, significa que estos deben preservarse para generaciones futuras, por tanto, con los ingresos generados por la producción y utilización del petróleo se deberá generar la creación de fuentes alternativas de energía para el futuro, ya sea invirtiendo en el hallazgo de nuevas fuentes de energía no renovable, más hidrocarburos o en fuentes de energía sostenibles.

Para que la compensación sea real y suficiente, se deberá proporcionar al menos la misma cantidad de flujo de energía anual futura igual a los stocks de petróleo del presente, sin cargar al futuro con nuevos costos.

A continuación se resume el tratamiento neoclásico a los aspectos señalados:

- (1) **Desarrollo sustentable:** Algunos economistas consideran la sustentabilidad como una forma de relacionar la eficiencia económica al manejo de los servicios derivados del patrimonio natural y otros reconocen el significado de la equidad intergeneracional en la sustentabilidad pero enfatizan los criterios de eficiencia convencional¹³⁰, pero la idea común y general es que sólo puede asegurarse el desarrollo sustentable con un sistema de mercados abiertos y competitivos en el que los precios reflejen tanto los costos de los recursos renovables y ambientales como el de los no renovables¹³¹.

Los mercados deben en consecuencia funcionar en beneficio del medio

¹³⁰ Diego Azqueta y Daniel Sotelsek, "Comparative advantages and the exploitation of environmental resources", CEPAL 1999, ARTICULO.

¹³¹ Environmental Protection Agency-EPA, "Integrating Environment and the Economy", Resource Economists Workshop 1994, ARTICULO, "IntegratingTheEnvironment&Economy.pdf".

ambiente. Por lo tanto: "El desarrollo sustentable confía en el mercado, una vez enriquecido con la nueva información económico-ecológica suministrada por los precios y los impuestos ecológicos, la reorientación de la economía y la redistribución del consumo en términos menos agresivos para el medio ambiente".

- (2) **Contaminación:** En una economía de mercado, basada en la propiedad privada de los medios de producción, los intereses de los dueños de los recursos, inducen a que estos se asignen a usos más productivos para la sociedad. Eventualmente se podría requerir la intervención gubernamental para asegurar un medio competitivo y para garantizar los derechos de propiedad.

En el caso de los recursos ambientales, cuyos derechos de propiedad no existen por lo general (una importante característica de estos sistemas es que es imposible privatizar todos sus servicios¹³²), se utiliza la figura de externalidad, concebida como una parte de la actividad económica que está por fuera de los modelos, pero que se puede internalizar fijando o deduciendo un precio monetario a las descargas contaminantes.

El uso del análisis costo-beneficio, debería conducir a la determinación de valores de mercado de la calidad del ambiente y con esta base a valores monetarios de las externalidades.

- (3) **Agotamiento:** La característica de la economía de los recursos naturales es la asignación intertemporal de los recursos renovables y no renovables, lo cual se trata de analizarse a partir del trabajo de Hotelling.

Para el análisis del agotamiento de los recursos naturales no renovables, se aplican también los criterios de derechos de propiedad y externalidad, considerando que los stocks de recursos en manos privadas se conservarán automáticamente si los dueños prevén futuras escaseces, ya que les será más rentable disminuir el ritmo de su extracción, a fin de incrementarlo durante el período de escasez cuando como consecuencia de esta, los precios serán más altos.

Cuando se trata de tener en cuenta las futuras generaciones, se acude al método del Costo de Uso¹³³ o costo social, que exige la fijación previa y de manera exógena de un costo.

Los resultados de la aplicación de los modelos simples que

¹³² Arrow, Daily, Dasgupta, Levin, Maler, Tietenberg y Otros, "Managing Ecosystem Resources", 1999, ARTICULO, "ManagingEcosystemResources-TIETENBERG.prd"

¹³³ "es la utilidad adicional lograda por el propietario de un recurso escaso como consecuencia de retrasar su uso o extracción", Ron Fleming, APUNTES DE CLASE, University Of Kentucky, ARTICULO.

interrelacionan la economía y el ambiente indican que cuando son esenciales los insumos de recursos no renovables en el proceso productivo, el progreso técnico inadecuado y el libre acceso a los recursos ambientales se convierten en los factores que producen no sustentabilidad.

La intervención del gobierno mediante subsidios para la conservación de recursos o impuestos al agotamiento buscan controlar el problema del libre acceso y lograr sustentabilidad. Contrariamente, los subsidios o deducciones fiscales por el agotamiento de recursos no renovables que normalmente se utilizan para fomentar la extracción, atentan en principio contra la sustentabilidad, pero hay que tener en cuenta que un agotamiento de recursos muy bajo también significa niveles iniciales de consumo y utilidad más bajos.

- (4) **Valoración:** los métodos basados en las preferencias reveladas o expresadas establecen una relación entre la teoría económica (función microeconómica de producción), y la naturaleza, como generadora del flujo de los recursos naturales, relación en la cual la tendencia de escasez y el criterio de asignación de precios no tiene en cuenta el sistema cerrado del que se extraen los recursos y la necesidad de conservar los ecosistemas.

Los tratamientos modernos de valoración se concentran en el concepto de valor económico total, considerando como las fuentes de valor económico el beneficio de uso y el beneficio de no uso, y manejan algunos criterios de sustentabilidad como la regla de capital natural constante.

Heal¹³⁴ considera 04 formulaciones aplicables a los recursos naturales no renovables:

- (1) La teoría de Hotelling, que estudia un óptimo agotamiento considerando a la tasa de producción del recurso como una fuente de utilidad y conduce al consumo del stock total,
- (2) El concepto “utilitarista” que considera que el stock como un argumento de la función de utilidad conduce a un menor patrón de consumo, lo cual es consistente con aspectos de la literatura referida a servicios de ecosistemas,
- (3) El criterio de Chichilnisky, que reconoce la importancia del capital ambiental como una fuente de servicios, lo cual conduce a un menor consumo y preservación de un gran stock,

¹³⁴ Geoffrey Heal, “Valuing our future: Cost-Benefit Analysis and Sustainability”, Columbia University, 1997, ARTICULO, “CostBenefitAnalysis&Sustainability.pdf”

- (4) La política “Green Golden Rules” , que selecciona el mayor nivel de utilidad sustentable, con utilidad dependiendo del consumo del recurso y su stock, lo cual conduce a una política extremadamente conservadora.

CONCEPTO DE DISPONIBILIDAD Y ESCASEZ

El concepto de **disponibilidad** de un recurso, esta relacionado a lo que tiene que ofrecerse en términos de otros bienes y servicios, para obtener un recurso no renovable. Si la disponibilidad está reduciéndose, implica que en el tiempo, debemos ofrecer más de otros bienes y servicios para conseguir una unidad adicional. Podemos decir que la tendencia en la disponibilidad, refleja el grado en el que el agotamiento del recurso, es una creciente amenaza al bienestar de la sociedad en el largo plazo.

El concepto de **escasez**, se usa para reflejar un exceso de demanda sobre la oferta a un determinado precio de mercado. Desde el punto de vista económico, no es usual esta situación, dado que cuando la demanda excede a la oferta, el precio incrementa originando el regreso al equilibrio. Esto puede ocurrir si existe algún tipo de control de precios por algún gobierno o compañía¹³⁵.

Para efectos del presente trabajo, podemos considerar que cuando se incrementan los precios, los costos de oportunidad en términos de lo que tenemos que ofrecer (pagar) para conseguir un bien también se incrementarán.

DISPONIBILIDAD DE UN RECURSO NO RENOVABLE

Las formas de estimar el volumen de un recurso no renovable se ha clasificado en medidas físicas y medidas económicas.

1.- Medidas Físicas

La oferta de cualquier recurso es un stock fijo¹³⁶ y las medidas físicas intentan calcular el stock remanente. La demanda es un flujo variable que continúa año tras año. En este contexto, la demanda debe consumir la oferta disponible, causando el agotamiento físico del recurso. Si se logra predecir la tendencia futura, se podrá obtener la esperanza de vida del recurso.

1.1.- Reservas

La exploración, nueva tecnología, y otros factores incrementan las reservas en el tiempo, por lo que las reservas no deberían ser

¹³⁵ término escasez significa lo contrario a disponibilidad y puede ocurrir aun cuando la demanda y oferta se encuentren en equilibrio

¹³⁶ Nuestro planeta Tierra es finita y contiene una cantidad fija de petróleo, gas, carbón, hierro, cobre y alguna otra sustancia particular

consideradas como indicadores de disponibilidad en el largo plazo, pero si como inventarios de trabajo que las compañías pueden incrementarlo haciendo inversiones en exploración y nueva tecnología. Cuando están cerca el fin de contrato, las empresas tienen poco incentivo para invertir en el desarrollo de reservas adicionales.

1.2.- Recurso

En algunos casos se tratan de usar las reservas como una medida de la disponibilidad, incrementando las reservas de una manera arbitraria. Otros usan el concepto de recursos, en vez de reservas, que permite incluir reservas más una cantidad que se espera sea descubierta o se convierta en económica como un resultado de nueva tecnología o de algún desarrollo en un futuro previsible. Son stock no fijos que reflejan la disponibilidad remanente del recurso.

1.3.- Recurso Base

Esta medida incorpora todo el recurso contenido en la corteza de la tierra. Esto incluye reservas, recursos, así como el contenido de todas las otras ocurrencias en el subsuelo, conocidas o no, o si pronto llegarán a serlo, o si son o no actualmente económicas para ser explotadas o que probablemente pronto lleguen a serlo. La relación entre reservas, recursos, y el recurso base se muestra en el Gráfico IV-3, la cual es una modificación del conocido cuadro de McKelvey.

GRÁFICO N° IV-3

RESERVAS - RECURSOS - RECURSO BASE



Ante la posibilidad del agotamiento de los recursos, se tiene que muchos de los indicadores no son útiles para informar sobre la disponibilidad de los recursos en el largo plazo, por las razones siguientes:

- (1) Muchos minerales no son destruidos después de que ellos son extraídos y usados. El mundo hoy tiene mucho cobre, plomo y zinc como siempre lo ha tenido sin considerar que la producción pasada de estos metales ha sido degradada y desechada. La recuperación y reprocesamiento de estos materiales pueden ser caro, pero éste es un problema de costos y no de disponibilidad física.
- (2) El reciclar no es una opción para los recursos energéticos y su escasez está restringida por las oportunidades de sustitución y alternativas de backstop¹³⁷. El Carbón, gas natural, petróleo, energía hidráulica, uranio, viento, energía solar, por ejemplo, pueden producir electricidad. El uso de estos recursos en un tiempo en particular depende mucho de sus costos relativos.

Ciertos recursos energéticos, tal como el petróleo, tienen características únicas que en la actualidad hacen difícil o imposible la sustitución en alguna aplicación. El automóvil con su motor de combustión interna, depende del petróleo como fuente de energía. Sin embargo, las oportunidades para la sustitución del recurso está creciendo en muchas aplicaciones energéticas.

La electricidad, celdas de combustible, y otros combustibles alternativos son ahora técnicamente factibles y su uso extendido es una cuestión de costos.

En este contexto de oportunidades de sustitución, el agotamiento de un recurso particular es un problema solo si todas las alternativas están sufriendo de manera similar de una creciente escasez.

Mientras el volumen del recurso no renovables es desconocida (y puede ser menor o mayor que el asumido), la disponibilidad del recurso energético renovable, como la energía solar, es para todo propósito práctico, ilimitada.

- (3) El recurso base ignora la posibilidad de extraer recursos adicionales de altas profundidades o regiones agrestes. Mientras tales actividades parecen improbables al tiempo presente, la historia sugiere que muchas actividades que parecen inverosímiles hoy, pueden ser comunes en un futuro.

¹³⁷ Amnon Levy, "From Hotelling To Backstop Technology", University of Wollongong, ARTICULO, "FromHotellingToBackstopTechnology.pdf"

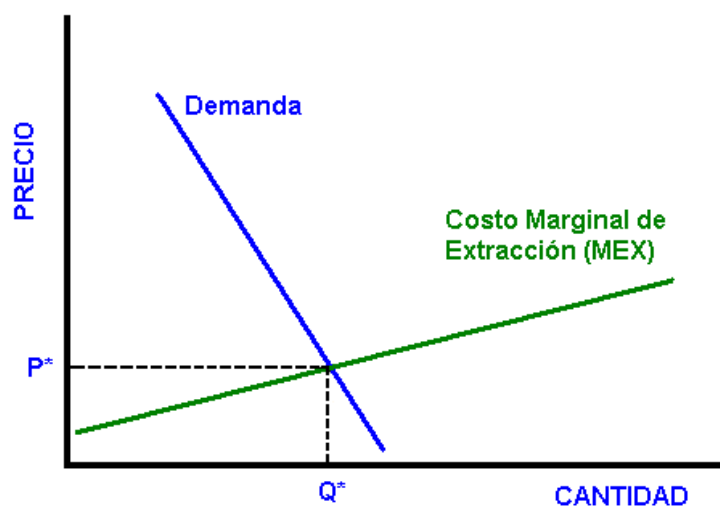
- (4) Antes de que el mundo extraiga la última gota de petróleo, los costos crecientes habrían completamente erradicado la demanda. Esto significa que el agotamiento económico amenazaría la disponibilidad del recurso mucho antes que el agotamiento físico del recurso pueda ocurrir.

Para estas razones, costos y precios, propiamente ajustados por la inflación, proporcionan un buen y temprano sistema de advertencia a la escasez del recurso en el largo plazo, mejor que las medidas físicas de disponibilidad.

2.- Medidas Económicas

Si ignoramos la escasez del recurso y las fallas de mercado, la asignación “óptima” del combustible fósil simplemente sería la intersección de la curva de la demanda con la curva de oferta, donde la curva de oferta igualaría al costo de extracción marginal (MEX)¹³⁸, como se muestra en Gráfico IV-4.

GRAFICO N° IV-4
EXTRACCION OPTIMA (Teórica)
(En ausencia de Escasez y Fallas de Mercado)



Sin embargo, los problemas se incrementan con la asignación del mercado. En primer lugar, la producción y el consumo de combustibles fósiles genera serias externalidades a nivel local, regional y global.

Ejemplos de estas externalidades son categorizadas en la Tabla N° IV-3 según

¹³⁸ los costos de extracción marginal incluye todos los costos: costos de equipos y mano de obra y el costo de oportunidad del dinero invertido

sus características espaciales y temporales.

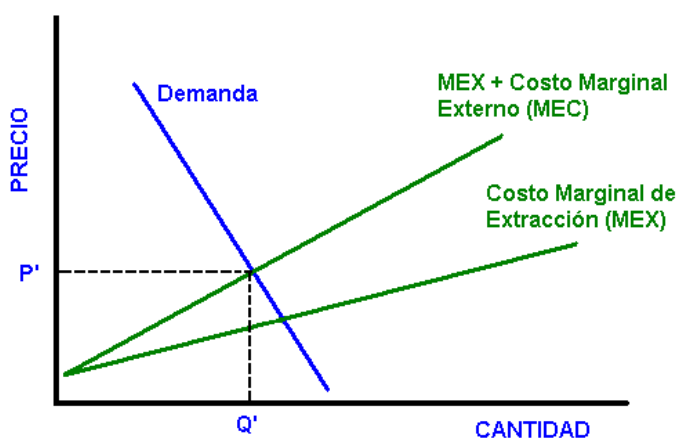
TABLA N° IV-3
EXTERNALIDADES ASOCIADAS CON LA EXTRACCION Y CONSUMO DE
COMBUSTIBLES FOSILES

EXTERNALIDAD	LOCAL	REGIONAL	GLOBAL	INTER-GENERACIONAL
Calentamiento Global			X	X
Lluvia Acida		X		X
Derrame de Petróleo	X	X		X
Daños por extracción	X			X
Guerras	X		X	X
Polución del Agua	X		X	X
Polución de Suelos	X			X
Polución del Aire (gases)	X	X		X
Polución del Aire (Partículas)	X			

Muchas de estas externalidades tienen impactos diferentes a diferentes niveles espaciales. Para una óptima extracción de los combustibles fósiles sería necesario incluir estos costos marginales externos, tal como se muestra en el Gráfico N° IV-5.

Estas externalidades están muy difundidas y afectan a todos los que vivimos en el mundo actualmente y a las generaciones futuras, por lo que los costos de transacción para resolver éstas externalidades a través del mercado serían infinitos. Dado la incapacidad del mercado para manejar estas externalidades, serán requeridas instituciones extra-mercado (por ejemplo regulaciones gubernamentales). Actualmente no existen instituciones apropiadas para tratar externalidades internacionales o si las hay son inadecuadas.

GRAFICO N° IV-5
EXTRACCION OPTIMA (Teórica)
(Con externalidad negativa y sin escasez)



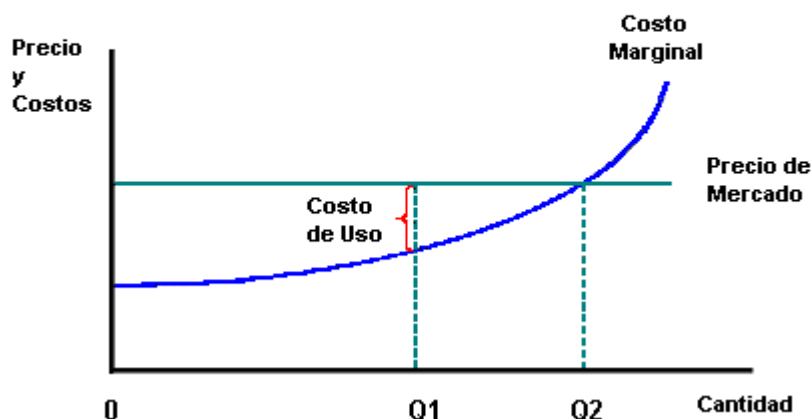
Existen tres medidas económicas que involucran el concepto de la disponibilidad del recurso en el largo plazo: (1) Costo de Uso, (2) Costos marginales de extracción y procesamiento y (3) Precio.

2.1 Costo de Uso

Junto al costo marginal que se origina al producir una unidad adicional, existe un costo de oportunidad, comúnmente referido como **Costo de Uso** o *Renta de escasez* o *Renta Hotelling*, que es igual al valor presente de la pérdida de la utilidad futura¹³⁹. Como resultado, la empresa tiene un incentivo para expandir su producción durante un período particular solo hasta el punto donde el costo marginal más el costo de uso sea igual al precio de mercado.

El Gráfico IV-6 ilustra esta diferencia. La empresa con un stock de recurso fijo produce a Q1. La empresa sin stock fijo, expande su producción hasta Q2.

GRÁFICO N° IV-6
ESQUEMA DEL COSTO DE USO Y PRECIO DE MERCADO



Fuente: Elaboración propia

El Costo de Uso es el valor presente de la pérdida de la utilidad futura asociada con un incremento de una unidad en la producción actual, esto también refleja el valor presente de una utilidad futura extra que una empresa obtendría si

¹³⁹ Ron Fleming, APUNTES DE CLASE, University of Kentucky, Marzo 2002, ARTICULO, "ExhaustibleResourceIVOptimalExtraction.pdf"

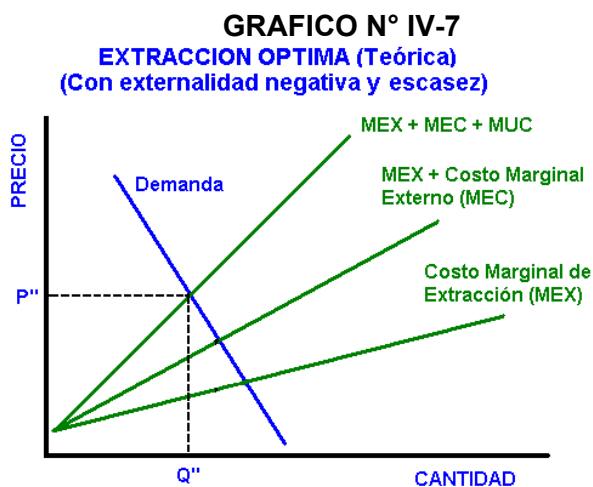
tiene el recurso adicional necesario para producir una unidad adicional de producto.

El Costo de Uso mide el valor actual de una unidad adicional de recurso en el subsuelo. Es más, en el sistema de Hotelling dónde el stock del recurso es homogéneo, el Costo de Uso multiplicado por el recurso disponible da el valor actual del stock total del recurso en el subsuelo.

Los combustibles fósiles son un recurso no-renovable sobre el cual el bienestar y la supervivencia de generaciones futuras es altamente dependiente. El Costo de Uso es el costo de oportunidad de la no disponibilidad de un recurso natural a una fecha futura, como resultado de haber usado el recurso hoy en lugar de guardarlo en su estado natural.

Si el recurso fuera extraído hoy, se tiene una mayor oferta actual y por lo tanto un menor precio actual. Por otro lado, una mayor extracción ahora significa mayor escasez en el futuro, y por lo tanto un mayor precio futuro, lo cual significa que el propietario del recurso perderá la opción de extraerlo en el futuro cuando el precio sea mayor. Si todo se mantiene igual, el Costo de Uso marginal (MUC – costo de oportunidad de producir hoy una unidad adicional del recurso, en vez de hacerlo en el futuro), debería estar aumentando a través del tiempo.

El Costo de Uso marginal debe ser considerado un costo en la producción, y debe ser agregado al costo de extracción (MEX) y al costo de la externalidad (MEC) para conseguir el costo total unitario que represente a todos los costos marginales de oportunidad. El productor toma precios del mercado y por lo tanto debe producir hasta un punto donde el beneficio marginal (precio) es igual al costo marginal (MEC + MEX + MUC), como se muestra en el Gráfico N° IV-7. Si el productor no paga los costos marginales externos, entonces los puede ignorar.



$$\mathbf{BM = CM = MEC + MEX + MUC}$$

Donde:

BM = Beneficio Marginal Total
 CM = Costo Marginal Total
 MEC = Costo de Externalidades
 MEX = Costo de Extracción
 MUC = Costo de Uso

El Costo de Uso también puede ser considerado como el valor del recurso en su estado natural, es decir, el valor en el subsuelo antes de ser extraído. El Costo de Uso marginal (MUC) es el valor de una unidad mas del recurso en su estado natural.

En un mercado competitivo, los productores deberían pagar a los propietarios del recurso una cuota por los derechos de extracción precisamente igual al Costo de Uso marginal. Esta cuota es conocida como Regalía. Es decir, el Costo de Uso marginal debería ser igual al precio del recurso menos los costos de extracción marginales. Debido a que no se requiere esfuerzo humano para producir un recurso natural en su estado natural, el Costo de Uso es un beneficio económico no ganado, también conocido como Renta Económica.

La Regalía es el pago al propietario de un recurso, por el derecho a explotar este recurso, mientras que la Renta Económica se define como el beneficio no ganado, o el pago a una empresa por traer un producto al mercado, sin haber gastado en producirlo.

Mientras que el Costo de Uso es el costo de oportunidad de extraer el recurso hoy, la tasa de descuento es el costo de oportunidad de dejar un recurso en el subsuelo en vez de extraerlo e invertir las ganancias en una actividad productiva alternativa mas rentable.

Si suponemos que se mantiene todo igual, la tasa óptima de extracción del recurso es la que se genera como consecuencia de una creciente escasez que impulsa al Costo de Uso marginal a incrementar a la misma tasa que el retorno de una inversión alternativa (tasa de descuento). Como resultado, las tasa de extracción deberían disminuir con el tiempo, originando un incremento del precio.

Si suponemos que el MEC y MEX son cero, entonces el precio para una tasa óptima de extracción incrementarán de acuerdo a la tasa de descuento. Si el precio incrementara a una menor tasa que la tasa de descuento, el propietario del recurso debería maximizar beneficios haciendo mas rápida la extracción del

recurso e invirtiendo las utilidades¹⁴⁰, las que deberían crecer más rápido que el valor del recurso en el subsuelo. Inversamente, si el precio del combustible fósil están creciendo más rápido que la tasa de descuento, entonces el dejar el recurso en el subsuelo generará un mayor beneficio.

En un mercado perfectamente competitivo, se debería incorporar automáticamente el Costo de Uso marginal en el precio del mercado, y sería igual al precio de mercado menos el costo de extracción. Pero, los mercados de recurso naturales son altamente imperfectos debido a los carteles, ausencia de competencia e información imperfecta, estos no revelan el verdadero Costo de Uso. Como una medida alternativa, se puede estimar el tiempo del agotamiento del recurso, el cual es el tiempo al cual el recurso tendrá que ser reemplazado por el mejor sustituto disponible¹⁴¹, asumiendo que existe uno conocido como tecnología backstop. Si existe un sustituto renovable (por ejemplo la energía solar), o uno sumamente abundante (por ejemplo la fusión de hidrógeno) para el recurso en mención, el precio del recurso nunca podrá ser mayor al precio del sustituto.

Lo anterior reduce el costo de oportunidad de usar el recurso en el presente, y por lo tanto, reduce el Costo de Uso y conduce a una extracción más rápida y a un menor precio. Para determinar el Costo de Uso, se estima el costo unitario extra del mejor sustituto con respecto al costo del recurso agotado. Esta cantidad es entonces descontada desde la fecha futura de agotamiento al presente, a fin de obtener el Costo de Uso marginal.

En resumen, el Costo de Uso será relativamente bajo, si: (1) la tasa de descuento es alta; (2) el agotamiento está lejano en el futuro, ya sea porque las reservas son grandes o porque las tasas anuales de extracción son bajas; y (3) si se espera que estén disponibles bienes sustitutos.

Lo anterior nos permite resaltar la importancia de la tasa de descuento (interés), expectativa de los sustitutos, y la incertidumbre sobre los stock en el subsuelo.

Fallas en el Análisis

Desde la perspectiva de la economía ecológica, existen severas fallas en el análisis de combustibles fósiles, tal como:

- (1) El análisis sólo se refiere al valor actual neto del recurso para la generación existente, ignorando cualquier obligación ética para dejar algo del recurso para las generaciones futuras. Es decir, coloca a la

¹⁴⁰ S. Bohm y A. Korr y F. Sensfub, "Concepts of Sustainability", Group Energy Economics, Flensburg-Alemania, 2001, ARTICULO, "Concepts-Of-Sustainability.pdf".

¹⁴¹ Ron Fleming, "CLASS 17-Exhaustible Resource II: Marginal Users Cost", APUNTES DE CLASE, University of Kentucky, ARTICULO, "ExhaustibleResourcesII-Class17.pdf"

eficiencia antes que la distribución.

- (2) Ningún productor o consumidor paga actualmente los costos externos marginales.
- (3) La evidencia empírica contradice a la teoría convencional, ya que los precios del petróleo han caído de manera constantes en los últimos 130 años.

2.2 Costos Marginales de Extracción y Procesamiento

Las compañías productoras de hidrocarburos no siempre ponen a disposición del público, sus datos sobre costos de producción. Algunas empresas consultoras, agencias gubernamentales, e incluso compañías productoras recolectan y estiman esta información¹⁴², principalmente en lo referente a costos de operación (qué se aproxima a costos variables, y así excluyen los costos de capital).

En este sentido, podríamos argumentar que los costos tendrán tendencias favorables debido al cambio tecnológico, ya que las nuevas tecnologías:

- (1) Reducen los costos de encontrar nuevos recursos,
- (2) Permiten la explotación de recursos previamente conocidos pero antieconómicos,
- (3) Permiten la substitución de recursos menos escasos por recursos más escasos,
- (4) Reduce la cantidad de recursos necesarios para producir servicios y bienes finales.

2.3 Precios

Los precios de los recursos no renovables, tienen dos importantes ventajas prácticas sobre los otros indicadores económicos de disponibilidad del recurso: (1) son rápidamente disponibles y fáciles de obtener y (2) son razonablemente confiables.

La teoría económica convencional asume que los precios incrementan como una función de la escasez, y es un concepto aceptado que la extracción reduce la cantidad del stock en el subsuelo de un recurso no renovable. Actualmente ocurre una contradicción entre el hecho empírico de precios menores para los recursos non-renovables y la predicción teórica de precios que incrementarían.

¹⁴² Robert Solow y Frederic Wan, "Extraction costs in the theory of exhaustible resources", ARTICULO, "ExtractionCostInTheTheoryExhaustibleResources.pdf"

Esto no necesariamente significa que los precios no reflejen la escasez, ya que la escasez también es determinada por nuevos descubrimientos, y por la disponibilidad de sustitutos. Los precios se equilibran por la oferta y la demanda y si la oferta incrementa por nuevos descubrimientos o la demanda se reduce como consecuencia de la presencia de sustitutos, la escasez se reduce y los precios caen. Por ejemplo, los cables de fibra óptica disminuyeron dramáticamente la demanda del cobre para líneas telefónicas, lo cual podrían explicar la caída en los precios del cobre.

Los descubrimientos de petróleo alcanzaron un máximo en 1962, pero la producción superó a los nuevos descubrimientos a inicios de 1980s, y el consumo actualmente excede a los descubrimientos por un factor de dos a seis. A pesar que se tiene en investigación algunos potenciales sustitutos para el petróleo, durante 100 años se han creado muchas más tecnologías que dependen del petróleo (complementarias) que tecnologías que sustituyen el uso del petróleo. En este sentido, si los sustitutos reducen la escasez, los complementarios lo incrementan al incrementar la demanda.

En forma similar el crecimiento de la población y el crecimiento económico incrementan la demanda. No obstante, los incrementos en la demanda de petróleo, no han afectado aparentemente el precio.

A fin de establecer una explicación acorde con la teoría económica, se pueden mencionar los puntos siguientes:

- (1) Los precios reflejan la escasez en el subsuelo muy pobremente. No existe un estimado preciso de la cantidad de petróleo en el subsuelo, tal como lo demuestran los cambios dramáticos en los volúmenes de reservas "probadas" durante los años¹⁴³, incluso aumentando sustancialmente aún en la ausencia de nuevos descubrimientos¹⁴⁴.
- (2) Los precios no pueden equilibrar una oferta desconocida en el subsuelo con la demanda, pues solo pueden equilibrar la oferta de lo disponible en superficie con la demanda. Lo disponible en superficie es determinado por la tasa de extracción que depende de las características del reservorio, infraestructura existente y tecnología, así como de la estrategia de producción.

¹⁴³ Oil & Gas Journal, "Oil and Gas Reserves Replacement Planning", 1997, ARTICULO, "Oil&GasReservesReplacementPlanning-OGJ.pdf"

¹⁴⁴ En enero de 1988, Irán, Irak y Venezuela reportaron un volumen doble al del año anterior, probablemente para ganar cuotas más altas en la OPEP. Posteriormente y a pesar de la continua extracción, sus volúmenes reportados de reservas han cambiado muy poco. C.J. Campbell, "Proving the Unprovable", Petroleum Economist, mayo 1995; "Prophet or Cassandra? " una entrevista con C.J. Campbell, Petroleum Economist, octubre 1995

- (3) El productor estaría ignorando el MUC. Hotelling sugirió que un productor racional limitará su producción para tomar ventaja de mayores precios en años futuros. Sin embargo, si los precios reales no incrementan, el propietario no tiene incentivo para dejar los combustibles fósiles en el subsuelo, y extraería racionalmente el recurso mientras el costo marginal de extracción permanezca menor que el precio.
- (4) Si el productor ignora el MUC, deberíamos esperar que el MEC incremente. El análisis económico asume que los recursos no-renovables son explotados primero de los reservorios mas homogéneos y de más fácil acceso y cuando estos son agotados, el productor se mueve al recurso que es mas costoso de extraer, originando cierta tendencia al incremento de los precios.

Aunque podemos comentar que cuando se inicia la explotación de un nuevo yacimiento: (a) se conoce muy poco acerca de donde esta el mejor reservorio y (b) disminuye el stock total, pero gradualmente se adquiere mas y mas información sobre dónde encontrarlo y cómo extraerlo, y cada vez el recurso es mas accesible.

- (5) La disminución de la cantidad total del recurso disponible origina el efecto de escasez, pero una mayor cantidad y calidad de información incrementa el volumen accesible del recurso y reduce los costos de extracción. De esta manera, cuando el efecto de la información sea dominante, el precio del recurso debería disminuir y cuando el efecto de escasez sea dominante, el precio debería aumentar.
- (6) Un incremento en el precio incentivará la creación de sustitutos. Si se efectuarán continuamente nuevos descubrimientos, los sustitutos no serán creados.
- (7) Si se asume que el recurso no será escaso, su precio no subirá e incluso podría bajar. En este sentido, es conveniente extraer los recursos tan rápido como sea posible e invertir las utilidades. Si los recursos se extraen rápidamente, la oferta en superficie será grande y el precio será bajo, lo cual reduce el incentivo para la exploración y el desarrollo de sustitutos. El desarrollo de sustitutos requiere de: (a) tecnología, (b) tiempo para el desarrollo tecnológico, (c) inminente agotamiento del recurso, y (d) tiempo para implementación del sustituto.

ANEXO V

ASPECTOS DE INVERSIÓN EN EL SUB-SECTOR HIDROCARBUROS

MONOPOLIO, COMPETENCIA Y OPORTUNIDAD DE LA INVERSIÓN

El posponer una decisión de inversión, permite disponer del tiempo necesario para examinar el desarrollo de futuros acontecimientos y la oportunidad de evitar errores de alto costo, ante la ocurrencia de un escenario desfavorable. En el caso de que los eventos futuros indiquen un escenario más favorable, la espera habrá permitido realizar el proyecto en condiciones más ventajosas, con una mayor rentabilidad.

Cuando se obtiene un Contrato de Licencia para exploración en un Lote con expectativa de descubrimiento de petróleo, se conoce exactamente el tiempo de expiración de sus derechos o de su opción de inversión que actualmente es entre 7 a 10 años. En este caso se puede decir que la empresa tiene derechos exclusivos durante un cierto tiempo¹⁴⁵.

Si se tuviera un ambiente sin derechos exclusivos, el tiempo de expiración de una oportunidad de inversión tendrá que ser estimado en función de la amenaza de la entrada de nuevos competidores. En un nuevo mercado para la colocación de productos (por ejemplo, mercado de distribución de gasolina que exige inversión en tanques, distribución, y tuberías), donde el competidor puede anticiparse invirtiendo antes, la decisión de inversión es menos valiosa. En este caso se dice que la empresa tiene una *opción de inversión compartida*. Esta decisión vale menos que la opción del caso anterior.

Por lo tanto, el valor de espera depende de la intensidad de la competencia específica del sector de la industria y del mercado que se tiene por objetivo alcanzar.

En caso de *competencia perfecta*, donde existe una gran cantidad de empresas que pueden entrar en el mercado y todas ellas con el mismo nivel de información y de competencia (empresas homogéneas), la espera no tendría valor. Supongamos que las empresas tienen *expectativas racionales*¹⁴⁶ sobre la dinámica de precios. Como las empresas son homogéneas y comparten las mismas expectativas, ellas saben que cuando para una empresa es óptimo ingresar, todas las otras también entrarán.

¹⁴⁵ Similar a cuando una empresa tiene conocimiento único del mercado, o cuando la empresa tiene una tecnología que otros competidores no lo pueden duplicar.

¹⁴⁶ Se dice que las empresas tienen expectativas racionales, cuando ellas concuerdan con el proceso estocástico que rige la dinámica de precios, alcanzando un equilibrio sobre la incertidumbre.

Ante la entrada de estas empresas, los precios se reducirán por exceso de oferta, y el precio óptimo de entrada (P^*) funciona como un “techo” de mercado, originando una tendencia a la reducción de precios para lograr el nivel óptimo. De esta manera las empresas racionales no entrarán ya que el VAN del proyecto será ligeramente positivo (podrían obtener un perjuicio poco tiempo después), por lo que ellas exigirán que el proyecto sea lo suficientemente rentable para lograr el objetivo de maximizar el valor de la empresa.

Para un mismo proceso de demanda, el precio de la entrada en el caso de competencia perfecta es el mismo que para el caso de monopolio (en el que la espera es valiosa), aunque por razones diferentes. En el caso de competencia perfecta es debido a la expectativa de reducción de los precios causada por la entrada de las empresas, que inicialmente exigen un precio alto para invertir, mientras en el monopolio, es la habilidad para posponer la inversión y observar la evolución de los precios, lo cual hace de que se exija un precio elevado para el caso en que se requiera inversión inmediata.

EL FLUJO DE CAJA DESCONTADO (FDC) Y SUS LIMITACIONES

En el gráfico N° V-1 se muestra un esquema general aplicable a cualquier industria. Las decisiones puede ser divididas en decisiones de inversión y decisiones de operación. En ambos casos son decisiones típicamente irreversibles e involucran elevados costos.

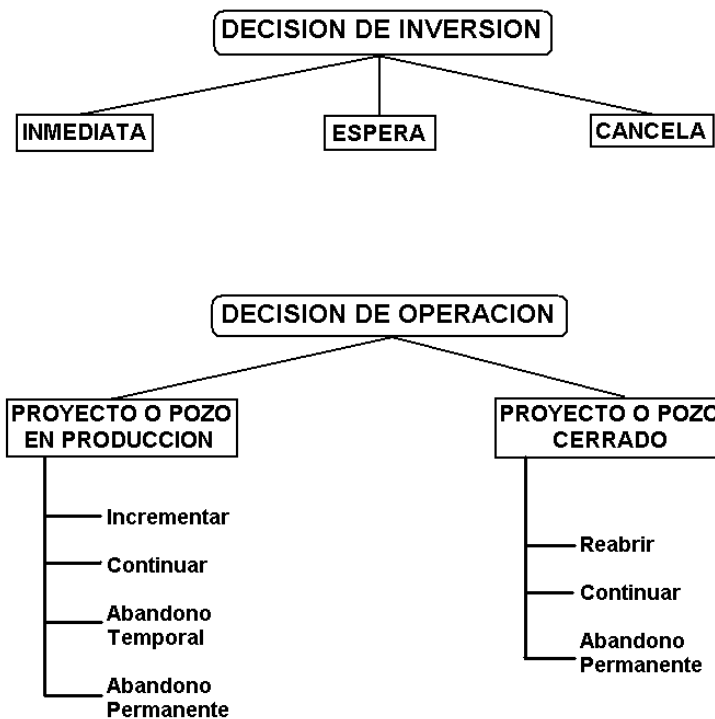
Las decisiones pueden ser a nivel de un proyecto, de un campo de petróleo, o a nivel de un solo pozo. Al nivel de un pozo, las decisiones tienen que escoger entre alternativas tales como: abandonar definitivamente el pozo (lo que implica un costo de abandono); cerrar temporalmente el pozo (problema técnico y/o económico); abrir o dejar produciendo al nivel actual; o incrementar la producción del pozo, que puede darse a través de la inversión en *estimulación* del pozo¹⁴⁷, o a través de la instalación/optimización de equipo de *levantamiento artificial*¹⁴⁸ del pozo. Esas decisiones tienen que ser tomadas con cierta rapidez, y son revisadas frecuentemente en función de nueva información.

¹⁴⁷ consiste en la acidificación o fracturamiento de la zona productiva, como una forma de incrementar la productividad del pozo

¹⁴⁸ equipos que suministran energía al fluido del pozo (no al reservorio), tal como gas-lift, bombeo mecánico y bombeo electrosumergible con el objetivo de incrementar la producción del pozo

GRAFICO V-1

TOMA DE DECISIONES



A nivel de un proyecto para un campo de petróleo, el razonamiento es similar. La expansión de un campo productor, por ejemplo, puede ser un proyecto de perforación de pozos inter-ubicados, o un proyecto de suministro de energía a un reservorio (a través de la inyección de agua o gas) o incluso un proyecto de un *método especial*¹⁴⁹ de recuperación adicional de petróleo.

La práctica de la toma de decisiones se ha mostrado contradictoria con la teoría del método tradicional del FCD, al considerar que el FCD no toma en cuenta ciertos aspectos. En este contexto, la toma de decisiones se efectúa: (a) por consideraciones "estratégicas", tal como las perspectivas de expansión; (b) por razones de flexibilidad comercial; (c) por el temor a que el proyecto se vuelva inviable debido a una pequeña variación negativa y persistente en la formulación del mismo proyecto; (d) por considerar que puede lograrse información relevante que altere significativamente la economía del proyecto como el caso de la preferencia de invertir en información o esperar.

¹⁴⁹ Existen varios métodos especiales. Un método novedoso es el de bacterias que se alimentan de los hidrocarburos de cadena larga, haciendo el petróleo más ligero

En este sentido, podemos mencionar que el método tradicional del FCD no considera la relación entre la toma de decisiones y la incertidumbre.

REGLAS DE DECISIÓN CON FCD

Las reglas básicas para la toma de decisiones considerando el método de FCD se mencionan a continuación:

- (a) Invertir si el VAN > 0. Para la toma de decisiones muchas veces este criterio es insuficiente, ya que es necesario que el proyecto sea lo suficientemente rentable para proceder a la ejecución de la inversión;
- (b) Rechazar si el VAN < 0. En la toma de decisiones es posible recomendar llevar a cabo inversiones en proyectos "estratégicos", es decir, proyectos con incertidumbre técnica y/o con opción de expansión; y
- (c) Entre dos proyectos mutuamente exclusivos, escoger el de mayor VAN. En muchos casos se toman en cuenta proyectos menores pero lo suficientemente rentable. Otros indicadores económicos del método de FCD como la razón VAN por inversión actualizada (VAN / IA) pueden proporcionar una ordenación entre los proyectos, pero no indica cual proyecto debe hacerse y cual debe seguir esperando en la cartera de proyectos o cual es el valor de VAN/IA a partir del cual un proyecto debe ser realizado.

La teoría moderna para el análisis de inversión considera 02 aspectos importantes:

- (i) El valor de oportunidad de la inversión – relacionada a la decisión de la inversión, y
- (ii) La regla de decisión – orientada a la búsqueda de una variable estocástica (ejem., precio del petróleo) o valor crítico que permita la ejecución de la inversión.

Con respecto al valor de oportunidad de inversión, podemos considerar la siguiente ecuación:

$$\text{Valor_Proyecto} = \text{VAN} + \text{Valor_Opción}$$

Donde:

Valor_Proyecto = Valor estratégico del Proyecto,
 VAN = Valor Actual Neto del FDC
 Valor_Opción = Valor de la Gestión,

De lo anterior, podemos deducir que:

$$\text{Valor_Proyecto} > \text{VAN}$$

En línea con lo anterior, se dice que en algunos casos, el FCD subestima (o subvalúa) las inversiones. Por ejemplo, cuando se considera el valor de la decisión de espera ("timing"), el valor de oportunidad de la inversión es igual al VAN tradicional (si es positivo o, en caso contrario cero) más el valor de la opción de espera.

Para el caso de la regla de decisión, el valor "crítico" de la variable estocástica es el indicador que define la toma de decisión. En el caso de la industria del petróleo, el precio del barril del petróleo es el valor mínimo necesario para que sea óptima la inversión. El precio crítico considerado es siempre mayor que el costo unitario de producción (CUP) o "break-even price" (valor en el cual el VAN sería igual a cero), usado en el análisis de FCD.

Lo anterior origina que se obtenga, dentro de una cartera, una cantidad mayor de proyectos con lo cual la aplicación del FCD lleva a una sobre inversión. Para evitar esto en la toma de decisiones se usan tasas de descuento altas (tasas de barrera) o establecen restricciones de presupuesto, de manera que solo se aprueben los proyectos de mayor rentabilidad ("deep in the money") o los proyectos estratégicos (con opción de crecimiento).

A modo de ejemplo, supongamos que el precio actual del petróleo es de 15.0 US\$/BI y consideremos los casos siguientes:

- (a) El proyecto de desarrollo del campo "A" tiene una CUP de apenas 13.0 US\$/BI (osea, el VAN es positivo) y tiene un precio crítico (calculado por la teoría de opciones) de 20.0 US\$/BI. La teoría de opciones recomienda entonces que se espere a que los precios lleguen a por lo menos, 20.0 US\$/BI antes de invertir, mientras que el FCD recomienda la inversión inmediata; y
- (b) El campo "B", en producción desde varios años, tiene un costo operativo de 15.5 US\$/BI. Sin embargo, la teoría de opciones que considera inclusive el costo de abandono y las probabilidades de subida del precio, calculó que vale la pena abandonar el campo si el precio del barril en el mercado cae a 13.0 US\$/BI (o si el costo operativo aumenta). Por lo tanto, el campo no sería abandonado, a diferencia del FCD que recomendaría el abandono.

Para ilustrar mejor la comparación de la regla de decisión entre la teoría de opciones y el FCD, se presentan dos ejemplos mas. En ambos, supone ahora que el precio del mercado es de 16.0 US\$/BI:

- (1) Supongamos que la empresa "X" ha logrado los Contratos de Licencia para invertir en dos campos "A" y "B" técnicamente iguales en la Selva Peruana, ambos con una CUP de 17.0 US\$/BI (el VAN es negativo). La única diferencia es que en el caso del Campo "A", los derechos de la empresa "X" terminan en 6 meses, mientras que en el caso del Campo "B" esos derechos terminan en 5 años.

Aun para el caso del $VAN < 0$, estos derechos tienen valor económico, pues existe una probabilidad de que los precios suban, haciendo rentables estos yacimientos. El FCD no indica (y no cuantifica el valor positivo de los derechos). Otro aspecto importante es el relacionado a cual de los campos es más valioso para la empresa, ya que es evidente que el campo "B" es más valioso que el "A" para la empresa "X", pues como existe más tiempo para ejercer su derecho, la probabilidad que este campo se torne rentable es mayor que en el caso del campo "A". El FCD no tiene respuestas satisfactorias para estos casos.

- (2) Supongamos que existen dos alternativas de plataformas para la perforación en el Lote "C". Si suponemos que ambas alternativas tienen el mismo costo de inversión y el mismo costo operativo, el FCD será indiferente entre las alternativas, ya que el proyecto tiene una vida prevista de 20 años, con un valor residual de cero en ambos casos. En la alternativa "A" las plataformas son de tipo móviles (costo de material es caro, pero el costo de servicio es barato), mientras que en la alternativa "B" las plataformas son fijas (equipos "taylor made"), siendo el material barato, pero el servicio caro.

Si después de algún tiempo de perforación se decide cambiar de locación o incluso desactivar el campo o si algunas plataformas se tornan innecesarias (cantidad de pozos menor que lo previsto, o algunos pozos productores fueran desactivados), la ventaja económica de las plataformas móviles sobre las plataformas fijas se torna evidente, ya que las primeras pueden ser aprovechadas con un costo de re-localización relativamente bajo, mientras que la plataforma fija, si se pudiera aprovechar, tendría un costo mayor. El valor de flexibilidad en la toma de decisiones (opción de cambio de uso) no puede ser cuantificada con el FCD.

A pesar de las críticas al FCD, este método cuenta con aplicaciones debido a su simplicidad, sobre todo cuando se tiene proyectos con flujo de caja previsible (algunos proyectos de reducción de costos, por ejemplo) y con acciones macrogerenciales irrelevantes. En el caso del ejemplo (1) mencionado, considerando la fecha de expiración de los derechos, la inversión es del tipo "ahora o nunca" y merece la pena la regla del $VAN > 0$ para la decisión de inversión, porque la opción de espera no tiene valor en esa fecha (suponiendo que no exista ninguna otra opción relevante para efecto de la toma de decisión).

Es conveniente ser cuidadoso en proyectos dónde la incertidumbre es relevante y/o existe presencia de flexibilidad en la toma de decisión del proyecto, cuando se utilice el FDC.

LA INCERTIDUMBRE EN LA TOMA DE DECISIONES

Se puede pensar que se puede reducir el riesgo económico del proyecto, con los instrumentos financieros disponibles en el mercado (inclusive mercados futuro de petróleo y otros títulos vinculados al precio del petróleo), o través de operaciones puramente financieras (hacer “hedge”). Sin embargo, en mercados eficientes¹⁵⁰, cualquier reducción en el riesgo es compensada por una reducción del retorno¹⁵¹, de tal forma que el valor de oportunidad de la inversión no afecta a la empresa ni a las operaciones de “hedge”. En este sentido, una operación financiera no tiene efecto en la decisión económica de inversión.

La decisión de inversión es generalmente una decisión libre de preferencias, relacionada solo con la maximización de la riqueza, mientras que la decisión financiera es generalmente una decisión dependiente de preferencias. Estas decisiones son tomadas de forma separada, es decir, primero se toma la decisión económica y después la decisión financiera (no sólo para el “hedge”, sino también para la participación del capital de terceros, es decir, apalancamiento).

En mercados menos eficientes, una operación financiera puede agregar algún valor, pero tiene un efecto secundario. Es oportuno recordar el texto de Brealey & Myers (1991, pg.464): "Usted puede ganar mucho mas dinero con el lado izquierdo del balance (activos) que con el lado derecho (pasivo y patrimonio). Es decir, existe más valor a ser ganado con buenas decisiones de inversión que con buenas decisiones financieras. Este es el sentido con el cual deben ser analizadas las decisiones de inversión.

1.- Asimetría e Información

La certeza en la inversión se refiere a las situaciones en que el inversionista conoce con una probabilidad de 1, sobre cual será el retorno futuro de su inversión. Se puede inferir por consiguiente, que incertidumbre se refiere a situaciones donde puede ocurrir un conjunto de valores, asociados a sus respectivos estados de naturaleza, con

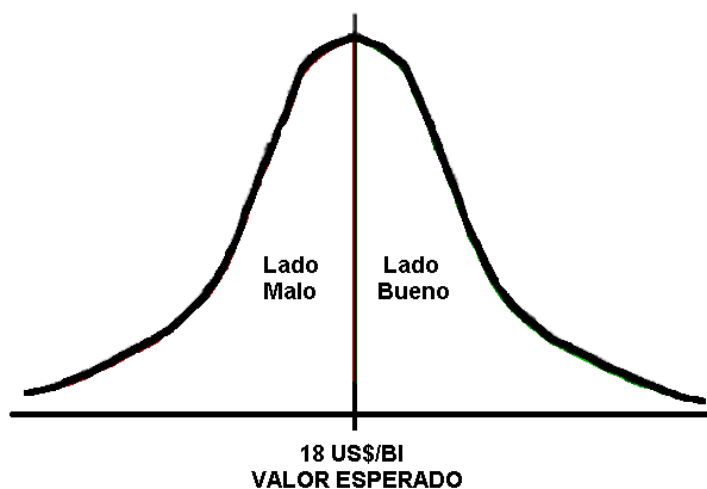
¹⁵⁰ Un mercado es eficiente cuando la información esta ampliamente disponible y de forma barata para los inversionistas, y que toda la información relevante y alcanzable está ya reflejada en los precios de los títulos. Esta es la razón por la que las compras o ventas en un mercado eficiente no pueden ser transacciones de VAN positivo, página 231, Brealey & Myers 5ta Edición, 2001.

¹⁵¹ inversamente, los proyectos con riesgo son menos deseables que los seguros y por lo tanto, se exige una mayor tasa de rentabilidad de los proyectos con riesgo, página 143 de Brealey & Myers 5ta Edición, 2001.

probabilidades estrictamente positivas para, al menos, dos valores diferentes. En otras palabras, la incertidumbre en una variable (ejemplos: precio del petróleo, valor de un proyecto, demanda de gas de un mercado, y el costo de la perforación de un pozo) puede ser vista como la posibilidad de que esta variable asuma valores diferentes a los esperados.

El gráfico N° V-2 muestra las posibles desviaciones respecto del valor esperado en términos de la distribución de probabilidades. Se puede observar que la incertidumbre tiene dos lados: el “lado malo” de la incertidumbre que para un inversionista en E&P de petróleo o gas es el lado izquierdo de la distribución (para un consumidor de derivados de petróleo o gas debería ser el opuesto) y el “lado bueno” de la incertidumbre, en el lado derecho de la distribución. Se deben revisar las decisiones de inversión y las decisiones operacionales, con el objetivo de maximizar el valor de la empresa. Una decisión racional procura maximizar las ganancias cuando los precios están altos (cuando ocurre el “lado bueno”) y minimizar las pérdidas cuando los precios están bajos (cuando ocurre el “lado malo”).

**GRAFICO N° V-2
DISTRIBUCION DE PROBABILIDAD - INCERTIDUMBRE**



La toma de decisiones hace que la incertidumbre¹⁵² agregue valor a la oportunidad de inversión, debido a la acción asimétrica en respuesta a la incertidumbre, presentado aspectos contrarios al análisis FCD. Este es el primer efecto de asimetría de la incertidumbre: asimetría de inversión.

El aumento en el valor de la oportunidad de inversión causado por la incertidumbre económica no significa un aumento en la disposición a invertir, pues un aumento de valor es debido a la valorización de la decisión, que en el caso más común es el valor

¹⁵² Concepto válido tanto para incertidumbre económica e incertidumbre técnica

de la espera, y la acción de invertir elimina esta flexibilidad de decisión ("mata" la opción). De esta manera, un incremento de la incertidumbre económica reduce la disposición a invertir en un proyecto¹⁵³ o pospone la decisión de invertir.

Dependiendo del tipo de decisión a ser tomada, cada uno de los 2 lados de la incertidumbre es importante. Si se desea tomar una decisión de inversión, el "lado malo" de la incertidumbre es la fuerza primaria que gobierna la decisión óptima de la inversión, siempre que la espera sea posible. Por otro lado, si se desea tomar una decisión de abandono, el "lado bueno" de la incertidumbre es el relevante. Éste es el segundo efecto de asimetría de la incertidumbre: asimetría en la regla de decisión.

Esta asimetría puede ser enfocada por el "principio de mayor información": un proyecto, incluso con $VAN > 0$, puede ser pospuesto si se considera que la incertidumbre existente atribuye una probabilidad positiva para una caída en los precios, de tal forma que la espera puede evitar esas pérdidas. El precio que conlleva a una inversión inmediata, depende de la probabilidad de ocurrencia y de la magnitud de la posible pérdida y no depende de la extensión en el "lado bueno" de la incertidumbre¹⁵⁴.

Un ejemplo interesante de incertidumbre política, en que un proceso de discusión en el Congreso sobre incentivos fiscales a las inversiones, lleva a un aplazamiento de las inversiones por parte de los Contratistas debido a la espera de la decisión política, ya que esta garantiza una mayor rentabilidad a quien invierta acogándose a esa Ley.

Otro ejemplo interesante e instructivo del *principio de mayor información* es referido a las empresas japonesas, las cuales tienen mayores costos fijos, pero que han sido más agresivas en la inversión que las empresas americanas. La respuesta es que el "lado malo" de la incertidumbre es menor en Japón, debido al apoyo dado por el gobierno a las compañías en situaciones coyunturales desfavorables¹⁵⁵ (inclusive la *cartelización*, para prevenir la competencia destructiva en los períodos de recesión). De esta manera, el valor de la espera es pequeño y las compañías tienen más disposición o menor temor de invertir.

En el caso de la *decisión de abandono*, la asimetría también puede ser enfocada por el "principio de mayor información": un proyecto que genera un ingreso ligeramente menor que el costo operativo, no puede abandonarse, debido al potencial de volver a ser un negocio rentable, lo cual es proporcionado por el "lado bueno" de la incertidumbre. Cuando mayor es este potencial, más es la espera de la empresa antes de tomar la decisión irreversible de abandonar el proyecto. Es esta "esperanza" que

¹⁵³ Para la incertidumbre técnica el efecto es el opuesto, ya que la inversión puede ser efectuada en etapas, como si fuese una opción de expansión

¹⁵⁴ Es importante la probabilidad total del "lado bueno", la cual es igual a 1 menos la probabilidad del "lado malo", pero el perfil de distribución probabilística de este lado no es importante para efectos del valor que origina la toma de decisión.

¹⁵⁵ Para prevenir la pérdida de competitividad con esta política, se requiere de incentivos para la adopción de rigurosos programas de calidad.

hace que muchas empresas operen unidades con perjuicios o pérdidas por cierto tiempo.

Varian¹⁵⁶ menciona que la información imperfecta y asimétrica puede introducir diferencias radicales en la naturaleza del equilibrio del mercado y califica como riesgo moral a la situación en la que una de las partes del mercado no puede observar el comportamiento de la otra. En este sentido, algunos agentes desean invertir en señales que los diferencien de otros, por lo que este tipo de inversión puede ser beneficiosa desde el punto de vista privado pero ineficiente desde el punto de vista social.

2.- Tipos de Incertidumbre y Sus Efectos en los Proyectos

Existen dos tipos de incertidumbre, la *incertidumbre económica* y la *incertidumbre técnica*. Esta nomenclatura y conceptos se han desarrollado desde un punto de vista más económico que financiero y esta orientada a la acción gerencial maximizadora del valor de la empresa mas que a los conceptos de portafolios financieros de *riesgo sistemático* y *riesgo diversificado*.

2.1.- Incertidumbre Económica

La *incertidumbre económica* esta relacionada con los movimientos generales de la economía que está sujeta a ciertos acontecimientos aleatorios, tales como recesión/crecimiento de la economía, guerra/paz, pérdidas o disminución de cosecha por razones climáticas o productividad, descubrimiento de nuevas tecnologías, etc. Cuanto mas distante es el futuro que se intenta predecir, más incierta es la predicción. Un aspecto importante para la decisión de inversión de una empresa¹⁵⁷ es que la realización de un determinado proyecto, no reduce ni aumenta este tipo de incertidumbre. Un ejemplo es la incertidumbre en los precios futuros del petróleo que depende de factores exógenos al proyecto de una empresa. De esta manera, la incertidumbre económica es exógena al proceso de decisión de una empresa. Para estos casos, se puede aplicar el concepto de que se aprende esperando ("learning by waiting") y no invirtiendo.

Ese tipo de incertidumbre que no puede ser totalmente diversificable, afecta negativamente las inversiones, ya que a una mayor incertidumbre, las compañías esperarán mas antes de invertir, o exigirán precios mas elevados para invertir en

¹⁵⁶ Para mayor detalle ver Varian "Macroeconomía", páginas 675-679 sobre información asimétrica.

¹⁵⁷ En el caso de una empresa tomadora de precios, la decisión de inversión no afecta los precios. En el caso de algunas industrias es diferente: Por ejemplo si la OPEP (organización de los países productores de petróleo) decidiera incrementar la producción en 2 millones de barriles/día, la tendencia es a una reducción de los precios como consecuencia del exceso de oferta en el mercado y para este caso, la curva de demanda es relevante.

producción. Muchos proyectos con $VAN > 0$ serán postergados, y solo serán realizados proyectos con $VAN \gg 0$.

2.2.- Incertidumbre Técnica

La incertidumbre técnica es un tipo de incertidumbre que no está relacionada a los movimientos macroeconómicos, es decir que las posibilidades de desviación de la variable en relación a lo que se espera (incertidumbre) no se mueve, por ejemplo cuando la economía sale de una recesión y entra en una fase de crecimiento. Un ejemplo de incertidumbre técnica son los volúmenes de petróleo, gas y agua de un yacimiento, antes de haber concluido el desarrollo de un campo (no se ha perforado el total de pozos). La incertidumbre técnica puede llevar a la ejecución de inversiones en proyectos con $VAN < 0$.

Una característica fundamental de la incertidumbre técnica es que la realización de inversiones reduce este tipo de incertidumbre. Así, la incertidumbre técnica es endógena al proceso de decisión, contrario a la incertidumbre económica. La incertidumbre técnica incentiva la inversión paso a paso, en el sentido de reducir la varianza de la incertidumbre. Esto le asigna a la inversión un beneficio adicional relacionado a la reducción de la incertidumbre técnica. Este beneficio adicional lo podemos denominar el valor-sombra ("shadow value") porque es un valor que no aparece directamente en el flujo de caja y por lo tanto el FCD no incorpora este valor, lo cual es otra limitación importante de este método. Dos ejemplos en petróleo ilustran el valor de la reducción de la varianza de esta incertidumbre:

- (a) El campo de Chambira (Selva Norte – Perú) aproximadamente dos décadas atrás, tenía un alto grado de incertidumbre técnica en sus reservas. Se decidió invertir en el campo, iniciando la perforación de pozos. Estas inversiones proporcionaron nueva información referente a volúmenes de petróleo menores a los esperados, lo cual permitió revisar y hasta cancelar las inversiones en las plataformas que se habían previsto para el campo;
- (b) Los campos de Piraña, Dorado y Paiche, también en la Selva Norte – Perú, debido a las incertidumbres tecnológicas relacionadas con el procesamiento de crudos pesados y a los volúmenes *en-sitio* de petróleo pesado, fue programado para ser desarrollado en fases, las que consistían en recolectar información de producción y nuevas tecnologías, previo a realizar inversiones más significantes y permanentes, previstas para las fases subsecuentes.

Es importante mencionar que para el caso de la incertidumbre técnica se debe tomar en cuenta el valor de "aprender haciendo" ("learning by doing") lo cual es diferente al valor de "aprender esperando" ("learning by waiting"), aplicable a la incertidumbre económica.

Asimismo, es importante observar la diferencia entre un inversionista que tiene una cartera de acciones (activos financieros), y un gerente de una compañía que tiene una cartera de proyectos (activos "reales"). El inversionista no puede tomar ventaja de la incertidumbre técnica para maximizar su riqueza y lo mejor que él puede hacer es diversificar su cartera, a fin de reducir el riesgo. El gerente puede hacer más que diversificar, ya que puede elegir, revisando la asignación de recursos, la forma en que pueda tomar ventaja de la incertidumbre técnica y maximizar el valor de la empresa¹⁵⁸. Por consiguiente, la incertidumbre técnica es importante sólo para gerentes.

2.3.- Tratamiento a Incertidumbre Técnica

El método para reducir la incertidumbre técnica necesita, como dato de entrada que se tenga la curva o una tabla con valores discretos, de reducción de varianza con la inversión acumulada. En el caso del problema típico de incertidumbre técnica en E&P de petróleo, relacionado con la incertidumbre en los volúmenes de fluidos (petróleo, gas, agua) en el yacimiento y de sus propiedades roca- fluido (permeabilidades relativas y absolutas, porosidad, saturación etc.), existen diversas inversiones planificadas (Gráficos N° V-3 y N° V-4) que se deben realizar en información:

- (a) Pozos exploratorios, confirmatorios y de desarrollo. Son grandes inversiones (0.5 a 1.0 MMUS\$ en la costa y de 2.0 a 20.0 MMUS\$ en la selva), que producen mucha información. Uno de los puntos claves es el orden de perforación de los pozos, el cual debe iniciarse por aquel que proporcione una mayor reducción de la varianza de la incertidumbre técnica, debiéndose priorizar la información no-redundante para la selección de los pozos subsecuentes;
- (b) Sísmica¹⁵⁹ 2D y 3D. Estas inversiones deben ser planeadas con el mismo concepto anterior. Los problemas como el momento de realizar una sísmica complementaria (después de un pozo de delimitación), y de elegir la opción entre una sísmica de detalle 2D o una 3D, con costos e información diferenciados, deben ser considerados económicamente;
- (c) Pruebas de presión y producción: se justifican en casos de proyectos de gran tamaño. Además de proporcionar algunos tipos de información que no se obtienen por los pozos exploratorios y sísmica, tienen la característica de generar recetas operacionales, que pueden reducir el costo de la información;

¹⁵⁸ Para mayor detalle ver Brealey & Myers (1998, 5ta Ed.), Capítulo 13, páginas 229-247.

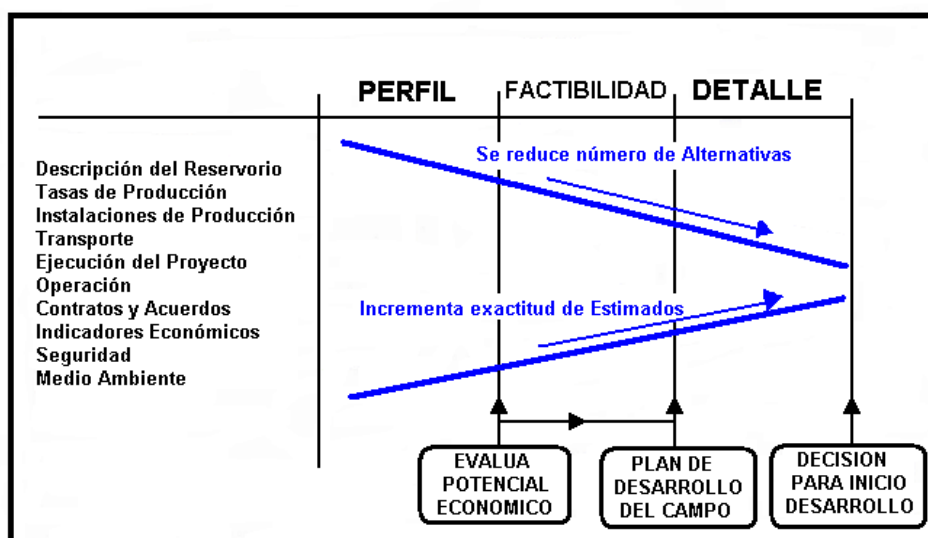
¹⁵⁹ Sísmica significa una serie de explosiones y la captación del reflejo de las ondas emitidas por los estratos subterráneos. En la 2D se usa una línea (versus profundidad), en la 3D existe una malla de líneas sísmicas. Cuanto menor es el espaciamiento entre las cargas, es más detallada la información recolectada

- (d) Otros métodos, como las simulaciones computacionales especiales, reestudios más detallado de los datos, etc. Son los métodos más baratos, pero algunos con costos nada despreciables.

Con el objetivo de determinar la secuencia óptima de inversiones en información, de tal forma que se pueda obtener la mayor reducción marginal de varianza posible, para cada unidad de inversión, se puede utilizar el método de decisión Bayesiano, y empezar con la calidad de la predicción que usa la estadística Bayesiana, que modela la incertidumbre en parámetros en términos de distribución de probabilidades¹⁶⁰. Estos datos pueden usarse en técnicas modernas, como por ejemplo métodos de Monte Carlo, o en técnicas de exploración y aprendizaje activa¹⁶¹. También las técnicas para determinar la confiabilidad de un modelo respecto a una cantidad finita de datos, que es el objetivo de la técnica de aprendizaje reflexiva.

GRAFICO N° V-3

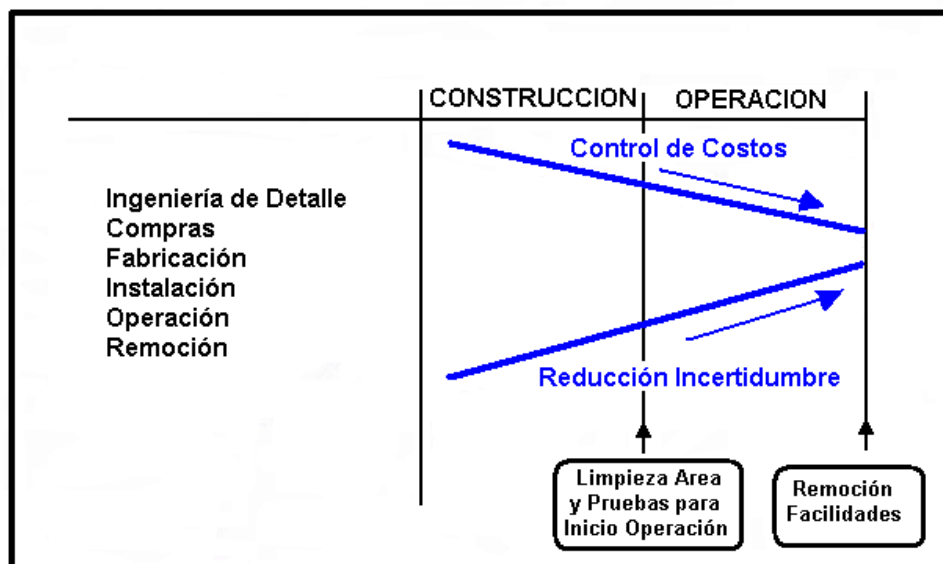
PLANIFICACION PARA DESARROLLO DE UN CAMPO - 1



¹⁶⁰ O'Connor, "Probability and the Petroleum System: Issues for investors in the Upstream oil and gas industry", 2000, New Zeland, ARTICULO, "ProbabilityAndThePetroleumSystem-Issues.pdf".

¹⁶¹ Se ha demostrado que la velocidad de aprendizaje puede ser mas rápida si las observaciones – inversión en información – fueran cuidadosamente seleccionadas, en vez de tomarse aleatoriamente.

GRAFICO N° V-4

PLANIFICACION PARA DESARROLLO DE UN CAMPO - 2

La técnica de redes neurales es una rama de la ciencia de inteligencia artificial, del área de "sistemas inteligentes con auto-aprendizaje", que hace la analogía con el aprendizaje del cerebro humano, en que las neuronas (unidades de procesamiento) son interconectados por fibras nerviosas, pudiendo ser usados en modelos de resolución de incertidumbre técnica, a través de simulaciones de la predicción, usando algoritmos de aprendizaje y especificando parámetros (como probabilidades) en las conexiones entre las neuronas. Según Pedrosa (1996), la red neural "es un dispositivo que puede entrenarse a través de la presentación de un gran número de ejemplos de un problema con la solución de cada uno de ellos.

Este entrenamiento permite que, posteriormente, cuando se presente a la red un caso nuevo, ella resuelve de la manera mas próxima posible como se le enseñó en el entrenamiento". Mientras que en un sistema especialista, la solución se obtiene a través de deducciones, en las redes neurales la solución se obtiene de una manera inductiva. El área de sísmica tiene gran potencial de aplicación de redes neurales, debido a la conjunción de dos elementos importantes: la existencia de muchos problemas de identificación de modelos y la disponibilidad de gigantescas masas de datos posibles de ser usados en el entrenamiento de redes neurales.

Otra técnica moderna alternativa a los modelos tradicionales de distribución de probabilidades del volumen de reservas de petróleo (generalmente modelado con distribución log-normal o distribución triangular), es el modelado de los parámetros de incertidumbre técnica de los reservorios por medio de la distribución de fractales. Para

las reservas de petróleo se considera una dimensión fractal mayor que uno, lo que implica, que la mayoría de las reservas de petróleo están en pequeñas acumulaciones (pequeños campos de petróleo). Si se acepta esta hipótesis, existe mucho petróleo a ser descubierto, pero con rentabilidad decreciente, debido al costo creciente de extraer petróleo de yacimientos cada vez pequeños.