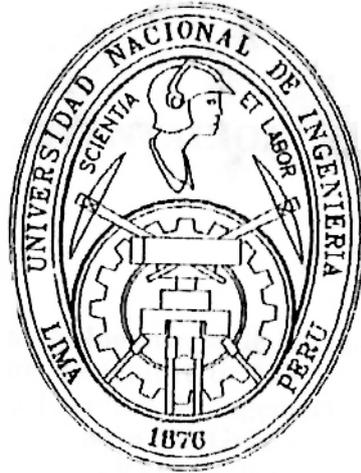


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



***PROYECTO ENERGETICO EN BASE AL
GAS DEL ZOCALO CONTINENTAL "***

TESIS :

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

Eric Eduardo Concepción Gamarra

Promoción 90 - II

LIMA - PERU

1995

SUMARIO

La presente tesis corresponde al estudio para establecer una alternativa de expansión eléctrica para el Sistema Eléctrico de Tumbes en base al desarrollo del Gas del Zócalo Continental y examina las posibilidades y conveniencia de implementarse de acuerdo a criterios de formulación y evaluación de proyectos del Sector Energía.

La falta de datos técnicos complementarios ha impedido realizar un análisis exhaustivo de las diversas posibilidades de aplicación del gas en otras actividades, por lo tanto este trabajo pretende establecer la viabilidad técnica-económica de la aplicación del gas al sector eléctrico.

El punto de partida para el desarrollo de este tema es creer sin lugar a dudas que el Desarrollo y Explotación del Gas del Zócalo Continental de Tumbes, se constituirá en el impulsor del crecimiento económico de la frontera norte del país vía el desarrollo industrial de las actividades económicas que en ella se realizan.

Finalizo esta presentación haciendo mención al Ing. asesor Víctor Cataño Cauti y al distinguido jurado que supo dar justo valor al presente trabajo.

Asimismo agradezco todas las personas e instituciones que me han brindado su generoso apoyo e información para la culminación de la tesis.

INDICE ANALITICO

Pág. N°

CAPITULO I: MARCO DE REFERENCIA

1.	ANTECEDENTES	12
2.	PROBLEMATICA	12
3.	OBJETIVOS	16
	3.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO	16
	3.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO	16
	3.3 ALCANCES DEL ESTUDIO	17
4.	UBICACION	18
5.	POLITICAS DE DESARROLLO	18
	5.1 SECTORIAL	18
	5.2 INSTITUCIONAL	19

CAPITULO II: AREA DE INFLUENCIA

1.	INTRODUCCION	21
2.	DEFINICION DEL PRODUCTO	21
3.	AREA DE INFLUENCIA	21
	3.1 CRITERIOS PARA DELIMITAR EL AREA DE INFLUENCIA	22
	3.2 DELIMITACION DEL AREA DE INFLUENCIA	23
4.	CARACTERISTICAS DEL AREA DE INFLUENCIA	23
	4.1 ASPECTOS GENERALES	23
	4.2 ASPECTOS DEMOGRAFICOS	24
	4.3 ASPECTOS ECONOMICOS	25
5.	PERSPECTIVAS DE DESARROLLO	26

CAPITULO III: ESTUDIO DE MERCADO

1.	INTRODUCCION	28
2.	LA DEMANDA	28
	2.1 DEMANDA HISTORICA	28
	2.1.1 DEL SECTOR ELECTRICO	28
	2.1.2 DEL SECTOR INDUSTRIA	30

2.1.3 DEL SECTOR MINERO	30
2.1.4 OTROS SECTORES	30
2.2 PROYECCION DE LA DEMANDA	30
2.2.1 MODELOS DE PREVISION DE DEMANDA ELECTRICA	30
2.2.2 CONSIDERACIONES METODOLOGICAS	35
2.2.3 RESULTADOS	36
3. LA OFERTA	37
3.1 OFERTA DEL LOTE Z-1	37
3.2 OFERTA DE OTROS LOTES PRODUCTIVOS DE GAS	37
4. BALANCE OFERTA-DEMANDA	38
5. TARIFAS	38

CAPITULO IV: INGENIERIA

1. INTRODUCCION	39
2. RESERVAS	39
3. PERFORACION Y COMPLETACION	39
4. PRODUCCION Y RECOLECCION	40
5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCION	40
5.1 DISEÑO DEL GASODUCTO	41
5.1.1 FUNDAMENTO TEORICO	41
5.1.2 CONSIDERACIONES SOBRE EL GAS SECO	49
5.1.3 SELECCION DE LA RUTA	52
5.1.4 CONSIDERACIONES DE PRESION	53
5.1.5 CONSIDERACIONES DE FLUJO	53
5.1.6 RESULTADOS	54
6. PLANEAMIENTO Y OPERACION	57

CAPITULO V: ASPECTOS ECONOMICOS

1. INTRODUCCION	58
2. COSTOS DE DESARROLLO DE CAMPO	58
2.1 INVERSION	58
2.1.1 REACONDICIONAMIENTO DE POZO "C"	58
2.1.2 PERFORACION POZO ADICIONAL	59
2.2 GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	59

3.	COSTOS DE GASODUCTO	60
3.1	INVERSION	60
3.1.1	COSTO DE MATERIAL	60
3.1.2	COSTO DE INSTALACION	61
3.1.3	COSTO DE DERECHO DE VIA	61
3.1.4	COSTO DE INGENIERIA Y OTROS	61
3.1.5	TOTAL INVERSION	62
3.2	GASTOS OPERATIVOS	62
3.2.1	COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	62
3.2.2	GASTO DE VENTAS	62
4.	DEPRECIACION Y AMORTIZACION DE INTANGIBLES	63
5.	IMPUESTOS Y REGALIAS	63
6.	COMERCIALIZACION Y VENTAS	63

CAPITULO VI: EVALUACION

1.	CONSIDERACIONES	65
1.1	FLUJO DE CAJA	65
1.2	TASA DE DESCUENTO	65
1.3	VALOR RESIDUAL	65
2.	RESULTADOS	66
3.	ANALISIS DE SENSIBILIDAD	67

CAPITULO VII: IMPACTO AMBIENTAL

1.	DEFINICIONES	69
2.	RIESGOS DE PLATAFORMAS MARINAS	70
3.	CONTAMINACION AMBIENTAL	70

CONCLUSIONES	73
---------------------	----

RECOMENDACIONES	74
------------------------	----

CAPITULO I: MARCO DE REFERENCIA

1. ANTECEDENTES

El Lote Z-1 donde se ubican las estructuras Corvina, Delfín, Albacora, Piedra Redonda y Barracuda fue explorado inicialmente en 1982 por la Cía. TENNECO, posteriormente se completó la exploración con el levantamiento de sísmica 2D por parte de la Cía. AIPC.

Los resultados de exploración en el Lote, no son satisfactorios, se han perforado diecinueve (19) pozos, de los cuales 06 han resultados secos y 03 fueron abandonados por problemas de completación. Gran parte fueron abandonados debido al pobre hallazgo de hidrocarburos.

La perforación exploratoria en la estructura Corvina, dio como resultado que el pozo C-11 fuera el único completado con éxito. Los hidrocarburos descubiertos se clasifican como gas no asociado cuyo componente principal es el gas seco.

En Mayo de 1994, El Ministerio de Energía y Minas encargó a PETROPERU S.A. evaluar las condiciones técnicas y operativas del pozo C-11, con la finalidad de proveer gas natural en la playa Zorritos.

Dentro de los resultados del estudio técnico, se estimaron reservas probadas para la estructura Corvina de 12 MMM (12×10^9) SCF. Asimismo se indica que el yacimiento puede explotarse a partir de un régimen de 5 MMPCD hasta en 10 años.

2. PROBLEMATICA

El actual desarrollo del país se ve afectado por una profunda crisis energética, motivada por el retraso o

ausencia de inversiones en infraestructura en el referido sector en los últimos años, agudizándose con fenómenos naturales imprevisibles que en total provocaron un severo racionamiento de energía y paralización de diversos sectores productivos, lo que resultó en cuantiosas pérdidas económicas. La evolución de la oferta energética ha mostrado en la última década un decrecimiento tanto en el subsector hidrocarburos como en el subsector eléctrico, mientras que la demanda se ha incrementado paulatinamente, con solo una mínima caída en Agosto de 1990, a raíz de la política de alzas en las tarifas públicas.

El diagnóstico de cada sector se detalla a continuación:

Subsector Hidrocarburos

La crisis del petróleo en la década del 70, obligó al país a explotar sus recursos a un ritmo mayor que el destinado a la búsqueda de nuevas reservas, como consecuencia, en la década del 80 se observa una declinación natural de la producción por agotamiento y un gran descenso de nuestras reservas probadas, tal como muestra el cuadro I.1.

Según el cuadro I.1, la producción de petróleo crudo descendió en 1992 (aprox. 115,000 Bbl/día); sin embargo debido a la aplicación de modernas tecnologías y mejoras en las facilidades de producción por parte de empresas contratistas y la estatal PETROPERU, se ha podido obtener una mejoría de 9% para 1993 alcanzando los 46 MM Bbl (126,000 Bbl/día).

La disminución en la producción de petróleo liviano sumado a la baja calidad del crudo Loreto de la selva (principal zona productora de petróleo) y la creciente demanda de combustibles de los diversos sectores

consumidores ha obligado a las refinerías a importarlo para cubrir el déficit de gasolinas y destilados medios (kerosene, diesel) según muestra el cuadro I.2.

Si a esto se agrega un manejo deficiente de los beneficios percibidos por la comercialización del recurso que se convirtieron en flujos sin retorno hacia la caja fiscal tenemos como resultado un déficit de 114.3 MM US\$ en la balanza comercial de hidrocarburos en el año de 1993 (ver cuadro I.3)

Por lo tanto, si no se efectúan significativas inversiones en la búsqueda de nuevas reservas de crudo o no se recurre a otra fuente alternativa de energía, las reservas de petróleo existente al ritmo actual de producción abastecerán al mercado interno hasta los próximos 8 años (relación reservas/producción = 9 para 1992).

SubSector Eléctrico

El servicio de electricidad en el Perú afronta una de las más graves crisis. El racionamiento de energía se da en gran parte del país, subsistiendo una baja confiabilidad del suministro. La población servida expresada en términos del grado de electrificación, ha evolucionado desde 1980 a un nivel relativamente bajo de 1.7% anual si lo comparamos con el crecimiento demográfico de 2.2% anual (ver cuadro I.4). Actualmente sólo el 45% de la población nacional tiene acceso a este servicio, existiendo profundas diferencias en cada departamento, es así que en el departamento de Lima llega al 72%, en Tumbes es el 39%, mientras que en Huancavelica sólo al 5 por ciento.

El consumo bruto actual por persona en el país apenas supera los 200 Kwh/año, inferior al promedio latinoamericano que asciende a 1000 Kwh/año.

El país tiene un gran potencial en el Gas natural; sin embargo este recurso solamente es aprovechado en un 9.2%, mientras que el consumo de petróleo representa el 75% de la producción total de energía comercial tal como nos muestra el cuadro I.5.

Electroperú actualmente mantiene en servicio el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) para satisfacer la demanda de electricidad de los principales centros poblados e industriales de la costa norte y centro del país, entre las que se encuentra Lima, ciudad capital. El SICN debido a una falta de mantenimiento y rehabilitación de sus instalaciones y afectado por las acciones terroristas de los últimos años ha tenido significativas pérdidas en el servicio. En consecuencia los sectores industrial y comercial importaron cerca a 200 MW en grupos de generación propios cuyos costos de operación resultaron altos. Este déficit fue superado en parte por las 2 centrales térmicas de 100 MW instaladas en Ventanilla en 1993, que permiten satisfacer la demanda de energía eléctrica en horas punta.

El Sistema Eléctrico Tumbes se considera un sistema aislado con pocas posibilidades de integrarse al SICN, debido al pequeño mercado comparado con Piura.

Debido a que el país esta recobrando su nivel productivo, se espera una incremento significativo en la demanda de energía eléctrica a corto plazo, lo que plantea resolver el problema con proyectos eléctricos de corto período de maduración como centrales térmicas pues las centrales hidroeléctricas requieren de aproximadamente 10 años para su implementación. Esta expectativa originará

una fuerte demanda de insumos tales como el carbón, gas natural y petróleo los que deberán competir por ofrecer precios económicos para reducir los costos de generación.

3. OBJETIVOS

3.1 OBJETIVOS DEL PROYECTO

El proyecto energético en base al Gas del Zócalo Continental esta orientado a:

- Buscar ~~el~~ satisfacer en los próximos años la demanda de hidrocarburos en el área de influencia mediante la explotación y comercialización del gas natural y sus posibles derivados, existentes en los yacimientos ubicados en el lote Z-1.
- Proveer de instalaciones y de infraestructura necesaria en el yacimiento para proveer el producto según requieran los sectores productivos y de infraestructura económica del área de influencia.

3.2 OBJETIVOS DEL ESTUDIO

El estudio esta destinado a determinar la viabilidad técnico-económica del desarrollo y explotación del gas del Lote Z-1, Zócalo Continental del NorOeste en Tumbes, para que cumpla de manera eficaz y económica los objetivos del proyecto señalados líneas arriba.

Según esto, se deberá de determinar en el estudio, la infraestructura física y equipamiento más adecuado para atender las necesidades de gas natural previsibles en el período de análisis, de manera que puedan ser atendidas en condiciones de oportunidad y economía en todo momento.

3.3 ALCANCES DEL ESTUDIO

En este estudio se considera la formulación y evaluación del proyecto energético en base al Gas del Zócalo Continental; el desarrollo del mismo se realiza a nivel de pre-factibilidad, considerando un horizonte de planeamiento de 15 años. Los aspectos que se desarrollarán son los siguientes:

- Estudio de Mercado. En el cual de acuerdo al área de influencia que se define, se determina cuales son los productos y subproductos que brindará la explotación del yacimiento y cual es la demanda de hidrocarburos en el horizonte de planeamiento, teniendo en cuenta para ello estadísticas confiables sobre el(los) principal(es) consumidor(es) del producto.
- Estudio de Ingeniería. Con el cual se determina el tamaño mas apropiado del proyecto para atender la demanda de hidrocarburos en el horizonte de planeamiento. Asimismo, se establece la localización, se describen los aspectos de ingeniería, planeamiento y operación.
- Estudio Económico. en donde se definen las inversiones, costos e ingresos, así como la proyección de los principales estados financieros para realizar la evaluación económica y el análisis de sensibilidad de la rentabilidad del proyecto.
- Finalmente se incluye un análisis del riesgo de impacto ambiental que podría generar el desarrollo del proyecto sobre el ecosistema.

4. UBICACION

El proyecto se encuentra ubicado en la estructura Corvina dentro del lote Z-1 (Offshore), Zócalo continental de Tumbes, Región Grau, Perú (Ver Figura I-1).

5. POLITICAS DE DESARROLLO

5.1. POLITICA SECTORIAL

En el Plan Nacional de Desarrollo de Energía de Mediano Plazo 1992-96 se propone:

- Garantizar el abastecimiento de hidrocarburos de manera oportuna y confiable.
- Asegurar que la producción, transformación y transporte de hidrocarburos se efectúe con eficiencia y productividad sin daño al eco-sistema.
- Ampliar la cobertura de combustibles en las zonas aisladas rurales y urbanas del interior del país.
- Optimizar técnica y económicamente el uso del potencial de recursos energéticos (hidroenergía, gas natural, petróleo, carbón etc.).
- Propiciar e incentivar el desarrollo tecnológico del sub-sector, en concordancia con la política nacional.
- Propiciar la participación del capital privado en la exploración y explotación en zonas de alto riesgo.

Además plantea una serie de metas tomando como referencia aspectos legales,

institucionales, tarifarios, incremento de la productividad y participación del Sector Privado.

5.2 POLITICA INSTITUCIONAL

El Perú y los demás países latinoamericanos como Argentina, Brasil, Venezuela han comprendido que el proteccionismo estatal no ha dado resultados favorables para el desarrollo del país a largo plazo. Por un lado el incentivar el crecimiento de empresas estatales, reducía la productividad de los mismos, pues era difícil mantener un control estricto de los gastos fiscales sobre todas ellas y por otro lado los beneficios que se obtenían con la comercialización del petróleo y sus derivados se destinaban a cubrir los déficit de otros sectores, con lo cual se disminuían las inversiones en la búsqueda de nuevas fuentes de petróleo que pudieran mantener los niveles de producción que requiere el país. La reducción del aparato estatal ha sido una de las primeras consecuencias de la liberalización de las economías y actualmente nos encontramos en pleno proceso, que desde luego provoca un clima de riesgo para los inversionistas extranjeros.

La Ley 26221 crea PERUPETRO como la empresa encargada de negociar, celebrar y supervisar los contratos, así como promover la exploración y explotación de hidrocarburos, de esta manera se reduce la actividad monopólica de la Empresa Estatal Petróleos del Perú, la cual ahora tiene como objetivo específico

llevar a cabo actividades de explotación de hidrocarburos.

Bajo el amparo de esta ley se han suscrito y revisado contratos de adjudicación de lotes con empresas privadas nacionales y extranjeras para la exploración y explotación de hidrocarburos. Asimismo el gobierno ha planteado la necesidad de la privatización de la empresa petrolera estatal PETROPERU faltando aún definir si se vende por partes o como un todo.

Del mismo modo se ha planteado la privatización de la Empresa de Electricidad del Perú (ElectroPerú S.A.) para 1995 con la finalidad de mejorar e incrementar el servicio hacia la población para lo cual se considera su disgregación en 3 empresas: de generación, de transmisión y distribución de energía eléctrica para terminar con el monopolio estatal buscando sea más eficiente el manejo del servicio.

CAPITULO II. ÁREA DE INFLUENCIA

1. INTRODUCCION

El presente capítulo tiene por objetivo definir al producto y su área de influencia geográfica, limitándola a un zona específica, en base al análisis de criterios técnico-económicos y analizando posteriormente sus perspectivas de desarrollo a nivel macroeconómico. Para esto se estudiarán los aspectos socio-económicos principales del área de influencia definida.

2. DEFINICION DEL PRODUCTO

El análisis cromatográfico del gas producido por el yacimiento se compone de 98.21% de Metano (Gas seco) y una gravedad específica de 0.56 (sp-gr aire=1.0)

El producto a destinarse en el Mercado será el gas seco, y como subproducto se define los LGN (líquidos del gas natural) puesto que la producción de líquidos es mínima (alrededor de 2 Bbl/MMPC). Estos últimos se componen de Kerosene (60%) y Gasolina pesada (40%) que pueden comercializarse como Nafta (figura II.2).

El gas seco se halla constituido principalmente por Metano y Etano, estimándose su composición y propiedades tales como las que se resumen en el cuadro II.1 y figura II.1

3. ÁREA DE INFLUENCIA

En el análisis del área de influencia se ha excluido el mercado externo en vista del mínimo efecto del proyecto dentro del mercado mundial de gas.

3.1 CRITERIOS PARA DELIMITAR EL ÁREA DE INFLUENCIA

Los siguientes son los criterios que se han utilizado para evaluar el área de influencia del gas del Zócalo.

a) Accesibilidad Geográfica del Mercado

El Lote Z-1 donde se encuentra la estructura Corvina, se encuentra frente a la costa de la Sub-Región Tumbes, por lo tanto es un mercado mucho mas accesible geográficamente que cualquier otro mercado (Costa Norte de Piura, Golfo de Guayaquil de Ecuador, Provincia de Ayabaca en Piura)

b) Tamaño del Mercado

El tamaño del mercado es importante, puesto que se trata de un producto que tiene múltiples aplicaciones en la Industria. Se establece que la SubRegión Tumbes y la provincia de Ayabaca son mercados más pequeños que el Golfo de Guayaquil en Ecuador y la Costa Norte de Piura. Si bien últimamente para Tumbes, el consumo de GLP se ha incrementado por el bajo costo que representa el estar cerca a Ecuador, exportador principal de GLP.

c) Volumen estimado de Reservas de Gas

Dado el tamaño de la oferta en cada mercado (reservas de gas) se ha estimado como que el Mercado Ecuatoriano cuenta con un volumen considerable de reservas de gas (campo de gas y petróleo en el Golfo de Guayaquil). El mercado de la costa norte de Piura también cuenta con una considerable oferta de gas - actualmente comercializa 26 MM PCD - si bien es menor a la ecuatoriana, pero mucho mayor que la SubRegión Tumbes.

3.2 DELIMITACION DEL ÁREA DE INFLUENCIA

La delimitación del área de influencia se establece en base a la comparación cualitativa de los criterios para establecer finalmente cual es el área de influencia geográfica directamente relacionada con el proyecto.

Para esto se ha otorgado un puntaje positivo o negativo al mercado que ofrece ventaja o desventaja comparativa. El cuadro II.2 nos muestra estos criterios correspondientes a cada uno de los mercados estudiados.

Finalmente se establece que el área de influencia para el proyecto energético lo conforma la SubRegión Tumbes (ver figura II.3).

4. CARACTERISTICAS DEL ÁREA DE INFLUENCIA

4.1 ASPECTOS GENERALES

Dentro de los aspectos generales se trataran los más relevantes que nos ofrezcan una visión general de la SubRegión Tumbes.

4.1.1 Ubicación

La SubRegión Tumbes se ubica en el extremo Nor-Occidental del Territorio Peruano, al sur de la Línea Ecuatorial y al Oeste del Flanco Occidental de la Cordillera de los Andes, sus coordenadas geográficas se encuentran entre los 03°34'00" y 03°41'39" latitud sur y entre los 80°25'57" y 80°35'13" de longitud oeste del meridiano de Greenwich (ver figura II.3).

4.1.2 Límites

Los límites de la SubRegión Tumbes son:

- Por el Norte con el conjunto de ríos, quebradas y accidentes geográficos diversos que conforman el límite internacional del Perú con el Ecuador, desde la provincia de Zarumilla.
- Por el Este, con el ramal central de la cordillera andina que separan al Perú con el Ecuador.
- Por el Sur con la SubRegión Luciano Castillo.
- Por el Oeste con el Océano Pacífico.

4.1.3 Extensión

La SubRegión Tumbes presenta una superficie territorial de 4,669.20 Km², equivalente al 0.36% del territorio nacional.

4.2 ASPECTOS DEMOGRAFICOS

La SubRegión Tumbes según el censo del INEI 1993 cuenta con una población de 155,521 habitantes, representa el 0.7% de la población nacional y con una densidad demográfica de 33.68 hab/Km² superior al promedio nacional de 17.22 hab/Km².

El cuadro II.3 muestra la distribución urbana y rural de la población de Tumbes. De esta se establece que la población esta concentrada en núcleos urbanos. Siendo las ciudades más importantes Tumbes, Zarumilla y Zorritos.

La tasa de crecimiento demográfica para la SubRegión, a nivel de censos, es de 3.2% anual durante el período 1981-1993 (cuadro II.4). Se ha observado que el crecimiento intercensal es mayor en la provincia de Zarumilla, motivado por el movimiento comercial con la frontera ecuatoriana.

La población económicamente activa (PEA) representó el 38.3% de la población total. La población ocupada es el 91.3% desconociéndose la participación de la población adecuadamente empleada, si bien se puede suponer es pequeña en vista del gran comercio informal existente en la Subregión (comerciantes, langostineros, pescadores artesanales, etc.)

4.3 ASPECTOS ECONÓMICOS

El Producto Bruto Interno (PBI) del Departamento de Tumbes participó en 1992 con 0.4% en el PBI Nacional, habiéndose mantenido en ese rango en los últimos 5 años. El PBI de la SubRegión Tumbes descendió en -6.7% el año 1991 respecto al año anterior y en -9.7% en 1992, tal como nos muestra el cuadro II.5.

Del cuadro anterior se observa que la mayor actividad productiva es el Comercio, Restaurant, Hotelería con una participación del 30.3% del PBI departamental. La rama Comercial se ve favorecida por el hecho de encontrarse en la frontera del vecino país del Ecuador, con el cual el intercambio comercial es intenso, mientras que el ramo Restaurant y Hotelería cada vez es mayor el flujo de turistas nacionales y extranjeros a parajes como Punta Sal, Caleta Cruz, Los Manglares, etc.

Le sigue en importancia Otros servicios y Pesca con 24.9 y 13.5% de participación respectivamente sobre el PBI departamental.

En cuarto lugar se sitúa el sector Manufactura con sólo 9.5% del PBI departamental participación que ha crecido, si comparamos con 7.9% en el año 1990. El número de empresas industriales ha crecido de 115 empresas en 1990 hasta 192 empresas en el año 1993.

5. PERSPECTIVAS DE DESARROLLO

La Región Grau dentro del Plan Regional de Desarrollo a corto plazo se propone:

- Impulsar la ejecución del Proyecto Ampliación y mejoramiento la refinería Talara, que permita incrementar la capacidad de procesamiento de crudo, a fin de cubrir la demanda interna de derivados, cortando la importación de dichos productos.
- Apoyar la continuación de los programas de Desarrollo del Zócalo Continental Regional.
- Distribuir de manera racional la energía eléctrica de transmisión Chiclayo-Piura, evitando cuantiosas pérdidas.
- Dinamizar y apoyar las gestiones que permitan obtener financiamiento para la ejecución de nuevos proyectos de electricidad.
- Concluir las acciones de rehabilitación y reconstrucción de la carretera Panamericana Norte.

- Propiciar el desarrollo del eje vial transversal Tumbes-Zarumilla-Papayal-Matapalo.
- Gestionar la elevación de categoría internacional al aeropuerto de Tumbes.
- Reforzar y articular los centros poblados estratégicos del área de frontera internacional (Zarumilla, Lancones, Suyo).
- Facilitar el ingreso, desplazamiento y salida de los turistas extranjeros especialmente de los países del Pacto Andino, incrementando la industria turística.

CAPITULO III. ESTUDIO DE MERCADO

1. INTRODUCCION

El estudio del mercado de gas dentro del área de influencia deberá justificar el desarrollo del campo de gas Corvina desde el punto de vista económico, al establecer que existe una demanda insatisfecha de gas o su equivalente energético como combustible (BTU).

2. LA DEMANDA

En el Departamento de Tumbes no existe un consumo directo del gas seco, mas si del GLP, petróleo residual y diesel en las diferentes aplicaciones, sin embargo estas no son muy variadas, pues solo incluyen el uso como combustible para generación eléctrica y para los hornos industriales, siendo aún así muy pequeñas, como se vera en la parte correspondiente.

2.1 DEMANDA HISTORICA

A continuación se estudiará los posibles mercados del producto según uso:

2.1.1 DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de Tumbes es un sistema aislado de generación, que proporciona suministro a cerca de 50 localidades de la Sub-Región Tumbes, siendo las mas importantes las ciudades de Tumbes, Zarumilla, Zorritos y Corrales (figura III.1).

El cuadro III.1 muestra la evolución de la potencia instalada y la producción de energía considerando autoprodutores, municipalidades y otros centros de carga.

El crecimiento de la potencia instalada desde 1988 ha sido de 2% promedio anual, esto causado por los escasos recursos financieros de la empresa que han dificultado las labores de mantenimiento y repotenciación, por la antigüedad de los grupos eléctricos y por el alto costo del combustible.

El consumo de energía descendió en 1991 respecto al año anterior en 10.26%, esto motivado por los ajustes en las tarifas y la profunda recesión productiva; sin embargo viene experimentado un crecimiento de 5.92% para 1993 por la reactivación económica, se espera un crecimiento continuo en los próximos años.

La distribución y comercialización en este sistema se encuentra a cargo de la Empresa Regional de Electricidad del NorOeste ELECTRO-NOROESTE S.A.

La estructura de venta de energía es del tipo doméstico, sin embargo operan como autoprodutores cargas importantes como son las empresas langostineras, molinos, industria de transformación pesquera e infraestructura de frío.

Actualmente existen 3 centrales termoeléctricas mayores en Tumbes, Zarumilla y Zorritos con un total de 20.846 MW de capacidad instalada, cuyas principales características se muestran el cuadro III.2. Esta capacidad representa el 16% del total de la capacidad de ELECTRO-NOROESTE mientras el 84% corresponde a Piura.

Se debe destacar que la máxima demanda anual para 1994 fue de 8.5 MW y las pérdidas de energía son del orden del 30 por ciento.

En vista de la descentralización de las empresas públicas de electricidad, la empresa ELECTRO-NOROESTE ha venido sufriendo una caída en la potencia instalada de sus generadores, la mayoría de las cuales se encuentran fuera de servicio o funcionando a costos onerosos, perjudicando a los principales consumidores quienes ven incrementar sus costos operativos.

2.1.2 DEL SECTOR INDUSTRIA

En el sector Industrial de Tumbes, la industria procesadora del pescado es una de las más importantes consumidoras de combustible, esta actividad sufrió una contracción debido al abastecimiento de materia prima y agudos problemas financieros como consecuencia de los elevados costos de combustibles y envases (lata) principalmente. Actualmente está en recuperación con sólo 5 empresas mayores de las 50 empresas de pequeña, mediana y gran escala que operaban hacia 1985.

Las industrias Langostinera y de Elaboración de Aceite Esencial de Limón son mercados para el consumo directo de gas muy pequeños y sólo a desarrollar en largo plazo. Según el cuadro III.3 las industrias de alimentos, bebidas y tabaco representa el mayor número de empresas.

Estas industrias consumen principalmente Diesel, Residual o GLP en sus hornos, dado que están cerca a un área muy productiva de GLP (Ecuador), ven necesario adaptarse al uso de este para satisfacer sus necesidades de combustible, por lo tanto se puede excluir el análisis de este sector, como posible inmediato consumidor del producto.

2.1.3 DEL SECTOR MINERO

En Tumbes no se tiene estudios detallados de prospección minera que permitan determinar las posibilidades de su desarrollo y posible demanda de energía.

2.1.4 OTROS SECTORES

Los otros sectores tales como transporte y doméstico poseen la ventaja de poder acceder al consumo del GLP importado del Ecuador, si es que desarrollan la tecnología necesaria para su uso.

2.2 PROYECCION DE LA DEMANDA

Para proyectar la demanda de energía eléctrica se toma en cuenta modelos que consideran el comportamiento futuro de la Economía Nacional así como del consumo eléctrico en los distintos sectores y centros de carga del país.

2.2.1 MODELOS DE PREVISION DE DEMANDA ELÉCTRICA

De este modo se utilizan los siguientes modelos:

a) Modelo Unificado de Proyecciones Específicas

Con este modelo se obtiene la demanda de energía eléctrica por centro de carga y sistema eléctrico, teniendo en cuenta como ha sido la evolución del consumo de cada uno de ellos (se considera como centro de carga al centro de enlace eléctrico importante de un sistema: barra, subestación, etc).

Este modelo clasifica el mercado eléctrico en consumo de servicio público, autoprodutores/grandes cargas y proyectos de inversión (ver anexo III.1).

Para el uso de este modelo se debe conocer parámetros como la tasa de crecimiento del consumo de energía, los factores de carga, las pérdidas de distribución, el porcentaje de participación de cada sector en el consumo total, el consumo unitario y el índice de cubrimiento, para cada uno de los centros de carga.

La proyección de la demanda de energía eléctrica para cada centro de carga, se hace considerando el comportamiento histórico de los parámetros, haciendo una previsión de las tendencias de crecimiento de cada uno de ellos, mediante un lenguaje computarizado ENPEP (Energy Predictions Electric Power).

b) Modelo Macroeconómico

El que permite determinar el consumo futuro de energía eléctrica a nivel global y sectorial, teniendo en cuenta factores demográficos, macroeconómicos y sociológicos. Además este modelo es de carácter explicativo y causal, es decir, que depende del comportamiento esperado de las variables de referencia para determinar la ocurrencia del consumo de energía eléctrica.

La proyección se hace en base a la determinación de variables globales tales como el PBI global, crecimiento poblacional y variables sectoriales como el PBI de cada sector de consumo eléctrico.

$$GWH_{total} = GWH_{servicio público} + GWH_{autoprodutores}$$

b.1) Servicio Público

- Sector Doméstico

En este modelo se considera que la proyección de consumo del sector doméstico depende del número de abonados y su consumo unitario. A su vez el número de abonados es una función del desarrollo eléctrico expresado como el coeficiente de electrificación o crecimiento de la frontera eléctrica, lo que a su vez es determinado de acuerdo a criterios políticos. Por su parte el consumo unitario depende del ingreso real del abonado y de los precios reales de la electricidad (especificado en el anexo III.2).

- Sector Industrial

En el caso del sector industrial se considera que existe una causalidad directa entre el crecimiento del consumo eléctrico y la respectiva variación del producto bruto en ese sector. Así la proyección de este consumo considera la proyección de su producto futuro y la aplicación de las elasticidades establecidas, teniendo en cuenta que estas últimas dependen de los cambios tecnológicos esperados.

- Sector Comercial

El consumo del sector comercial considera como variable importante su correspondiente elasticidad de consumo eléctrico con respecto a la previsión del producto bruto del sector respectivo.

- Alumbrado Público

El alumbrado público depende de la ampliación de la frontera eléctrica, de políticas de conservación y

racionalización del empleo de energía eléctrica y de los avances tecnológicos en el ámbito de lo que es iluminación.

b.2) Autoproductores

Esta cifra se puede obtener en base a su crecimiento histórico y las perspectivas de crecimiento económico.

Una vez proyectado el consumo eléctrico de cada uno de los sectores de consumo, es posible conocer el consumo de energía eléctrica a nivel total. Luego al sumar la demanda de Servicio Público y Autoproductores se puede proyectar la demanda eléctrica a nivel de distribución, para ello al consumo proyectado se le agregan las pérdidas de distribución, las cuales se determinan de acuerdo a la previsión en cada empresa regional.

$$GWH_{\text{distribución}} = GWH_{\text{total}} + GWH_{\text{pérdidas por distribución}}$$

Las mencionadas pérdidas de distribución incluyen las pérdidas técnicas y no técnicas. Las pérdidas técnicas están referidas a aquellas cuya ocurrencia están previstas en la planificación. Las pérdidas no técnicas son las llamadas pérdidas negras que se producen principalmente por las instalaciones clandestinas, las mismas que no se pueden registrar en la facturación.

La proyección de demanda a nivel de generación se determinará adicionando a la proyección de la demanda a nivel de distribución las respectivas pérdidas de transmisión.

$$GWH_{\text{generación}} = GWH_{\text{distribución}} + GWH_{\text{pérdidas por transmisión}}$$

Por último se llega a la proyección de la máxima demanda de potencia para el Sistema Eléctrico a través de la aplicación de los respectivos factores de carga (FC) previstos en el horizonte de planeamiento.

$$MW_{\text{(máxima demanda)}}^{\text{año n}} = \frac{GWH_{\text{generación}} \times 1000}{FC_n \times 8760}$$

donde las unidades especificadas son:

GWH : Energía en Gigavatios-hora

MW : Potencia en Megavatios

FC_n : Factor de carga para el año "n"

2.2.2 CONSIDERACIONES METODOLOGICAS

Dentro de la proyección de demanda, se estimará en primer lugar la demanda de energía y potencia eléctrica para el sistema de Tumbes, para posteriormente efectuar el balance de oferta y demanda eléctrica con la finalidad de poder determinar el equipamiento que se necesita para satisfacer la demanda en el futuro.

Este equipamiento va asociado a una producción de energía anual, la cual a su vez depende del rendimiento en el consumo de combustible. Estos rendimientos según la empresa ELECTROPERU y de acuerdo al equipo de generación son:

Grupo Diesel: 9.8 pie³/Kw-hr
Turbo Gas : 11.0 pie³/Kw-hr
Turbo Vapor : 19.0 pie³/Kw-hr

De esta manera con la producción de energía proyectada se obtendrá los pies cúbicos de gas anuales que se necesitaran para satisfacer la demanda.

2.2.3 RESULTADOS

ELECTRO-PERU para la evaluación del sistema eléctrico de Tumbes ha presentado un modelo de proyección de demanda de energía y potencia, en base a un análisis de centro de carga, (modelo a. Sub-estaciones), para lo cual ha dividido el mercado eléctrico en Servicio Público, Autoproductores como la Pequeña Industria, Langostineras, Irrigación y los proyectos de inversión, habiendo luego realizado una simulación en el despacho de energía de forma económica.

La proyección para la empresa Regional NorOeste en Tumbes se muestra en los cuadros III.4 y III.5. Según esta proyección se espera un déficit para 1995 de 7.3 MW. Asimismo se espera repotenciar los grupos existentes recuperándose una capacidad de 6.6 MW para 1996 pero aún así se tendría un déficit de 5.3 MW en ese año. Para solucionar esto se ha considerado la implementación de 2 grupos Turbogas de 10 MW cada uno que empezarán a operar en el I trimestre de 1996.

El único inconveniente que representa este equipamiento propuesto, es el reforzamiento que necesariamente se deberá efectuar en las líneas de transmisión existentes, si es que la central llega a ubicarse en inmediaciones de Zorritos.

Considerando los rendimientos antes mencionados, se ha escogido grupo de generación Turbogas, con la finalidad de estimar el consumo de gas anual y promedio diario, los resultados se muestran en el cuadro III.6 y figura III.2

3. LA OFERTA

3.1 OFERTA DEL LOTE Z-1

La oferta de gas se reduce a la que producen o pueden producir otros campos del lote Z-1 y de la costa de Tumbes, así tenemos los campos Carpitas, Cope y Zorritos, cuya explotación ha venido realizándose hace 100 años, calificándose como en una etapa semi-madura.

3.2 OFERTA DE OTROS LOTES PRODUCTIVOS DE GAS

Dentro de las empresas que producen gas asociado se encuentran los lotes I perteneciente a la empresa CAVELCAS, VI y X de PETROPERU S.A. y Z2B perteneciente a PETROTECH.

La producción comercializada y fiscalizada de estas empresas se muestra en el cuadro III.8 y alcanzó para 1994 la cifra de 9,536 MM PC anual y de 26.12 MM PC Día. Esta cifra por supuesto no incluye el consumo de gas en operaciones propias de la empresa en recuperación secundaria, producción por levantamiento artificial (gas lift), gas para motores de equipo de producción, etc.

4. BALANCE OFERTA DEMANDA

De acuerdo al análisis anterior de la demanda y oferta, se puede establecer que el yacimiento Corvina del lote Z-1 puede cubrir la demanda de gas en el sector eléctrico hasta el año 2003 (ver figura III.3), debiendo incrementarse hasta ese año la búsqueda de reservas probadas de gas de las otras 4 estructuras con la finalidad de cubrir la demanda restante. Este volumen restante es del orden de los 13 MMM Pies cúbicos.

5. TARIFAS

En general el costo de la energía en Tumbes es bastante caro. La facturación anual de energía eléctrica por tipo de conexión en 1993 demuestra que se esta pagando 8.2 ctv US\$/Kwh. (estimado para una conexión de 20KV que representa aproximadamente el 70% de los usuarios, según cuadro III.9)

Asumiendo una equivalencia de 9.8Kwh/pie³ para un grupo Diesel, esto representa 8.4 US\$/MPC gas, considerando que el precio internacional de gas oscila entre 2 a 3 US\$/MPC se establece que se esta pagando hasta 4 veces el precio de este combustible.

CAPITULO IV. INGENIERIA

1. INTRODUCCION

El presente es un estudio previo de las principales etapas involucradas en la ingeniería de desarrollo y explotación del lote Z-1. Este estudio es parte correspondiente del estudio de ingeniería para el proyecto, donde se elabora una serie de aspectos importantes, remarcando aquellos que pueden incidir en la rentabilidad del proyecto.

2. RESERVAS

El gas natural se encuentra en la formación Zorritos, a una profundidad entre 6110 a 6240 pies.

La presión original del reservorio fue de 3263 psia a la profundidad de 6270 pies. La presión promedia del gas actual es de 3240.4 psia luego de producir 155.9 MM PC gas.

Los datos generales de la formación son:

Porosidad (ϕ)	=	8 - 15 %
Saturación de Agua (S_w)	=	30 - 35 %
Permeabilidad (k)	=	4 - 18 md

De acuerdo a la evaluación del pozo C offshore, realizado por PETROPERU S.A. determinó que el volumen de Gas in-situ para el reservorio Zorritos es de 17 MMM PC (17×10^9) y mediante el método de P/Z vs Gp estimó las reservas recuperables a una presión de abandono de 1000 psia del orden de 12 MMM PC de gas natural.

3. PERFORACION Y COMPLETACION

El pozo "C" fue perforado a principios de 1982 hasta una profundidad de 8684 pies, con un lodo lignosulfonato, base agua de 12 lb/gal.

El pozo fue revestido con Tubería Conductora marina de 18" (0-400'), Casing de superficie 13 3/8" (zapato a 1517.34'), Casing Intermedio 9 5/8" (zapato a 6266.4'), Casing Producción 5 1/2" (zapato a 8421.4').

Asimismo se tomaron registros eléctricos y el pozo fue completado en tres intervalos de la formación Zorritos:
Intervalo de 8270-8244' punzonado y aislado con tapón a 8200'.
Intervalo de 6834-6670' punzonado y aislado con tapón a 6638'.
Intervalo de 6240-6110' punzonado y puesto a producción.

4. PRODUCCIÓN Y RECOLECCION

Antes de poner en producción el pozo se efectuaron pruebas de presión de fondo que dieron como resultado una presión original de reservorio de 3,623 psia a 6270', al producir 156 MM PC la presión ha declinado a 3240.4 psia. El máximo potencial de flujo (AOFPP) es de 32 MMPCD. Se tiene instalado un separador horizontal de gas de 20 MMPCD, un registrador de presión y volumen para alta presión y tanque para líquidos.

5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

El sistema de transporte y distribución de gas, considera como mejor alternativa un gasoducto frente a un buque-tanque, en vista que es el sistema de distribución mas rápido, requiere de un menor costo de operación y mantenimiento, es de fácil operación y control de fugas o pérdidas y puede llegar directamente al consumidor.

El gasoducto de alta presión es el que vendrá del pozo C de Corvina hasta el punto final que será la Central Térmica de Zorritos.

5.1 DISEÑO DEL GASODUCTO

5.1.1 FUNDAMENTO TEORICO

El flujo del gas natural en tuberías resulta por los cambios en la energía mecánica convertida a calor. El también llamado "trabajo perdido" lw representa la pérdida de energía resultante de la irreversibilidad del flujo. En el caso de una sola fase fluyente, tal como el flujo de gas en tuberías, esta irreversibilidad consiste primeramente en pérdidas por fricción, pérdidas internas debidas a la rugosidad de la pared que conforma la sarta del flujo. Con la excepción de flujo completamente laminar, la pérdida de energía lw no puede ser calculada teóricamente, esta es calculada experimentalmente y correlacionada en función a otras variables de flujo. La pérdida de trabajo es generalmente calculada usando el factor de fricción.

Ecuación General de Flujo

La base teórica de las ecuaciones de flujo de fluidos es la ecuación general de energía. Considerando un sistema estable el balance de energía entre dos puntos 1,2 de una tubería puede se descrito como:

$$U_1 + P_1V_1 + \frac{mu_1^2}{2g_c} + \frac{mgh_1}{g_c} + Q - W = U_2 + P_2V_2 + \frac{mu_2^2}{2g_c} + \frac{mgh_2}{g_c} \dots (1)$$

U = Energía Interna.

PV = Energía de expansión o compresión.

$mu^2/2g_c$ = Energía cinética.

mgh/g_c = Energía potencial.

Q = Calor añadido por el fluido.

w = Trabajo realizado por el fluido sobre el medio.

o escrita en su forma diferencial:

$$dU + d(PV) + \frac{mdu}{g_c} + \frac{mgdh}{g_c} + dQ - dW = 0 \quad \dots(2)$$

dividiendo por m para obtener la energía por unidad de masa:

$$du + d(P/\delta) + \frac{udu}{g_c} + \frac{gdh}{g_c} + dq - dw = 0 \quad \dots(3)$$

De la ley Termodinámica se tiene que:

$$dU = dH - d(PV) \quad \dots(4)$$

dividiendo por unidad de masa:

$$du = dh - d(P/\delta) \quad \dots(5)$$

donde:

dU = variación de energía interna

dH = variación de entalpía

δ = peso específico

por definición de Entropía (S)

$$dH = TdS + VdP \quad \dots(6)$$

en unidades másicas:

$$dh = Tds + dP/\delta \quad \dots(7)$$

reemplazando (7) en (5)

$$du = Tds + \frac{dP}{\delta} - d(P/\delta) \quad \dots(8)$$

reemplazando (8) en (3) se obtiene:

$$Tds + \frac{dP}{\delta} + \frac{udu}{g_c} + \frac{gdh}{g_c} + dq - dw = 0 \quad \dots(9)$$

Claussius estimó que para un proceso irreversible se cumple lo siguiente:

$$ds \geq - dq/T \quad \dots(10)$$

esta igualdad se cumple, sólo cuando se le adiciona al segundo miembro las pérdidas por fricción que es igual a la energía disipada de modo irreversible en el fluido.

$$Tds = -dq + d(lw) \quad \dots(11)$$

donde por medio de aplicación de análisis dimensional Darcy demostró que las pérdidas por fricción dependen de la velocidad (u), longitud (L) y diámetro de la tubería (D), mas un factor de fricción *f*:

$$lw = f \frac{u^2 L}{2g D} \quad \dots(12)$$

Este factor *f* se puede determinar empíricamente mediante correlaciones entre la rugosidad relativa de la tubería (e/D) y el Numero de Reynolds (Re) que nos indica el grado de turbulencia del flujo. Moody demostró que la relación es, a mayor turbulencia y rugosidad el factor de fricción es mas significativo.

finalmente reemplazando (11) en (9)

$$\frac{dP}{\delta} + \frac{udu}{g_c} + \frac{gdh}{g_c} - dw + d(lw) = 0 \quad \dots(13)$$

Resultando esta última la ecuación general de flujo de fluidos a través de tuberías.

Flujo de Gas en Tuberías Horizontales

La solución de la ecuación general de flujo para los gases reales, implica varias asunciones importantes:

1. El cambio de energía cinética es despreciable y puede tomarse como cero ($udu/g_c=0$)
2. El flujo es estable e isotérmico ($dT=0$)
3. El flujo es horizontal ($gdh/g_c=0$).
4. No existe transferencia de calor hacia o desde el gas al medio ($dq=0$).
5. No hay trabajo realizado por el gas durante el flujo ($dw=0$).

A continuación se discuten las principales asunciones:

Flujo Estable

El flujo es estable, esto es, la misma masa de gas recorre la sección transversal de la tubería en un intervalo de tiempo dado. El flujo estable en operaciones de ductos es raro, pues siempre existe en la práctica actual, pulsaciones, líquidos en el ducto y variaciones en volumen de entrada y salida del gas que causan desviaciones de la condición estable. Las desviaciones a este flujo son la principal causa de

dificultades experimentadas en un estudio de gasoductos.

Flujo Isotérmico

El flujo es isotérmico o puede ser considerado isotérmico a una temperatura promedio efectiva. El calor de la compresión es usualmente disipado dentro del terreno a lo largo del ducto en una pocas millas aguas abajo de la estación de compresión. Por otro lado la temperatura del gas esta muy cerca a la tubería que lo contiene y como usualmente la tubería esta enterrada, la temperatura del gas fluyente no esta influenciada por rápidos cambios en la temperatura atmosférica.

Compresibilidad Constante

La compresibilidad del fluido puede ser considerada constante y se puede utilizar el promedio del factor de desviación del gas. Este factor puede ser expresado como:

$$Q = \text{const.} \int_1^2 PdP/Z$$

Para obtener Z_m se debe considerar si las presiones P_1 y P_2 están dentro de la región donde Z es esencialmente lineal con la presión, entonces una aproximación para evaluar Z_m es la presión promedio $P_m = (P_1 + P_2)/2$

Por otro lado si las presiones P_1 y P_2 están en el rango diferente al comportamiento anterior (curva cóncava) el promedio será la resultante de:

$$Z_m = \frac{\int_1^2 Z dP}{(P_1 - P_2)}$$

También Z puede ser calculado por un promedio de presión dado por:

$$P_m = - \left(\frac{2}{3} \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \right)$$

Tubería Horizontal

La tubería es horizontal. En la práctica rara vez la línea del ducto es horizontal, por lo que hay factores que compensan los cambios en elevación. Con la tendencia a altas presiones de operación en los ductos, se hace necesario evaluar este factor.

Energía Cinética

La tubería es tan grande que los cambios en la energía cinética pueden ser despreciables. La asunción se justifica para trabajos en ductos de transmisión comercial.

Con estas asunciones, la ecuación de balance (13) se reduce a:

$$dp/\delta + d(lw) = 0 \quad \dots(14)$$

para resolver esta ecuación se recurre a las siguientes ecuaciones:

Ley de Gases Reales:

$$\delta = PM/ZRT \quad \dots(15)$$

δ : Peso específico del fluido
P : Presión de flujo
Z : Factor de compresibilidad
R : Constante universal de los gases
T : Temperatura de flujo
M : Peso molecular promedio del gas

Ecuación de Continuidad

$$(PV/ZT) = (P_o V_{scf}/T_o)_{CN} \quad \dots(16)$$

de acuerdo a las ecuaciones anteriores y asumiendo que entre las condiciones iniciales y finales el valor de Z no cambia significativamente, y tomando en cuenta las unidades se obtiene la fórmula General:

$$Q = K \frac{T_o}{P_o} \left[\frac{(P_i^2 - P_f^2) d^5}{STL f Z_m} \right]^{1/2} \quad \dots(17)$$

Donde:

Q = pies cub std./hr	Pi = Presión ini. psia
K = 3.23	Pf = Presión fin. psia
To = 520 °R	T = Temp. flujo °R
Po = 14.7 psia	L = Longitud en millas
d = I.D. pulg.	f = coeficiente fricción
S = sp-gr Gas	Z _m = Compresibilidad media

Fórmula de Weymouth

Para el caso de flujos de alta presión el coeficiente de fricción depende del diámetro de la Tubería. Tal como lo considera Weymouth en la siguiente ecuación:

$$Q = 18.062 \frac{T_o}{P_o} \left[\frac{(P_i^2 - P_f^2) d^{16/3}}{STLZ_m} \right]^{1/2} \quad \dots(18)$$

donde el valor del coeficiente de fricción se puede obtener aproximándolo a la siguiente fórmula:

$$f = \frac{0.032}{d^{1/3}}$$

Compensación por elevación

En la práctica actual, las líneas de transmisión de gas son desviadas considerablemente de la horizontal. esto obliga a incluir los efectos de gravedad dentro de la ecuación de balance de energía. Fergusson desarrolló una ecuación partiendo de esta corrección y logró obtener una fórmula similar a la de Weymouth, considerando los efectos de diferencia de nivel.

$$Q = 3.23 \frac{T_o}{P_o} \left[\frac{(P_i^2 - e^s P_f^2) d^5}{STL_e f Z_m} \right]^{1/2} \quad \dots(19)$$

donde :

$$L_e = \frac{e^s - 1}{s} L \quad \text{es la longitud corregida.}$$

y además:

$s = 0.0375 S \Delta h / (T Z_m)$ es coeficiente de flujo

Se debe notar que Δh es la elevación (es positiva si la altura de salida es mayor que la de entrada)

Dentro del diseño se plantearán algunas consideraciones que inciden en el dimensionamiento del gasoducto.

5.1.2 CONSIDERACIONES SOBRE EL GAS SECO

Composición

Ya que el gas transportado será usado básicamente como combustible para generación eléctrica, el contenido de hidrocarburos es muy importante. En el capítulo II, se ha definido al gas seco como producto y sus principales componentes son el metano (98.2%) y pequeñas cantidades de etano (1.3%) y otros hidrocarburos más pesados y trazas de otros gases (0.5%) tales como anhídrido carbónico, oxígeno y nitrógeno.

Gases Ácidos

En cuanto a la presencia de gases ácidos (CO_2 , SO_2 y H_2S), el gas deberá tratarse antes de entrar en la línea de transporte. La mayoría de especificaciones de línea de flujo, limitan su contenido de H_2S a 0.25gr/100 PC (aproximadamente 4 ppm), en el análisis cromatográfico se encontró que hay una cantidad de H_2S aproximada a 4.05 ppm en la composición del gas; sin embargo esta cantidad deberá precisarse pues de 5 muestras tomadas del fluido sólo 2 detectaron la

presencia de este gas, altamente corrosivo y venenoso.

Formación de Hidratos

La presencia de hidratos es otro problema que se puede resolver con la inyección de metanol a una dosificación de 1 gal/ MMPCD, el cual ha dado resultados satisfactorios en las pruebas del pozo productor.

La especificación sobre el contenido de agua permisible para evitar la formación de hidratos oscila entre 6 y 7 lbs/MM PC de gas.

Sin embargo para efectos de diseño la presión de ingreso al ducto debe estar por debajo de la presión a la cual los hidratos pueden coexistir conjuntamente con la fase líquida y gas (ver figura IV.1 y anexo A.IV.1). Se ha estimado que para un gas con una composición de menos de 1% de propano ($sp-gr=0.56$) la formación de hidratos se origina a partir de 1015 psia a una temperatura de $15^{\circ}C$ ($60^{\circ}F$). Para temperaturas mayores, la formación de hidratos necesitara de presiones sobre los 1000 psia, con esto queremos decir que se puede disminuir el riesgo de formación de hidratos en el ducto, ajustando el diseño a la presión necesaria.

Producción de Líquidos

La producción de líquidos se deberá realizar en el separador horizontal de superficie, ubicado en la plataforma. Se tiene que la producción de líquidos en superficie es de 2.19 Bls/MMPC. La composición de este líquido es de 60% kerosene y 40% de gasolina pesada. Este pool se puede vender como LGN o

utilizarse en operaciones propias, dada que la máxima producción diaria será de 6 MM PCD (en los próximos 10 años), se asume que la producción de líquidos no representará problemas operativos mayores.

Propiedades

Las propiedades del gas a transportarse se calculan a continuación:

Composición molecular

Metano	98.2% x 16 =	15.71
Etano	1.0% x 30 =	0.30
Propano	0.8% x 44 =	<u>0.35</u>
	PM =	16.36

Gravedad Específica: $16.36/28.96 = 0.565$

Propiedades críticas:

Comp.	Tc	Pc	%	Tc, °R	Pc, psia
CH ₄	343.1	673	98.2	336.92	660.89
C ₂ H ₆	550.0	708	1.0	5.50	7.80
C ₃ H ₈	665.8	617	0.8	<u>5.33</u>	<u>4.94</u>
				Tc= 347.75	Pc= 673.63

Calor de Combustión :

	Calor BTU/pie ³	%	Poder C.
Metano	909	98.2	892.64
Etano	1644	1.0	16.44
Propano	2379	0.8	<u>19.03</u>
			928.11

Poder calorífico = 928.11 BTU/pie³

Ejemplo de calculo de Z (factor de compresibilidad)

P inicio = 1000 psi

P final = 500 psi

P media = 750 psi

Presión Reducida

Pr = 750/673.63 = 1.113 <> 1.1

Temperatura Reducida

Tr = 520/347.75 = 1.495 <> 1.5

Del gráfico Pr vs Tr se obtiene Z = 0.9 (Standing-Katz)

5.1.3 SELECCION DE LA RUTA

La elección de la ruta se concentra en dos opciones, la primera es dirigir el gasoducto hacia la playa Zorritos, ubicada en las proximidades de la ciudad de Zorritos, y la otra posibilidad es dirigirlo hacia los antiguos campos petroleros de Zorritos (Bocapan), zona más alejada de la ciudad y por tanto menos probable de tener problemas ecológicos. En ambos casos es fuertemente dependiente de la ubicación de la Central Térmica por parte de Electro-NorOeste.

La figura IV.2 nos muestra en el primer caso, el recorrido considerando un error de 5%, es de 8.7 millas (14 Km), en el segundo caso el recorrido es de 9.3 millas (15 Km). En todo caso las tuberías sobrantes pueden utilizarse como repuestos.

En ambos casos, el gasoducto recorre casi en su totalidad el suelo marino del zócalo continental, con 0.4% de pendiente, calificada como pendiente suave.

5.1.4 CONSIDERACIONES DE PRESION

Se esta considerando una presión de ingreso al gasoducto máxima de 1000 psi, puesto que ese valor es el promedio de diseño de otros gasoductos similares. Además no esta considerando un sistema de recompresión debido a que la distancia de recorrido es de aproximadamente 14 Km.

El factor de compresibilidad del gas se calcula mediante el gráfico de P_r, T_r vs Z para mezcla de gases.

Se esta considerando una presión de llegada entre los 900 psi y 200 psi en la planta de venta, en este lugar, esta presión será regulada a 150 psi para la entrega a la central térmica.

5.1.5 CONSIDERACIONES DE FLUJO

Dentro de las consideraciones de flujo, debido a que el calor se disipa rápidamente a través de las tuberías y más aún si estas se encuentran en medio submarino, en el cual la temperatura es menor a la de superficie. El rango de temperaturas máxima y mínima en Tumbes es de 32°C y 19°C, es de suponer que en el fondo del mar esta temperatura disminuya. Se utilizará por tanto una temperatura media de 15°C. Así en un gas de 0.56 de gravedad específica la formación de hidratos comienza a 1000 psia como presión mínima, a temperaturas mayores, la formación de hidratos será mas difícil pues se necesita presiones mayores.

Otro punto importante es el caudal de gas de diseño, debido a que la demanda promedio diaria solo refleja el consumo promedio, se deberá determinar el máximo consumo en horas punta, para esto se recurre al llamado factor de carga del sector.

$$\text{Máxima demanda (MMPCD)} = \frac{\text{Demanda diaria promedio (MMPCD)}}{\text{Factor de Carga}}$$

El sector eléctrico según ELECTROPERU tiene un factor de carga de 0.65, esto significa que si la demanda promedio diaria al final del proyecto es de 6 MMPCD, se deberá diseñar un ducto para una capacidad aproximada de 9 MMPCD.

5.1.6 RESULTADOS

Cálculo del Diámetro de la Troncal

En el siguiente cuadro IV.1 se ha calculado diámetros de Tubería de acero comercial, para presiones de llegada desde 900 a 200 psi y para una presión inicial de 1000 a 300 psi.

La Tubería comercial escogida para los cálculos es API Standard 5LX grado A (ver tablas del cuadro IV.2).

Según el cuadro IV.1 existen dos opciones de diámetro para la troncal, estas son de 5 9/16" y 6 5/8" y las correspondientes presiones mínimas son 700 y 300 psi, se prefiere utilizar la primera, es decir 700 psi, en vista que la regulación de la presión de cabeza sea la menor posible (relación BHP/Pin.=3), por tratarse de un lugar aislado donde realizar el monitoreo es costoso.

Cálculo del Espesor de Tubería

Una vez calculado el diámetro de la tubería, se determina el espesor de la misma en base a la fórmula de Barlow:

$$P \text{ máxima de operación} = \frac{2 * S * t * F * E * T}{D}$$

Donde:

- S = Limite elástico mínimo especificado
- F = Factor de aplicación según localización
- E = Factor de unión o de junta de la tubería
- T = Factor Térmico según temperatura
- D = Diámetro nominal (pulg)
- t = espesor nominal (pulg)

Las siguientes cuadros IV.3,4,5 y 6 son los factores que se utilizan en el cálculo del espesor de tubería:

En cuanto a la longitud de tuberías se ha considerado la Cedula 40 resumidas en el cuadro IV.7.

Los resultados de la aplicación de esta fórmula se presentan también en el cuadro IV.1 anterior

Finalmente la tubería escogida es:

API Std 5LX O.D. 5 9/16", 0.188", 9.02 lb/ft
--

Diseño de la estación reguladora

La estación de regulación sirven para reducir la presión de ingreso al gasoducto desde la cabeza del pozo, puesto que las presiones en la cabeza para una producción de 5 MMPC están sobre los 2250 psi, se tendrá que reducir hasta los 700 psi. Luego al final del ducto (en tierra) se tendrá una presión de 600 psi que será reducida para ingresar a la planta de venta a 150 psi -donde se encuentran los separadores, manifold, etc.- según los requerimientos de la central.

La estación reguladora en la plataforma comprende de filtros, válvulas de bloqueo, control y alivio, mientras que en tierra se incluirá un separador y manifolds.

Cálculo de la válvula reguladora de presión

$$CG = \frac{1249.5 Q (S T)^{\frac{1}{2}}}{(P_1 - P_2)^{0.4425} P_1^{0.5575}}$$

Donde:

CG = Factor de tamaño de la válvula reguladora

Q = Gasto en MMPCD

S = Gravedad específica del gas

T = Temperatura de flujo

P₁ = Presión de llegada (psia)

P₂ = Presión regulada (psia)

Cálculo de la válvula de seguridad

$$AVS = \frac{1.77 Q (STZ_m)^{\frac{1}{2}}}{1.1P_1}$$

AVS = Área del orificio de la válvula
Q = Gasto en MMPCD
S = Gravedad específica del gas
T = Temperatura de flujo
P₁ = Presión regulada (psia)
Z_m = Factor de compresibilidad del gas

Reemplazando los datos se obtiene:

CG_{plataforma} = 101.02 @80% de apertura -> Válvula 1 1/4"
CG_{tierra} = 365 @80% de apertura -----> Válvula 1 1/4"

Luego:

AVS_{plataforma} = 0.34"
AVS_{tierra} = 1.62"

Quedando completamente definido el diseño de las válvulas con estas especificaciones.

6. PLANEAMIENTO Y OPERACIÓN

Una vez realizado el diseño al tamaño requerido por el mercado, se procede a tal negociación para la ejecución de la obra, esto origina un retraso pues se deberá realizar los estudios de factibilidad y definitivos antes de convocar a licitación o adjudicación directa de la concesión o contrato.

Se ha preparado para tal motivo, un cronograma sobre el planeamiento y la operación del proyecto, el que se muestra en el cuadro IV.8.

CAPITULO V. ASPECTOS ECONÓMICOS

1. INTRODUCCION

Los aspectos económicos tienen que ver mucho con la operación del campo así como el planeamiento, operación y construcción del gasoducto a Zorritos. Se esta planteando un período de inversión 1994-1996 que incluye reacondicionamiento del pozo "C" (realizado en 1994), los estudios de factibilidad, definitivos (a realizarse el año 1995) y construcción del gasoducto y planta de ventas (1er semestre 1996), Además considera la perforación de un pozo adicional el quinto año de operación del proyecto.

2. COSTOS DE DESARROLLO DEL CAMPO

2.1 INVERSION

La inversión del desarrollo del campo se realizara en dos etapas. La primera finaliza el primer semestre de 1996, la segunda etapa (pozo adicional) corresponde al año 2000 (segundo semestre)

2.1.1 Reacondicionamiento del Pozo "C"

Según el informe acerca de la evaluación del pozo "C" en el lote Z-1, se invirtieron aproximadamente 861,600 US\$ en la reactivación del pozo, según se muestra en el cuadro V.1.

Estas dos últimas inversiones se puede asumir como intangibles, puesto que la inversión en activo fijo fue sólo en reparación de plataforma y cabezal (operación marina).

2.1.2 Perforación de Pozo Adicional

Se considera la perforación de un pozo adicional el cual deberá sumarse a la producción del pozo "C" cuando la demanda promedio diaria sobrepasa la producción del pozo. Esta inversión adicional se realizará en el año 5 de operación del proyecto con la finalidad que entre en operación el año 6 del proyecto. El monto estimado para esta inversión se muestra en el cuadro V.2.

El costo de una plataforma es de aproximadamente 2 MM US\$ sin embargo se asume que el nuevo pozo puede ser perforado direccionalmente desde la plataforma del pozo "C".

2.2 GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El costo de operación es afectado con la variación del precio internacional del petróleo; sin embargo se considera para el petróleo un costo de operación de 4 a 15 \$/Bbl dependiendo de la ubicación (offshore u onshore)

El precio de gas en boca de pozo obtenido en nuevos contratos en los EE.UU. oscila entre 0.05-0.25 US\$/MPC para 1995.

En vista que la información es escasa, se ha procurado calcular un aproximado de los costos en base a un presupuesto de trabajo (ver cuadro V.3).

Además se deberá considerar que a partir del año 6 se operarán dos pozos, lo que obliga a incrementar los costos en el rubro 003 Material, puesto que los otros rubros pueden absorber las necesidades del nuevo pozo. Se ha estimado un adicional de 20,000 US\$ adicionales a partir del año 6 de operación del proyecto. Es decir el costo anual a partir del año 6 será de 117,460 US\$/año

3. COSTOS DE GASODUCTO

3.1 INVERSION

Los costos de inversión del gasoducto corresponden a la de un gasoducto o línea submarina, los podemos dividir en los siguientes:

- Costo de Material
- Costo de Instalación
- Costo de derecho de vía
- Varios (Incluye Ingeniería, Supervisión, Administración, Overhead, Contingencias e Intereses.)

La composición de estos costos difiere según el tipo de instalación, según Gas & Oil Journal en el Report PipeLine Construction (1988) la distribución promedio de estos costos para una operación Offshore representó lo siguiente:

- Material	50.0%
- Instalación	27.8%
- Derecho de vía	0.1%
- Otros	22.1%
Total	100.0%

3.1.1 Costo de Material

El costo del material corresponde a la Tubería de 5 9/16" la cual tiene un costo de 27.35 \$/mt (precio CIF) considerando un arancel del 15% al producto. El costo total para los 14 km considerando un error de 5%, será de 402,405 US\$. A esto se debe agregar los costos de válvulas, reguladores, protección catódica, soldaduras y otros accesorios. La distribución de este material según Gas & Oil Journal es de:

- Tubería	70%
- Reguladores, Válvulas P. Catódica y Otros	30%
Total	100%

Considerando que se tiene el costo de las tuberías, se puede aproximar la inversión en el otro rubro a 172,305 US\$. Además se esta considerando la construcción de una planta de ventas (separadores, medidores, tratadores, oficinas, etc) de una extensión aproximada a 1000 m² con una inversión de 300,000 US\$ (300US\$/m²). La inversión total en materiales será entonces de 874,350 US\$

3.1.2 Costo de Instalación

Se ha preferido utilizar el costo de instalación y montaje de acuerdo a la distribución de la inversión anterior, es decir el 27.8% de la inversión total, por tanto el costo será de 486,139 US\$.

3.1.3 Costo de Derecho de Vía

El costo de derecho de vía es mínimo pues la planta de venta se encontrará en la playa Zorritos, la otra alternativa es ubicarla en Bocapan; sin embargo se evaluará solo el derecho de vía para el uso de la playa Zorritos. Esto representa el 0.1%, por tanto el costo es de 1,749 US\$.

3.1.4 Costo de Ingeniería y Otros

Corresponde al 22.1% de los costos totales, esta cifra corresponde a los estudios definitivos de ingeniería, administración del proyecto, supervisión de la ejecución, overhead, patentes, seguros y

algunas tasas, Además de los imprevistos. La inversión en este rubro es de 386,463 US\$.

3.1.5 Total Inversión

Finalmente se tiene el total de la inversión en el gasoducto de US\$ 1'748,700 dólares.

3.2 GASTOS OPERATIVOS

Los gastos operativos corresponden a los costos de operación y mantenimiento del gasoducto y a los gastos de ventas del producto.

3.2.1 Costos de Operación y Mantenimiento

El costo de operación y mantenimiento de un gasoducto oscila entre 4-10% del monto total de su inversión, se tomará este último valor como un criterio conservador. Se debe establecer que el costo se mantendrá a lo largo del horizonte del proyecto. Este valor será de 174,870 US\$/año

3.2.2 Gasto de Ventas

Los gastos de ventas al año se refieren a los gastos que se deberán realizar para la administración y ventas del producto hacia la central térmica, en vista que el consumo de gas de parte de la central térmica irá incrementado con el tiempo se deberá negociar un contrato donde se debe ajustar el flujo diario, mensual o anual que deberá entregar el gasoducto, Además se deberá promover los beneficios del producto entre el sector industrial. Esto supone un gasto adicional (personal de ventas, asesoría

legal, etc) que deberá cubrirse, se estimará como 40,000 US\$/año

4. DEPRECIACION Y AMORTIZACION DE INTANGIBLES

Para el pozo y las tuberías se ha considerado una depreciación de 20 años, mientras que para otros equipos y materiales se ha considerado 5 años, la Ingeniería y otros intangibles se amortizan en 3 años.

A partir del año 6 se considera la depreciación del pozo adicional, así como su correspondiente amortización.

5. IMPUESTOS Y REGALIAS

La obtención del contrato dependerá del monto de la regalía que la contratista estará dispuesta a ofrecer al estado por la explotación del recurso, para este caso consideramos una regalía de 20% sobre el precio de venta del producto. Es decir la participación de la contratista en el precio será del 80%.

El impuesto a la renta para una contratista peruana es del 30%, según los regímenes legales a que esta sujeta.

6. COMERCIALIZACIÓN Y VENTAS

La comercialización del gas se hará mediante los contratos llamados "Take or pay", el cual establece una cantidad base de ventas de gas. Este consumo puede variar de acuerdo a la demanda del consumidor, ocasionado por incremento de horas pico del consumo de energía eléctrica. En este caso el consumidor puede comprar gas adicional, más si ocurre lo contrario, no puede devolver o reducir el volumen del producto comprado si es que lo considera excedente, debiendo asumir su utilización o eliminación, de ser el caso.

El volumen de ventas establecido de acuerdo al estudio de Mercado es de 3 MMPCD el año 1996, el cual incrementa conforme al cuadro V.5 hasta alcanzar los 6 MMPCD al año 2010.

El sistema de precios internacional establece una correlación entre el precio del petróleo y el precio del gas tomando como referencia el valor del residual en el mercado, el cual generalmente sirve de referencia.

El precio de gas en boca de pozo generalmente oscila entre los 0.2 a 1.0 US\$/MPC (ó US\$/MM BTU), mientras que los costos de transporte oscilan entre 40 a 60% del precio al productor.

El precio de los combustibles sustitutos a un precio del petróleo de 18 US\$/Bbl son:

Precio de Residual = 2.40 US\$/MM BTU

Precio de Diesel = 4.15 US\$/MM BTU

El precio por último puede discriminarse según el sector de consumo ya sea eléctrico, industrial u otros.

Por lo tanto se deberá comercializar el gas a un precio menor a los anteriores combustibles con la finalidad de enfrentar con éxito la sustitución de combustibles.

CAPITULO VI. EVALUACION

1. CONSIDERACIONES

1.1 FLUJO DE CAJA

El flujo de caja es un estado financiero del proyecto que nos permite evaluar el flujo de ingresos y gastos considerando para ello los aspectos económicos antes mencionados, además se tomará en cuenta la tasa de descuento del capital, el valor residual de los activos así como la depreciación y amortización de intangibles.

Las inversiones se han considerado en dos etapas la primera desde 1994-1996, mientras que la segunda etapa es para el año 2000. Los montos de inversión se especifican según activo fijo e intangibles en el cuadro VI.1.

Los gastos operativos se han considerado la suma de las dos actividades: desarrollo de campo y gasoducto. Estos se muestran en el cuadro VI.2

1.2 TASA DE DESCUENTO

La tasa de descuento se esta tomando para proyectos de construcción e infraestructura, es decir un 10%.

1.3 VALOR RESIDUAL

Generalmente el valor residual de los equipos y materiales no es similar al valor contable por lo tanto emplearemos un valor residual igual al 10% de su valor de inversión (para proyectos de infraestructura).

La depreciación y amortización de intangibles se considera un arreglo contable que sirve como escudo fiscal para deducción de impuestos. Esto generalmente se obtiene en el estado de perdidas y ganancias; sin embargo para simplificar el análisis se ha preferido incluirlo en el cuadro del flujo de caja.

2. RESULTADOS

Se ha considerado una evaluación económica sin financiamiento para estimar las bondades del proyecto por si solo. En todo caso se deberá verificar que cualquier financiamiento que se le aplique, deba tener un apalancamiento positivo.

Los resultados de la evaluación económica a nivel de empresa se muestran en el cuadro VI.2 siguiente, cuyas conclusiones son:

Precio del Gas	:	1.6 US\$/M PC
Valor Actual Neto	:	6,301.6 MUS\$
Tasa Int. de Retorno	:	33.15 %

Se ha tomado este precio, puesto que la rentabilidad mínima que se exige es de 30% para este tipo de proyectos. Además este valor nos permite tener un flujo positivo durante la operación, en caso contrario existiría el problema de doble TIR. Por lo tanto se plantea que sea el mínimo precio que justifica el proyecto. El contratista puede incrementarlo de acuerdo a otros indicadores que aseguren superar la baja liquidez del año 6.

3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

La sensibilidad al precio del gas se refleja en la rentabilidad del proyecto, así se tiene del cuadro VI.4 lo siguiente:

A un precio de gas de 1.0 US\$/MPC la rentabilidad (TIR) disminuye a 19.6% y el VAN es de US\$ 2,303.3 miles de dólares mientras que si aumenta a US\$ 2.0 US\$ la TIR incrementa a 41.1% y el VAN a US\$ 8,967.1 miles de dólares.

La sensibilidad a las regalías es otro punto importante se esta considerando como límite el 50% de participación y tal como muestra el cuadro VI.5 se estableció lo siguiente:

Que la regalía afecta considerablemente la rentabilidad del proyecto pues al incrementarse a 30% se reduce la TIR a 28.2% cifra que esta por debajo del límite exigido a este tipo de proyectos.

Adicionalmente se ha determinado la sensibilidad a las inversiones, costos e ingresos. Estas cifras se obtiene dividiendo el Valor Actual Neto del proyecto entre los flujos actualizados de Inversiones, Costos e Ingresos respectivamente que se muestran en el cuadro VI.3 al mismo año de evaluación del VAN.

$$\text{VAN/VA INVERSIONES} = 1.96$$

$$\text{VAN/VA COSTOS} = 2.56$$

$$\text{VAN/VA INGRESOS} = 2.72$$

Esto significa que si las inversiones crecen a 96% el VAN del proyecto es negativo, por lo tanto el proyecto resulta antieconómico.

Si los costos incrementan en 156% de su valor actual, el proyecto tiene un VAN negativo y también será negativo si los ingresos se reducen en 172%. Esto nos demuestra que existe una mayor sensibilidad a las inversiones que a las otras dos variables.

Estas cifras permiten realizar una supervisión de costos e ingresos para una evaluación ex-post del proyecto.

CAPITULO VII. IMPACTO AMBIENTAL

1. DEFINICIONES

Se entiende por "Contaminación del Ambiente Marino" la introducción por el hombre, directa o indirectamente de sustancias y energía en el medio ambiente (incluidos los estuarios) cuando produzca o pueda producir efectos nocivos tales como: daños a los recursos vivos y la vida marina, los peligros para la salud humana y las actividades marítimas; incluidas la pesca, el deterioro de la calidad del agua de mar para su utilización y menoscabo de los lugares de esparcimiento.

Un hidrocarburo puede clasificarse según su toxicidad general, estado físico y cambios con el tiempo y exposición al ambiente.

- Tipo 1: Hidrocarburos livianos, volátiles tales como diesel gasolina entre 35-50 °API
- Tipo 2: Hidrocarburos no pegajosos, refinados medios o pesados entre 20-35 °API
- Tipo 3: Hidrocarburos pesados, residual, medio a pesado de base asfáltica entre 10-20 °API
- Tipo 4: Hidrocarburos no fluídos, pesados y residual de 10 °API.

En el plan de contingencias de la Capitanía del Puerto de Zorritos se reconoce como zona crítica de contaminación el área costera comprendida desde Punta Capones (Tumbes) hasta Punta Aguja (Bayóvar).

2. RIESGOS DE PLATAFORMAS MARINAS

Los peligros principales de un accidente en las plataformas con la subsiguiente contaminación por petróleo y gas son:

- Reventón (blow out) descontrolado seguida de una posible explosión.
- Incendio y explosión de una unidad offshore.
- Colisión de un buque con una plataforma
- Viento fuerte y oleaje.

En todos los peligros antes mencionados cobra importancia el desgaste y fatiga de los materiales.

Observando los siguientes puntos será factible prevenir o por lo menos aminorar las consecuencias que resultan de eventuales colisiones entre buques y unidades marinas de producción.

- a. Severas restricciones y dirección de tráfico marítimo en las regiones vecinas a instalaciones offshore.
- b. Tener un buen sistema de comunicaciones entre los buques y las instalaciones marinas.
- c. Plataformas marítimas bien construidas con sus respectivos refuerzos e iluminación suficiente.
- d. Remolcadores de salvamento y entrenamiento del personal en dicha labor.

3. CONTAMINACION AMBIENTAL

La contaminación debida a la explotación del petróleo y gas en el Zócalo Continental podemos clasificarlo en general de la siguiente manera.

a. Plataformas de Producción

- En la línea de descarga del gas de los separadores de aire.

- Limpieza y drenaje de los tanques de almacenamiento de crudo.
- En la línea de transferencia de petróleo y gas de las baterías a las estaciones de bombas y de estas a tierra.
- Drenaje de los lubricantes usados en los motores, bombas y compresores instalados en la plataforma.

b. Plataformas de Perforación

- En la zaranda vibradora.
- En la plataforma del equipo cuando se sacan las tuberías de perforación.
- Drenaje de los lubricantes usados en los motores y bombas que es parte del equipo de perforación.

El agua producida junto con el petróleo y gas es separado y descargado, el cual se diluye en volúmenes considerables de agua marina, el cual inmediatamente sufre una serie de cambios en la concentración y la composición. Los mecanismos son dilución, evaporación, dispersión, emulsión, degradación biológica. Estos procesos naturales como es lógico disminuyen rápidamente la concentración de hidrocarburos.

En el zócalo continental del Noroeste peruano, la composición química del agua producida muestra un predominio de cationes Sodio, Calcio y Magnesio. Según el cuadro VII.1 la mayoría de los iones metálicos presentes en el agua producida del pozo "C" son también comunes en el agua marina.

Sin embargo esto no significa que se deban tomar las medidas, ni análisis necesarios durante la perforación y la producción para evaluar el grado de toxicidad del medio ambiente causado por estas actividades.

Los metales considerados generalmente tóxicos están presentes en muy bajas concentraciones, tal es que muchos de ellos no son detectables.

El peligro de descargar el agua producida del medio marino conteniendo trazas de metales tóxicos depende de:

1. Concentración de las trazas metálicas en el agua producida
2. Concentración de trazas metálicas en el mar.
3. Niveles normativos de toxicidad.

En proyectos que tengan alta probabilidad de contaminar el medio ambiente es decir superan los niveles normativos de toxicidad, deberán incluirse las inversiones necesarias de tal manera que los daños de contaminación sean mínimos. en algunos casos, estas inversiones podrían convertir al proyecto en económicamente no viable.

CONCLUSIONES

1. Existe un importante mercado para el gas natural del lote Z-1, el consumidor inmediato es el sector eléctrico, representado por la empresa ELECTRO-NOROESTE a través de sus grupos de 20 MW.
2. Es factible instalar un gasoducto de 5 9/16" a una presión de 700 psi que reducirá la formación de hidratos.
3. La evaluación económica del Proyecto Energético en Base al Gas del Zócalo Continental para una producción de gas entre 3 y 6 MMPCD arroja una rentabilidad de 33.15% y un VAN de 6.3 MMUS\$ para una tasa de descuento del 10%.
4. En el análisis de sensibilidad, se encuentra que el proyecto es más sensible a las inversiones y en menor medida a los ingresos; sin embargo se exige una rentabilidad mínima del 30% para la industria petrolera.
5. Se justifica económicamente el proyecto a un precio mínimo de 1.6 US\$/MPC de gas, considerando que la evaluación del sector eléctrico indica que el costo más atractivo de combustible para generación es de 1.9 US\$/Kwh o sea 1.72 US\$/MPC de gas, para unidades T.G. y 2 US\$/MPC de gas para grupos Diesel.

RECOMENDACIONES

1. Efectuar el estudio de factibilidad con la finalidad de cuantificar los beneficios finales del proyecto a un precio base mayor o igual a 1.6 US\$/MPC de gas.
2. Efectuar el estudio de mercado que considere la opción de los sectores industrial y doméstico.
3. Efectuar un nuevo muestreo y análisis de H₂S e hidratos para determinar los costos de tratamiento.
4. Efectuar un análisis de los costos operativos analizando con la estructura de otros países de mayor aplicación de gas. Esto en vista que se trata de un proyecto de escasos antecedentes en el país.
5. Efectuar el estudio de evaluación de impacto ambiental, asimismo los costos de prevención, control y mitigación de contaminación y sus efectos sobre el proyecto.

BIBLIOGRAFIA

1. Well Design, G. Craft.
2. Petroleum Production Handbook, T. Frick.
3. Gasoducto de Zona Petrolera NW a Sullana y Piura, J. Torres, Tesis de Grado.
4. Mercado de Gas Natural en el Perú, I. Sedano, Tesis de Grado.
5. Surface Operations in Petroleum, G. Chiluger & C. Beeson.
6. Gas & Oil Journal, Pipe Line Economics Report, Varios años.
7. Precaución y Control de Derrames de Hidrocarburos en Maritimos, J. Villar, Tesis de Grado.
8. Inyección de Agua en el Zócalo, J. De Tomas, Tesis de Grado.
9. Natural Gas Handbook, D. Katz.
10. Natural Gas Handbook, Industrial Press.
11. Natural Gas Hydrate, E. Sloan Jr., Journal of Petroleum Technology, December 1991.
12. Predictions of Condition for Hydrate Formation in Natural Gas, Trans AIME, 1945.
13. Natural Gas Hydrates, Trans AIME, 1942.
14. Pipeline & Gas Industry, Construction Report, January 1995.
15. Pipeline Industry, "Estimate Pipeline Relay Costs", R.D. Green, July 1989.
16. Evaluación Pruebas de Formación del Pozo "C" Offshore, G. Ramos, Tesis de Grado.
17. Expansión Eléctrica en base al Gas de Camisea, Convenio UNI-ELECTROPERU, 1993.
18. BCR, Memorias, año 1990-1993.
19. Plan Maestro ELECTROPERU, 1992 y 1993.
20. Manual de Proyectos de Desarrollo Económico, ONU.
21. Formulación y Evaluación de Proyectos, Sapag-Nassir.
22. Manual de Costo de Construcción y Mano de Obra, CAPECO.